

2020年度向け調整力の公募にかかる必要量等について（案）

一般送配電事業者が2020年度向け調整力を公募するにあたっての必要量等について、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における議論を踏まえ、以下のとおりに決定し、別紙1、2により一般送配電事業者に通知するとともに、別紙3により公表する。

1. 電源Ⅰ必要量

(1) 沖縄エリア以外

$$\text{電源Ⅰ} = \text{最大3日平均電力}^{\ast 1} \times 7\%$$

(2) 沖縄エリア

$$\text{電源Ⅰ} = \text{エリア内単機最大ユニット分}^{\ast 2} + \text{電源Ⅰ-a必要量}^{\ast 3}$$

※1：「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2019年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。

ただし、2020年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2020年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

※2：「エリア内単機最大ユニット分」は、供給区域（エリア）内の電源のうち、出力が最大である単一の電源の容量をいう。

※3：電源Ⅰ-aは電源Ⅰのうち周波数制御機能を有する調整力を意味し、必要量は沖縄電力の算定による。

2. 電源Ⅰ'必要量

$$\text{電源Ⅰ}' = \text{厳気象H1需要}^{\ast 4} \times (1 - \text{需要減少率}^{\ast 5}) \times 103\%$$

$$- \{ (\text{最大3日平均電力}^{\ast 6} \times 101\% + \text{電源Ⅰ必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}^{\ast 7})$$

$$- \text{稀頻度リスク分}^{\ast 8} \}^{\ast 9}$$

※4：厳気象H1需要とは、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要。厳気象H1需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。そのうえで、厳気象H1需要が最大となる月の上式による算定値を用いる。

※5：最大需要発生時の不等時性を考慮した需要減少率として以下の値を用いる。

北海道・東北・東京：夏季 2.47%、冬季 2.64%

中部・北陸・関西・中国・四国・九州：夏季2.60%、冬季2.64%

なお、北海道・東北・東京エリアの夏季においては、中西6エリアからの供給力移動に期待できる以下の量を電源Ⅰ'の募集量から控除する。

北海道 0.5万kW、東北 1.8万kW、東京 7.5万kW

※6：※1に加え、2020年度供給計画の第2年度における冬季の最大3日平均電力を供給計画において算出していないエリアについては、第1年度の想定需要をもとにして夏季の想定需要の推移を踏まえた補正等を行い、冬季の最大3日平均電力を算出する。

※7：計画段階から実運用段階で見込めなくなる供給力を評価するための計画外停止率として、火力発電の計画外停止率2.6%を用いる。

※8：稀頻度リスク分は最大3日平均電力が最大となる季節の最大3日平均電力の1%とする。なお、北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する。

※9：以下の通り補正等を行う。

a. 次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。

b. 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」（資源エネルギー庁）に基づいて算定した厳気象H1需要に対する供給力と最大3日平均電力に対する供給力が異なる場合、その差分を電源Ⅰ'の募集量に反映させる。

※10：沖縄エリアは単独系統であることから、需要減少率は0%とし、稀頻度リスク分としてエリア内単機最大ユニット分を考慮する。

3. 電源 I 〃 の調達に関する事項

電源 I 〃 の公募においては、電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段を対象として公募すること。また、猛暑・厳寒時以外にも年間を通じて可能な限り発動に応じるように求めていくこと。

以 上

【添付資料】

別紙 1 : 沖縄電力を除く一般送配電事業者への通知文書

別紙 2 : 沖縄電力への通知文書

別紙 3 : 公表文案

2020年度向け調整力の公募にかかる 必要量等の考え方について

2019年●月●日

電力広域的運営推進機関

一般送配電事業者による調整力の確保は、原則として、公募等の公平性及び透明性が確保された手続により実施するものとされているが、その公募量については、当機関の検討結果を基本として一般送配電事業者が設定することとされている。本資料は、当機関が設置した中立者を含む委員会「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」（以下、単に「委員会」という。）における議論を踏まえた当機関の検討結果を示すものである。

なお、本資料の内容は2020年度を調整力の提供対象期間として、2019年度に一般送配電事業者が実施する調整力の公募における必要量等の考え方を示したものであり、今後の当機関による検討結果や電力需給の状況等によって、次回以降の公募においては内容が異なり得ることに留意いただきたい。

調整力の区分

- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（2016年10月17日）」（以下、「調達の考え方」）において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。

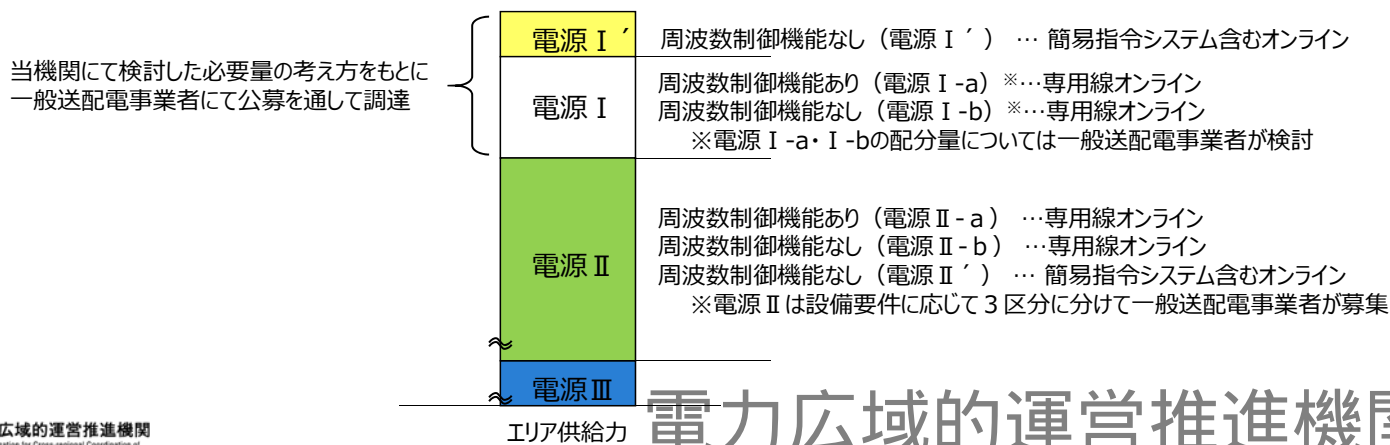
電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等

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となる電源等

- 調達の考え方の中で、電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」と整理されていることから、当機関では電源Ⅰの必要量にかかる検討結果を示す。

- さらに、後述（p.4）のとおり、当機関は猛暑や厳寒に対応するための調整力（以下「電源Ⅰ'」）について、確保の必要性と必要量等について検討結果を示す。

※ 電源Ⅰ'は上述の「調達の考え方」の区分では電源Ⅰに該当すると考えられるが、確保の目的が異なることから、電源Ⅰ'として区別して記載する。



■ 電源 I 必要量は次式による。

<沖縄エリア以外>

$$\text{電源 I} = \text{最大 3 日平均電力} \times 7\%$$

- ※ 「最大 3 日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては 2019 年度供給計画の第 2 年度における想定需要とすることを原則とする。
- ※ 2020 年度供給計画の第 1 年度における想定需要が著しく増加する場合、最大 3 日平均電力を 2020 年度供給計画の第 1 年度における想定需要に置き換える。

<沖縄エリア>

$$\text{電源 I} = \text{エリア内単機最大ユニット分} + \text{周波数制御機能あり調整力 (電源 I - a) 必要量}$$

- ※ 「エリア内単機最大ユニット」は、供給区域（エリア）内の電源のうち、出力が最大である単一の電源をいう。
- ※ 電源 I - a 必要量は沖縄電力の算定による。

※ 上式による算定においては、離島分を除いて算定する

電源 I ' の主な確保目的

- 容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにすることを主な目的とした供給力等として、原則、一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する※1。
- 猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力等の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I ' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段として、公募のうえ確保する。

※1 この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要

- 電源 I ' 必要量は、夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定する。

$$\text{電源 I ' 必要量} = \text{厳気象 H 1 需要} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$$

$$- \{ (\text{最大 3 日平均電力} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$

- ただし、最大 3 日平均電力 (以下、「H 3 需要」という) が最大ではない季節 (夏季最大のエリアの場合は冬季、冬季最大のエリアの場合は夏季) については、以下のとおり算定する。
 - H 3 需要が最大となる季節の H 3 需要 $\times 101\%$ に対して夏季と冬季の供給力の差を考慮して供給力を評価する。
 - 評価した供給力が当該季節の H 3 需要 $\times 101\%$ を上回る場合は、上式の「最大 3 日平均電力 $\times 101\%$ 」をその値に置き換える。
 - 夏季と冬季の供給力の差は、以下の点を考慮して評価する。
 - 計画停止量の差
 - 再エネ (太陽光発電、風力発電、一般水力) の供給力の差
 - ガスタービン発電設備の供給力の差
- 夏季は 8 月、冬季は 1 月を対象として算定することを基本とする。その他の月に需給状況が厳しくなる恐れがある場合には考慮することとし、他の月を対象にした場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。

※上式による算定においては、離島分を除いて算定する。

- 上式の各値は以下による。
 - 厳気象 H 1 需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。
 - 最大需要発生の不等時性を考慮した需要減少率として以下の値を用いる。
 - 北海道・東北・東京：夏季 2.47%、冬季 2.64%
 - 中部・北陸・関西・中国・四国・九州：夏季 2.60%、冬季 2.64%
 - 北海道・東北・東京エリアの夏季においては、中西 6 エリアからの供給力移動に期待できる量を電源 I ' の募集量から控除する。北海道 0.5 万 kW、東北 1.8 万 kW、東京 7.5 万 kW
 - 厳気象 H 1 需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して 3 % とする。
 - 最大 3 日平均電力 (H 3 需要) については、以下の需要を用いる。
 - H 3 需要については 2019 年度供給計画の第 2 年度の想定需要を用いることを原則とする。
 - 第 2 年度における冬季の H 3 需要を供給計画において算出していないエリアについては、第 1 年度の想定需要をもとにして夏季の想定需要の推移を踏まえた補正等を行い、冬季の H 3 需要を算出する。
 - 2020 年度供給計画の第 1 年度における想定需要が著しく増加する場合、H 3 需要を 2020 年度供給計画の第 1 年度における想定需要に置き換える。
 - 計画段階から実運用段階で見込めなくなる供給力を評価するための計画外停止率として、火力発電の計画外停止率 2.6% を用いる。
 - 稀頻度リスク分は、H 3 需要が最大となる季節の H 3 需要の 1 % とする。
 ※北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する。
- 沖縄エリアは単独系統であることから、需要減少率は 0% とし、稀頻度リスク分、エリア内単機最大ユニット分を考慮する。

■ また、以下の通り補正等を行う。

- a. 次年度に電源 I または電源 II として契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源 I ' の募集量から控除できる。
- b. 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」(資源エネルギー庁) に基づいて算定した厳気象 H 1 需要に対する供給力と H 3 需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源 I ' の募集量に反映させる。

(余白)

参考資料

(調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における議論資料)

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における配布資料および議事録は当機関ウェブサイトに掲示しています。

<https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/index.html>

(余白)

電源 I 必要量の考え方について

(参考) 年間公募にかかる契約の変更時期

第39回委員会 資料3

(参考) 年間公募にかかる契約の変更時期

17

■ 需給調整市場および容量市場の開設により、年間公募の契約は以下のように順次変更される。

商品	年度	2019	2020	2021	2022	2023	2024~ (容量市場開設※)
需給調整市場 の商品				三次③ (広域) 需給調整市場	三次① (広域) 需給調整市場	二次② (広域) 需給調整市場	二次② (広域) 需給調整市場
						二次① (エリア内) 需給調整市場	二次① (エリア内) 需給調整市場
						一次	一次 (開始時期検討中)
電源 I -a (kW)		エリア内公募 (年間)					容量市場
電源 I -b (kW)		エリア内公募 (年間)			広域調達 (年間)		容量市場
電源 I' (kW)		エリア内公募 (年間)					容量市場
電源 II		エリア内公募 (随時)					余力活用
電源 II'		エリア内公募 (随時)					余力活用
ブラックスタート		電源 I 公募時に公募					公募

※国の審議会において容量市場の初回受渡を2024年度から2023年度に見直すことが議論されている。この検討結果を踏まえて需給調整市場のスケジュールを見直す可能性がある。

必要供給予備力確保策としての電源 I 必要量（1）

- 電源 I はkW価値とΔkW価値を同時に調達するものであることから、電源 I 必要量は「必要予備力確保の観点」と「実需給断面で必要となる調整力の観点」から、これまでご議論いただいた。
- 必要予備力確保の観点では、本年3月に取りまとめた供給計画では、連系線活用後の需給バランス評価において、短・長期ともに適正予備率である8%※を確保できる見通しとなった。
※一般送配電事業者が確保した電源 I を含めた予備率
- しかし、旧一般電気事業者が離脱需要の増加に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが保有する供給力の割合が低い傾向は続いており、容量市場による容量確保が開始される2024年度までに、電源の休廃止がさらに増加する可能性も否定できない。したがって、確実に供給力を確保していくことが重要であり、小売電気事業者の供給力が不足した際の供給力確保（特別調達電源）の仕組みについて整理したところ。
- そのため、設備を維持するためのkW価値を電源 I で負担していることを踏まえ、**容量市場による容量確保が開始されるまでは、一般送配電事業者が少なくとも「必要供給予備力の量」（＝偶発的需給変動対応の必要供給予備力の量）を、エリア内で電源 I として確保する必要があるのではないか。**
- なお、電源 I の必要量は必要供給予備力の量を基準とし、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源 I として確保する量の方が必要供給予備力の量より大きい場合は、その量を電源 I で確保する必要があるのではないか。具体的な数値としては次回以降にお示しする。
- ただし、電源 I で不足する分の調整力を電源 II の余力に期待するだけでなく、確実に確保できるよう電源 II 事前予約の仕組みがあることを踏まえつつ、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源 I として確保する量の検討を行うことでどうか。

必要供給予備力確保策としての電源 I 必要量（2）

- 容量市場開設後（2024年度以降）の必要供給力については、電力レジリエンス等に関する小委員会でご議論いただき、厳気象対応分および稀頻度リスク対応分を考慮し、以下のとおり算定した。
✓ 必要供給力 = 平年H3需要 × (100 + 1 [持続的需要変動対応] + 7 [偶発的需給変動対応] + 2 [厳気象対応] + 1 [稀頻度リスク対応]) %
- この必要供給力に相当するEUE（年間停電量の期待値）を、確率論的必要供給予備力算定方法により算定し、新たな供給信頼度基準として管理していくことと整理した。
※EUEの算定は、必要供給力のうち、持続的需要変動対応分を除いて行う
- 容量市場開設後は、全国市場で連系線制約を考慮した上で、安価な電源から約定処理を行い、各エリアの供給信頼度基準（需要1kWあたりのEUE）を満たす電源を確保する方向で検討が進められている。
- 容量市場においては、EUEを用いた全国での供給信頼度基準の評価に基づいて、広域機関が全国で必要な供給力を一括して確保していくことになるものの、それまでは供給力の確保主体が発電・小売電気事業者と一般送配電事業者に分かれており、**当面※は一般送配電事業者が偶発的需給変動対応の必要供給予備力として各エリアのH3需要の7%を電源 I として確保する必要があるのではないか。**
※容量市場開設前であっても、供給信頼度基準評価の検討状況にあわせて見直しを検討する
- なお、必要供給力のうち、厳気象対応分と稀頻度リスク対応分は発動回数に制約のある電源等でも対応可能と考えられることから、電源 I' として確保することで良いのではないかと（詳細は後述）。

H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量の算定～

【参考 p.5】

第40回委員会 資料2

■ 実需給断面で必要な量のうち、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を、沖縄以外の9エリアについて以下のケースで算定した（算定のケース等は昨年度と同様）。

- ✓ 対象データ：2018年4月～2019年3月
- ✓ 「時間内変動+3σ相当値」、「残余需要予測誤差+2σ相当値」、「電源脱落(直後)」の合算値を算定
- ✓ 小売電気事業者の需要予測は1時間前計画値を使用
- ✓ FIT特例①の予測値は前々日予測値を使用、FIT特例③の予測値は前日予測値を使用
- ✓ 小売電気事業者の需要予測誤差のゼロ点補正あり
- ✓ 電源脱落(直後)は同一周波数連系システムの系統容量をもとに単機最大ユニット容量を按分した値を使用
※単機最大ユニット容量は昨年と同じだが、系統容量が変わったため60Hzエリアで1.38%、50Hzエリアで1.45%に変更

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
分析対象日	365日	365日	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)
分析対象コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ
サンプル数	約3,000～4,000	730	約300	72

- ※ 時間内変動については周波数制御機能付きの調整力に対応するものであり、必要な調整力をエリア内で確保すべきであるものの、年間で確保する電源Ⅰ必要量算定において、最大値まで評価するのは過大とも考えられることから、一定程度は電源Ⅱの余力に期待することとし、「+3σ相当値」を使用する。
- ※ 残余需要の予測誤差に対応する調整力もエリア内で確保することが基本であるが、当日の運用において予測誤差の傾向を把握できるため、電源Ⅰだけでは不足することが予想される場合には運用での対応が可能と考えられることから、電源Ⅱの余力および不足する場合はエリア外などに期待することを可能とし、「+2σ相当値」を使用する。
- ※ 北海道エリアは北海道胆振東部地震時の地震発生から再エネ接続復帰まで（9/6 3:00～9/14 23:30）のデータを除外している。

H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～2018年度のデータによる算定結果～

【参考 p.6】

第40回委員会 資料2

- 残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を算定した結果は下表のとおり。
- エリア別で見るとH3需要の7%を下回る結果も出ているが、大半はH3需要の7%を上回る結果となっている。
- 9エリア単純平均では、各ケースでH3需要の7～10%という算定結果となった。
- エリア別で見ると、北海道、中国、四国エリアは他エリアと比べると量が大きくなる傾向となっており、主に、北海道エリアは小売需要予測誤差による影響、中国、四国エリアは再エネ出力予測誤差による影響と考えられる。

	対象日	対象コマ	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア単純平均
ケース1	365日	ピーク ^{※1} の95%以上	11.9	8.9	7.1	9.1	8.1	8.2	11.4	13.4	10.1	10.0
ケース2	365日	ピーク ^{※1} 2コマ	11.2	7.4	5.6	7.4	7.0	6.6	9.6	12.0	7.3	8.9
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} の95%以上	12.4	8.3	5.9	8.8	8.5	7.1	13.2	13.8	8.5	9.6
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} 2コマ	10.2	6.6	5.5	6.4	5.9	5.3	8.7	10.3	5.7	7.2
【参考】	365日	全時間帯	12.9	9.9	8.3	9.6	8.6	8.5	12.9	15.1	13.9	11.2

※1 残余需要ピーク

※ 2018年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値

- 今回算定した2018年度データと、昨年度算定した2017年度データの算定結果を比較すると、9エリア単純平均では2018年度の結果の方が値が若干大きくなっている。
- エリア別で見ると、中国、四国エリアでは2018年度の結果の方が値が大きくなる傾向となっており、再エネ出力予測誤差による影響が要因の一つと考えられる。
- エリアや算定ケースによってバラつきがある結果となっていることから、引き続きデータの蓄積・分析を行い、算定結果の推移を確認するとともに、運用への影響有無を確認していくことが必要ではないか。

2018年度データと2017年度データによる算定結果の差異

	対象日	対象IR	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア単純平均
ケース1	365日	ピーク ^{※1} の95%以上	▲ 1.2	▲ 0.3	0.1	0.2	0.4	▲ 0.8	1.7	2.8	0.9	0.6
ケース2	365日	ピーク ^{※1} 2コマ	▲ 0.5	▲ 0.6	0.1	▲ 0.2	▲ 0.7	▲ 0.4	0.3	2.6	▲ 1.7	0.5
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} の95%以上	▲ 4.0	▲ 1.5	▲ 0.9	▲ 0.2	1.1	▲ 0.7	4.8	2.2	0.0	0.1
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} 2コマ	▲ 4.4	▲ 0.8	1.0	▲ 1.5	0.0	▲ 0.7	1.5	1.8	▲ 1.4	▲ 0.5
【参考】	365日	全時間帯	0.3	▲ 0.1	0.7	▲ 0.4	0.3	0.3	2.0	2.6	1.2	0.9

※1 残余需要ピーク

実需給断面で必要となる調整力の観点からの電源 I 必要量

- 「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」については、H3需要の7%を超える値も見られ、前年度と比べると、上げ調整力必要量が増加する傾向が出ているエリアも見られる。
- しかし、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことを踏まえると、電源II余力が生じにくい時間帯が対象となるように分析を行っているものの、この上げ調整力必要量の中には電源II余力に期待できる量も含まれていると考えられる。
- つまり、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源IIを適切に共用し、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源II余力が十分に活用できているのではないか。
- したがって、実需給断面で必要となる調整力の観点からは、上げ調整力必要量が増加する傾向が見られるものの、一般送配電事業者が確実に活用できる電源Iを、現状のH3需要の7%から増やす必要があるとまでは言えないのではないか。

電源 I 必要量の考え方

- 前回の本委員会（2019年5月13日）において、当面は、一般送配電事業者が偶発的需給変動対応の必要供給予備力として各エリアのH3需要の7%を電源 I として確保することが必要と整理した。
- 今回の実需給断面で必要となる調整力の観点からは、エリアごとにバラつきがあるが、残余需要が高い時間帯においてH3需要の7～10%程度の上げ調整力が必要との結果となり、H3需要の7%を超える値も見られる結果となった。
- 昨年度も同様の傾向が見られたことから、電源 I をH3需要の7%とした場合に不足する調整力の確保方法についてご議論いただき、一般送配電事業者が電源 II の事前予約をすることを認めることとした。
- 一方で、2018年8月以降に、電源 II 事前予約を行ったエリアは中部エリアと四国エリアの2エリアであるが、毎日のように電源 II 事前予約をしなければ上げ調整力の不足が懸念されるような状況とはなっておらず、一般送配電事業者の専有電源となる電源 I を増加させてまで、実需給断面で必要となる上げ調整力を確保しなければならない状況とは言えないのではないか。
- **したがって、2020年度向けの調整力公募においても、必要予備力の観点から確保することが必要としたH3需要の7%を電源 I 必要量とし、必要に応じ、電源 II 事前予約を活用することでどうか。**

(余白)

電源 I ' 必要量の考え方について

厳気象対応に必要な供給力の算定方法（厳気象条件更新時の扱い）

【参考 p.12】

第39回委員会 資料3

- 電力レジリエンス等に関する小委員会において、容量市場開設後の厳気象条件更新時の対応について、以下のとおりEUE算定により評価することとした。
 - 容量市場の初回オークションにおいては、最新の気象条件に基づき必要供給力を設定し、「需要1kWあたりのEUE」を算定する。初回オークション以降に厳気象更新となるエリアがあった場合、その気象条件はその後のEUEを算定する諸元に反映されるため、更新された厳気象条件が反映された諸元でEUEを算定することで、供給信頼度基準の維持可否を判定する。
 - 仮に、算定したEUEが供給信頼度として定めた値以下に収まらない場合は、供給信頼度基準を満足するように、次回容量市場における目標調達量に反映させるとともに、足元では追加オークションや特別オークションの実施を判断することになる。
- 2020年度に行われる容量市場の初回オークションにおいては、最新の気象条件に基づき必要供給力を設定することとしているものの、メインオークションは2020年7月に開催し、その需要曲線の設定を2020年4月～5月に行うスケジュールであることから、それまでの間は、**電源 I ' 必要量検討にあたっては、これまでどおり最新の厳気象条件を反映した厳気象H1需要を用いることとしてはどうか。**
- 今回の電源 I ' 必要量の算定以降に厳気象更新があり、厳気象H1需要を用いて計算される電源 I ' 必要量が増加する場合の次年度以降の公募量への反映方法については、電力需給検証等の方法も含め、引き続き検討していくこととしてはどうか。

計画外停止率の考慮（1）

- 電源 I ' 必要量はこれまで以下の式にて算定しており、「厳気象 H 1 需要対応に必要な供給力」から「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者による確保分」を控除した量としている。

➢ これまでの電源 I ' 必要量算定式

$$\text{電源 I ' 必要量} = \left(\frac{\text{厳気象 H 1 需要} \times 103\%}{\text{厳気象 H 1 需要対応に必要な供給力}} \right) - \left(\frac{\text{平年 H 3 需要} \times 101\%}{\text{小売電気事業者による確保見込み分}} + \frac{\text{電源 I 必要量}}{\text{一般送配電事業者による確保分}} \right)$$

- 計画段階で計上した供給力のうち、計画外停止等を要因に、ある程度は実運用段階で供給力として見込めなくなることが考えられるため、需給検証においては、全エリアであらかじめ計画外停止を考慮して供給力を評価することとし、主要電源である火力発電の計画外停止率2.6%を採用し、その分だけ全国の供給力から一律で控除している。
- 電源 I ' 必要量の算定においては、「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者による確保分」が計画段階で確保される供給力に相当することから、**これらの供給力に対して、一律で火力電源の計画外停止率2.6%を考慮することでどうか。**

計画外停止率の考慮（2）

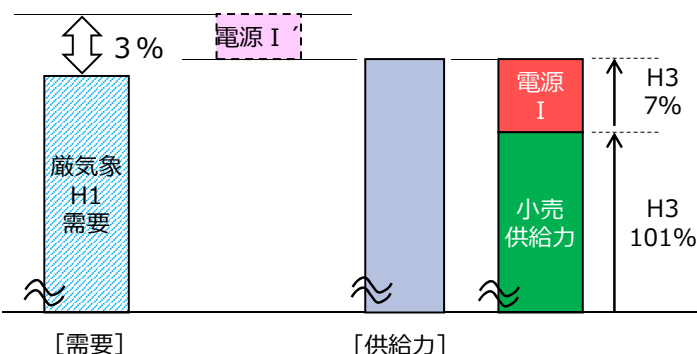
- 具体的には、電源 I ' 必要量の算定において、計画外停止率を以下のとおり織り込むことでどうか。

➢ 計画外停止率を考慮した電源 I ' 必要量算定式

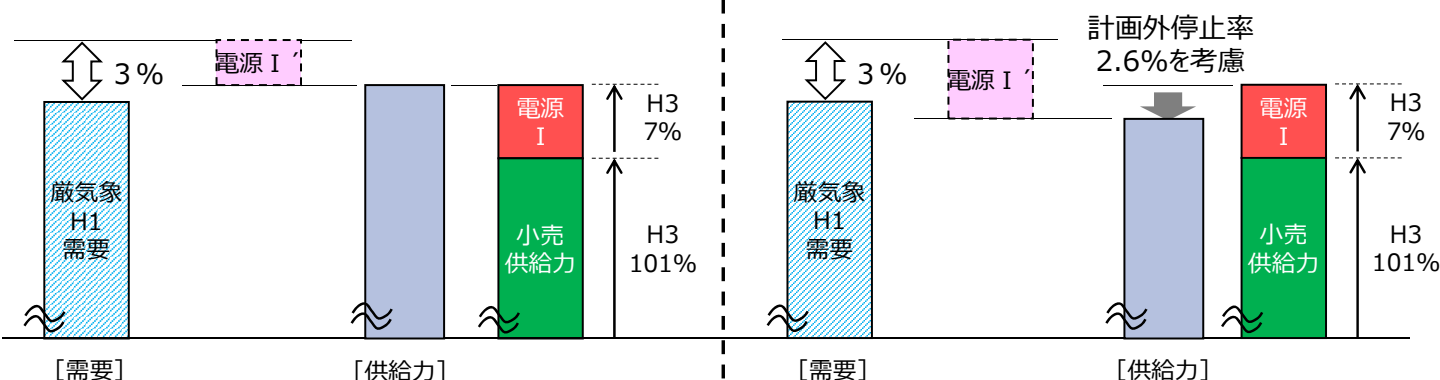
$$\text{電源 I ' 必要量} = \left(\frac{\text{厳気象 H 1 需要} \times 103\%}{\text{厳気象 H 1 需要対応に必要な供給力}} \right) - \left(\frac{\text{平年 H 3 需要} \times 101\%}{\text{小売電気事業者による確保見込み分}} + \frac{\text{電源 I 必要量}}{\text{一般送配電事業者による確保分}} \right) \times (1 - \text{計画外停止率})$$

【計画外停止率の考慮イメージ】

(これまでのイメージ)



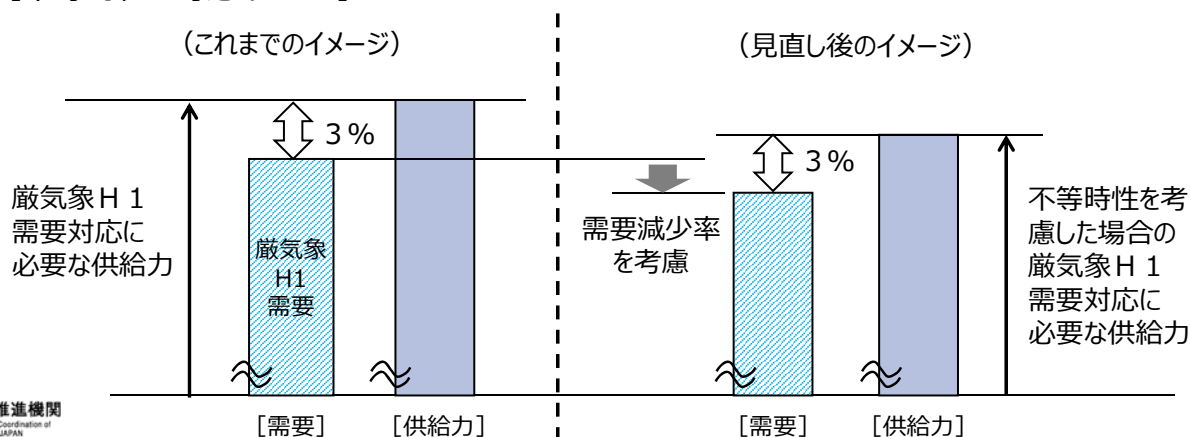
(見直し後のイメージ)



最大需要発生時の不等時性の考慮（1）

- 最大需要発生時の不等時性を考慮する際には、対象となる複数エリアで同時帯の需要を想定する必要があるが、需給検証においては、これまでの各エリアの厳気象H1需要を継続的に活用する観点から以下のような方法で不等時性を考慮している。
 - ✓ 不等時性を考慮するいくつかのエリアのまとまり（以下、「ブロック」とする）を想定し、過去の需要実績を踏まえ、ブロック内の各エリアの厳気象H1想定値の合計を過去の不等時性による需要の減少（需要減少率）を考慮し割り引いて評価。
- 電源I'必要量においても同様の考えで算出した需要減少率を考慮することとする。
 - 電源I' = 厳気象H1需要 × $\frac{(1 - \text{需要減少率})}{103\%}$ × 103%
 - (平年H3需要 × 101% + 電源I必要量) × (1 - 計画外停止率)

【不等時性の考慮イメージ】



不等時性を考慮するブロック分けのための連系線空容量の考え方

- ブロック分けを決定するにあたって、どのように連系線の空容量を考えるかが課題となる。
- 各エリアの需給状況や卸電力市場での取引状況によって、連系線の潮流とともに空容量は変わるものであるが、供給計画および需給検証においては、供給計画に計上されたエリア間取引により空容量を算定し、評価している。
- 電源I'必要量の算定において、不等時性を考慮するブロック分けを決定するにあたっては、供給計画および需給検証と同様に、連系線の空容量は供給計画に計上されたエリア間取引により算定してはどうか。
- また、供給計画においては、マージン（A, B, C）分を除いた空容量を活用することとしており、需給検証においては、マージン（B, C）分を除いた空容量を活用することとしている。電源I'必要量を考えるにあたっては、厳気象断面における需給バランス評価を行っている需給検証の空容量の考え方に合わせることで、どうか。

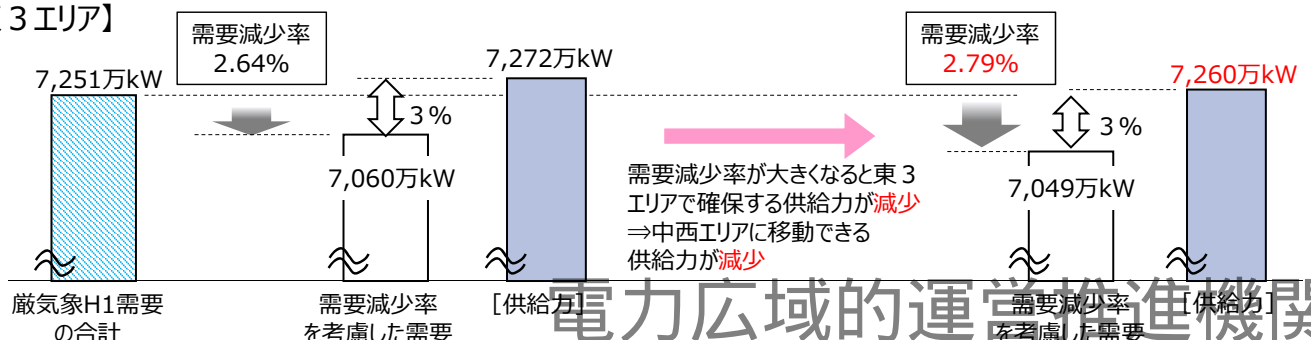
不等時性を考慮するブロック分けのための各エリアの供給力の考え方

- 供給力を移動できるためには、連系線に空容量があるとともに、自エリアで必要な予備力を確保したうえで、他エリアに移動できるだけの余力があることが必要になる。
- 電源 I' の公募調達を通じて、少なくとも各エリアで需要減少率を考慮した需要に対して3%の予備力を確保できるだけの供給力を確保していることを前提として、エリアの供給力の過不足を計算することでどうか。
- 具体的には、以下のように各エリアの供給力の過不足を計算し、空容量の範囲内で移動できるかを評価することでどうか。
 - 1つのエリアが厳気象H1需要になると想定する。
 - 不等時性を考慮するブロックの合成需要は「厳気象H1需要の合計×(1-需要減少率)」となることから、ブロック内のエリアの需要の合計が合うように、厳気象H1需要になったエリア以外の需要を、厳気象H1需要の比率で按分して設定する。
 - この需要に対して3%の予備力を確保することを基準として各エリアの供給力の過不足を評価し、この過不足分をもとに各連系線に流れる潮流を計算する。
 - 各エリアが厳気象H1需要になるケースをそれぞれ計算し、連系線潮流が空容量の範囲内に収まるかどうかでブロック分けを決定する。

ブロック分けと採用する需要減少率

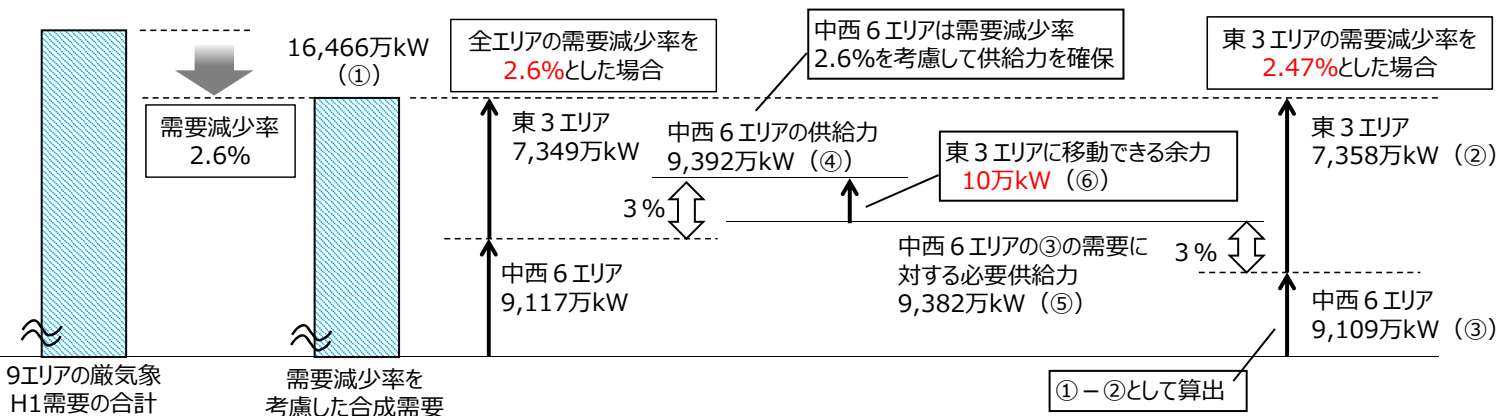
- この考え方により検討した結果、東京中部間連系線（中部→東京向け）の空容量が夏季・冬季ともに不足していた。そのため、ブロック分けを行い、東3エリアのブロックで検討した結果、夏季・冬季ともに連系線潮流は空容量の範囲内となった。
- したがって、2020年度向け公募においては、中西6エリアは全国9エリアの需要減少率（夏季2.6%、冬季2.64%）を採用し、東3エリアは東3エリアの需要減少率（夏季2.47%、冬季2.79%）を採用することが考えられる。
- しかし、通常、不等時性を考慮するブロックが小さくなると、不等時性の効果が小さくなり、需要減少率は小さくなると考えられるが、冬季については、全国9エリア→東3エリアにした場合、需要減少率が大きく（2.64%→2.79%）なっていることから、このままの値を採用して東3エリアが供給力を確保した場合、中西6エリアに移動できる供給力が減少することになり、必要供給力を確保できない恐れがある。
- そのため、冬季の東3エリアで考慮する需要減少率は全国9エリアの需要減少率2.64%と同じ値を採用する必要があるのではないか。

【冬季の東3エリア】



- 東京中部間連系線（中部→東京向け）においては、東 3 エリアのいずれかで H1 需要が発生したときに、中西 6 エリアの供給力余力の全量を送ることができないため、東 3 エリアと中西 6 エリアでブロックを分けることとした。
- しかし、全量は送ることができなくても、空容量の範囲内では、中西 6 エリアからの供給力移動に期待して、東 3 エリアの電源 I' 必要量を算定することも考えられる。
- 夏季については、東 3 エリアでは需要減少率 2.47% を採用し、その場合に東京中部間連系線の空容量の範囲で中西 6 エリアからの供給力移動に期待できる量として 10 万 kW（考え方は次頁参照）を考慮することでどうか。
- この 10 万 kW を東 3 エリアの厳気象 H 1 需要の比率で按分し、電源 I' 必要量からの控除量とすることでどうか。
※ 冬季については、中西 6 エリアと東 3 エリアで考慮する需要減少率が同じため、同様の計算を行った場合に供給力移動に期待できる量は 0 となる

(参考) 中西 6 エリアから東 3 エリアへの供給力移動が期待できる量の考え方



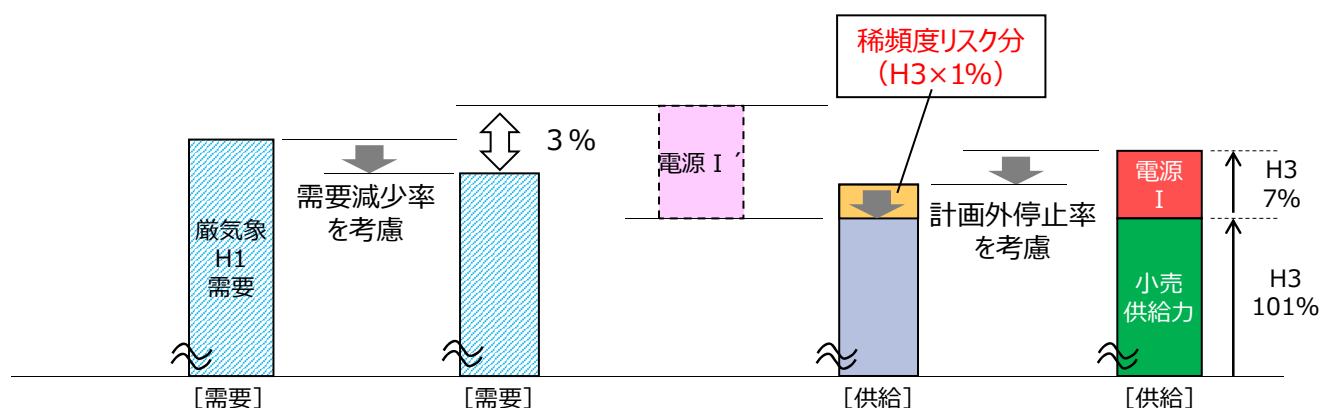
(算出手順)

- ① 夏季の 9 エリアの不等時性 (2.6%) を考慮した場合の全国の合成需要を算出。
9 エリアの厳気象 H 1 需要合計 × (1 - 需要減少率) = 16,466 万 kW
- ② 東 3 エリアの不等時性 (2.47%) を考慮した場合の東 3 エリアの合成需要を算出。
東 3 エリアの厳気象 H 1 需要合計 × (1 - 需要減少率) = 7,358 万 kW
- ③ 9 エリアの合成需要の最大は①の値となることから、東 3 エリアが②の需要になった時の中西 6 エリアの合成需要を算出。
①の値 - ②の値 = 9,109 万 kW
- ④ 中西 6 エリアでは、需要減少率 2.6% を考慮した需要に対して 3% の予備力を確保していることを前提として供給力を算出。
中西 6 エリアの厳気象 H 1 需要合計 × (1 - 需要減少率) × 103% = 9,392 万 kW
- ⑤ ③の需要に対する中西 6 エリアの必要供給力を算出。
③の値 × 103% = 9,382 万 kW
- ⑥ ④と⑤の値の差分を中西 6 エリアから東 3 エリアに移動できる余力として算出。これを供給力移動に期待できる量とする。
④の値 - ⑤の値 = 10 万 kW

- これまでの内容を踏まえて、以下のとおり最大需要発生時の不等時性を考慮することでどうか。
 - 2020年度向け公募においては、**中西6エリアは全国9エリアの需要減少率（夏季2.6%、冬季2.64%）**を採用し、**東3エリアは東3エリアの需要減少率（夏季2.47%、冬季2.64%※）**を採用する。
 - ※ 東3エリアの冬季の需要減少率は2.79%であるが、全国9エリアの需要減少率より大きいため、全国9エリアの需要減少率と同値とする。
 - 夏季の東3エリアの電源 I ' 必要量算定においては、中西エリアからの供給力移動に期待できる量として、10万kWを考慮することとし、厳気象 H 1 需要の比率で按分した以下の量を電源 I ' 必要量から控除する。
 - 北海道0.5万kW、東北1.8万kW、東京7.5万kW
 - ※ 2019年度夏季の需要見通し（需給検証報告書（2019年4月））における厳気象 H 1 需要をもとに算出した値。小数第2位以下切り捨て。

- 前回の本員会（2019年5月23日）において、電源 I ' 必要量に稀頻度リスク分として「H 3 需要の 1%※を織り込んで算定する」こととした。
- 電源 I ' 必要量の算定において、稀頻度リスク分を以下のとおり織り込むことでどうか。
 - 電源 I ' 必要量
 - = 厳気象 H 1 需要 × (1 - 需要減少率) × 103%
 - { (H 3 需要 × 101% + 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分 }

※北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する



- 夏季と冬季のどちらの電源 I ' 必要量が多くなるかは、必要量算定において、小売電気事業者が確保する供給力を、どのように見込むかによって変わり得る。
- 具体的には、小売電気事業者が確保する供給力が、電源の補修等によって各月の H 3 需要に応じて減少すると見込む場合には、厳気象 H 1 需要が最大ではない季節であっても、厳気象 H 1 需要と平年 H 3 需要の乖離が大きくなるほど需給が厳しくなる恐れがあり、電源 I ' 必要量が多くなる。
- H 3 需要が最大ではない季節において、H 3 需要に基づいてのみ小売電気事業者の供給力を評価すると、電源 I ' 必要量が過大に評価される恐れもあるため、極力、実態に見合った評価となるように、**夏季と冬季の計画停止量の差および、計画停止していなくても電源の特徴によって生じる供給力の差として、再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）とガスタービン発電設備の供給力の差を考慮**することとした。
- 電源 I ' 必要量の算定においては、どのような値を考慮するかが課題となるが、次頁以降に示すような考え方を参照しつつ、**一般送配電事業者が算定すること**でどうか。

- 至近4ヶ年（2016～2019年度）の供給計画における火力発電所の補修計画をもとに、エリア別の月ごとの計画停止量を調査した。
- 月ごとに計画停止量にバラつきがあることから、7・8月を夏季、1・2月を冬季とし、2ヶ月間の平均値をもとに夏季と冬季の計画停止量の差を確認した結果は以下のとおりであった。
- 冬季に H 3 需要が最大となる北海道・東北エリアについては夏季の方が計画停止が多くなっている。一方、夏季に H 3 需要が最大となる、その他のエリアについては、必ずしも冬季の方が計画停止が多いとは限らず、また、夏季と冬季の計画停止量の差が小さくなる傾向も見られる。
※2019年度供給計画策定にあたり、当機関から各事業者に対して、電源の計画停止を夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けていただくよう要請を行った
- こうした至近の実績をもとに、夏季と冬季の計画停止量の差を考慮する方法が考えられるのではないかと。

○夏季と冬季の計画停止量の差

(単位：万kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2016年度	▲ 67	3	▲ 317	▲ 119	5	▲ 10	62	▲ 11	▲ 40	▲ 31.5
2017年度	▲ 103	▲ 88	▲ 138	▲ 104	11	25	▲ 60	21	4	▲ 27.8
2018年度	▲ 66	▲ 115	▲ 151	▲ 8	▲ 13	▲ 92	17	76	▲ 29	▲ 38.6
2019年度	▲ 95	▲ 61	▲ 114	10	15	▲ 68	2	68	4	▲ 15.8
4年平均	▲ 83	▲ 65	▲ 180	▲ 55	5	▲ 36	5	38	▲ 15	▲ 28.4
2年平均※	▲ 80	▲ 88	▲ 133	1	1	▲ 80	10	72	▲ 12	▲ 27.2
	冬季－夏季					夏季－冬季				

※2018年度・2019年度の平均

- 現状、供給計画および需給検証においては、再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）の供給力は、「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン（資源エネルギー庁、2018年12月）」及び「2019年度供給計画届出書の記載要領（資源エネルギー庁、2018年12月）」に基づき算出したL5評価値※により需給バランスを評価している。
 ※再エネの供給力評価については、L5評価から火力代替価値（kW）への見直しを検討しているところ
- そのため、こうした電源の夏季と冬季の供給力の差はL5評価値により考慮する方法が考えられるのではないか。

4-2-1. 需給バランス評価の方法（供給力の計上）

供給力及び発電余力の算出方法は、「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン（資源エネルギー庁、2018年12月）」及び「2019年度供給計画届出書の記載要領（資源エネルギー庁、2018年12月）」に記載の方法による。以下にその概要と今年度の供給計画における特記すべき事項を記載する。

（中略）

- (3) 水力発電
 自流式について、降雨等によって出水量が変化するため、月ごと（1～12月）に供給力が低かった下位5日の平均値（L5）を過去30年間平均した値を供給力として計上している。
- (4) 太陽光発電
 過去20か年の最大3日平均電力の該当日において、エリアの一般送配電事業者が指定する時間における発電推計データ（計60データ）から、下位5日平均値（L5）を算出し、これより自家消費分（算定対象期間は直近の5年間）を減じて算出したものを供給力として計上している。
- (5) 風力発電
 過去の発電実績が把握可能な期間について、水力の評価手法を参考に、最大需要発生時における発電実績の下位5日平均値（L5）により評価した値を供給力として計上している。

出所) 2019年度供給計画取りまとめ
 [2018年度第3回評議員会資料
 (2019年3月25日)]
https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/190329_kyokyukeikaku_torimatome.html

(参考) 再エネ（太陽光・風力）供給力 [L5評価値]

○太陽光発電（2019年度供給計画 第1年度）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
夏季 (8月)	太陽光供給力 (万kW)	10	99	252	218	24	147	127	73	343	9
	想定最大 需要時間	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時
冬季 (1月)	太陽光供給力 (万kW)	0	0	0	19	1	15	21	0	0	0
	想定最大 需要時間	17-18時	17-18時	17-18時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	18-19時	18-19時	19-20時
供給力差分		10	99	▲ 252	▲ 199	▲ 22	▲ 132	▲ 106	▲ 73	▲ 343	▲ 9
		夏季-冬季			冬季-夏季						

○風力発電（2019年度供給計画 第1年度）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
夏季 (8月)	風力供給力 (万kW)	1	2	0	1	0	0	0	0	1	0
冬季 (1月)	風力供給力 (万kW)	3	13	3	2	0	0	1	1	1	0
供給力差分		▲ 1	▲ 10	3	1	0	0	1	1	0	0
		夏季-冬季			冬季-夏季						

○水力発電 (自流式) (2018年度の需給検証において事業者に調査した値)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
夏季 (8月)	水力供給力 (万kW)	37	122	211	136	36	181	33	34	61	0
冬季 (1月)	水力供給力 (万kW)	31	126	157	98	29	154	32	17	48	0
供給力差分 (万kW)		5	▲4	▲54	▲38	▲8	▲27	▲1	▲17	▲13	0
		夏季-冬季			冬季-夏季						

夏季と冬季のガスタービン発電設備の供給力の差

- 供給計画における旧一般電気事業者のデータから、夏季と冬季の火力発電設備の発電能力から供給力の差分を評価すると、以下のようになる。
- 旧一般電気事業者以外にもガスタービン発電設備を有しているものの、代表して、このような値を考慮することが考えられるのではないかと。
- また、一般送配電事業者が、電源Ⅰまたは電源Ⅱ契約している電源等について、こうした夏季と冬季の供給力の差を把握できる場合には、その値を考慮することも考えられるのではないかと。

○火力発電※¹の発電能力※²の差分 (2019年度供給計画 第1年度)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力差分 (万kW)	▲18	▲50	176	121	10	76	2	6	32	2
	夏季-冬季			冬季-夏季						

※ 夏季は8月、冬季は1月の値 (新設・廃止時期を考慮して一部データを補正)

※¹ 旧一般電気事業者の火力発電設備

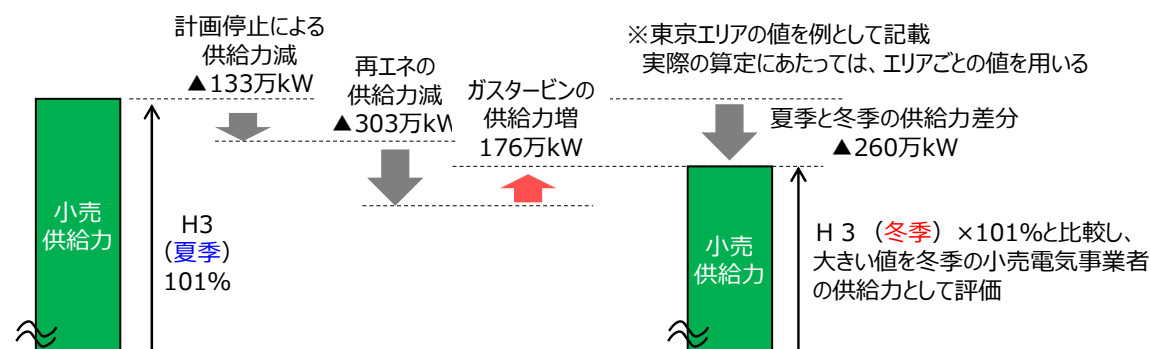
※² 安定して発電し得る最大の能力を示し、設備容量から、コンバインドサイクルなどでは、大気温の影響による能力減分を差し引いたものです。(電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドラインによる)

夏季と冬季の供給力差分の考慮

- 夏季と冬季の供給力の差分を合算すると、下表のとおりとなる。
- H3 需要が最大ではない月については、このような値を考慮して、小売電気事業者の供給力確保見込み分を評価することかどうか。
- ただし、H3 需要が最大ではない月においても、小売電気事業者が、少なくともH3 需要×101%の供給力を確保することを前提とし、H3 需要×101%といずれか大きい方の値を採用することかどうか。
- このような方法により、**夏季と冬季の電源 I 必要量を算定し、いずれか大きい方を、当該エリアの電源 I 必要量とすること**かどうか。

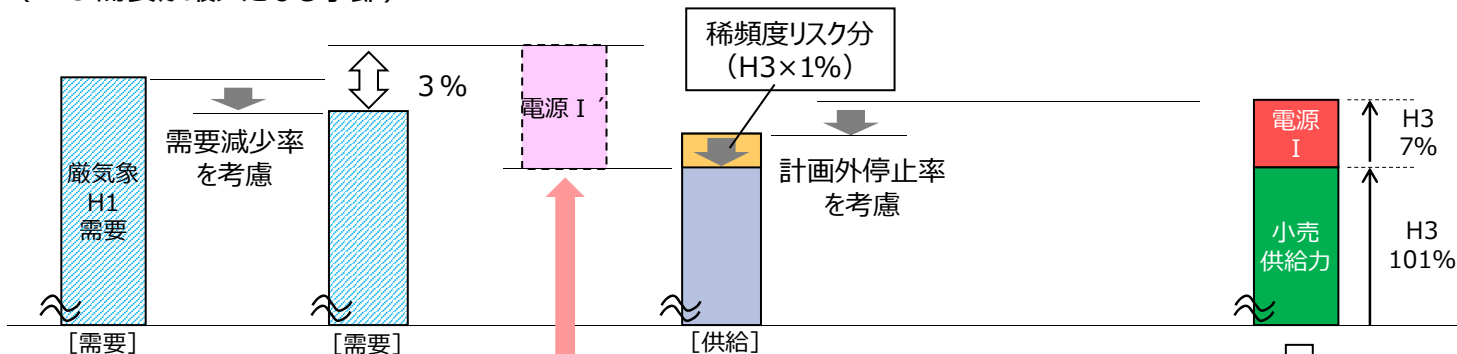
○夏季と冬季の供給力の差分

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力差分 (万kW)	▲ 85	▲ 53	▲ 260	▲ 114	▲ 19	▲ 162	▲ 95	▲ 11	▲ 336	▲ 85
	夏季 - 冬季			冬季 - 夏季						

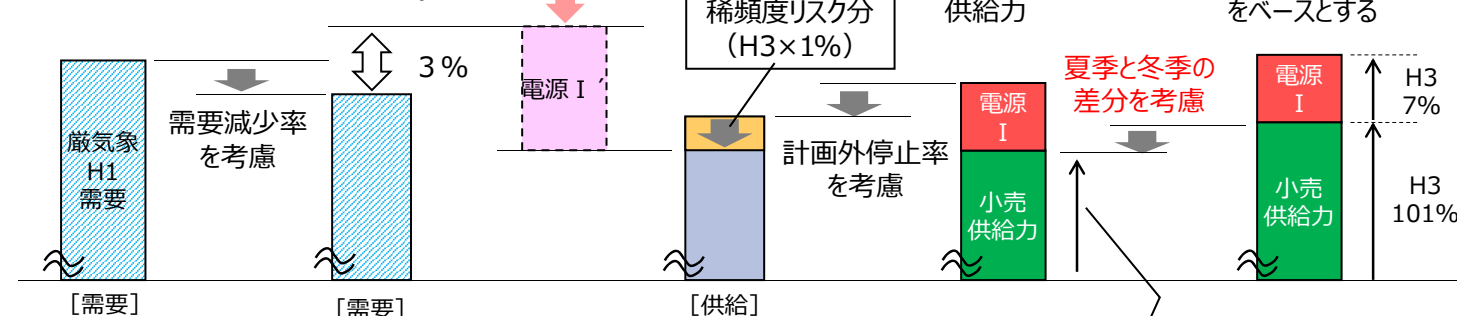


(参考) 夏季と冬季の電源 I 必要量算定のイメージ

(H3 需要が最大となる季節)



(H3 需要が最大ではない季節)



- これまで述べてきたように電源 I ' はアデカシーの観点から確保しているものではあるが、要件として発動回数や継続時間の制約が設けられている一方で、指令から3時間以内に発動可能であることを求めており、バランス停止した発電機の起動が間に合わないようなタイミングでも発動できるといった特徴がある。
- 必要量は猛暑や厳寒といった状況に対応できるように評価するものの、発動をそのような状況に限定しているものではなく、天候急変などにより大きな変動が生じた場合の需要予測誤差や再エネ予測誤差に対応するために活用できるものである。
- 第36回の本委員会（2019年2月19日）における中部エリアの需給ひっ迫時の需給状況の分析の中においても、3時間程度前に発動を判断できる需給状況に対しては、電源 II 運用の補完的な対応として、電源 I ' のDRなどを活用することも考えられるのではないかと整理した。
- これまで猛暑・厳寒時に活用することを主目的として、調整力の調達期間を限定して、夏季のみ、あるいは夏季・冬季のみ活用する契約としていた電源 I ' について、調達の際に年間を通じて可能な限り発動に応じるように求めていくことだろうか。

【第36回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年2月19日）議事録抜粋】

『出来る限り年間で対応できる、春や秋でも有り得るのは、確かにその通りで、**予想外れや太陽光発電の出力予測外れに対して電源 I ' で対応できることはあると思う。出来得る限りと記載してあるので大丈夫だとは思いますが**、供給力として見込む形にして年間いつでも発動できる形とするのが良いのか、あるいは夏と冬に限定し、春や秋に発動する場合には、例えばkWh価格で割増して回数の枠外で発動できるような契約を予め締結しておく等、様々な方法があると思うので、**1つに決め打ちせず、どのような方法が、一番コストが低く、かつ供給安定に資するのかを考えていく必要があると思う。**』（松村委員）

(余白)

電源 I ' のエリア外調達について

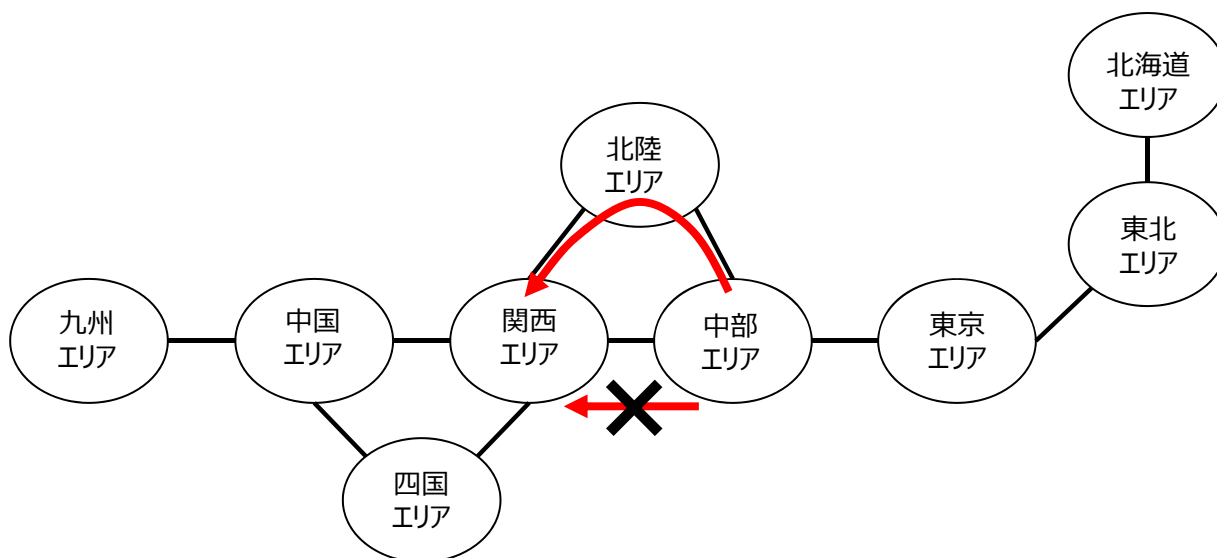
電源 I ' のエリア外調達について

- 電源 I ' については、30分コマ内の細かい出力調整を求めるものではなく、GCより一定時間前に発動指令を行うものであり、今年度4月から実施している「調整力の広域的運用」のように、一般送配電事業者と広域機関が連携して運用することにより、エリア外で調達しても運用可能※なことが考えられる。
※具体的な公募方法、システム対応等については引き続き一般送配電事業者と広域機関にて連携して検討
- 上記を踏まえ、2020年度向け調整力公募に向けて、**電源 I ' のエリア外調達に関して検討を進めていくこととしてどうか**。なお、エリア外調達とは、電源 I ' の必要量はエリアごとに算定し、その必要量を満たすための電源 I ' を自エリア + 他エリアから募集することである。
- 電源 I ' はアデカシーの観点から確保するものであり、確保した一般送配電事業者が発動することが必要と判断した需給状況において、発動した調整力を確実に受電し、当該エリアの需給状況を改善することが必要であるため、エリア外調達した場合には地域間連系線の容量確保は必須となる。
- したがって、電源 I ' のエリア外調達をする場合、地域間連系線に「調整力のエリア外調達のためのマージン」を設定する必要があり、その分だけ空容量が減少することから、卸電力市場に影響を与え、経済損失が発生する場合もあり得るため、その在り方について検討を行う必要がある。
- 電源 I ' のエリア外調達に伴う地域間連系線容量確保において、卸電力市場との関係の中で、対象とする連系線やその容量の考え方については、国でも議論いただきたい。

- 今回のメリット評価にあたり、第38回制度設計専門会合（2019年5月31日）で示された「2018年度の連系線の最小空容量を上限とする案」に対し、以下の考え方によりどこまでエリア外調達できるか検討した。
 - 2019年度向け電源 I ' 公募実績における各エリア調達価格を参照（公募未実施エリアについては全国平均価格を参照）し、隣接エリアからエリア外調達した場合の調達価格を推定し、電源 I ' エリア外調達による調達コスト削減見込みをメリットとして評価する。
 - 連系線の最小空容量実績としては、フェンス潮流を参照するなど市場取引における連系線の活用実態を踏まえて評価する。
 - 卸電力市場への影響を最大限考慮し、連系線混雑時には、発電コストがスポット市場のエリアプライス最高価格まで上昇すると仮定し、発電コスト増加分を保守的に評価する。
- 社会コスト最小化の観点からは、上記考え方等により電源 I ' のエリア外調達によるメリットを評価し、エリア外調達に伴う連系線確保量の上限値を最小空容量実績以上に増加させる方が良いと考えられるが、どうか。
- 具体的な評価内容を次ページ以降に記載する。

エリア間に複数ルートの連系線がある場合に卸電力市場に与える影響

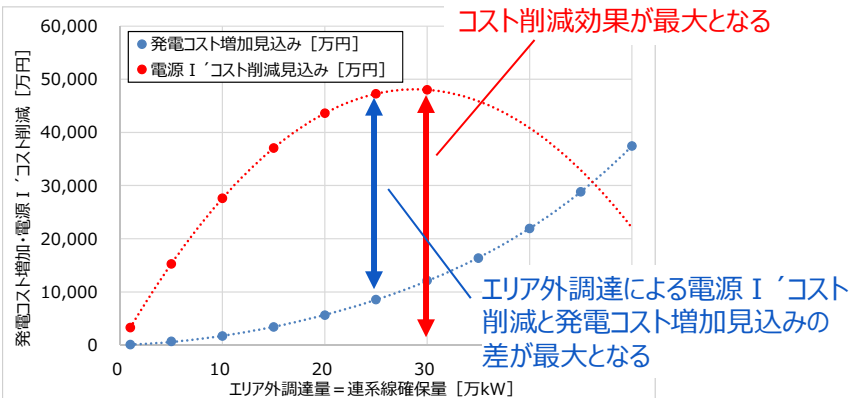
- 前回の本委員会では、個々の地域間連系線の空容量実績のみを示したが、電源 I ' のエリア外調達による卸電力市場への影響という観点で考えた場合、例えば、中部関西間連系線（中部→関西向き）に電源 I ' のエリア外調達のためのマージンを設定した結果として、仮に当該連系線が混雑したとしても、中部→北陸→関西のルートで電気を流すことにより市場分断には至らないことから、複数ルートがある場合には、フェンス潮流を考慮して検討を行う。



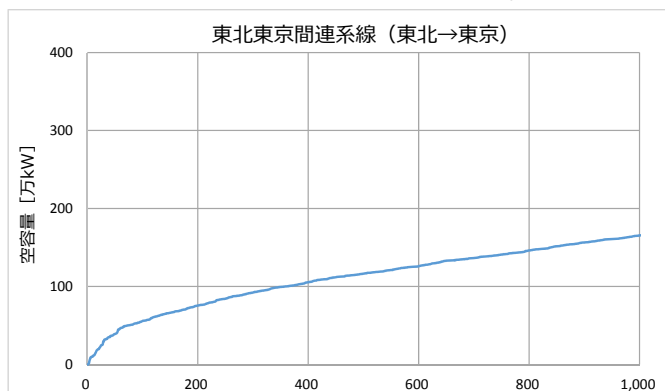
東北→東京向きに連系線容量を確保した場合の影響

- 東北・東京間については、東北東京間連系線（東北→東京向き）の2018年度のスポット市場後の最小空容量実績※については0万kWであった。
- ※ 7月～9月、12月～2月の平日（9時～20時）が対象
- そのため、最小空容量実績を上限とすると、電源 I' のエリア外調達のために連系線を確保できないこととなるが、東北東京間連系線（東北→東京向き）に連系線容量を確保した場合の発電コスト増加見込みと、電源 I' のエリア外調達に伴う電源 I' の調達コストの低減見込みとを比較すると、下図のような関係になるとの試算となった。
- 社会コスト最小化の観点からは、電源 I' のエリア外調達に伴う電源 I' の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となる量までを連系線確保容量の上限とすることが考えられる。

東北東京間連系線（東北→東京向き）の容量確保した場合の影響



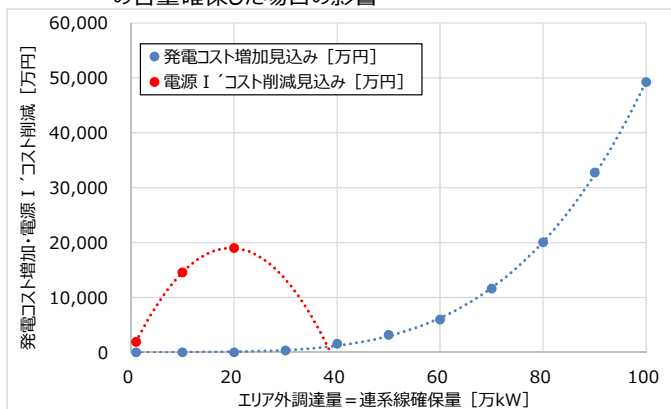
東北東京間連系線（東北→東京向き）スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



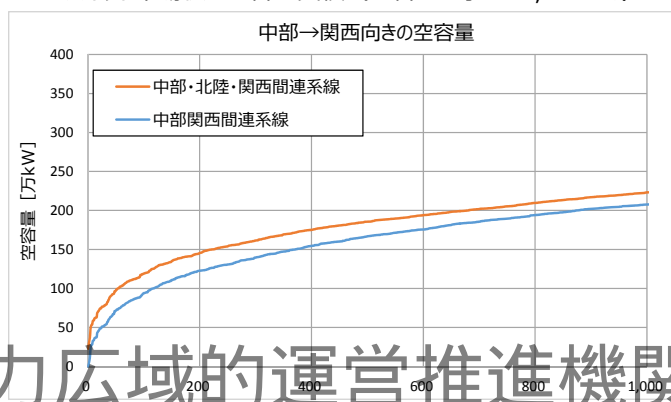
中部→関西向きに連系線容量を確保した場合の影響

- 中部→関西向きについては、中部→北陸→関西のルートも考慮した場合の2018年度のスポット市場後の最小空容量実績※は、22万kW程度であった。
- ※ 7月～9月、12月～2月の平日（9時～20時）が対象
- そのため、22万kW程度までは、中部関西間連系線（中部→関西向き）に連系線容量を確保しても発電コストの増分はなく、それ以上に連系線容量を確保した場合には、確保量を増やすにつれ、発電コストの増加見込み量が多くなる。一方で、電源 I' 調達コストの低減も20万kW程度のエリア外調達量までしか見込めないため、結果的に最小空容量実績の22万kW程度までを連系線確保容量の上限とすることが考えられる。（下図参照）
- このように、電源 I' のエリア外調達に伴う電源 I' の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となる量の方が、最小空容量実績を上回るのであれば、メリットが最大となる量を上限とすることが考えられる。
- 以降のページに全連系線に関する試算結果を示す。

中部関西間連系線（中部→関西向き）の容量確保した場合の影響



中部関西間連系線（中部→関西向き）スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



電源 I' のエリア外調達の対象連系線と上限値 (1)

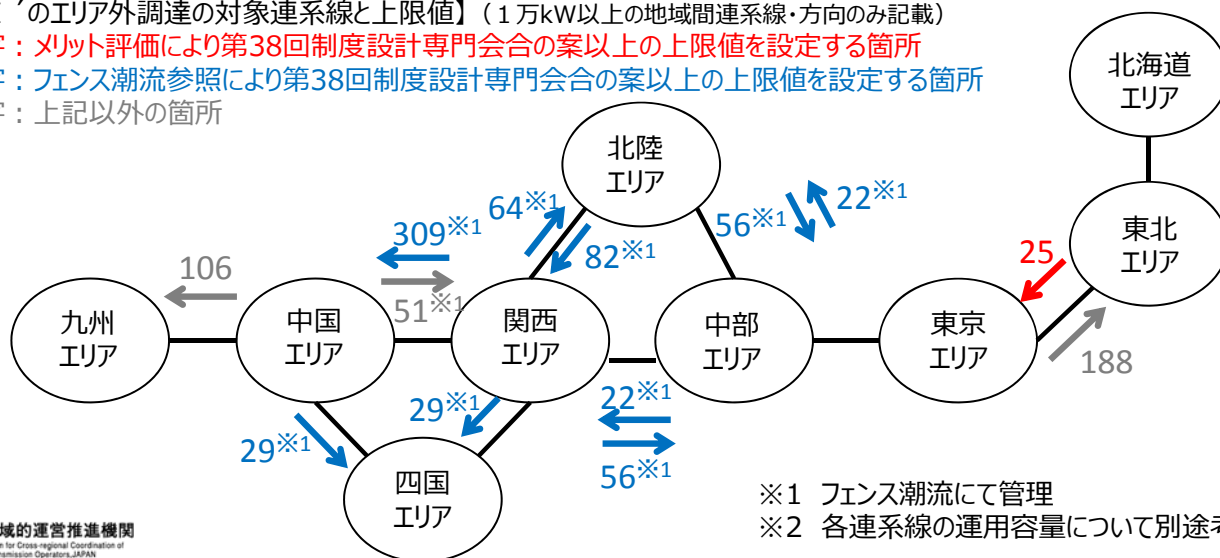
- 今回、2018年度実績の数値（連系線状況、スポット市場状況、電源 I' 公募状況）をもとに、電源 I' をエリア外調達するメリットと卸電力市場への影響について検討を行った。
- 最小空容量実績がゼロの連系線であっても、エリア間で電源 I' の価格に差がある場合には、連系線容量を確保して電源 I' をエリア外調達することに、社会的にはメリットがある場合があることを示した。
- 具体的には、社会コストを低減する観点から、電源 I' のエリア外調達に伴う電源 I' の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となるエリア外調達量が、最小空容量実績を上回る場合には、その量をエリア外調達の上限とすることが考えられるのではないか。【東北東京間連系線（東北→東京向き）】
- 今回の検討結果に基づき設定する場合の、エリア外調達（連系線確保容量）の上限値を下図※2に示す。これにより、2018年度実績からは、東北→東京および中部→関西においてエリア外調達されることが期待される。

【電源 I' のエリア外調達の対象連系線と上限値】（1万kW以上の地域間連系線・方向のみ記載）

赤字：メリット評価により第38回制度設計専門会合の案以上の上限値を設定する箇所

青字：フェンス潮流参照により第38回制度設計専門会合の案以上の上限値を設定する箇所

黒字：上記以外の箇所



国での議論結果 ～エリア外調達時の連系線確保量上限値について～

- 第39回制度設計専門会合（2019年6月25日）において、2020年度向け公募における電源 I' のエリア外調達に伴う連系線確保量の上限については、本委員会の検討結果を用いることとなった。

まとめ

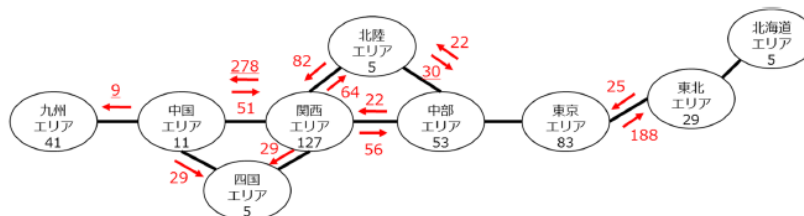
- 2020年度向け電源 I' の調達について、広域的調達により隣接エリアの電源等と契約する場合、それが確実に活用できるよう、それと同量の連系線容量を確保することとする。その連系線確保量の上限は、広域機関から示された値（2020年度連系線運用容量考慮後）を用いることとする。
- 広域的調達における落札者の選定において、域外からの応札については、それを落札することによるコスト削減効果が連系線の容量を確保することによるコスト増を上回ると評価されるケースのみ落札することとする。（連系線の容量を確保することによるコスト増については、広域機関の手法により試算する。）
 ※大規模電源や系統等の状況変化により、前提となる連系線の潮流に大きな変化が生じることが具体的に想定されることとなった場合には別途対応を検討する。
- 2021年度以降については、運用実績等の関連するデータを基に電源 I' の広域的調達の経済メリット等を評価し、連系線確保量のあり方を検討する。
 ※市場分断がエリアの小売市場の競争に与える影響も考慮する必要がある。

電源 I' のエリア外調達の対象連系線と上限値 (単位：万kW) (再掲)

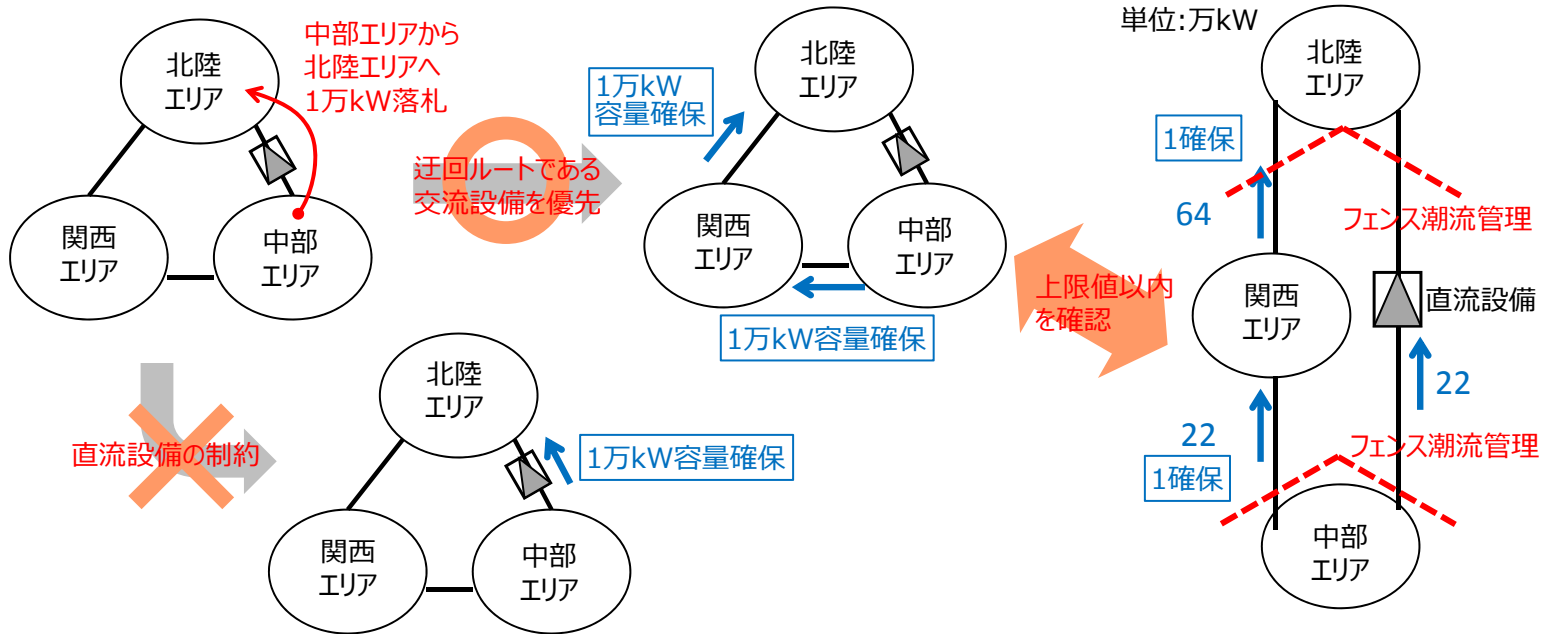
赤字：広域機関が示した連系線確保量の上限値：2020年度運用容量考慮後

黒字：2020年度の電源 I' 募集量の推計値（電力・ガス取引監視等委員会が推計。実際の募集量は未定）

※東北東京間及び中国九州間連系線以外はフェンス潮流にて管理。複数ルートの合計値で管理されるので各連系線の上限値はこれより小さい場合がある。



- 例えば、中部エリアから北陸エリアへ電源 I' が1万kW落札した場合、中部北陸間連系設備に1万kWの連系線容量を確保することが考えられるが、直流設備の制約を踏まえ、迂回ルートである中部関西間連系線および関西北陸間連系線にそれぞれ1万kWの連系線容量を確保することとしてはどうか。
- そして、落札評価にあたっては、関係する一般送配電事業者間（中部・北陸・関西間）にてフェンス潮流で管理している各連系線の上限值を超えていないことを確認することとしてはどうか。
- これにより、実需給にて北陸エリアの一般送配電事業者が中部エリアの電源 I' を発動するときは、中部→関西→北陸の迂回ルートである交流設備にて、電気を供給することとなる。



- 以上のことから、直流連系設備における隣接エリア間の電源 I' エリア外調達については、運用上の制約がある場合には、迂回ルートである交流設備を優先して活用することとしてはどうか。
- その落札評価にあたっては、関係する一般送配電事業者間にてフェンス潮流管理する各連系線の上限值を超えていないことを確認する。（迂回ルートを活用することで、複数の連系線の容量を確保することとなるが、フェンス潮流管理により、市場取引への影響は発生しない。）
- なお、中部北陸間および関西四国間の直流連系設備以外のエリア外調達については、市場取引への影響を踏まえ、2020年度向け調整力公募においては隣接エリア間に限定することとする。

沖縄エリアの電源 I、電源 I' 必要量の考え方について

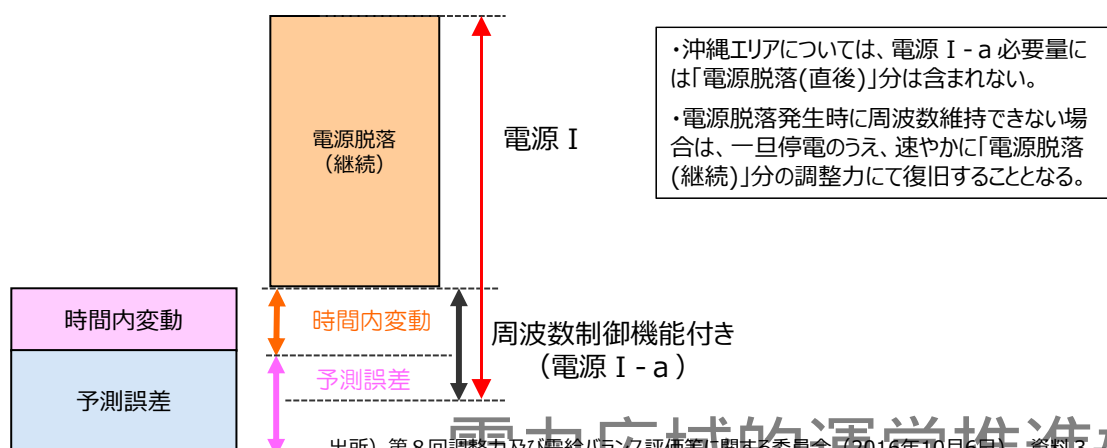
沖縄エリアの電源 I 必要量の考え方

- 沖縄エリアについては、単独系統でありエリア外には期待できないことを踏まえ、一般送配電事業者（沖縄電力）が算定する電源 I - a 必要量に単機最大ユニット相当量を足した量を電源 I 必要量としている。

- 沖縄エリアについて、電源 I 必要量を検討するうえで考慮すべき状況の変化はなく、2020年度向けの調整力公募においても以下のとおりとすることどうか。

電源 I 必要量 = エリア内単機最大ユニット分 + 周波数制御機能付き調整力（電源 I - a）必要量

- ※ 「エリア内単機最大ユニット」は、供給区域(エリア)内の電源のうち、出力が最大である単一の電源をいう。
- ※ 電源 I - a 必要量は沖縄電力の算定による。



- 電源 I ' 必要量の考え方については、確保目的の見直しにあわせて、以下のとおりとすることでどうか。
- 沖縄エリアは単独系統であることから需要の不等時性は考慮する必要がない（考慮できない）。他エリアと同様に電源の計画外停止率※を考慮すると、以下のとおりとなる。
 - ※他エリアで考慮する火力電源の計画外停止率2.6%の算定においては、沖縄エリアの電源も含まれている
- 電源 I ' 必要量
 - = 厳気象H1需要×103%
 - { (H3需要×101%+ 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分}
- 他エリアで考慮している稀頻度リスク分は、N-1事象における供給力低下を全国H3需要比率で評価した結果としてH3需要の1%程度としたものであり、沖縄エリアの算定に適用するのは適切ではないと考えられる。
- 沖縄エリアでは、電源 I 必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいるが、アデカシーの観点からも稀頻度リスク分として「エリア内単機最大ユニット分」を考慮することでどうか。