

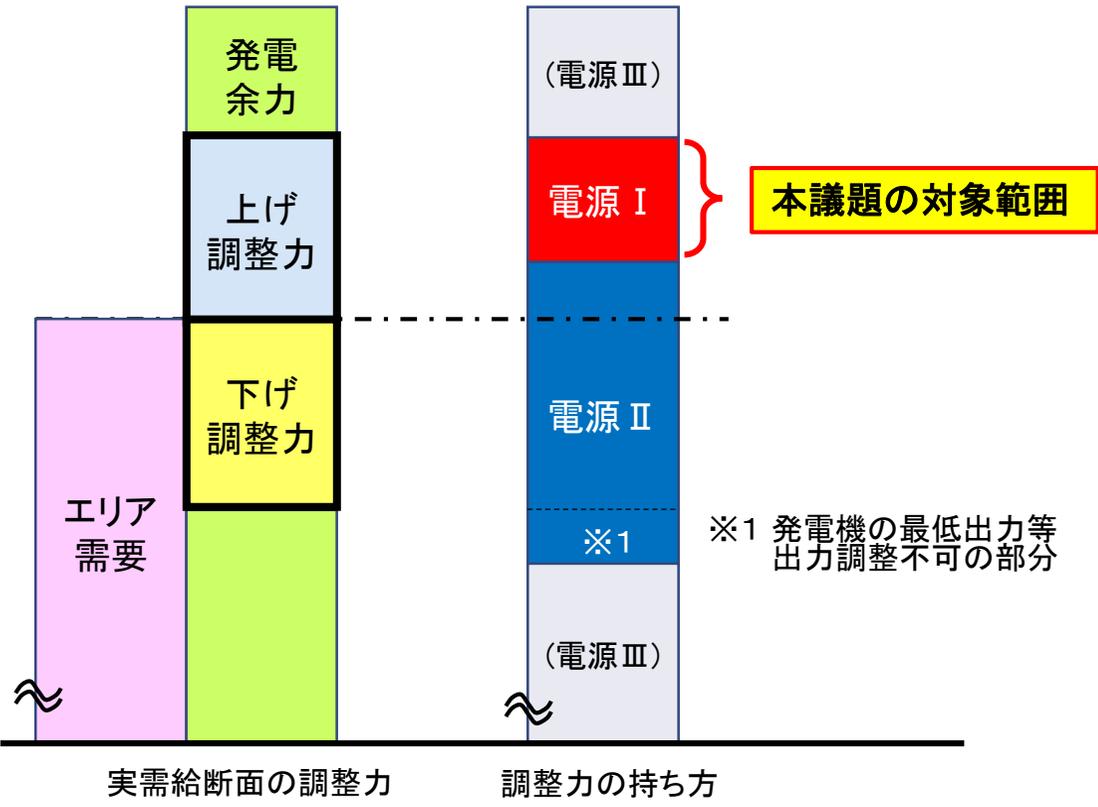
電源 I の必要量・要件について

平成28年8月4日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

■ 本日は、前回委員会においてお示した「電源 I として予め確保する量の検討における論点」についてご議論いただきたい。

- (1) 電源 I の必要量の考え方について(前回委員会 論点1・2)
- (2) 電源 I の要件の考え方について(前回委員会 論点3)



電源 I
一般送配電事業者がアンシラリーサービスの専用として常時確保する電源等

電源 II
小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗り電源

※1 発電機の最低出力等出力調整不可の部分

- 電源Ⅰとして予め確保する量の検討にあたっては、具体的には、以下の論点について整理する必要があり、次回以降の委員会でご議論いただきたい。

(論点1) 実需給断面で確保すべき調整力と電源Ⅰとして確保する量の関係性

一般送配電事業者は、実需給断面で必要となる調整力を電源Ⅰと電源Ⅱから確保するため、予め電源Ⅰとして確保する量の算定にあたっては、実需給断面において電源Ⅱから確保される上げ調整力の量の見積もり方について整理する必要がある。

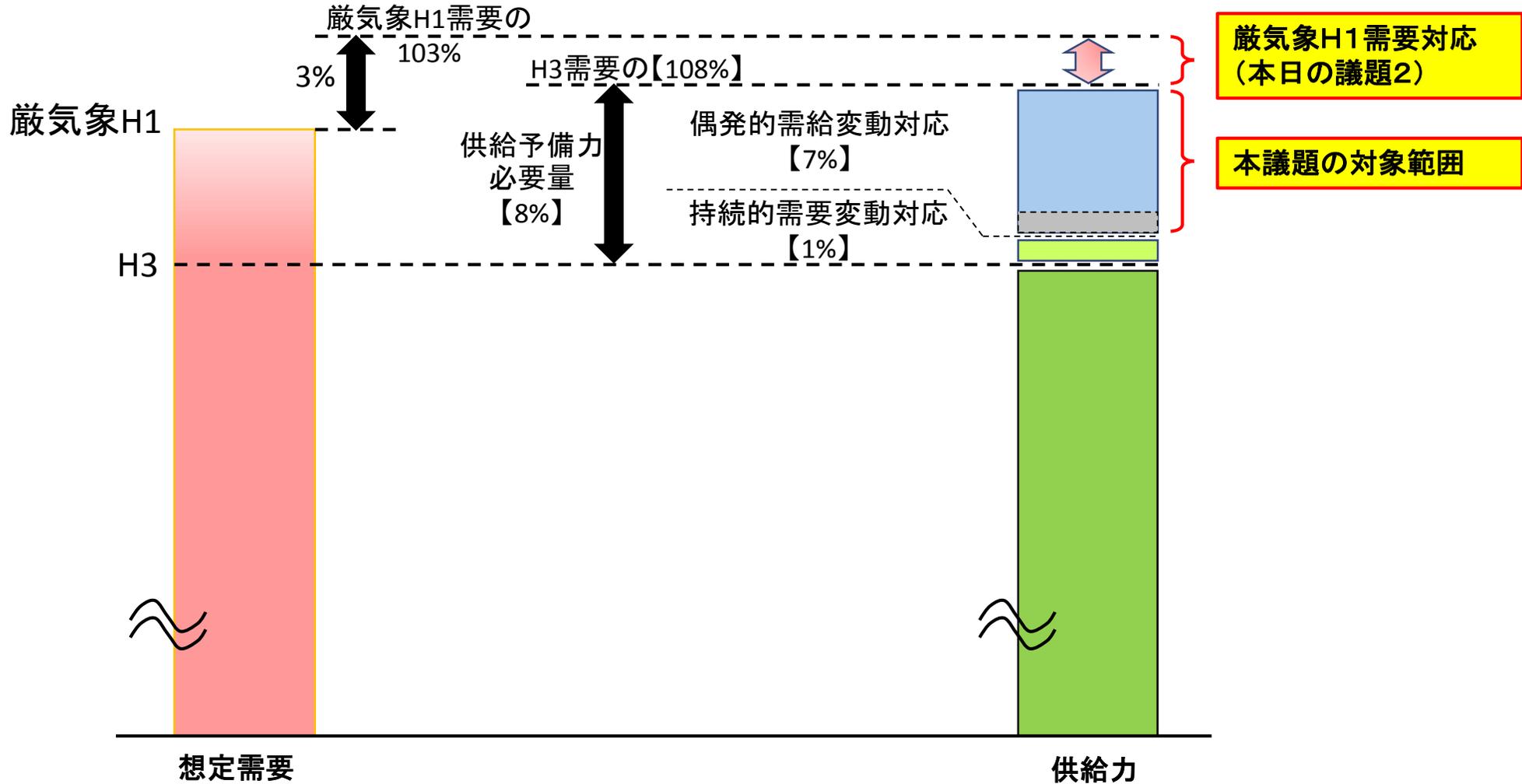
(論点2) 供給力確保の仕組みとの関係性

電源Ⅰは電源等の固定費を負担したうえで確保する仕組みであることから、供給力確保の仕組み(長期断面の必要予備力)との関係性について整理する必要がある。

(論点3) 電源Ⅰとして確保する場合の区分の考え方

- ✓ 電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合において、電源Ⅰとして確保する量は、「周波数制御機能(GF、LFC)や予備力等の要件を定め、上げ(出力増)として募集して活用」と整理された。^{※1}
※1 第7回制度設計専門会合 資料4 P9
- ✓ 前述のとおり、一次・二次・三次調整力などに区分した検討は今後行うものの、一般送配電事業者が今年度行う調整力の公募にあたり、自動的な周波数制御に対応する調整資源(P5の案では一次調整力、二次調整力が該当)以外の新たな調整資源(ネガワットなど)を電源Ⅰの一部として募集することの適否については本委員会においても議論することとしたい。(実際に周波数維持を担う一般送配電事業者の意見も聞くこととしたい。)

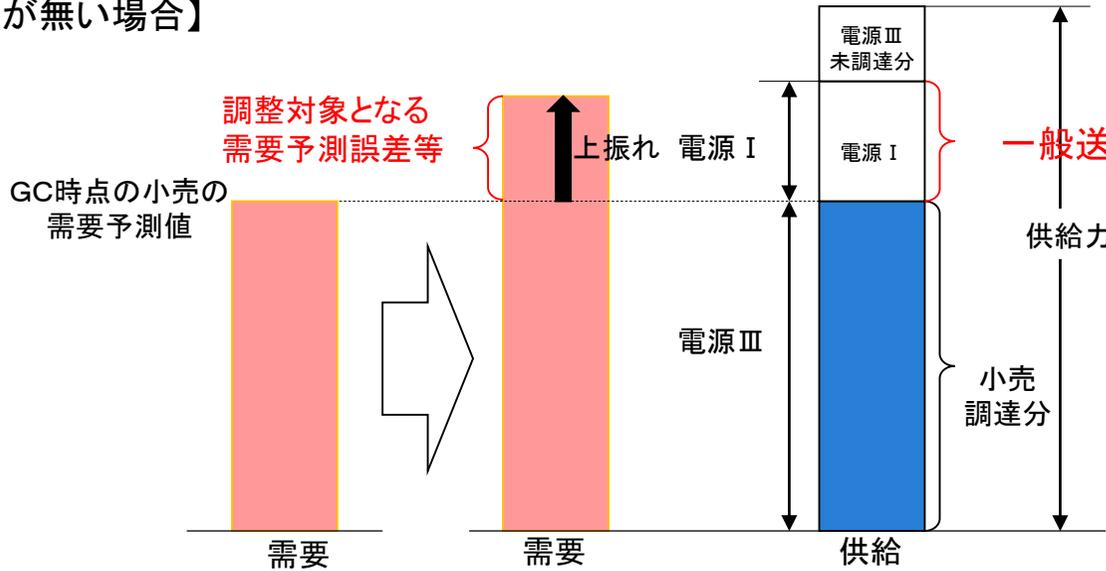
※【 】内の数字は供給予備力必要量の検討において見直しを検討している数字



(1) 電源 I の必要量の考え方について(論点1・2)

- 現在、一般送配電事業者が行うアンシラリーサービスのうち、需給バランス調整・周波数制御を実施するために用いる調整力は、電源 I と電源 II から確保する仕組みとなっている。
- 仮に、電源 II が無く、電源 I と電源 III (調整ができない電源) のみであった場合、調整力は電源 I のみから確保されるので、電源 I の必要量は、調整対象となる需要予測誤差等の大きさを考慮して決める必要があると考えられる。
- しかし、実際には、電源 II があり、一般送配電事業者が小売電気事業者に調達されなかった電源 II を調整力として問題なく活用できるのであれば、「実需給断面で必要な上げ調整力」は「電源 I と電源 II (未調達分の合計)」とで確保されれば良いということになるため、その内数である「電源 I 」の必要量は算定できないことになるのではないかと。
 - ※ 今後の調達において、もしオンライン電源を電源 II として必要十分に確保できない事実が見られた場合には、電源 II 確保の仕組みについて国や事業者と議論が必要。
- 上記考え方について、問題はあるか。
- なお、「供給予備力必要量」-「実需給断面で確保すべき調整力」の関係については、後述の<論点2-3>で挙げたように検討課題が残っているため、その検討を踏まえ、「電源 I 必要量」との関係についても、引き続き検討を行う。

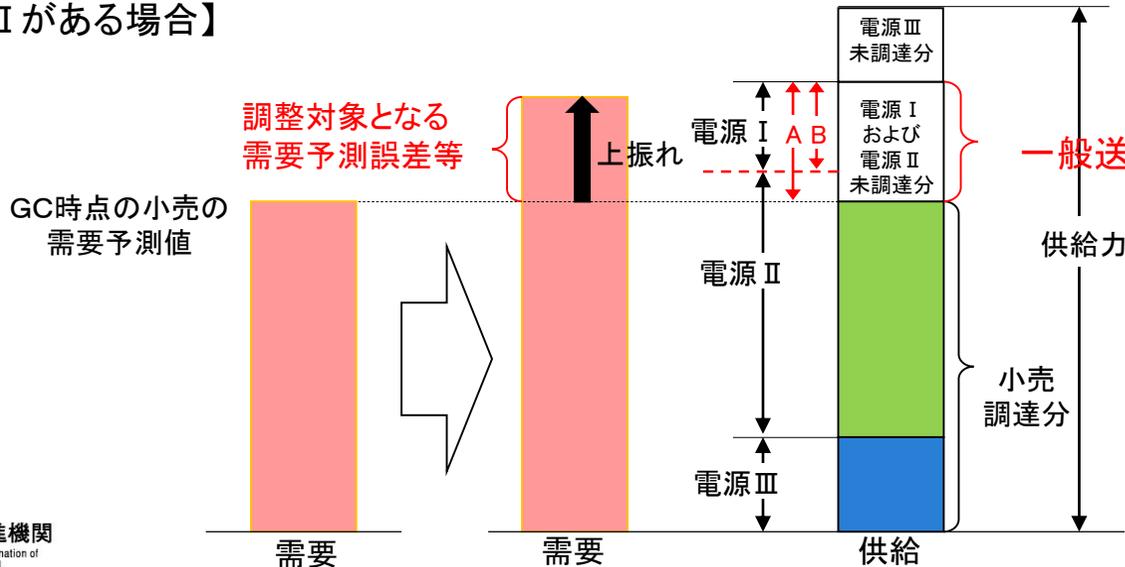
【電源Ⅱが無い場合】



実需給断面で必要な上げ調整力から
電源Ⅰ必要量を算定できる。

※ 但し、後述の論点2で議論する供給力確保
の関係で算定される電源Ⅰ必要量のほうが
大きい場合は、その値となる。

【電源Ⅱがある場合】



実需給断面で必要な上げ調整力から、
電源Ⅰ必要量(B)を算定することは
できないのではないかと。

電源Ⅱに関する論点

募集容量
電源の要件等

契約条件等

特定電源

その他

36

- 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、メリット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。

4-1. 電源Ⅱの調達のための環境整備

5

○電源Ⅱは余力の限りで指令に応じるものの、調整力として電源Ⅰに準じた役割を担える電源であるため、安定供給の面からはもちろん、効率化の観点からも、将来にわたって持続的に電源Ⅱが有効活用されることが望ましい。

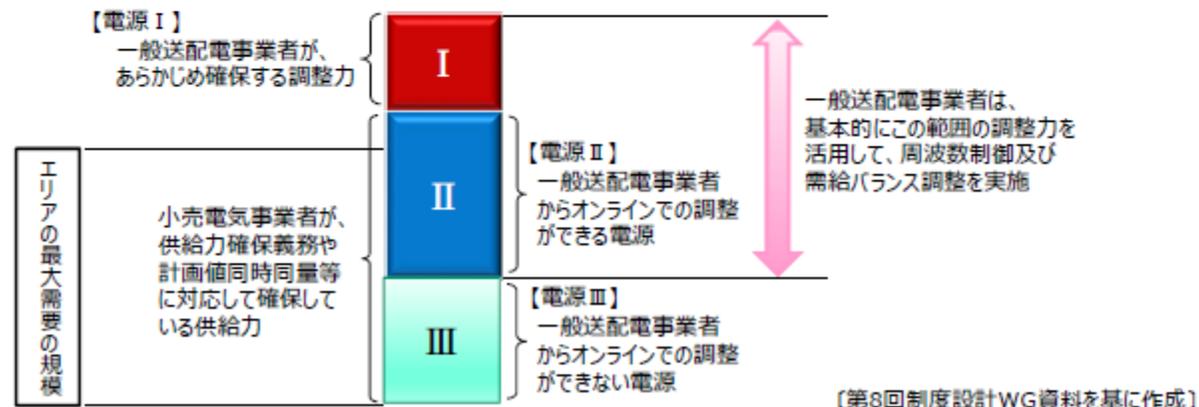
＜電源Ⅱの余力を有効活用するための課題＞

【短期的課題】 発電事業者が電源Ⅱの余力を自主的に提供しようとするインセンティブを付与する場合は、そのあり方

- (例) ・待機電源の稼働指令時における、送配電からの追加的費用(起動・停止費)の支払い
- ・使用時の対価支払い方法の工夫(Pay as Clear方式等)
- ・中給から制御を行うための費用負担(中給システム改修、通信回線、現地制御盤等)等

【中長期的課題】 電源Ⅱの不足を来たさない仕組みの整備

- (例) ・新規に系統連系する電源への周波数調整機能具備の要件化 等



<背景>

電力・ガス取引監視等委員会 電気料金審査専門会合の「託送供給等約款認可申請に係る査定方針案」(2015.12.2)では、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 制度設計WGにおいて、偶発的需給変動対応に必要な予備力(=H3需要に対して7%)には、小売電気事業者が確保すべき予備力と一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると整理されていることを踏まえ、すべて託送料金原価として計上することを認めるのではなく、H3需要の6%相当を原価として認めることとなった。



<論点2-1>

基本的な考え方は如何にあるべきか



<対応案>

供給力確保の仕組みの大枠は変わっていないことから、引き続き、電源 I は、「供給信頼度を一定以上に保つために必要な供給予備力のうち、小売電気事業者による供給力確保に期待できない部分を、一般送配電事業者が固定費相当を負担することで確保するもの」と位置づけられるのではないかと。

更なる
論点

<論点2-2>

小売電気事業者による供給力に期待する量をどう見込むか。

⇒p.14で議論

<論点2-3>

必要な供給予備力の量は。

⇒次回以降議論(p.17に追加論点)

検討の結果①

168

(1)周波数制御・需給バランス調整のための固定費

<沖縄電力以外9社>

- ・周波数調整機能を有する水力発電設備又は火力発電設備の固定費に、設備容量に対する偶発的需給変動対応に必要な予備力の比率を乗じて算定していることを確認した。当該比率については、昭和62年中央電力協議会の報告内容より、偶発的需給変動対応に必要な予備力を年間最大3日平均電力の7%として算定している。
- ・しかし、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 制度設計WGにおいて、偶発的需給変動対応に必要な予備力には、小売電気事業者が確保すべき調整力と一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると整理されていることから、年間最大3日平均電力の7%に相当する予備力を、すべて託送料金原価として計上することは過大と考えられる。
- ・この点、従来から北海道電力を除く各事業者が、託送供給約款において、年間最大3日平均電力の5%に相当する予備力を一般送配電事業に必要な周波数調整のための予備力として評価を行い、託送料金原価に織り込んでいることを踏まえると、7%のうち現行の託送料金に織り込んでいる5%を託送料金として計上し、2%については、小売電気事業者の負担とすることが適当といえる。
- ・他方、平成28年4月の小売全面自由化、新たなライセンス制の導入に伴い、旧一般電気事業者、旧特定規模電気事業者の如何を問わず、発電・小売事業に際して、資産を身軽にすることで競争上優位な地位を得ようとする動きが顕在化していくことが見込まれる。こうした中、出力変動を柔軟に行いやすく調整力としては有用な電源が、限界費用が高く設備利用率が低いため、長期停止、あるいは廃止となる可能性がある。
- ・もっとも、これら電源は、純粋に送配電事業の用途のみに用いられるものではなく、ピーク時、需給ひっ迫時などにおいては、小売用途でも用いられる可能性もあるものの、一般送配電事業者にとって指令対象たり得る電源が減少し、また、予備力の調達に現在よりもしにくくなる可能性も否定できない。
- ・こうした点を定量的に評価することは困難であるものの、定性的には起こり得るものと評価することで、上記小売電気事業者の負担と考えられる2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性への対応に充当することを暫定的に認めることとし、託送料金原価として計上する予備力を年間最大3日平均電力の6%として再算定し、これを上回る部分を託送料金原価から減額すべきである。

検討の結果②

169

<沖縄電力>

- ・周波数調整機能を有する水力発電設備又は火力発電設備の固定費に、設備容量に対する予備力の比率を乗じて算定していることを確認した。
- ・しかし、予備力とした設備容量については、保有する発電設備の設備容量から、小売電気事業者の供給力確保に必要な設備容量を除いて算定されており、周波数制御・需給バランス調整に必要な設備容量に基づく算定となっていない。
- ・加えて、予備力とした設備容量は年間を通じて一般送配電事業者が確保することとなっており、小売電気事業者として負担すべきコストが按分されていない。
- ・このため、沖縄電力については、以下の方法で算定した予備力により周波数制御・需給バランス調整のための固定費を再算定し、これを上回る部分を託送料金原価から減額すべきである。
 - (ア) 他社が固定費計上の前提としている偶発的需給変動対応に必要な予備力について、他社と同様の算定方法(昭和62年の中央電力協議会で行われた、供給力の不足が見込まれる日数が所与の目標値となるよう、供給予備力の必要量を算定する方法(LOLP(loss of load probability)解析))で計算を行う。
 - (イ) その際には、大規模電源の設置によるコストの増加を、託送料金原価から除外するため、最大単機ユニットの出力を牧港火力発電所9号機(認可出力125千kW)として計算を行う。
 - (ウ) この算定結果から、小売電気事業の負担で確保することが想定される1%を除いて一般送配電事業の負担として託送料金原価でコストを回収する予備力とする。

<共通>

- ・なお、現在の供給予備力の考え方については、昭和62年以降基本的に見直されておらず、当時の電気事業を巡る環境と大きく変わってきていることから、電力広域的運営推進機関に対して、今日的に必要な調整力の在り方について早急に検討を進めるべくタスクアウトしている。今回の託送供給等約款の審査に当たっては、託送料金原価として計上する予備力を暫定的に認めることとしたが、当該機関における結論が得られた際には、その結論を踏まえ、必要に応じ、予備力の変更に伴う約款の認可申請を柔軟に行えるような方策を検討することが望ましい。

託送料金との関係

募集容量
電源の要件等

契約条件等

特定電源

その他

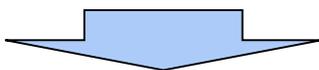
37

- 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。

<背景>

当機関が平成28年度供給計画の取りまとめを行ったところ、小売電気事業者の多くが中長期の供給力を「調達先未定」としていることがわかった。このことを踏まえ、当機関は6月29日に経済産業大臣に対し、「国においては、将来の安定供給を確実に確保するため、国民負担とのバランスに配慮しつつ、容量メカニズムの導入等も含め、実効性のある供給力確保の在り方について検討を進められたい」との意見を提出したところ。



<対応案>

当該措置が講じられていない現時点では、あくまで暫定的措置として、偶発的需給変動に対応する予備力のうち小売電気事業者の確保に期待するとした部分についても、原則として、一般送配電事業者が電源Ⅰとして確保することが必要ではないか。

※小売電気事業者には引き続き供給力確保義務があることに留意が必要

【参考】平成28年度供給計画における小売電気事業者の供給力確保状況

【百万kW】

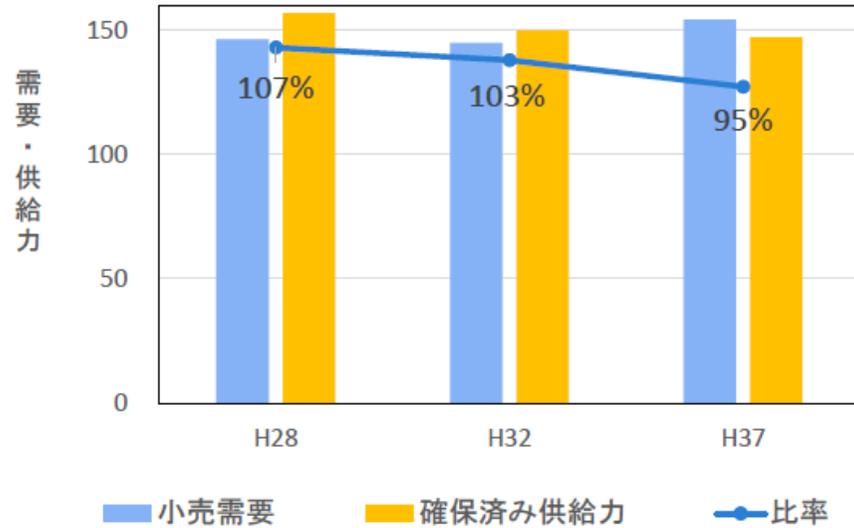


図6-8 小売電気事業者が確保している供給力
(最大需要電力が200万kW以上の事業者を集計)

【百万kW】

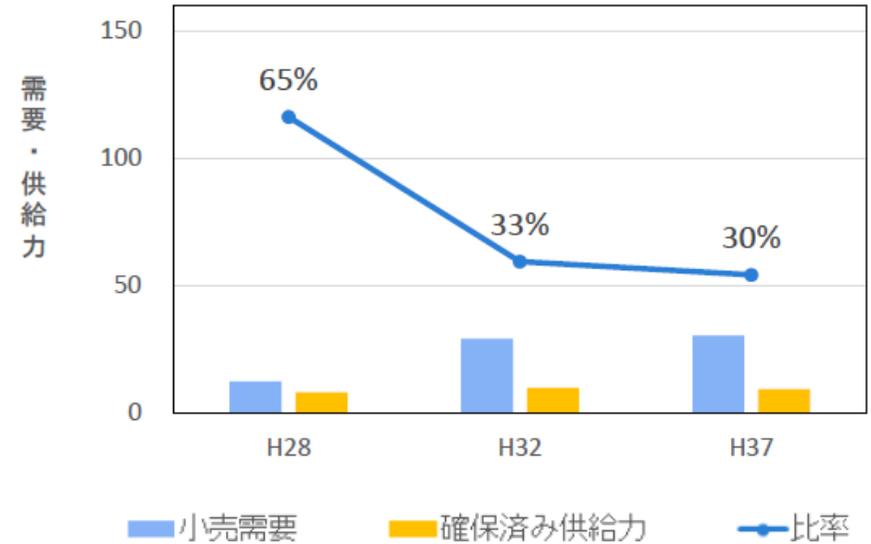


図6-9 小売電気事業者が確保している供給力
(最大需要電力が200万kW未満の事業者を集計)

出所) 「平成28年度の供給計画の取りまとめ」(電力広域的運営推進機関, H28.6)より抜粋
<http://www.occto.or.jp/pressrelease/2016/2016-0629-kyoukei.html>

1. 小売電気事業者の供給力確保の実効性について

今回の供給計画からは、小売電気事業者の多くが、中長期の供給力を「調達先未定」として計画していることがわかった。この調達先未定の供給力については、小売電気事業者が、現時点において相対契約等で長期に亘る供給力を確保していないものの、今後、卸電力取引市場や新たな相対契約等の締結を通じて、調達されていくものである。

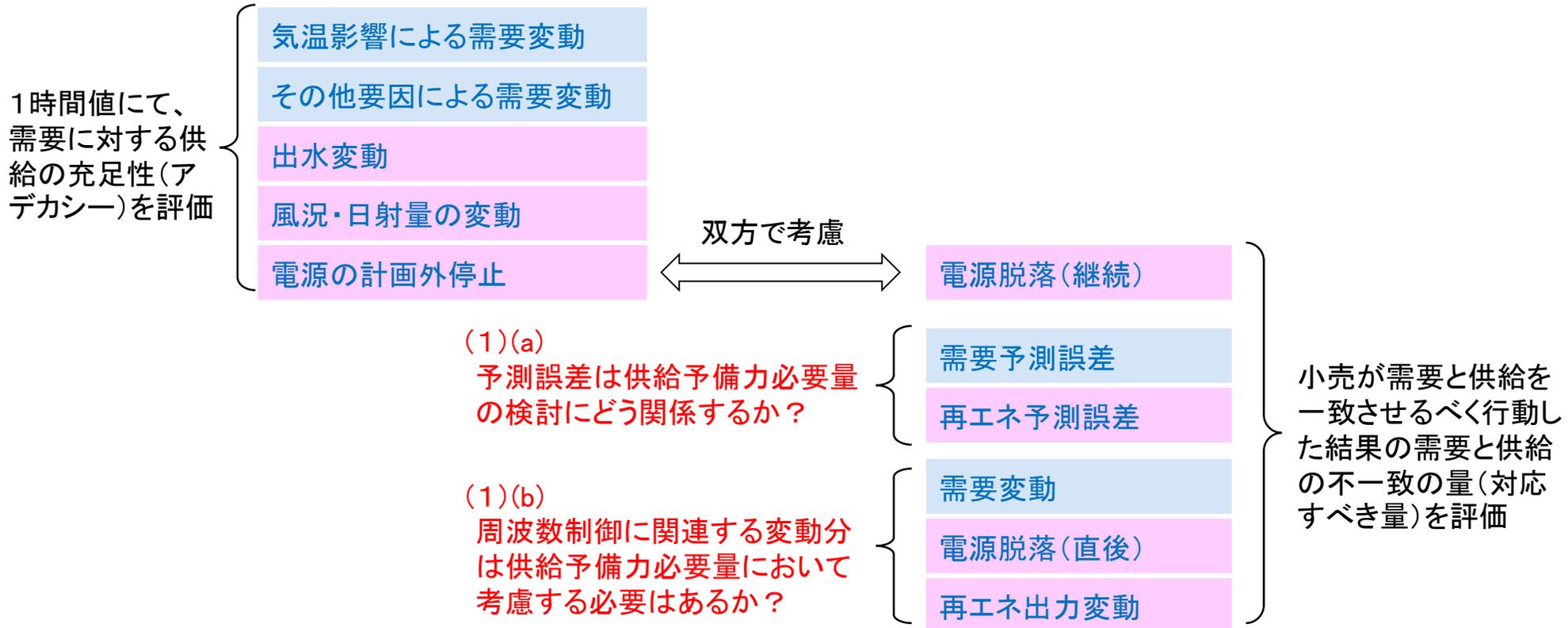
今後、原子力発電の再稼働や新規電源の導入により、経年火力は停止され、電源が入れ替わっていくことが想定される。しかし、発電事業者にとって、小売電気事業者との間に長期契約等がない場合、保有する電源を期待通りに稼働させられるのかどうかの確証が得られず、結果として計画通りに電源の新設・入替えが行われないう可能性があり、将来、市場調達可能な供給力が、需要に対して十分に確保されないことも懸念される。

このため、当機関としては、上記の状況を注視しながら、今後実施する需給変動リスク分析において、将来の電力需給の見通しや、電源入札等の実施の必要性などについて検討を深めていくこととする。国においては、将来の安定供給を確実に確保するため、国民負担とのバランスに配慮しつつ、容量メカニズムの導入等も含め、実効性のある供給力確保の在り方について検討を進められたい。

- 上記の論点1、2-1、2-2の方向で進める場合、電源 I は、供給信頼度を一定以上に保つために必要な供給予備力をもとに算定することになる。
- 次回以降の委員会において、供給予備力の必要量の検討についてご議論いただく予定であるが、その際、これまで整理できていなかった次の追加論点についても、ご議論いただくこととしたい。
 - (1) 実需給断面で確保すべき調整力の検討において考慮しているが、供給予備力の必要量の検討において考慮していない事項の扱い
 - (a) 需要予測誤差、再エネ出力予測誤差
 - (b) 1時間内の需要と供給の変動
 - (2) 供給予備力の必要量の検討において考慮しているエリア間の応援が、実運用(各ライセンス事業者の行動や広域機関の指示による融通)および連系線マージンの確保量と整合的かどうか

【供給予備力必要量の検討】

【上げ調整力必要量の検討】



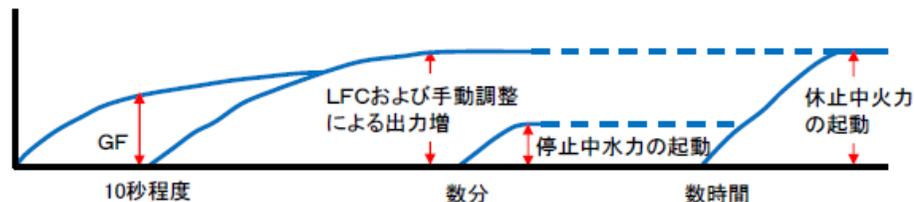
(2) 電源 I の要件の考え方について(論点3)

- 前回委員会において、一般送配電事業者が今年度行う調整力の公募にあたり、自動的な周波数制御に対応する調整資源以外の新たな調整資源を電源 I の一部として募集することの適否について、本委員会において議論いただくこととした。
- 本来、調整力を要件ごとに細分化し、必要量を算定することで、新たな調整資源の可用性・量を特定できれば良いが、調整力の細分化は、周波数制御・需給バランス調整の運用実態、調整力の確保方法、小売電気事業者の供給力確保との関係など、様々な論点が考えられることから、時間をかけて丁寧な議論が必要(前回委員会の通り)。

調整力に関する検討の目指す所について(つづき)

5

- 現時点では、「調整力」のうち周波数制御・需給バランス調整に用いる調整力は「上げ調整力」、「下げ調整力」の2種類のみを定義しているが、前述の状況を踏まえ、日本においてもこれらの調整力の細分化について検討していくこととしてはどうか。
- 例えば、欧州ENTSO-Eにおける細分化を参考にすると、「一次調整力」、「二次調整力」、「三次調整力」に分類することも考えられるが、既に調整力の細分化がなされている欧米と日本の運用実態の比較評価なども行った上で、調整力の細分化や各々の必要量・スペック(変化速度、継続時間など)について検討していくこととしてはどうか。



※左記イメージ図は上げ側のみであるが、下げ側の調整力も検討対象。

調整力の細分化の一案

- 【一次調整力】GF機能、直流設備による緊急融通制御機能、瞬時に需要を制御する機能等、周波数変動の抑制のため瞬時に活用される調整力
- 【二次調整力】LFC機能に組み込まれて活用される調整力
- 【三次調整力】上記以外の一般送配電事業者の指令を受けて活用される調整力

■ ただし、細分化の議論をしないまでも、これまでの議論などをもとに、次のような議論はあるか。

- (ア) 昨年度の調整力等に関する委員会において一般電気事業者(当時)を対象に調査した結果、当日段階で確保している運転予備力は当日のピーク需要に対して5%程度ということであったことから、電源 I 必要量のうち5%を上回る部分は周波数制御に対応できなくても良いのではないか。
- (イ) 論点2-2(本資料p.14)において電源 I として確保すべきとした部分は、本来、小売電気事業者が確保すべき予備力であり、この部分には自動的な周波数制御に対応できなくても良いのではないか。
- (ウ) 一方、近年の再エネ導入拡大の影響により、周波数制御に対応するための調整力を従来よりも多く確保する必要があるのではないか。

- 一方、ネガワットを念頭に、従来の周波数制御用の電源との相違と、活用に向けての課題について、下表のとおり整理した。

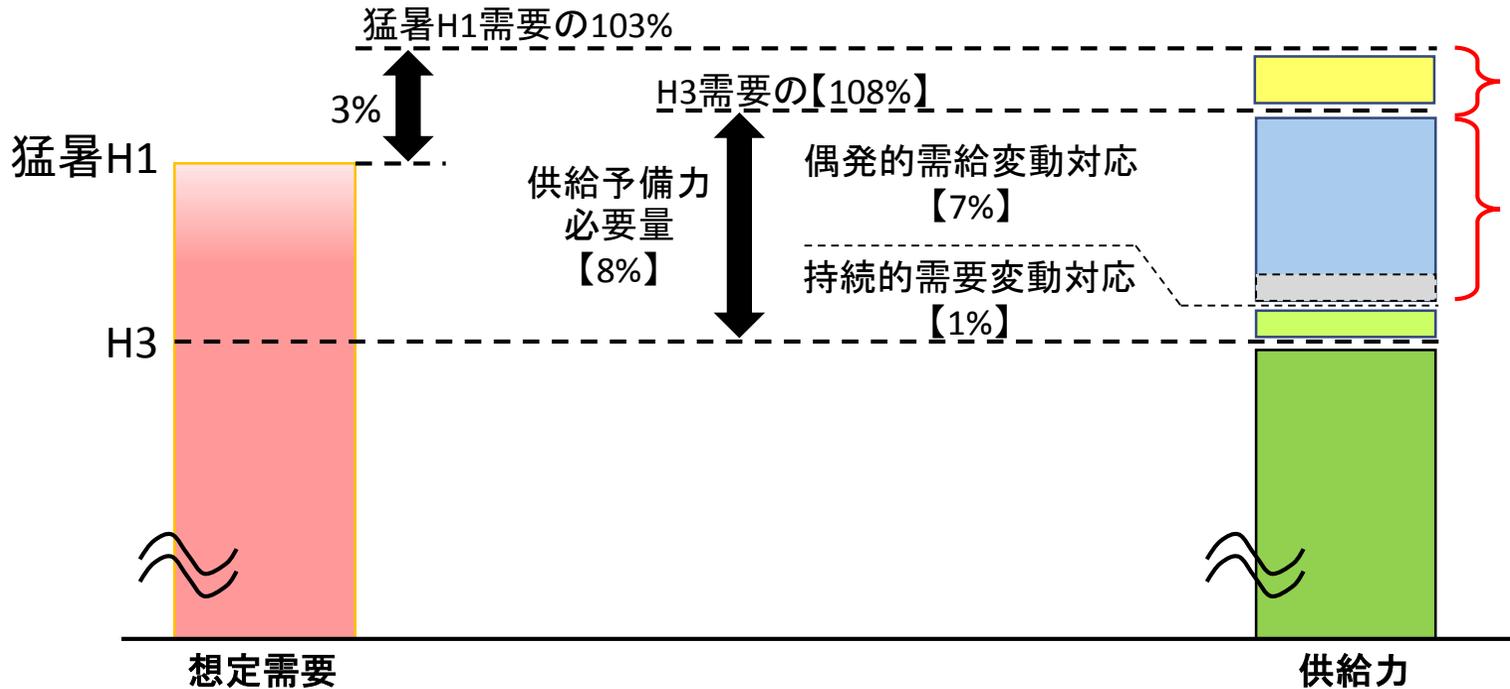
※ 下表に挙げた相違点は、実証事業の情報をもとに想定。すべてのネガワットに下記の相違がある訳ではない。

※ 平成27年度の実証事業の結果から、ネガワットの反応時間については停止中水力(数分程度)と、反応速度についてはLNGを燃料とする汽力発電方式(3~5%/分程度、p.33~34参照)と同等レベルであると考えられる。

相違点	課題等
(1) 発動回数制限	<ul style="list-style-type: none"> a. 従来、旧一般電気事業者は(トラブルや特段の制約がない限り)予備力として確保した電源を自由に活用することができたが、発動回数制限がある場合、従来とは異なった運用実務が必要になり、問題が生じる可能性が考えられる。 b. 従来のLOLP(または検討中のLOLE)の分析において、計画外停止の場合を除き、供給力は常に活用できる前提としている。発動回数制限があるネガワットを用いる場合、指標値が悪化するため、必要予備力が大きくなる可能性があるか。
(2) 継続時間制限	<ul style="list-style-type: none"> a. 上記(1)a, bと同様の課題があるか。
(3) 頻繁に上げ下げの制御ができない	<ul style="list-style-type: none"> a. 上げ調整力のみでのネガワットであっても、例えば、周波数制御機能を有する電源Ⅱとの持ち替えに活用できれば、周波数制御の問題は無いのではないか。 b. ただし、従来とは異なった運用が必要になり、問題が生じる可能性が考えられる。

- 本資料p.21の議論のとおり、電源 I の内数として、「周波数制御用の電源等」(※)以外の調整資源を活用できる可能性があると考えられる。
 - ※ここに、「周波数制御用の電源等」とは、GF、LFC、DPC等、周波数変動に自動的に応動する電源等又は中央給電指令所からオンラインで調整指令が可能な電源等をいうものとし、電源と同等の要件を満たすネガワットも含まれる(諸外国では、ネガワットによりGFと同等のサービスを提供している事例も報告されているところ。)
 - ※p.7の通り、一般送配電事業者はここで確保する電源 I と電源 II (余力分)の全量を活用して周波数制御を行う。
 - ※第8回制度設計WG資料5-2によると、当時、GF機能を具備した発電機は9電力の総発電設備の約58%、LFC機能を具備した発電機は同約53%であった。
- しかしながら、
 - ・ 本資料p.21(ウ)やp.22に記載の通り、解決又は検証すべき課題があること、
 - ・ 実際に周波数制御を実施するのは一般送配電事業者であり、一般送配電事業者からは本資料p.21(ウ)のような意見が提起されていること、
 - ・ 広域機関としては、安定供給確保の観点から、十分な調整力が確保されることが重要であること、等を踏まえれば、現時点で、電源 I の内数として、「周波数制御用の電源等」の必要量に結論を得ることは困難と考えられる。
- このため、今年度の調整力の公募に当たっては、当機関としての基本的考え方を以下のとおりとしてはどうか。
 - (1)一般送配電事業者がその必要性を明確に説明できる場合には、暫定的に、電源 I の要件として「周波数制御用の電源等」とすることは差し支えないものとする。
 - (2)「周波数制御用の電源等」のうち、出力変化速度や指令から起動(並列)までの所要時間等の最低限スペックや、これを越えるスペックが必要となる場合における評価の方法については、それぞれの一般送配電事業者が、エリアの状況等を考慮の上定めるものとする。(スペックは一律である必要はない。)
 - (3)なお、猛暑H1対応として追加的に確保する供給力等(本日議題2の「電源 I ´」)は、周波数制御に対応できない電源やネガワット等も応募可能な要件とする。
- なお、次年度以降の公募に向けては、電源 I ´の中で調達されたネガワットの活用実績や、今年度の実証事業において一般送配電事業者が実施する「DRを導入した場合に系統運用に与える影響の検証」等も踏まえつつ、引き続き検討することとしてはどうか。

【参考】議題2・議題3の事務局案を表現したイメージ図



電源 I'
 ⇒周波数制御に対応できない電源やネガワット等も応募可能な要件とする

電源 I
 ⇒一般送配電事業者がその必要性を明確に説明できる場合には、暫定的に、電源 I の要件として「周波数制御用の電源等」とすることは差し支えないものとする。
 (詳細な要件は一般送配電事業者が定める)

※【 】内の数字は供給予備力必要量の検討において見直しを検討している数字

(2) 調整力の要件に関連する事項

① 調整力の要件(スペック)について

(電源Ⅰ・Ⅱ)

新たなライセンス制の導入以前において、旧一般電気事業者は、周波数制御・需給バランス調整等を行うため、周波数調整機能(ガバナ・フリー⁷、LFC⁸)を有する電源やその他の運転予備力等について、需要の変化速度や電源脱落の可能性等を考慮して適切な要件を満たす電源等を必要量確保していた。一般送配電事業者として調整力を公募調達するに当たっても、電源等にとっての参加機会の公平性、費用の適切性、安定供給確保の観点から、適切な要件を満たす調整力が必要量確保されるべきである。

しかしながら、この要件については、供給区域の需要変動や潮流の状況、立地している電源等の状況などによって異なり、一律に設定することは困難と考えられる。このため、調整力の要件及び要件ごとの必要量については、広域機関による検討の結果を基本として、各一般送配電事業者が適切に設定するべきであるものの、電源等の参加機会の公平性、コストの適切性の観点からは、各一般送配電事業者は、公募要領等でその根拠を説明することが望ましいと考えられる。また、その要件について、これまでの実際の系統運用においては周波数調整機能として確保する部分と(運転)予備力として確保する部分それぞれを考慮して調整力を確保していた実態に鑑みると、少なくとも以下のような要件の設定が行われることが望ましいと考えられる。

(電源Ⅰ) 周波数制御・需給バランス調整目的(ガバナ・フリー機能、LFC機能有り)、需給バランス調整目的(ガバナ・フリー機能、LFC機能無し)等の各要件を定め、出力増加(上げ)で対応する調整力として確保

(電源Ⅱ) 電源Ⅰに準じて要件を定めて確保(ゲートクローズ時点の計画値を基準として、余力の範囲で出力増加・減少の別に活用)

電源 I の評価、落札審査について

8

- 電源 I -aの入札は、原則として容量価格（kW価格）で評価することとし、周波数制御・需給バランス調整に高く貢献できる電源等については、容量価格以外の評価項目についても評価を行うなど、各社の電源構成等の状況に応じて、総合的に落札順位を判定する方法とする。
- 例えば、運転継続時間が一定時間数に満たないものや、計画停止日数が一定日数以上のもの、調整力提供不可の時間帯があるものについても、価格評価に反映させることで、応札可能となるような方法とする。
- なお、周波数調整機能を必須としない電源等（電源 I -b）の評価は広域機関の検討を踏まえて定める。

【総合評価方法の例】

価格評価

80点
+

- ① 入札された全ての札のうち、kW価格が最も安価なものが80点満点となるように、入札額を評価。
- ② 運転継続時間が一定時間数に満たないものは、不足時間数に応じて評価。
- ③ 計画停止日数が一定日数以上のものは、超過する日数に応じて評価。
- ④ 調整力提供不可の時間帯があるものは、提供不可時間数に応じて評価。

非価格評価

20点
=

- ① 加点評価を実施。加点条件を満たすものは、それぞれ評価。
～基本項目～
・出力変化速度が定格出力基準で●%/分以上のもの。
・指令から起動（並列）まで●分以内のもの。 など

総合評価

100点

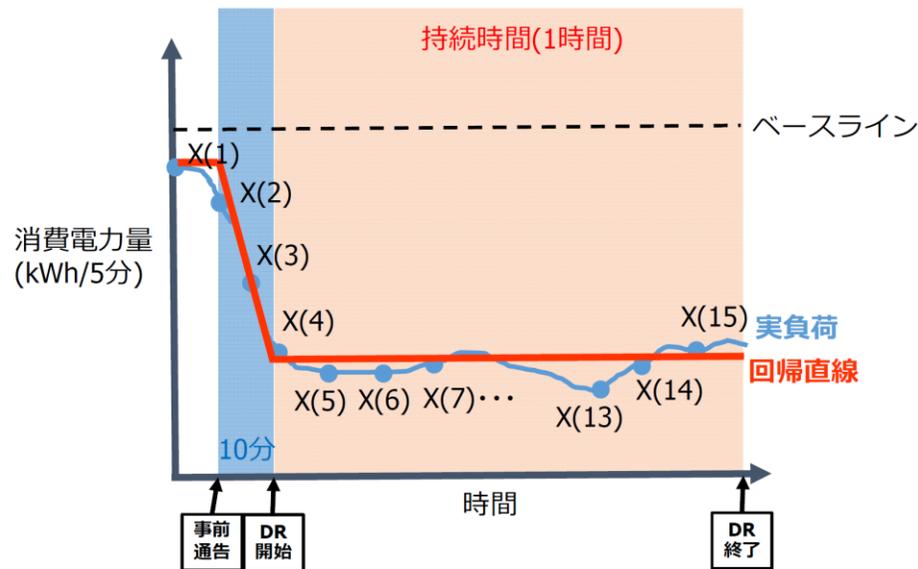
※点数配分は火力入札ガイドラインを参考に仮設定

- 「ネガワット取引に係るエネルギーマネジメントシステムの構築と実証(C-1)」において、事前予告を10分、1時間、前日に設定した実証事業が行われており、関連した実証事業である「ネガワット取引ポテンシャル・有効性検証のためのデータ取得と分析評価(C-2)」(早稲田大学)では、DRの反応時間等について以下のとおり分析されている。
 - DR開始から負荷削減に至るまでの反応時間は平均約270秒
 - 反応速度は平均5.8%/分(負荷容量比)
 - 反応時間は蓄電池、冷凍冷蔵設備が短く、自家発電は起動時間があるため相対的に長い
 - DR持続時間は、概ねDRメニュー毎に規定されているとおりに応答することを前提に需要家に対応したと考えられる(今回の実証では、10分前予告で1時間継続、1時間前予告で2時間継続)
- 成功率については、関西電力の成果報告書によると、関西エリア全体のDR成功率は、10分前予告で38%、1時間前予告で35%、前日予告で5%という結果もあるが、国の第18回次世代エネルギー・社会システム協議会資料では、平成27年度ネガワット取引実証の結果として「需要削減に関して成功率が最も高いアグリゲーターの成功率は85%以上であった」とされている。
- なお、同協議会において示された「次世代エネルギー・社会システム実証事業の総括と今後」では、小売電気事業者が活用するDRは「実用段階」にあるとされたが、送配電事業者が活用するDRは「実証段階」であると整理されており、今年度、「バーチャルパワープラント構築実証事業」の一部として、一般送配電事業者が活用するネガワット取引の技術実証が予定されている。

ベースライン等の妥当性検証に必要なデータの分析

Confidential

■ 反応時間とランプレートの算出



5分毎の実負荷データに対して、下式を用いてフィッティングし、図中の赤色の回帰直線を求める。

$$X(t) = \begin{cases} X_0 & (\text{if } t \leq t_0) \\ a(t - t_0) + X_0 & (\text{if } t_0 \leq t \leq t_1) \\ X_1 & (\text{if } t_1 \leq t) \end{cases}$$

- ①反応時間 : 需要削減の事前指令からDR契約量の70%に達するまでの時間
- ②分単位削減量 : 需要削減量を到達時間で除した値
- ③ランプレート : ②を負荷容量で除した値

ベースライン等の妥当性検証に必要なデータの分析

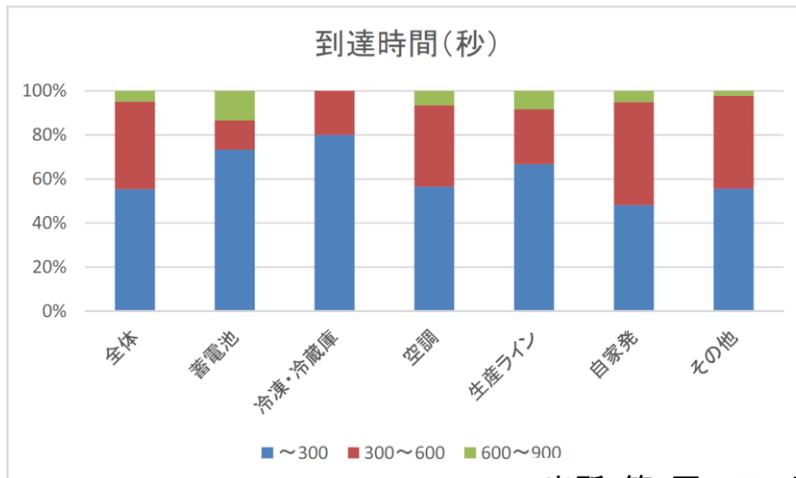
Confidential

■ 反応時間とランプレートの実験結果

- DR成功率とフィッティング実施率

手段	DR実施回数	成功数	成功率	フィッティング可	フィッティング実施率
全体	630	298	47%	187	63%
空調	352	139	39%	51	37%
生産ライン	24	13	54%	12	92%
蓄電池	44	16	36%	11	69%
自家発	91	79	87%	74	94%
冷凍・冷蔵	8	5	63%	5	100%
その他	108	43	40%	31	72%

- 反応時間



全体平均では5分を下回る。手段別では、蓄電池、冷凍・冷蔵が早い。

手段	平均(秒)
全体	271.2
蓄電池	177.4
冷凍・冷蔵	218.6
空調	263.9
生産ライン	295.9
自家発	320.5
その他	230.4

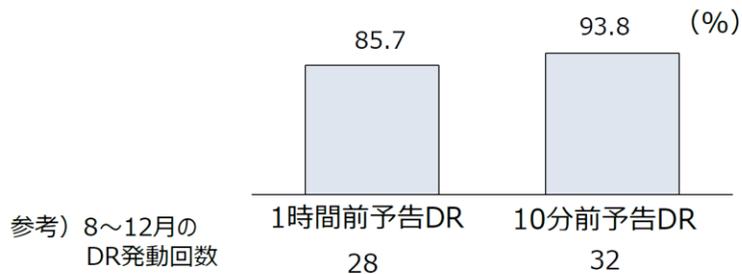
出所: 第9回スマートハウス・ビル標準・事業促進検討会資料

http://www.meti.go.jp/committee/kenyukai/shoujo/smart_house/pdf/009_s08_00.pdf

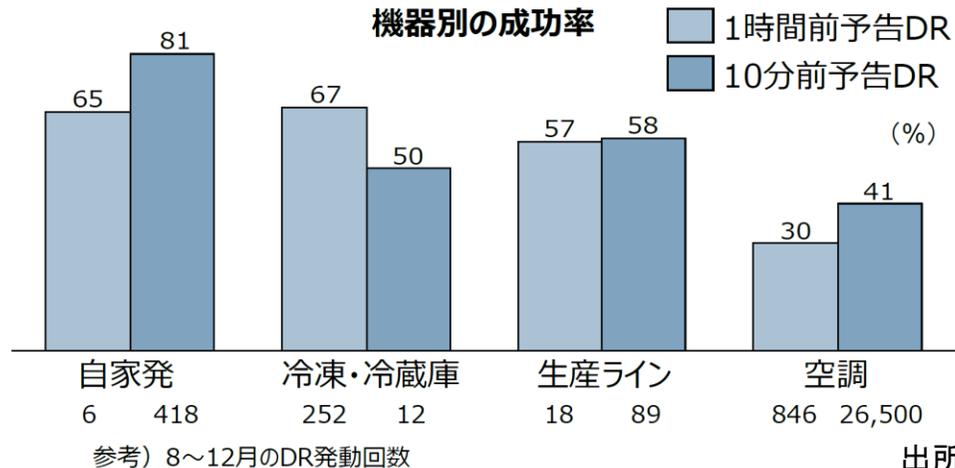
【参考】平成27年度:ネガワット取引実証

- 3社の電力会社(東京電力・関西電力・中部電力)と約20組のアグリゲーターの参加のもと、多様な属性(業種、保有設備等)の需要家においてネガワット取引の実証事業を実施。
- 以下の結果が得られた。
 - 需要削減に関して成功率が最も高いアグリゲーターの成功率は85%以上であった。
 - 設備別にみると、制御機器が自家発である場合に相対的に高い成功率が得られた。

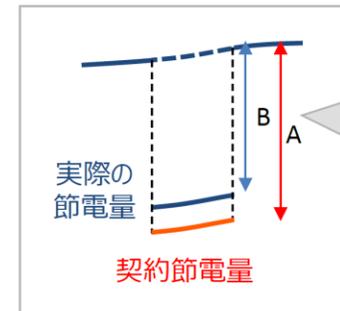
アグリゲーターAの成功率



機器別の成功率



「達成率」と「成功率」

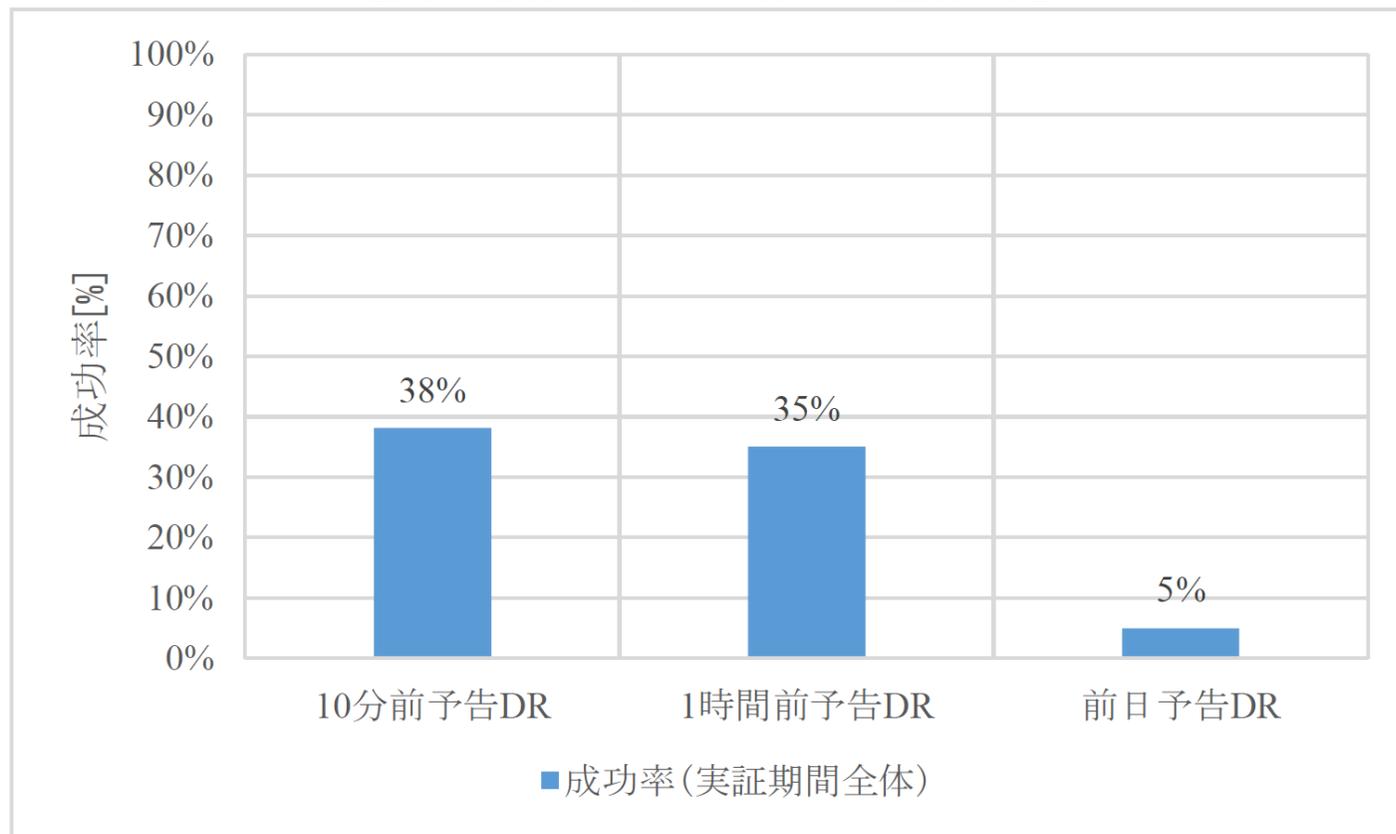


①
Aに対するBの割合(%)
= **達成率**
で「成功」/「失敗」を判断

②
達成率90%以上⇒成功

③
節電要請回数に対する
「成功」の回数の割合
= **成功率**

[表4：関西エリア全体のDR成功率]



※前日予告DRについては、基本報酬がないため本実証では成功判定は実施されていないが、1時間前予告DRの判定基準を準用して成功判定を行った。

実証結果の取扱い

- 本実証は、一般送配電事業者が調整力としてDRを活用することを想定している。
「電気事業法上の一般送配電事業者と連携したDRシステムを構築し、そのシステムを活用したネガワット取引を、一般送配電事業者が調整力として活用する場合の有効性評価に資する実証を行います。」（実証事業公募要領の記載から抜粋）
 - 一方、現在、制度設計専門会合において調整力公募の方針が議論されており、本年10月頃には、各一般送配電事業者から調整力の公募要領が公表されることとなっている。（次スライド参照）
 - そこで、実証に参加している一般送配電事業者は、今後の調整力の公募にあたり、実証結果を以下のとおり有効に活用することとする（今年度は可能な範囲で活用する）。
 - （1） 公募調達において各アグリゲーターの実績を参考にして技術評価を行う。
 - （2） DRを導入した場合に系統運用に与える影響を検証する。
 - （3） 実証結果を参考にして公募要件を検討する。
注)公募要件の決定にあたっては、個社の検討結果だけでなく、他の一般送配電事業者も含めた標準化の観点からの検討も必要となる。
- ※実証に参加している一般送配電事業者は、DR発動にあたって現在実証で用いているDRASを活用することとし、その活用開始時期等はDRの規模や費用対効果を踏まえ、検討していく。

17

表 9-3 水力発電所の出力調整幅，出力変化率，起動時間

概要	流込式	調整池式	貯水池式	揚水式			
	河川の自然流量をそのまま利用する発電方式	1日～1週間程度の負荷の変動に対応できる調整池を有し、ピーク時に発電する方式	季節的な河川の流量変化を大貯水池で調整し発電する方式	上部池と下部池を有し、夜間若しくは休日などのオフピーク時に揚水し、ピーク時に発電する方式	発電運転	揚水運転	
						可変速機	定速機
ガバナフリー運転	×	△	○	○	○	×	
LFC 調整能力	×	△	○	○	○	×	
出力調整能力	×	○	○	○	○	×	
出力調整幅	—	50 程度～100 %			70 程度～100 %	—	
出力変化	—	1 分程度（出力調整幅内の出力変化）				—	
起動/停止	—	3～5 分/1～2 分			5～10 分/1～2 分		
主な役割	ベース供給力	ピーク供給力調整力	ピーク供給力調整力	ピーク供給力調整力予備力	揚水動力調整力	揚水動力	

出典：経済産業省 資料より NEDO 作成

表 9-4 火力発電所の出力調整幅、出力変化率、起動時間

タイプ	汽力発電方式						コンバインド発電方式	
	ドラム (35 万 kW クラス)			貫流 (70 万 kW クラス)			1100°C級 (単軸 15 万 kW クラス)	1300°C級 (単軸 35 万 kW クラス)
燃料種別	石油	LNG	石炭	石油	LNG	石炭	LNG	LNG
ガバナフリー運転	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
LFC 調整力	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
出力調整力	○	◎	○	◎	◎	○	単軸△ 系列◎	単軸○ 系列◎
出力調整幅	30%～ 100%	20%～ 100%	30%～ 100%	15%～ 100%	15%～ 100%	30%～ 100%	単軸 80%～100% 系列 20%～100%	単軸 50%～100% 系列 20%～100%
出力変化率	3%/分	3%/分	1%/分	5%/分	5%/分	3%/分	7%/分	10%/分
起動時間 (時間)	WSS	20～30 時間			30～40 時間		12 時間	
	DSS	3～5 時間			5～10 時間		1 (並列 0.5) 時間	

出典：経済産業省 資料より NEDO 作成