

2020年度向け調整力公募に向けた課題整理について

2019年6月14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

		2019年度第1Q	2019年度第2Q	2019年度第3Q	2019年度第4Q
一般送配電事業者	2020年度向け調整力の公募	公募準備		公募	契約手続き
本委員会	2020年度向け調整力の公募に向けた電源 I 必要量等の検討	必要量、要件等の検討	5/23 審議 本日	審議	審議 ※2021年度以降の調整力公募について検討 (需給調整市場に関する議論等と連携をとりながら検討)

※昨年度の公募スケジュールをもとに記載。

一般送配電事業者の公募スケジュールに合わせて、本委員会で審議を行えるように検討を進める予定。

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 実需給断面で必要となる調整力としての電源 I 必要量
 - (2) 電源 I 必要量の考え方
2. 電源 I ' 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 電源 I ' 必要量の考え方の見直し
 - a. 計画外停止率の考慮
 - b. 最大需要発生時の不等時性の考慮
 - c. 稀頻度リスク分の考慮
 - d. 夏季と冬季の供給力差分の考慮
 - (2) 電源 I ' 必要量の考え方
 - (3) 電源 I ' の確保目的の見直し
 - (4) 電源 I ' のエリア外調達について
3. 沖縄エリアの電源 I ・電源 I ' 必要量の考え方

(余白)

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 実需給断面で必要となる調整力としての電源 I 必要量
 - (2) 電源 I 必要量の考え方
2. 電源 I ' 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 電源 I ' 必要量の考え方の見直し
 - a. 計画外停止率の考慮
 - b. 最大需要発生時の不等時性の考慮
 - c. 稀頻度リスク分の考慮
 - d. 夏季と冬季の供給力差分の考慮
 - (2) 電源 I ' 必要量の考え方
 - (3) 電源 I ' の確保目的の見直し
 - (4) 電源 I ' のエリア外調達について
3. 沖縄エリアの電源 I ・電源 I ' 必要量の考え方

- 前回の本委員会（2019年5月23日）において、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源Ⅰとして確保する量について提示することとしていたことから、分析を行い、結果を整理したので、ご議論いただきたい。

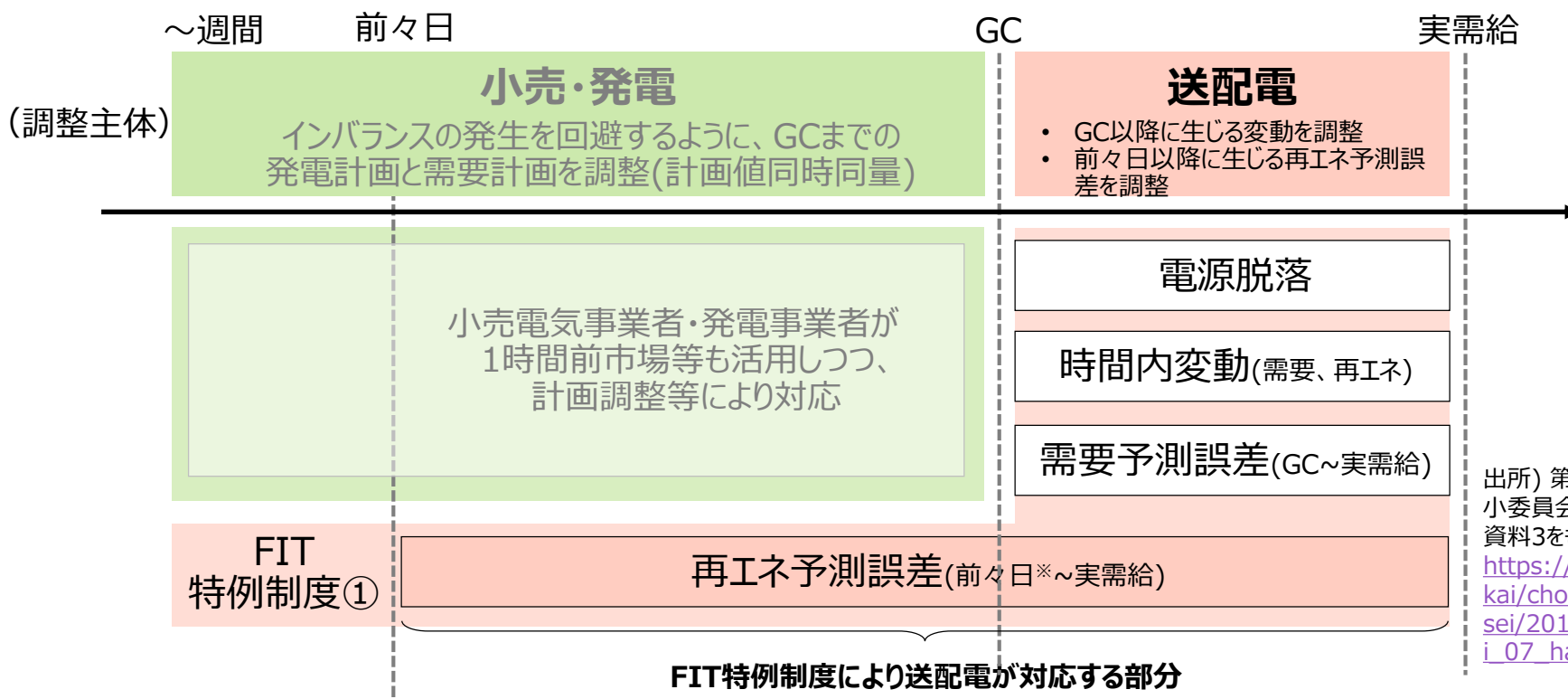
必要供給予備力確保策としての電源Ⅰ必要量（1）

13

- 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ていた。
- 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。

- 計画値同時同量制度の下では、GCまでは小売電気事業者と発電事業者が調整(計画変更)し、需給一致を図るが、GC以降に生じる誤差、変動については一般送配電事業者が確保している調整力に対応する必要がある。
- 他方、FIT特例制度①に関しては、一般送配電事業者が前々日※に再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分し、FIT特例制度③に関しては、一般送配電事業者が前日に再エネ出力を予測して卸電力市場経由で小売電気事業者に引き渡し、小売電気事業者がそれを計画値として使用し、実需給まで見直しは行わない。
- このため、FIT特例制度①③の予測誤差に関しては、「前々日または前日から実需給までの予測誤差」に一般送配電事業者が調整力に対応する必要がある。

※FIT特例制度①の配分値の通知時間の見直しについて国において議論されているところ



出所) 第7回 需給調整市場検討小委員会(2018年11月13日)資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iin/kai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_07_haifu.html

論点③：FIT特例①通知の在り方について

- BGの業務フローについてヒアリングを行ったところ、FIT特例①の予測量を受領した後、スポット市場への入札量を決定するまでに必要な作業時間は、1～4時間(注)程度との回答が得られた。
- また、仮に前日6時に通知を行う場合、一般送配電事業者は、前日3時前後に受信したデータを利用してFIT特例①の配分量を通知することが可能となる。
- 加えて、現在、多くのBGでは、前々日16:00に通知を受け、一旦スポット市場への入札を行い、その後、需給計画に変動があった場合は、前日朝に入札計画を修正するとの回答が得られた。
- 以上を踏まえ、**FIT特例①の通知**については、**前々日16時の一度通知**をした後に、**前日6時に再通知**し、**BGは前日6時の通知を計画に反映**する、という運用の見直しを行うこととしてはどうか。

(注) BGが入札量を決定するまでの業務フロー (ヒアリングベース)

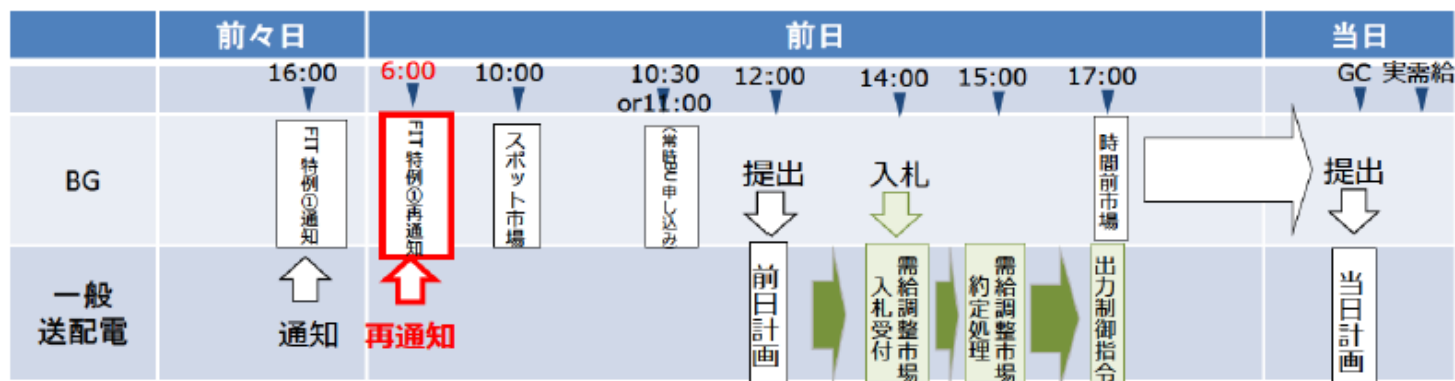
【旧一般電気事業者：約4時間】

※需要量・供給力のボリュームが大きく、それぞれの業務に時間を要する。

- ①データ取込【約1時間】
- ②発電計画策定(需給バランス策定)【約1時間】
- ③供出量の策定【約30分】
- ④入札処理(入札ファイル策定・JEPXへの入札)【約1～1.5時間】

【新電力等：約1～2時間】

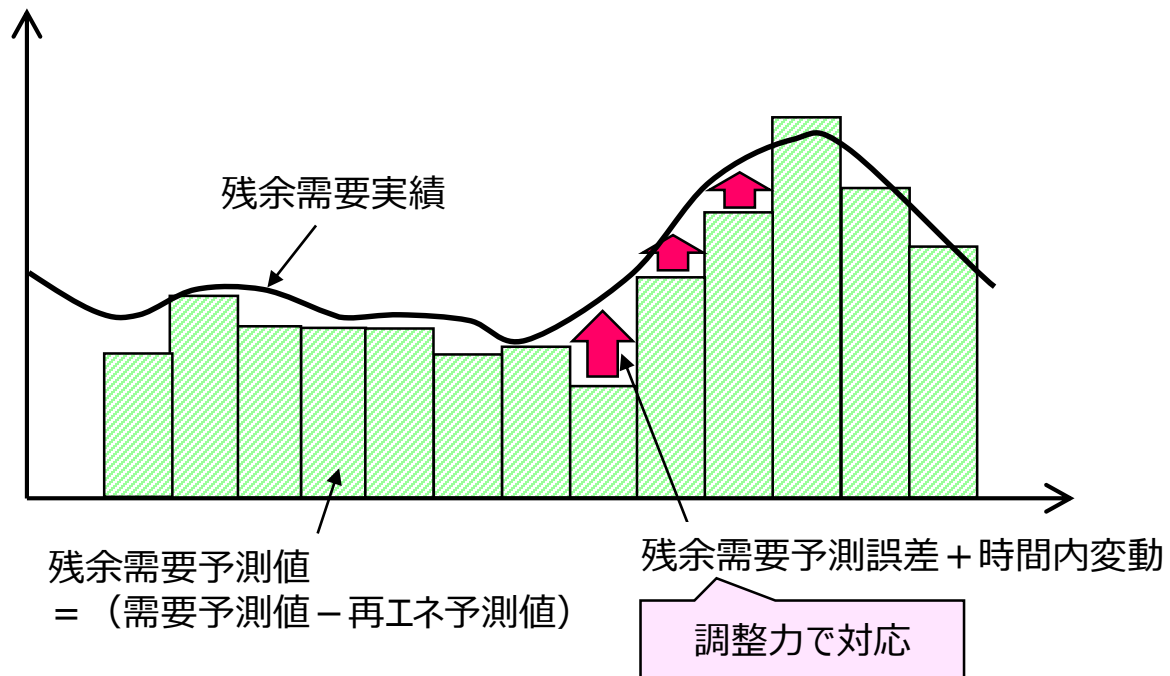
- ①データ取込【約5分程度】
- ②発電計画作成【約30分～1時間】
- ③入札処理(入札)【約30分】



19

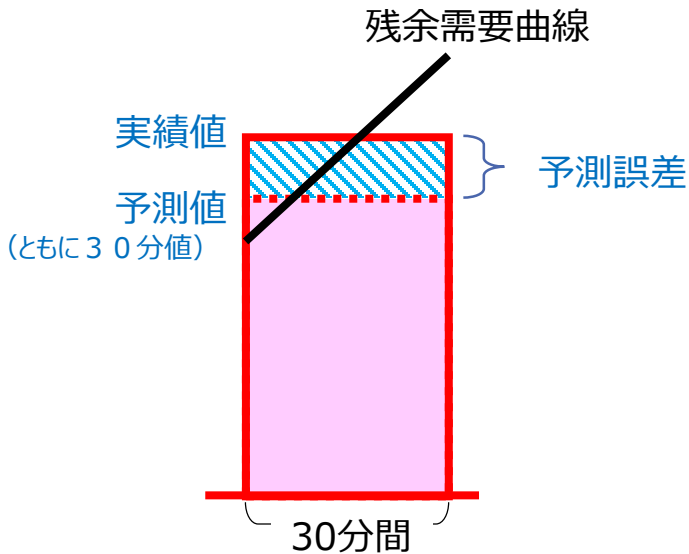
■ 一般送配電事業者が、調整力を確保して対応する事象はこれまで整理してきたとおり、「需要に関するもの」、「再エネ出力変動に関するもの」、「電源脱落に関するもの」とし、以下の事象に対応できる調整力をエリア内で確保することを基本として、実績データから上げ調整力必要量を算定する。

- 予測誤差 : 需要予測誤差、再エネ出力予測誤差 ⇒ 残余需要予測誤差
- 変動 : 需要変動、再エネ出力変動 ⇒ 残余需要の時間内変動
電源脱落 ⇒ 電源脱落 (直後)

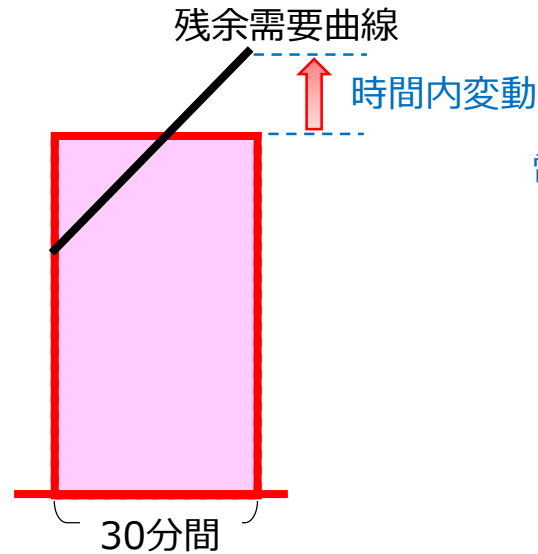


- 前ページの各事象のイメージは以下のとおり。
- なお、「需要予測誤差」と「再エネ出力予測誤差」は「残余需要の予測誤差」、「需要変動」と「再エネ出力変動」は「残余需要の時間内変動」として分析。

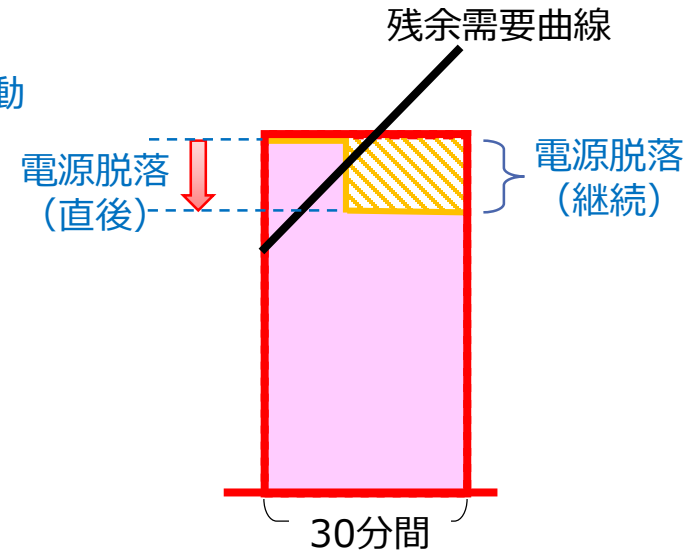
残余需要の予測誤差



残余需要の時間内変動

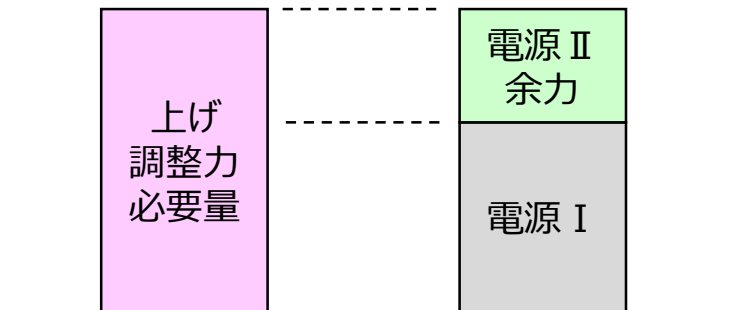


電源脱落 (直後・継続)

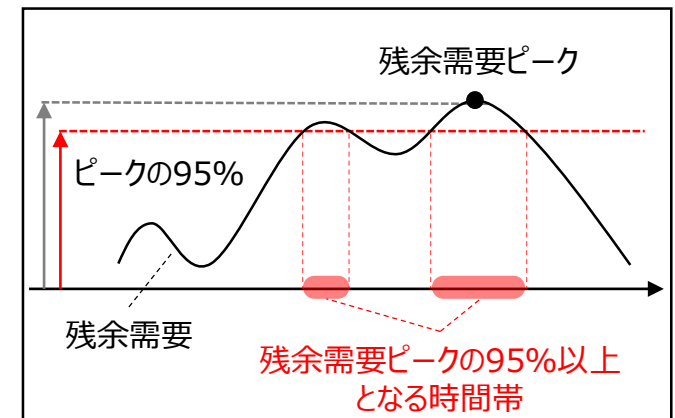


- 現在、こうした事象に対して、実需給断面においては、一般送配電事業者は年初段階で確保した電源 I と G C 後の電源 II 余力を活用して対応している。
- 電源 II は小売電気事業者の供給力等と相乗りする電源等であり、残余需要の低い時間帯などには電源 II 余力が生じることがあるが、H 3 需要など高需要時には電源 II 余力が生じにくく、一般送配電事業者は電源 II 余力に期待できないと考えられる。そのため、一般送配電事業者は「実需給断面で必要な量のうち、H 3 需要など高需要時でも必要な量」を年間を通じて確保しておく必要がある。
- こうした必要な量を分析するためには、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を用いることが適切と整理してきた。
- そのため、今回もこれまで同様に、「実需給断面で必要な量のうち、H 3 需要など高需要時でも必要な量」として、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量の算定を行った。

上げ調整力必要量のうち
電源 I と電源 II 余力で対応するイメージ



残余需要が残余需要ピークの95%以上
となる時間帯のイメージ

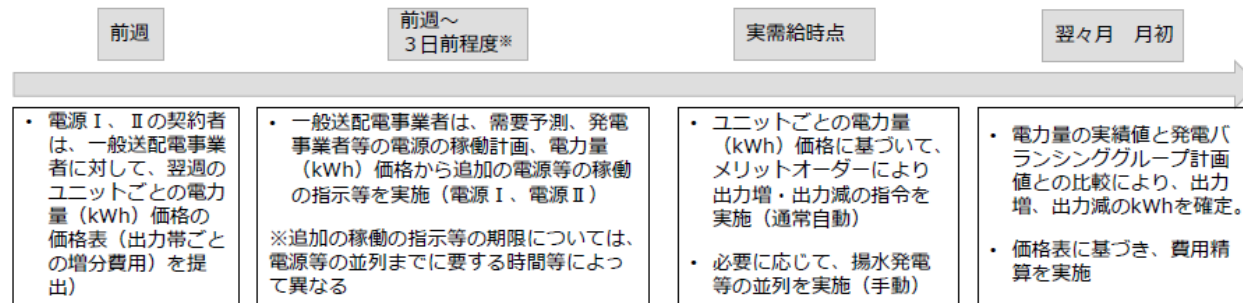


(GC前)

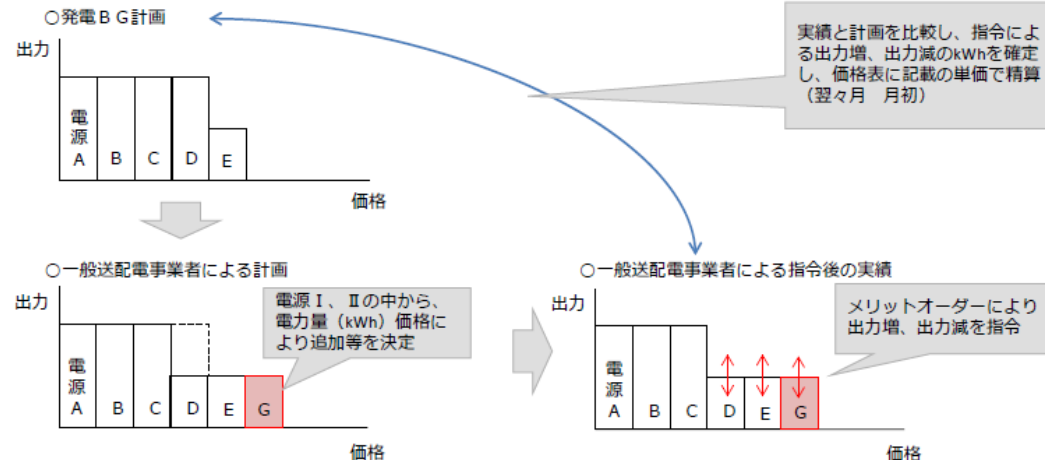
- 一般送配電事業者は、週間断面から必要な調整力を算出の上、発電BG計画に対し、電源 I・II の中から電力量 (kWh) 価格により発電機の追加等を必要に応じて決定し、必要となる調整力電源を実需給時点で調整力を提供できる状態にする。なお、電源 I・II の追加にあたっては、準備するための起動・停止費用や増分燃料費、熱効率低下影響など費用を要する場合がある (待機費用 (機会損失) の発生)。

(GC後)

- 一般送配電事業者は、時間内変動や予測誤差、電源脱落など、発電・小売電気事業者の計画と実績の差分に対して、事前に確保した調整力 (電源 I・電源 II 余力) を活用して調整する。



【イメージ】



電源Ⅱ（「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」から引用）

- 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。
- 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する電源等ではあるが、ゲートクローズ後に余力がある場合には、一般送配電事業者が上げ・下げの調整力として活用する電源等。
- 一般送配電事業者からの指令を受け、電力量（kWh）価格で電力量（kWh）ベースの精算を行う。

電源Ⅱの運用要件（東京電力P G「電源Ⅱ周波数調整力募集要項」から引用）

- 当社の求めに応じて契約設備の発電計画値（DRを活用した契約者の場合は、需要家ごとの内訳を含みます）や発電可能電力、発電可能電力量および定期検査計画や補修計画、その他運用制約等を提出していただきます。
- ゲートクローズ（以下「GC」といいます。）後、当社が調整力の提供を求めた場合、特別な事情がある場合を除いて、これに応じていただきます。
- また、当社が調整力を必要とする場合は、GC前であっても可能な限り並解列等の指令に従っていただきます。なお、この場合も、約款にもとづき提出される、発電バランシンググループの計画値に制約をおよぼさないものといたします。

(余白)

～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～

■ 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)は同一周波数連系系統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で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～

- 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	対象ワ	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

(参考) ケース 1 における上げ調整力必要量の内訳
 -2018年度のデータによる算定結果-

内訳	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
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1,2}	7.0	5.3	3.7	5.4	4.3	4.6	6.8	9.7	6.2	6.1
(ii) 時間内変動	3.4	2.2	1.9	2.3	2.4	2.1	3.2	2.3	2.5	2.5
(iii) 電源脱落(直後)	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	11.9	8.9	7.1	9.1	8.1	8.2	11.4	13.4	10.1	10.0
【参考】ゼロ点補正量	0.6	▲1.2	0.2	▲0.4	▲0.3	0.1	0.4	▲1.4	▲0.8	▲0.5

予測誤差	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
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1,2}	6.5	3.5	2.6	2.8	3.0	3.4	4.6	3.8	4.9	4.1
(v) FIT①③予測誤差 ^{※2,3}	2.8	5.3	2.7	5.1	3.5	3.9	7.2	8.4	6.1	5.0

- ※ 2018度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
- ※3 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の +2σ相当値を記載

(参考) ケース2における上げ調整力必要量の内訳
 -2018年度のデータによる算定結果-

内訳	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
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1,2}	7.1	3.5	2.9	4.0	3.6	3.6	5.5	8.3	3.6	5.3
(ii) 時間内変動	2.7	2.5	1.3	2.0	2.0	1.6	2.8	2.3	2.3	2.2
(iii) 電源脱落(直後)	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	11.2	7.4	5.6	7.4	7.0	6.6	9.6	12.0	7.3	8.9
【参考】ゼロ点補正量	0.9	▲1.1	0.2	▲0.4	▲0.2	0.2	0.4	▲1.3	▲0.8	▲0.9

予測誤差	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
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1,2}	6.8	3.4	2.7	2.7	2.7	3.2	4.8	3.8	3.4	4.4
(v) FIT①③予測誤差 ^{※2,3}	1.3	2.3	1.8	4.1	2.8	2.7	5.0	5.8	2.0	3.1

- ※ 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
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
- ※3 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の +2σ相当値を記載

(参考) ケース3における上げ調整力必要量の内訳
 -2018年度のデータによる算定結果-

内訳	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
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1,2}	8.0	4.7	3.1	4.7	4.0	3.9	8.8	10.4	5.2	5.9
(ii) 時間内変動	3.0	2.2	1.3	2.8	3.1	1.8	3.0	2.0	1.9	2.3
(iii) 電源脱落(直後)	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	12.4	8.3	5.9	8.8	8.5	7.1	13.2	13.8	8.5	9.6
【参考】ゼロ点補正量	2.3	▲1.1	0.7	0.3	0.2	0.7	0.8	▲0.7	▲0.4	0.3

予測誤差	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
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1,2}	6.3	2.8	2.4	2.4	3.6	3.3	5.1	4.1	5.0	3.9
(v) FIT①③予測誤差 ^{※2,3}	3.4	3.7	2.5	5.9	4.2	4.9	10.7	10.5	3.7	5.5

- ※ 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
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
- ※3 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の +2σ相当値を記載

(参考) ケース4における上げ調整力必要量の内訳
 -2018年度のデータによる算定結果-

内訳	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
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1,2}	6.0	3.0	3.0	3.2	3.2	2.6	4.8	7.7	3.2	4.1
(ii) 時間内変動	2.7	2.2	1.0	1.7	1.3	1.3	2.5	1.3	1.1	1.7
(iii) 電源脱落(直後)	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	10.2	6.6	5.5	6.4	5.9	5.3	8.7	10.3	5.7	7.2
【参考】ゼロ点補正量	2.5	▲1.1	0.8	0.5	0.3	1.1	1.1	▲0.1	▲0.4	0.5

予測誤差	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
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1,2}	5.5	2.7	3.0	2.1	2.8	3.0	4.8	3.6	3.6	3.5
(v) FIT①③予測誤差 ^{※2,3}	1.8	1.6	2.5	4.2	2.9	1.9	10.4	5.1	2.0	3.6

- ※ 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
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
- ※3 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の +2σ相当値を記載

内訳	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
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1,2}	7.6	5.1	4.2	4.5	3.6	4.1	6.9	10.1	8.5	6.1
(ii) 時間内変動	3.8	3.3	2.7	3.7	3.7	3.1	4.6	3.6	4.1	3.6
(iii) 電源脱落(直後)	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	12.8	9.9	8.3	9.6	8.6	8.5	12.9	15.1	13.9	11.2
【参考】ゼロ点補正量	▲0.1	▲0.7	▲0.0	▲0.4	▲0.3	0.1	0.3	▲1.2	▲0.9	▲0.4

予測誤差	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
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1,2}	6.0	4.0	2.6	2.5	3.0	3.1	4.1	3.9	3.9	3.8
(v) FIT①③予測誤差 ^{※2,3}	4.6	4.8	3.9	4.4	2.2	3.2	6.1	8.5	7.9	5.1

- ※ 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
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
- ※3 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の +2σ相当値を記載

(余白)

- 2019年度向けの電源 I 必要量の検討で用いた、2017年4月～2018年3月のデータにより算定した結果は下表のとおりであった。

※第30回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年7月4日）資料3による

- H3需要の7%を下回る結果も若干見られるが、ほとんどの算定ケースにおいてH3需要の7%程度、あるいはそれを超える結果となっていた。

※電源脱落として想定する単機最大ユニット容量を系統容量で按分した数値として60Hz、50Hzともに1.4%を用いた。

	対象日	対象区	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	13.1	9.2	7.0	8.9	7.7	9.0	9.7	10.6	9.2	9.4
ケース2	365日	ピーク ^{※1} 2コマ	11.7	8.0	5.5	7.6	7.7	7.0	9.3	9.4	9.0	8.4
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} の95%以上	16.4	9.8	6.8	9.0	7.4	7.8	8.4	11.6	8.5	9.5
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} 2コマ	14.6	7.4	4.5	7.9	5.9	6.0	7.2	8.5	7.1	7.7
【参考】	365日	全時間帯	12.6	10.0	7.6	10.0	8.3	8.2	10.9	12.5	12.7	10.3

※1 残余需要ピーク

※ 2017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

H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～2018年度と2017年度のデータによる算定結果～

- 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

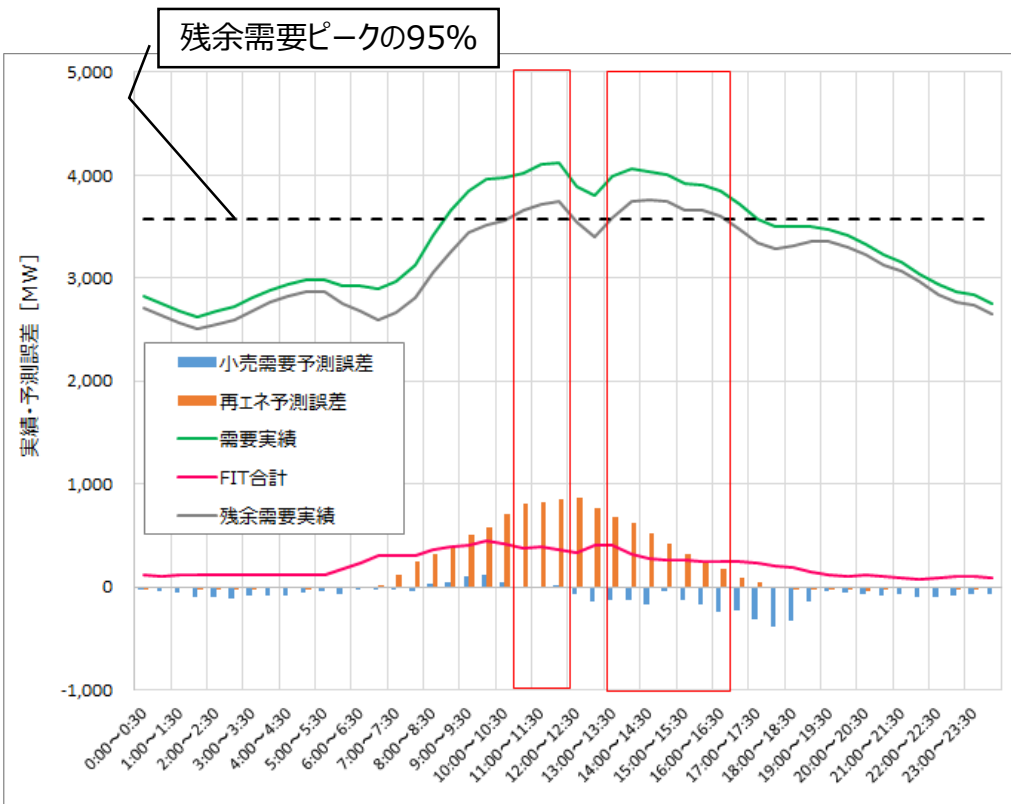
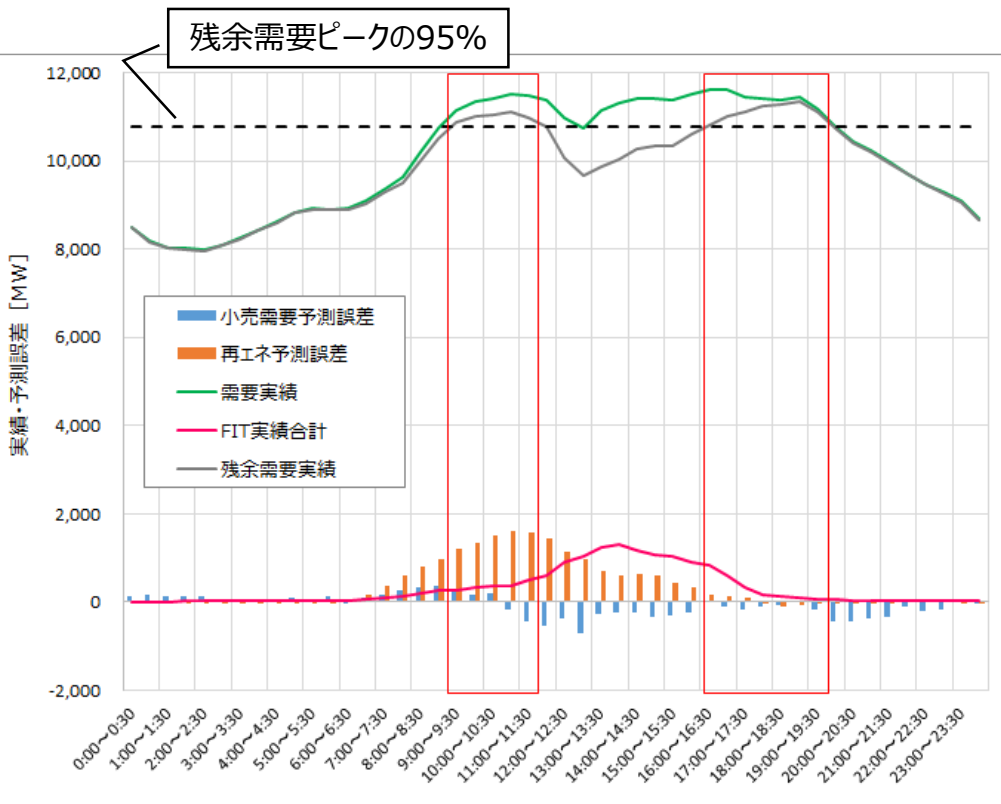
	対象日	対象Jr	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
ケース1	365日	ピーク ^{※1} の95%以上	▲ 1.2	▲ 0.3	0.1	0.2	0.4	▲ 0.8	1.7	2.8	0.9	0.6
ケース2	365日	ピーク ^{※1} 2コマ	▲ 0.5	▲ 0.6	0.1	▲ 0.2	▲ 0.7	▲ 0.4	0.3	2.6	▲ 1.7	0.5
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク ^{※1} の95%以上	▲ 4.0	▲ 1.5	▲ 0.9	▲ 0.2	1.1	▲ 0.7	4.8	2.2	0.0	0.1
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピ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

■ 残余需要の高い時間帯を対象に分析していることから、主に日没後の再エネ（太陽光発電）の影響が少なくなる時間帯が対象となるものの、再エネ（太陽光発電）が低出力のときには日没後以外の時間帯も対象となる場合もあるため、一定程度は、再エネ出力予測誤差の影響も上げ調整力必要量には含まれることになる。

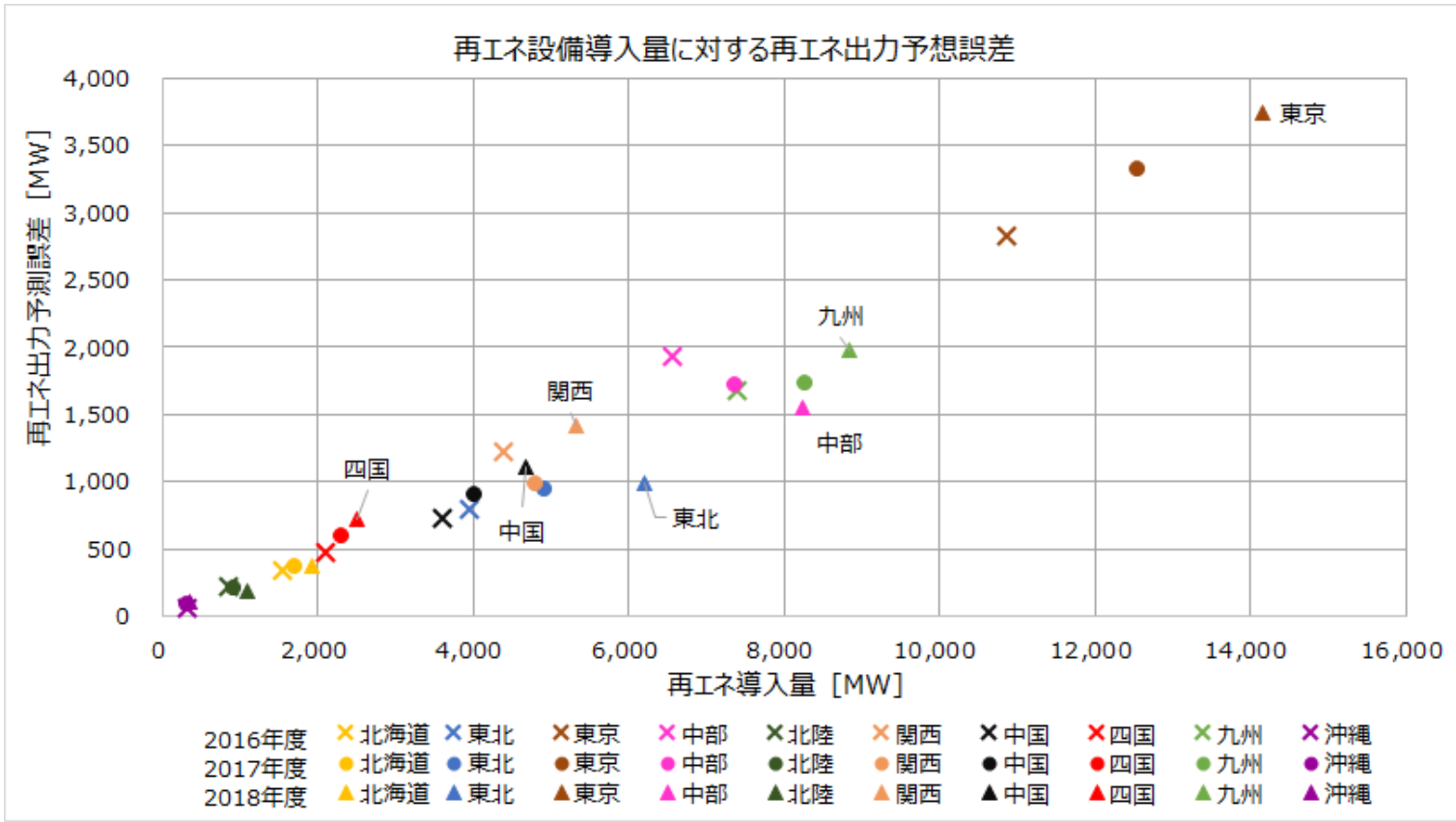
＜九州エリア 9月の例＞

＜四国エリア 6月の例＞



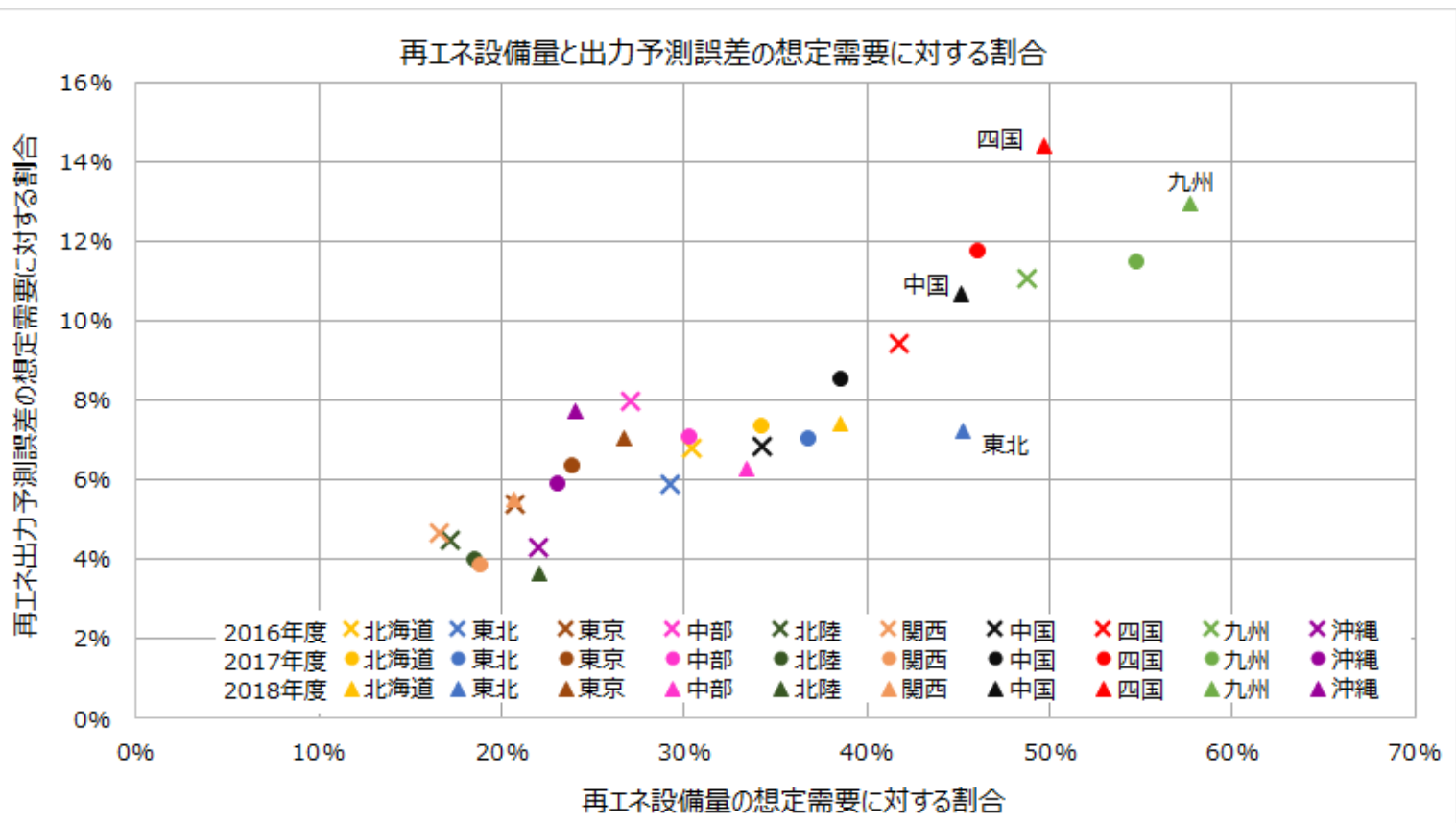
□ 残余需要ピークの95%以上となる時間帯

- 2016年度～2018年度の11～13時の2時間における再エネ出力予測誤差※について比較した結果、再エネ導入量増加に伴い、再エネ予測誤差も概ね比例して増加する傾向が見られる。
- こうした再エネ導入量増加による影響も考慮し、今回の算定においては、再エネ出力予測誤差は設備量による補正を行った。



- ※ 2016年度～2018年度、各年度の11～13時の2時間における再エネ出力予測誤差の+2σ相当値
- ※ 再エネ出力予測誤差 = 予測 - 実績
- ※ 現在の制度を勘案して、FIT特例制度①は前々日予測と実績の誤差、FIT特例制度③は前日予測と実績の誤差を計算し、合算
- ※ 再エネは太陽光と風力
- ※ 再エネ設備量は年度末基準
FIT特例制度①とFIT特例制度③の設備量が対象

- 各エリアの想定需要に対する割合で見ると、九州・四国エリアは再エネ導入比率が高く、次いで、中国・東北エリアも再エネ設備導入比率が高い状況。
- 四国・中国エリアは再エネ設備導入比率の増加に伴い、再エネ出力予測誤差が大きくなる傾向が表れている。



※ 2016年度～2018年度、各年度の11～13時の2時間における再エネ出力予測誤差の+2σ相当値

※ 再エネ出力予測誤差 = 予測 - 実績

※ 現在の制度を勘案して、FIT特例制度①は前々日予測と実績の誤差、FIT特例制度③は前日予測と実績の誤差を計算し、合算

※ 再エネは太陽光と風力

※ 再エネ設備量は年度末基準
FIT特例制度①とFIT特例制度③の設備量が対象

※ 想定需要は各年度の供給計画第1年度の値

- 「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。

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 実需給断面で必要となる調整力としての電源 I 必要量
 - (2) 電源 I 必要量の考え方
2. 電源 I' 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 電源 I' 必要量の考え方の見直し
 - a. 計画外停止率の考慮
 - b. 最大需要発生時の不等時性の考慮
 - c. 稀頻度リスク分の考慮
 - d. 夏季と冬季の供給力差分の考慮
 - (2) 電源 I' 必要量の考え方
 - (3) 電源 I' の確保目的の見直し
 - (4) 電源 I' のエリア外調達について
3. 沖縄エリアの電源 I・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。**

(2) スポット市場前の電源Ⅱの事前予約実績の検証結果
～8月・9月の事前予約実績～

20

- 中部・九州エリアでは、スポット市場前に事前予約した実績がなかった。
- 四国エリアでは、電源Ⅱの事前予約を行わないと上げ調整力が不足する恐れがある（=ひっ迫融通に至る恐れがある）との判断により、スポット市場前に事前予約した実績があった。

中部

	事前予約実績	(参考) 事前予約日数
8月	なし	—
9月	なし	—

四国

	事前予約実績※1	(参考) 事前予約日数
8月	36コマ [2.4%]	5日間
9月	59コマ [4.1%]	7日間

※1 [] 内は月間のコマ総数に対する事前予約したコマの割合

九州

	事前予約実績	(参考) 事前予約日数
8月	なし	—
9月	なし	—

資料3別紙1～3「電源Ⅱ事前予約検証結果について」をもとに作成

(2) スポット市場前の電源Ⅱの事前予約実績の検証結果
－2018年10月～2019年3月の事前予約実績－

10

- 2018年10月～2019年3月において、スポット市場前の電源Ⅱ事前予約の実績があったエリアの一般送配電事業者が事前予約の実績を検証したことから、広域機関にて、その結果を検証した。
- 四国エリアにおいて、電源Ⅱの事前予約を行わないと上げ調整力が不足する恐れがある（＝ひっ迫融通に至る恐れがある）との判断により、スポット市場前に事前予約した実績があった。
- なお、全てのエリアにおいて、スポット市場後における電源Ⅱ事前予約実績はなかった。

四国

	事前予約実績※1	(参考) 事前予約日数
10月	なし	－
11月	なし	－
12月	なし	－
1月	3コマ [0.2%]	1日間
2月	なし	－
3月	なし	－

※1 [] 内は月間のコマ総数に対する事前予約したコマの割合

(参考) スポット市場後の電源Ⅱの事前予約実績
～8月・9月の事前予約実績～

19

- 電源Ⅱの事前予約が必要な場合にはスポット市場以降に行なうことを原則していたので、スポット市場後に事前予約した実績を確認した。
- 中部エリアでは、スポット市場後に事前予約した実績が、8月13日以前にはあったが、14日以後にはなかった。
※中部エリアではスポット市場後の事前予約量の算出方法の見直しを慎重に検討していた。その結果、スポット市場前の算出方法と同様なものに8月14日から見直した。
- 四国・九州エリアでは、スポット市場後に事前予約した実績がなかった。

中部

	事前予約実績※1	(参考) 事前予約日数
8月	522コマ [83.7%、0.0%]	13日間 (1日～13日)
9月	なし	—

※1 [] 内は13日以前のコマ総数に対する事前予約したコマの割合と、14日以後の予約したコマの割合

四国

	事前予約実績	(参考) 事前予約日数
8月	なし	—
9月	なし	—

九州

	事前予約実績	(参考) 事前予約日数
8月	なし	—
9月	なし	—

資料3別紙1～3「電源Ⅱ事前予約検証結果について」をもとに作成

(余白)

(参考) 昨年度の議論内容
 ～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～

(論点 3) 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
 ～需給調整市場創設以前に確実に調整力を調達できる方法～

61

- 需給調整市場が創設され、三次調整力②の広域調達・広域運用が開始されれば、仮にスポット市場で電源 II がエリア外に流出しても、エリア外から調整力を確保できるようになるが、これは 2021 年度からであり、2 年あまりの期間がある。
- それまではエリア内で調整力を調達・運用することになるので、当面、確実に調整力を調達できる方法として、案 1 と案 2 が考えられるのではないか。
- これらの案について、電源 I の量を H3 需要の 7% から増やすか、電源 II の事前予約を続けるのか、ひっ迫融通に頼るのか、これらのいずれが望ましいのかという点について、卸電力市場への影響がより少ない電源 II の事前予約の仕組みはないのか、という点も含めて、現状(案 3)と得失を比較する。

(案 1)

実需給で必要な量の最大値を年間を通じて電源 I として調達する

(案 2)

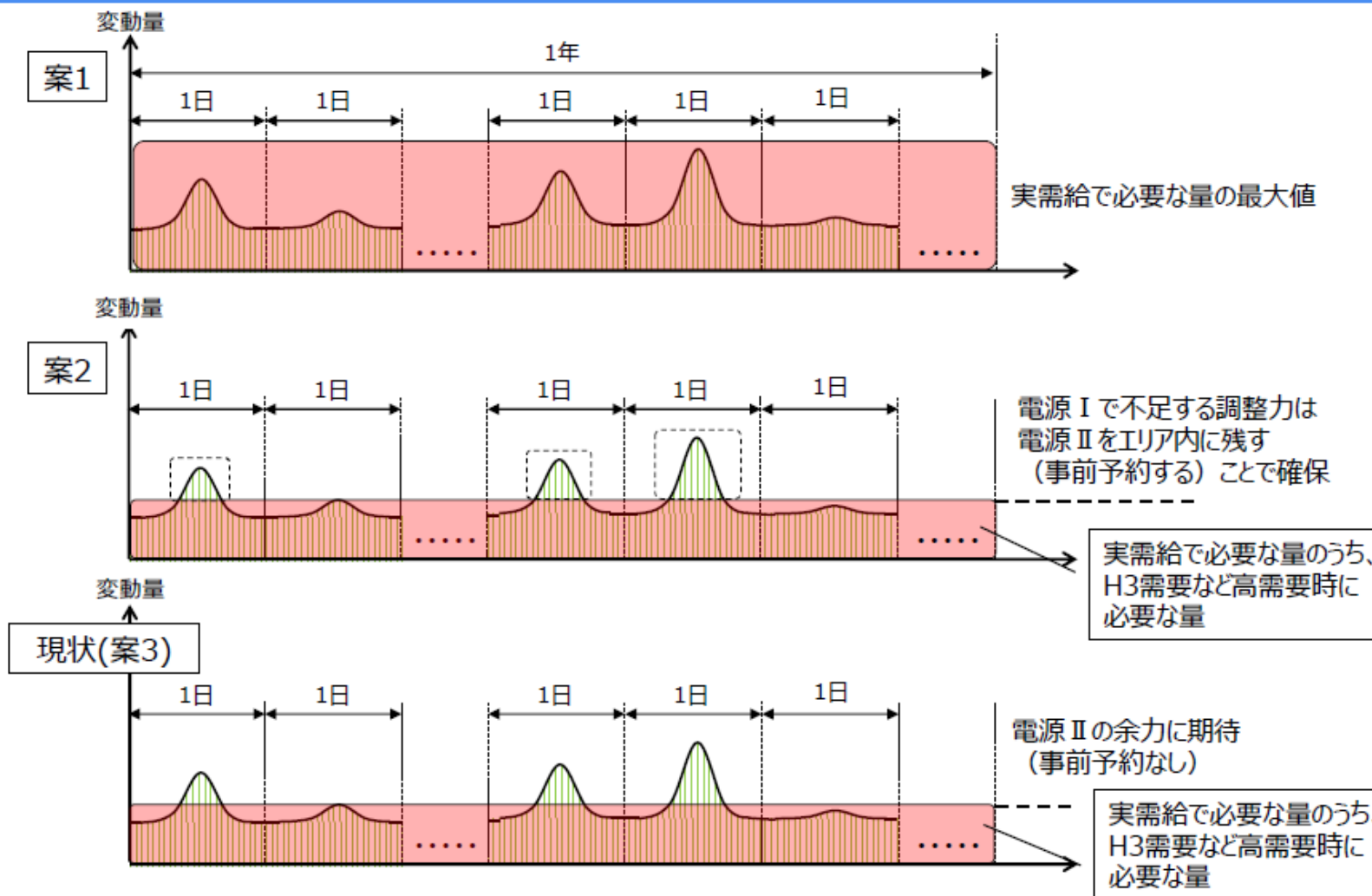
実需給で必要な量のうち、H3 需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量※を電源 I として調達し、電源 I で不足する調整力は電源 II をエリア内にその不足分を残す(事前予約する)ことで確保する

現状(案 3)

実需給で必要な量のうち、H3 需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量※を電源 I として調達し、電源 I で不足する調整力は電源 II 余力に期待する

(参考) 調整力確保のイメージ

62



1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 実需給断面で必要となる調整力としての電源 I 必要量
 - (2) 電源 I 必要量の考え方
2. 電源 I' 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 電源 I' 必要量の考え方の見直し
 - a. 計画外停止率の考慮
 - b. 最大需要発生時の不等時性の考慮
 - c. 稀頻度リスク分の考慮
 - d. 夏季と冬季の供給力差分の考慮
 - (2) 電源 I' 必要量の考え方
 - (3) 電源 I' の確保目的の見直し
 - (4) 電源 I' のエリア外調達について
3. 沖縄エリアの電源 I・電源 I' 必要量の考え方

- 前回の本委員会（2019年5月23日）において、以下の点を考慮して、電源 I '必要量の考え方の見直しを検討していくこととしたことから、電源 I '必要量への考慮方法について整理したので、ご議論いただきたい。

電源 I '必要量考え方の見直し

40

- 容量市場開設前においても、必要とする供給力の考え方は基本的に同じであることから、**以下の点を考慮するよう、電源 I '必要量の考え方の見直しを検討していくことでどうか。**

- ✓ エリア間の最大需要発生時の不等時性（不等時性による需要減少率を考慮）
- ✓ 供給力評価時における火力発電の計画外停止率
- ✓ 夏季と冬季の計画停止の差
- ✓ 夏季と冬季の再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）およびガスタービン発電設備の供給力の差

- なお、容量市場開設後は、現行の電源 I 'に含まれる発動回数に制約のあるDR等は容量市場の中で他の供給力とあわせて調達されることになり、容量市場において発動回数に制約のある電源のリクワイアメントに基づき活用されることになる。
- 一方で、容量市場開設までは、電源 I 'は一般送配電事業者がエリアごとに調達するため、容量市場開設前後では調達方法が異なるとともに、活用のされ方も異なることから、必要となる量も必ずしも同じになるとは限らないと考えられる。そのため、このような差異を踏まえつつ検討を進めることとしたい。

【第4回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019年3月5日）議事録抜粋】

『おそらく足元についても今後、計画外停止率や不等時性を踏まえた需給検証がなされるということであるが、**足元はエリアごとに公募をしていることを考えると、不等率という概念がうまく馴染まないような気がする。この中で、容量市場の開設前と開設後で、運用において不整合が起きてはならないと思っている。不整合というのは、結果的に各エリアが公募した結果、合成すると今より調達量が増えてしまうことであり、そのようにはいけないと思っている。**』（白銀オブザーバー）

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 実需給断面で必要となる調整力としての電源 I 必要量
 - (2) 電源 I 必要量の考え方
2. 電源 I' 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 電源 I' 必要量の考え方の見直し
 - a. 計画外停止率の考慮
 - b. 最大需要発生時の不等時性の考慮
 - c. 稀頻度リスク分の考慮
 - d. 夏季と冬季の供給力差分の考慮
 - (2) 電源 I' 必要量の考え方
 - (3) 電源 I' の確保目的の見直し
 - (4) 電源 I' のエリア外調達について
3. 沖縄エリアの電源 I・電源 I' 必要量の考え方
4. まとめ

- 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

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

- 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。**

■ 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。

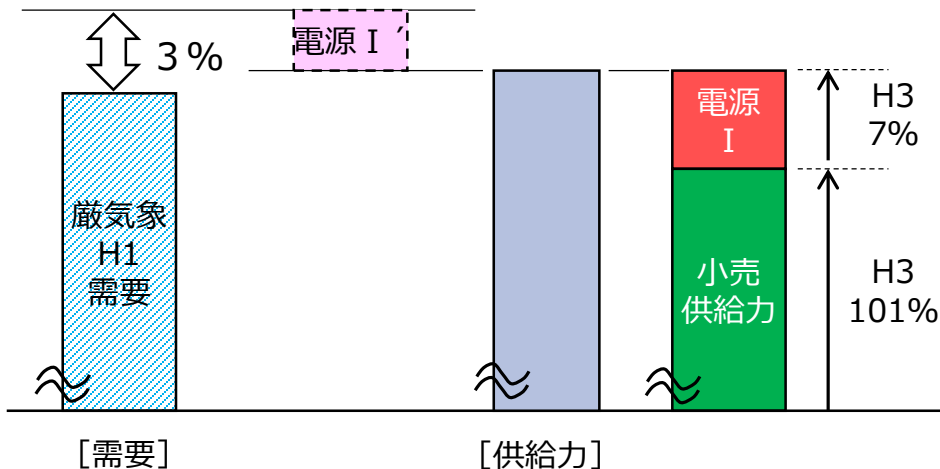
➤ 計画外停止率を考慮した電源 I ' 必要量算定式

$$\text{電源 I '} = (\text{厳気象 H 1 需要} \times 103\%)$$

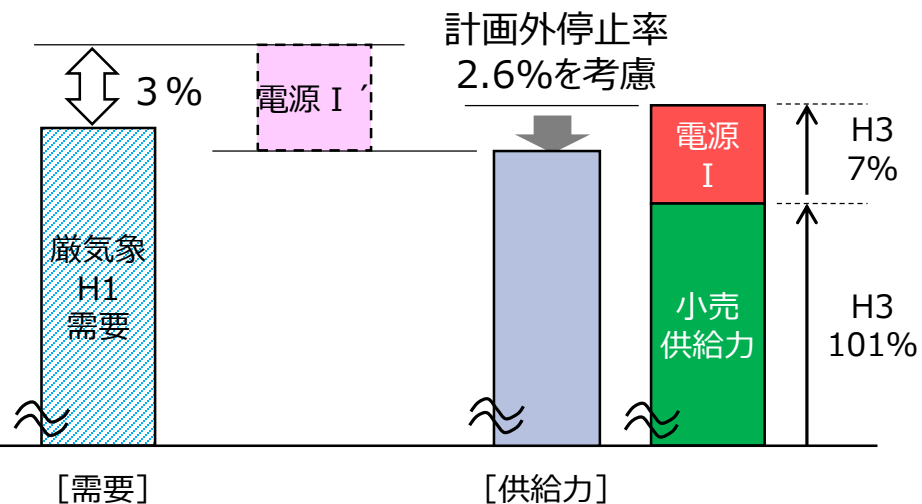
$$- (\text{平年 H 3 需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率})$$

【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)



(参考) 計画外停止率について

47

- 2018年度夏季の需給検証で見込んだ供給力の電源種別の比率は、火力70%、揚水12%、水力（揚水以外）6%、太陽光7%、原子力1%、風力・地熱他[※]4%であり、火力発電がほとんどを占めている。供給力合計17,896万kWに対し、仮に、2.6%を適用した場合の供給力減少量は、465万kWとなる。
- なお、過去の全国最大需要日においては、太陽光や風力発電の実績が想定より大きくなる傾向が見られることから、今後、その扱いについて検討していく。

※ 電源種別不明分を含む。

計画外停止率

		2017年度 調査結果
水力	自流式・調整池式	3.7%
	貯水式	0.7%
	揚水	1.0%
	火力	2.6%
	原子力	2.6%
再エネ	風力	-
	太陽光	-
	地熱	2.6%

過去の全国最大需要時の計画外停止の状況

季節	年度	計画外停止 ^{※1} (万kW)	供給力合計の 実績-想定 ^{※2} (万kW)
夏季	2018	▲500	+891 (+1,336)
	2017	▲164	+970 (+1,064)
冬季	2017	▲465	▲56 (+143)
	2016	▲304	▲167 (+106)

※EUE算定に対応した計画外停止率の調査結果

(火力・水力については2014～2016年度の3カ年実績から算定。
原子力、地熱については、火力値を準用。)

※詳細は、第25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 電源の計画外停止率の調査結果 (2018.3.5) 参照

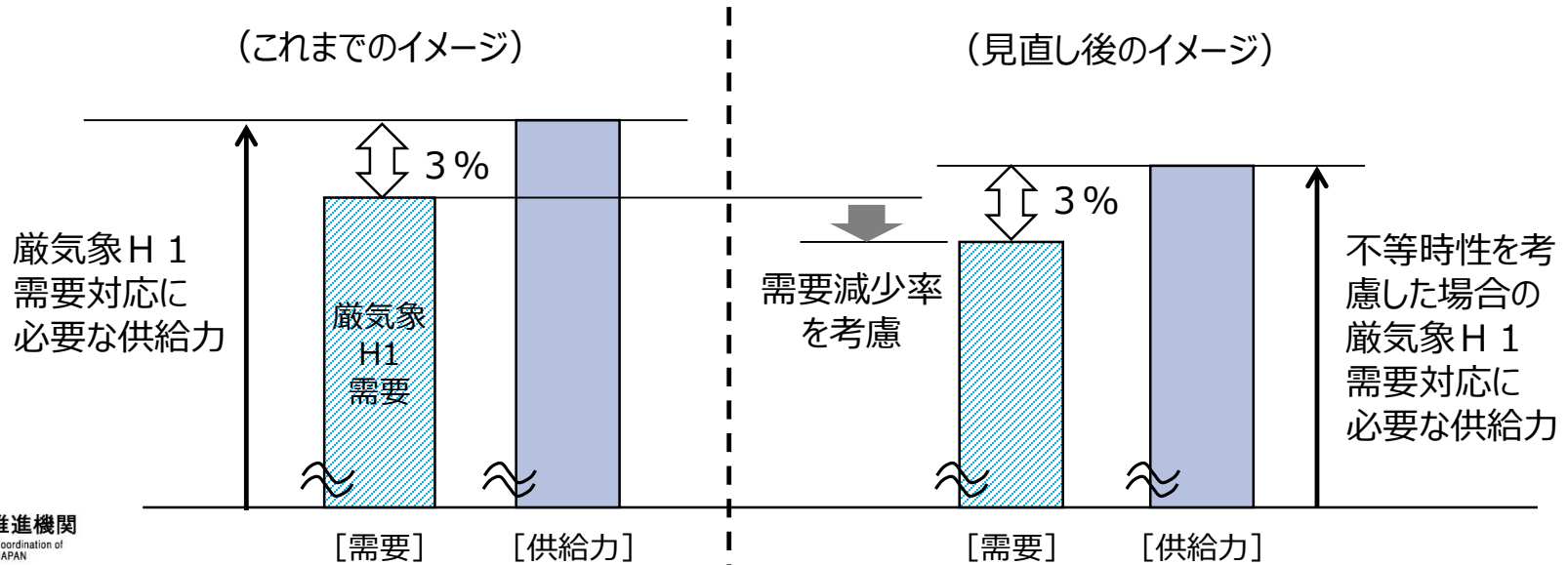
※1 火力以外も含む。

※2 火力需給停止分は供給力に含む。また（ ）内は太陽光・風力の実績と想定との差分。
電力需給検証報告書(2017年4月、10月、2018年5月、11月)をもとに作成

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 実需給断面で必要となる調整力としての電源 I 必要量
 - (2) 電源 I 必要量の考え方
2. 電源 I '必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 電源 I '必要量の考え方の見直し
 - a. 計画外停止率の考慮
 - b. 最大需要発生時の不等時性の考慮**
 - c. 稀頻度リスク分の考慮
 - d. 夏季と冬季の供給力差分の考慮
 - (2) 電源 I '必要量の考え方
 - (3) 電源 I 'の確保目的の見直し
 - (4) 電源 I 'のエリア外調達について
3. 沖縄エリアの電源 I・電源 I '必要量の考え方

- 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時間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め（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)

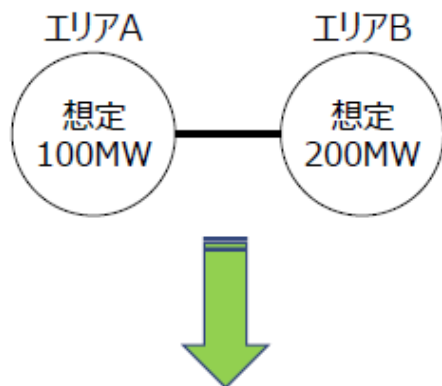
【不等時性の考慮イメージ】



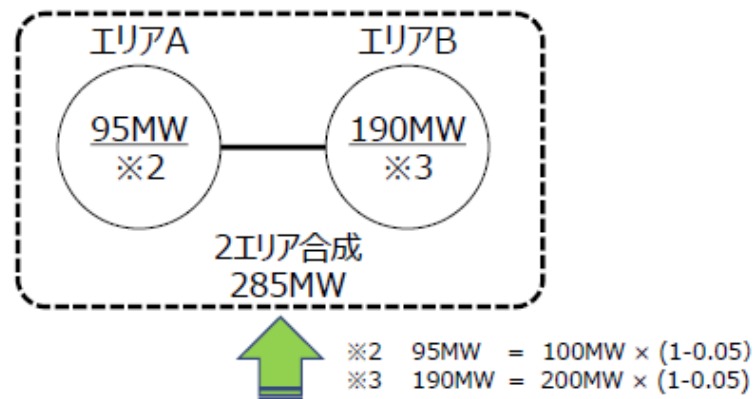
(参考) 不等時性考慮のイメージ

50

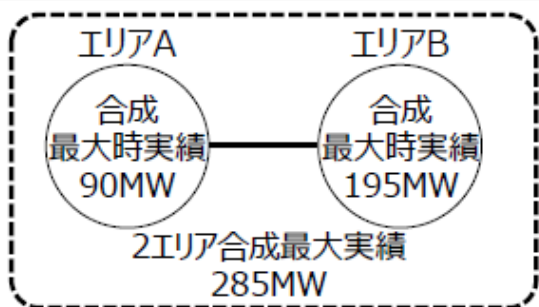
【ステップ1】各エリアの厳気象H1需要を想定



【ステップ3】不等時性を考慮した厳気象H1需要を算出
⇒ 各エリアの厳気象H1需要に (1-需要減少率) を乗じて算出



【ステップ2】需要減少率を算出 (※1)
⇒ A・Bの2エリア合計の最大需要実績 (合成最大需要実績) と、A・Bそれぞれのエリアの最大需要実績の合計より算出



※1

$$\text{需要減少率} = 1 - \left[\frac{\text{ブロックの合成最大需要実績}}{\text{各エリアの最大需要実績の合計}} \right]$$

左図の場合、需要減少率は
 $1 - (90 + 195) / (100 + 200) = 0.05$

※ エリアA単独の最大需要実績は100MW
 エリアB単独の最大需要実績は200MW

3. 需給検証における需給バランスの評価方法の見直し (2) 不等時性

49

(具体的な考慮方法)

- 不等時性を考慮する場合、その対象となる複数エリアにおける同時間帯の需要を想定する必要があるが、これまでの各エリアの厳気象H1需要想定を継続的に活用する観点からは、以下のような方法が考えられる。
 - 不等時性を考慮するいくつかのエリアのまとめり（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を考慮し割り引いて評価する。（以下、不等時性による需要の減少率を単に「需要減少率」とする）
- その際のブロックの想定方法としては、以下の2案が考えられる。
 - ① 全国10エリアを一つのブロックとする
 - ② 連系線の制約を考慮したブロックで分ける
- 連系線制約が顕在化し、他エリアからの応援が困難なブロックで厳気象となるリスクを踏まえれば、上記②案で対応することが適切ではないか。
- なお、具体的なブロック分けについては、予め決めておくのではなく、需給バランスに係るデータ集約後、一旦、不等時性を考慮せず供給力移動を含めた評価を行い、連系線制約の顕在化の有無を考慮した上で、決定することかどうか。
- **また、今後の需給検証で適用する需要減少率の具体的な数値については、年度によってばらつきがみられるものの、多くのエリアが厳気象対象年となる2018年度夏季・2017年度冬季を採用し、対象ブロックの合成最大需要をベースとする需要減少率を各月一律に適用することかどうか。（厳気象更新状況等によって適宜見直し。）**

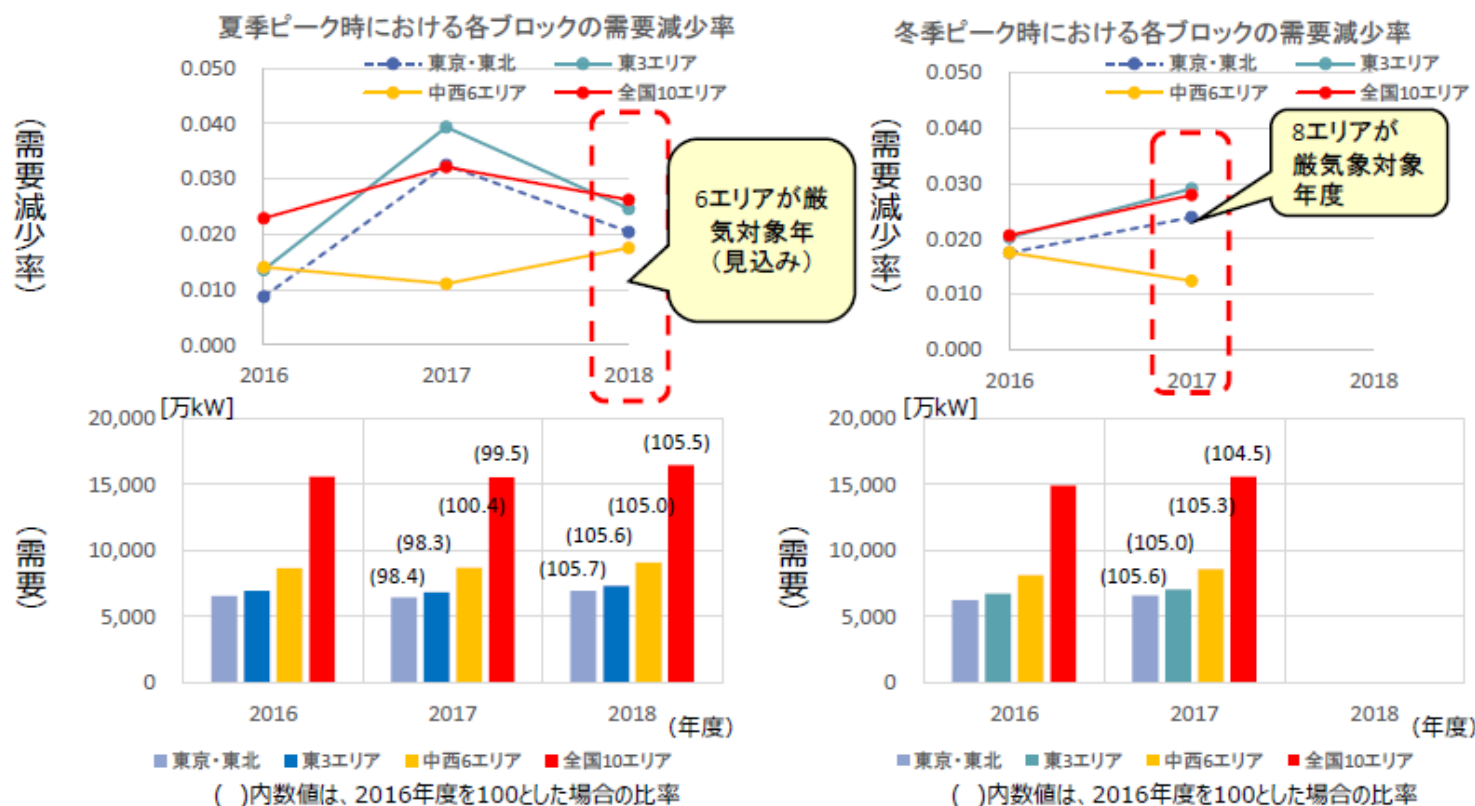
(参考) ブロック分けの例と需要減少率の実績

(注) 需要実績はでんき予報の値を使用。実際の需要減少率算出にあたっては、DR実績の考慮が別途必要。

ブロック	2017年度冬季実績	2018年度夏季実績
東北・東京	0.0239	0.0204
中西6エリア	0.0123	0.0175

(参考) 最大需要発生時の需要減少率の状況 (2016年度～2018年度夏季)

54



・夏季2018年度および冬季2017年度の需要は、絶対値でも直近の値と比較して高いレベルである。
 (需要実績は各エリアのでんき予報の値。ここでは、需給検証や供給計画におけるこれまでの検討から、供給力移動で連系線制約が顕在化しやすいと思われるエリアでブロック化した場合を例示した。)

【参考】不等時性 (需要減少率) 考慮のバックデータ

31

各エリアの最大需要実績※ (2018年度夏季)

(万kW)

	①北海道	②東北	③東京	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄
日付	7/31	8/23	7/23	8/6	8/22	7/18	7/23	7/24	7/26	8/9
時間帯	17:00	15:00	15:00	15:00	15:00	16:00	17:00	17:00	15:00	17:00
需要※	442	1,426	5,653	2,622	520	2,866	1,108	536	1,601	143

ブロック化による需要減少率の例 (2018年度夏季)

(万kW)

	ブロック1	ブロック2	ブロック3	ブロック4(参考)	ブロック5(参考)	補足
ブロック構成エリア	東3エリア (北海道・東北・東京)	中西6エリア (中部・北陸・関西・中国・四国・九州)	中部・北陸・ 関西・中国・四国	東北・東京	全国9エリア	—
日付	8/2	7/24	7/23	8/2	8/3	—
時間帯	15:00	15:00	15:00	15:00	15:00	—
ブロック最大 (⑪)	7,336	9,089	7,547	6,934	16,338	ブロックの最大
各エリア最大の合計 (⑫)	7,522 Σ(①~③)	9,252 Σ(④~⑨)	7,651 Σ(④~⑧)	7,080 Σ(②~③)	16,774 Σ(①~⑨)	最大の合計
差分 (⑬)	▲186	▲163	▲105	▲145	▲437	⑪ - ⑫
需要減少率	▲2.47 %	▲1.76 %	▲1.37 %	▲2.05 %	▲2.60 %	⑬ ÷ ⑫

※ 需要は、広域機関の「系統情報サービス」の需要実績を使用し、電源 I' を発動していた時間帯については、電源 I' のDRの実績値を系統情報サービスの需要実績に上乘せすることで補正

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】不等時性 (需要減少率) の考慮のバックデータ

19

各エリアの最大需要実績* (2017年度冬季)

(万kW)

	①北海道	②東北	③東京	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄
日付	1/25	1/24	2/2	1/25	1/25	1/24	1/25	1/24	2/6	2/5
時間帯	10:00	18:00	11:00	18:00	10:00	19:00	10:00	19:00	19:00	20:00
需要*	525	1,462	5,293	2,378	514	2,560	1,103	508	1,575	110

ブロック化による需要減少率の例 (2017年度冬季)

(万kW)

	ブロック1	ブロック2	ブロック3	ブロック4(参考)	ブロック5(参考)	補足
ブロック構成エリア	東3エリア (北海道・東北・東京)	中西6エリア (中部・北陸・関西・中国・四国・九州)	全国9エリア	東北・東京	中部・北陸・関西・中国・四国	—
日付	1/25	1/24	1/25	2/2	1/24	—
時間帯	19:00	19:00	19:00	10:00	19:00	—
合成最大需要* (⑪)	7,076	8,557	15,524	6,595	7,029	合成の最大
各エリアの最大需要* の合計 (⑫)	7,280 Σ(①~③)	8,665 Σ(④~⑨)	15,944 Σ(①~⑨)	6,755 Σ(②~③)	7,090 Σ(④~⑧)	最大の合計
差分 (⑬)	▲203	▲107	▲420	▲159	▲61	⑪ - ⑫
需要減少率	▲2.79 %	▲1.24 %	▲2.64 %	▲2.36 %	▲0.86 %	⑬ ÷ ⑫

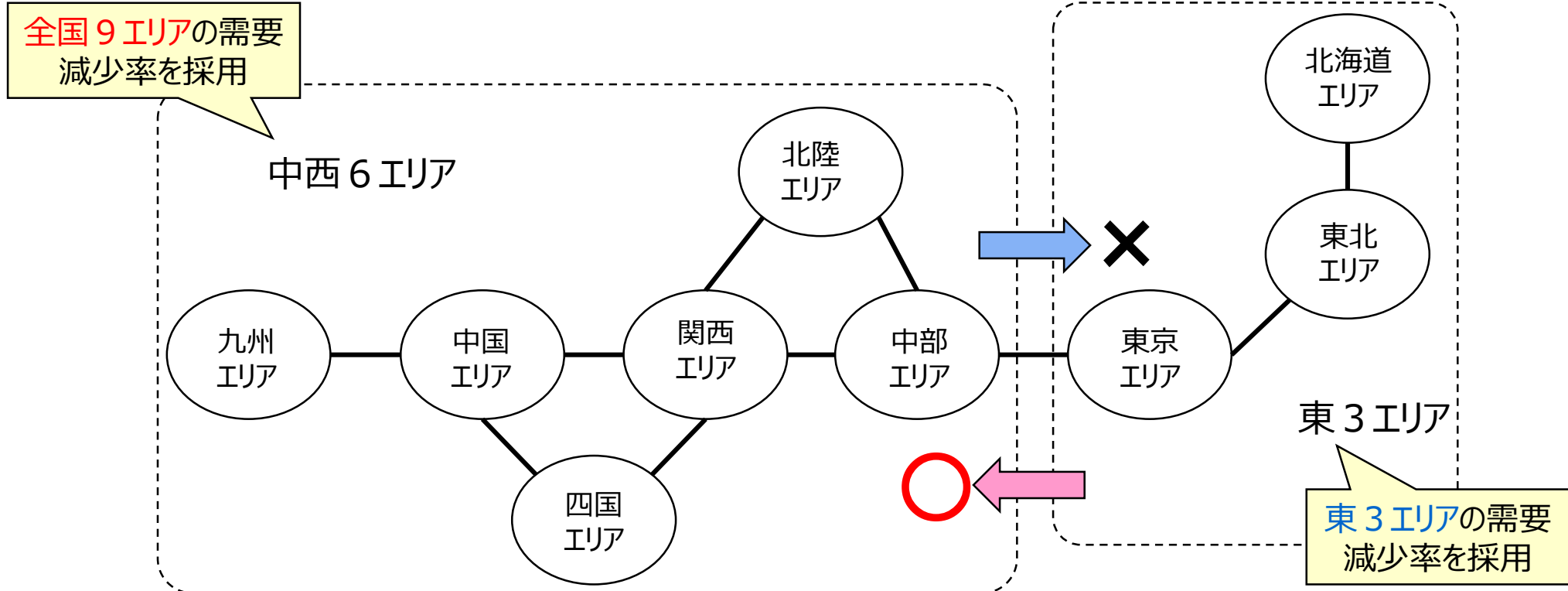
* 需要は、広域機関の「系統情報サービス」の需要実績を使用し、電源 I ' を発動していた時間帯については、電源 I ' のDRの実績値を系統情報サービスの需要実績に上乘せすることで補正

* 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 最大需要発生時の不等時性を考慮し、エリアごとに需要減少率を考慮した需要に対して予備率3%を確保する場合、エリアごとには厳気象H1需要に対して予備率3%を確保しないことになる。
- そのため、厳気象H1需要となったエリアは他エリアからの供給力の移動に期待することとなり、供給力を移動できるだけの連系線の空容量があることが必要となる。したがって、連系線を活用できるかどうかで、どのようなブロックで不等時性を考慮するかが変わってくる。
- 容量市場開設後は、確率論的必要供給予備力算定手法において連系線制約を考慮した上で、各エリアの供給信頼度基準（需要1kWあたりのEUE）を満たすように全国にて安価な電源から約定処理を行い、電源を確保する方向で検討が進められていることから、容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力の評価においては全国9エリアブロックの需要減少率を採用した。
- しかし、現状では、各エリアにて必要供給力を確保することとしているから、一定の考え方により断面を設定したうえで、供給力を移動できるだけの連系線の空容量があるかを確認し、どのようなブロックで不等時性を考慮するかを評価することとしたい。

- 例えば、東3エリア（北海道・東北・東京）と中西6エリア（中部・北陸・関西・中国・四国・九州）間で考えた場合、中西6エリア→東3エリアには必要な供給力を移動できるだけの空容量がないが、東3エリア→中西6エリアには必要な供給力を移動できるだけの空容量がある場合、中西6エリアは東3エリアからの供給力移動に期待できることから全国9エリアで不等時性を考慮し、東3エリアは中西6エリアからの供給力移動に期待できないことから東3エリアで不等時性を考慮するといったことが考えられるのではないか。

※現状の需給検証の方法においては、上記のように連系線の空容量が不足した場合、東3エリアと中西6エリアを分けて、それぞれのブロックで不等時性を考慮することとしている。

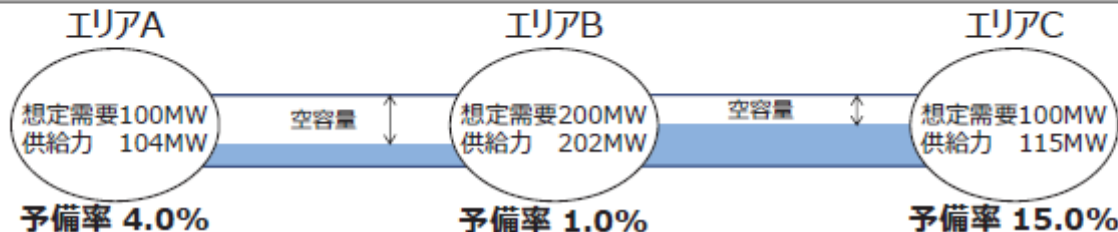


(参考) ブロック分けのイメージ

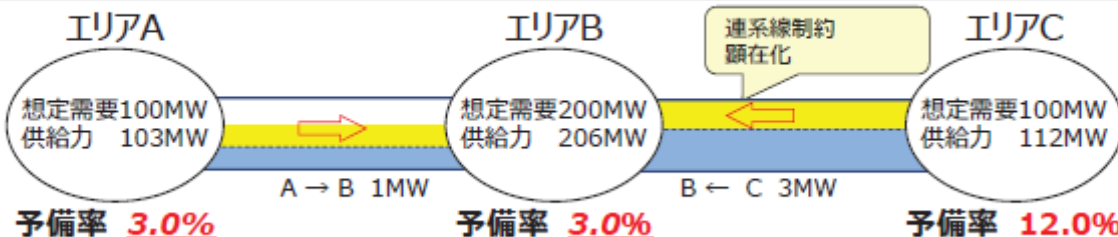
51

【ステップ1】 各エリア不等時性・連系線活用を考慮せず※1 需給バランスを集約

※1 契約等に基づく、事業者計画分は考慮



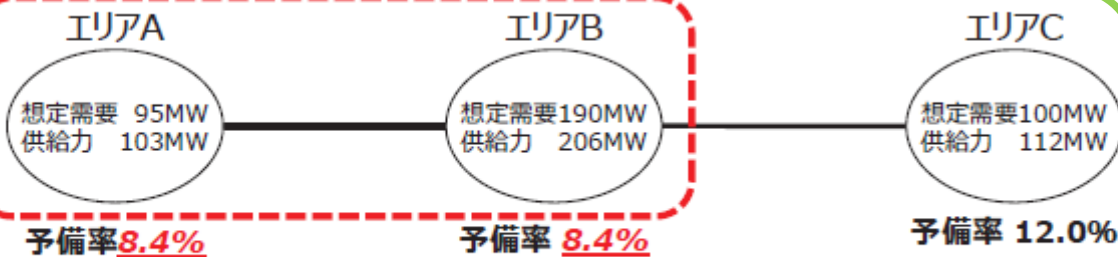
【ステップ2】 各エリア連系線を活用して予備率を均平化



今年度夏季の需給検証では、エリアCは不等時性を考慮していない。今回の試算では、エリアCは3エリアの不等時性を考慮する。

【ステップ3】 連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化し、不等時性を考慮※2

※2 一方で、ステップ3でブロックABの予備率がエリアCを上回る場合には、再度、ABCのブロック化などの別案について検討する。



・エリアCからのこれ以上の応援が期待できないことから、A,Bエリアをブロックとして、評価。
・エリアA,Bをブロックとした場合の需要減少率が0.05であれば、均平化後の予備率が3.0%から8.4%となる。

【不等時性考慮】
エリアA 想定需要 $100\text{MW} \times (1 - 0.05) = 95\text{MW}$ エリアB 想定需要 $200\text{MW} \times (1 - 0.05) = 190\text{MW}$

- 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。

3. 需給検証における需給バランスの評価方法の見直し (3) マーヅンの取扱い

55

(3) マーヅンの取扱い

【現状】 全てのマーヅン (A、B、C) を確保

【見直し案】 マーヅン (B、C) のみ確保

(考え方)

- ✓ すでに「② 更なる供給力等の対応力確保策の検討」でお示した通り、今後、一定の不足電力量を基準値とした適正予備力 (供給力) を確保するという観点では、容量市場導入後、マーヅン (A) (需給バランスに対応したマーヅン) は供給信頼度評価において確保する必要はないと考えられる。(マーヅン (A) の連系線空容量としての活用を前提とする。)
- ✓ このことを踏まえ、厳気象H1需要を想定し、計画外停止についても何等か考慮することとなる需給検証においても、電力系統を安定に保つためのマーヅン (B、C) 分を除いた連系線の空容量を活用することで良いのではないか。

※ 需給バランス評価時、他エリアからの供給力移動を検討する際に考慮するマーヅンにより連系線を活用できる量が変化する。

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2に「北海道風力実証試験」を追記

【予備力・調整力に関連したマージン】

内は当該区分に該当する現状のマージン

マージンの目的 マージンの分類	通常考慮すべきリスクへの対応			稀頻度リスクへの対応
	(参考) エリアが確保する調整力分※1	左記のうち、 エリア外調達分	エリア外 期待分	エリア外 期待分
「需給バランスに対応したマージン」 需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマージン	電源 I	A0	A1 旧① 旧②	A2 旧⑤
		(該当なし)	・最大電源ユニット相当 ・系統容量3%相当※2	・系統容量3%相当※3
「周波数制御に対応したマージン」 電力系統の異常時に電力系統の周波数を安定に保つために設定するマージン ※周波数制御(電源脱落対応を除く)のためにマージンを設定する場合は、「異常時」の表現の見直しが必要。	電源 I - a	B0	B1 旧③	B2 旧③
		・北海道風力実証試験	・東京中部間連系設備 (EPPS: 逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC: 逆方向)	・東京中部間連系設備 (EPPS: 順方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC: 順方向)

※1: 表中には記載を省略しているが、電源IIの余力も含む。

※2: 従来区分①の系統容量3%相当マージンについては、長期計画断面では区分Dのマージンのほうが大きいため必要性を検討する必要性が無くなっている。一方、現在、前々日時点でエリア予備力不足時にはマージンを確保していることから、ここに記載している。

※3: ESCJの整理において、系統容量3%相当マージンに従来区分⑤(稀頻度リスク対応)に該当する観点が含まれることから記載

【連系線潮流抑制による安定維持のためのマージン】

マージンの目的 マージンの分類	通常考慮すべき リスクへの対応	稀頻度 リスクへの対応
「連系線潮流抑制のためのマージン」 電力システムの異常時に電力システムを安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージン	C1 旧④ ・北海道本州間連系設備 (潮流抑制)	C2 旧④ ・東北東京間連系線 (潮流抑制)

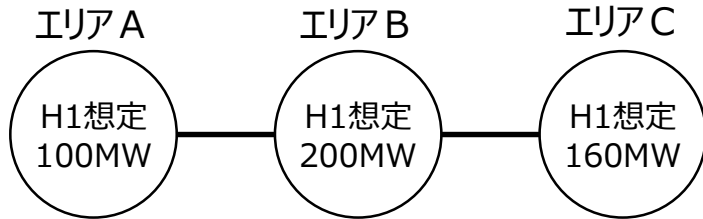
【電力市場取引環境整備のマージン】

マージンの目的 マージンの分類	電力市場取引 環境整備
「電力市場取引環境整備のマージン」 先着優先による連系線利用の登録によって競争上の不公平性が発生することを防止するために設定するマージン	D (該当なし)

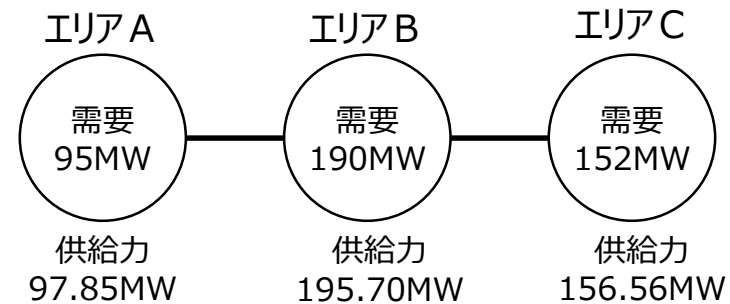
- 供給力を移動できるためには、連系線に空容量があるとともに、自エリアで必要な予備力を確保したうえで、他エリアに移動できるだけの余力があることが必要になる。
- 電源 I ' の公募調達を通じて、少なくとも各エリアで需要減少率を考慮した需要に対して 3 % の予備力を確保できるだけの供給力を確保していることを前提として、エリアの供給力の過不足を計算することでどうか。
- 具体的には、以下のように各エリアの供給力の過不足を計算し、空容量の範囲内で移動できるかを評価することでどうか。
 - 1 つのエリアが厳気象 H 1 需要になると想定する。
 - 不等時性を考慮するブロックの合成需要は「厳気象 H 1 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 H 1 需要になったエリア以外の需要を、厳気象 H 1 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 H 1 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。

■ 具体的な手順は以下のとおり。

【ステップ1】各エリアの厳気象H1需要を想定

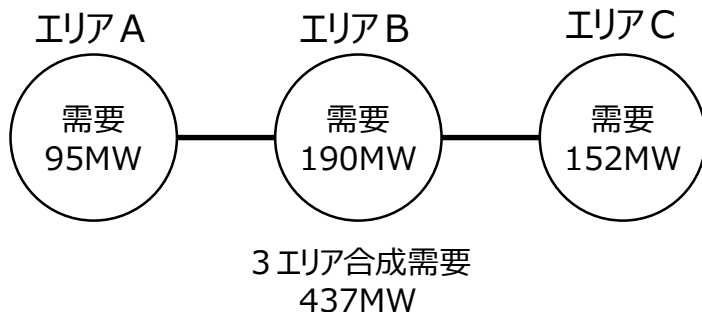


【ステップ3】不等時性を考慮した厳気象H1需要に対して3%の予備力を確保できる供給力を想定
→厳気象H1需要×(1-需要減少率)×103%



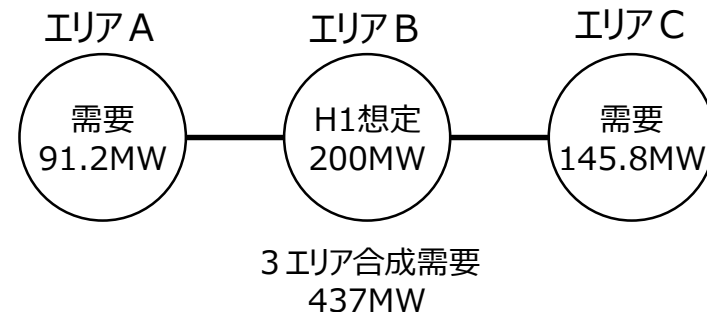
【ステップ2】不等時性を考慮した厳気象H1需要を想定
→厳気象H1需要×(1-需要減少率)

※需要減少率が0.05の場合のイメージ

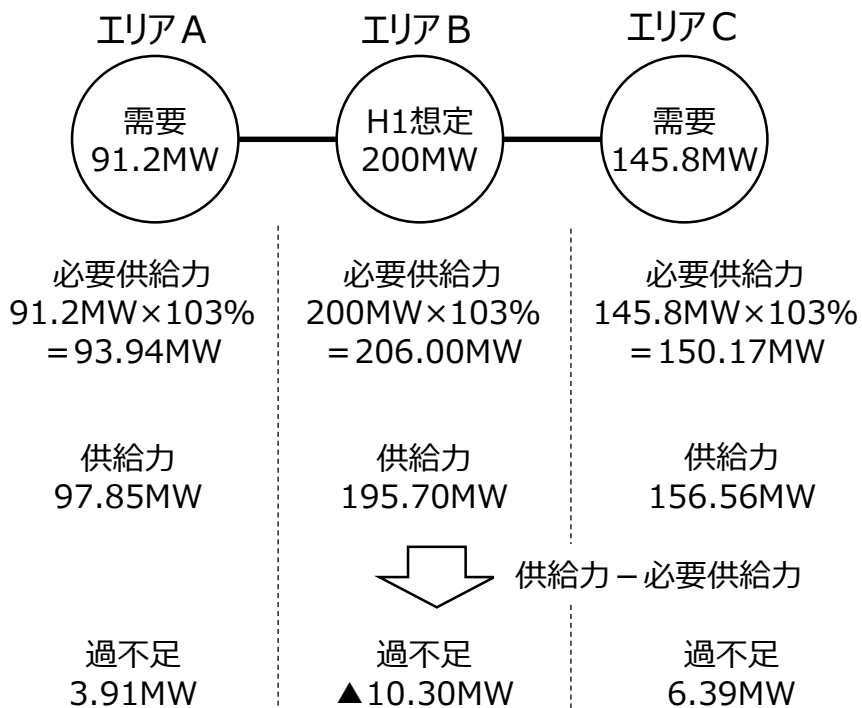


【ステップ4】1つのエリアの需要を厳気象H1需要とし、残りのエリアの需要を厳気象H1需要の比率で按分して設定
→(不等時性を考慮した合成需要-エリアBの厳気象H1需要)×エリアA(またはC)の厳気象H1需要÷(エリアAとエリアCの厳気象H1需要の合計)

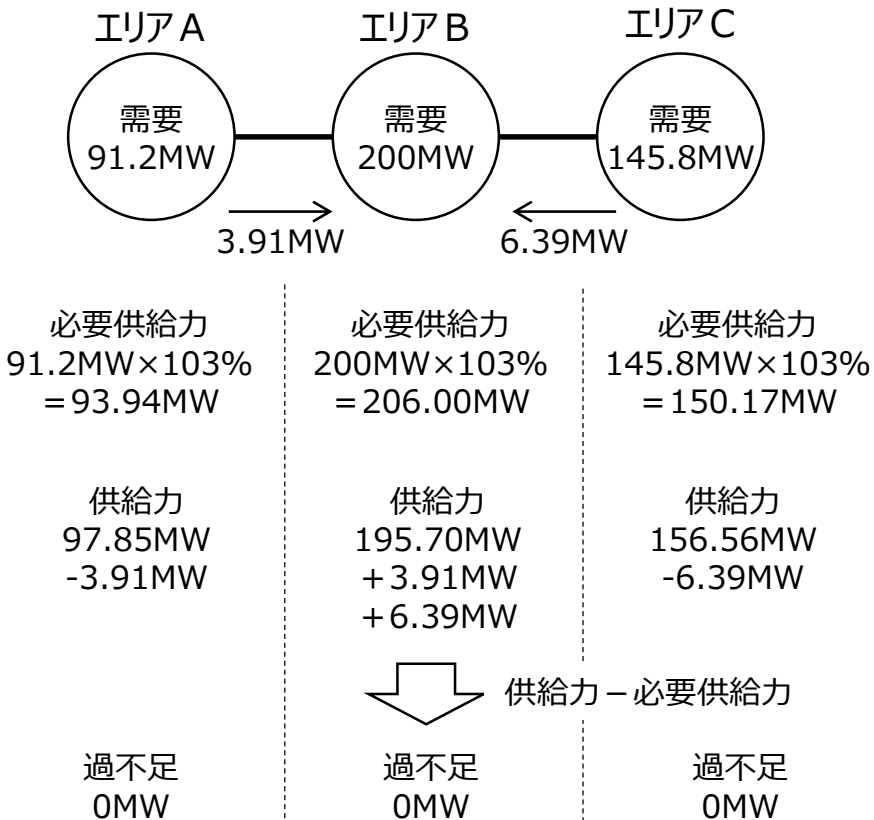
※エリアBを厳気象H1需要とした場合のイメージ



【ステップ5】ステップ4で設定した需要に対する予備率3%確保を基準として、ステップ3で想定した供給力の過不足を計算



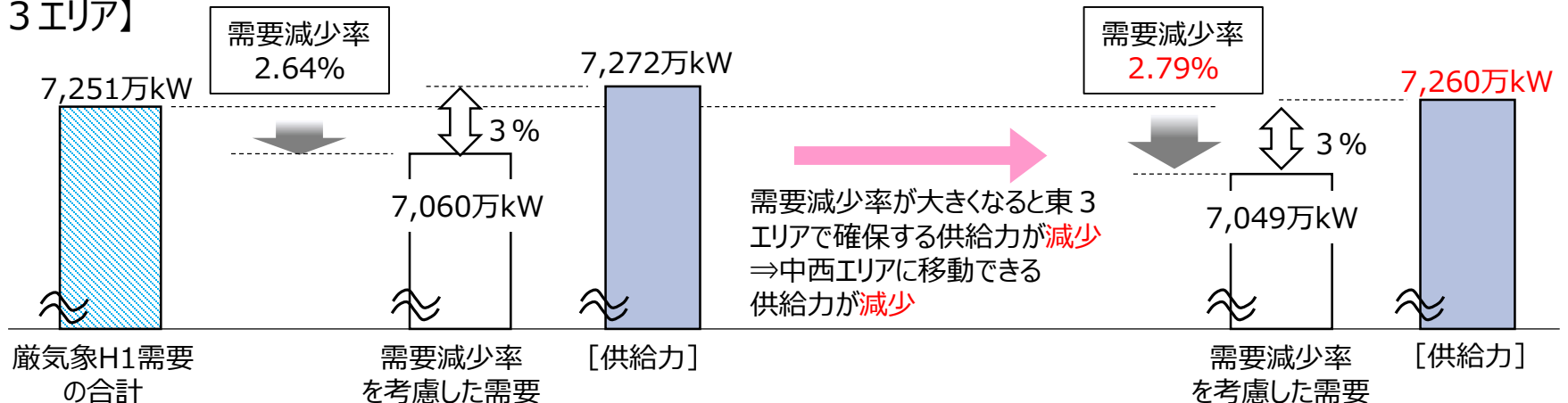
【ステップ6】ステップ5で計算した余力を不足エリアに流した場合の連系線潮流を計算



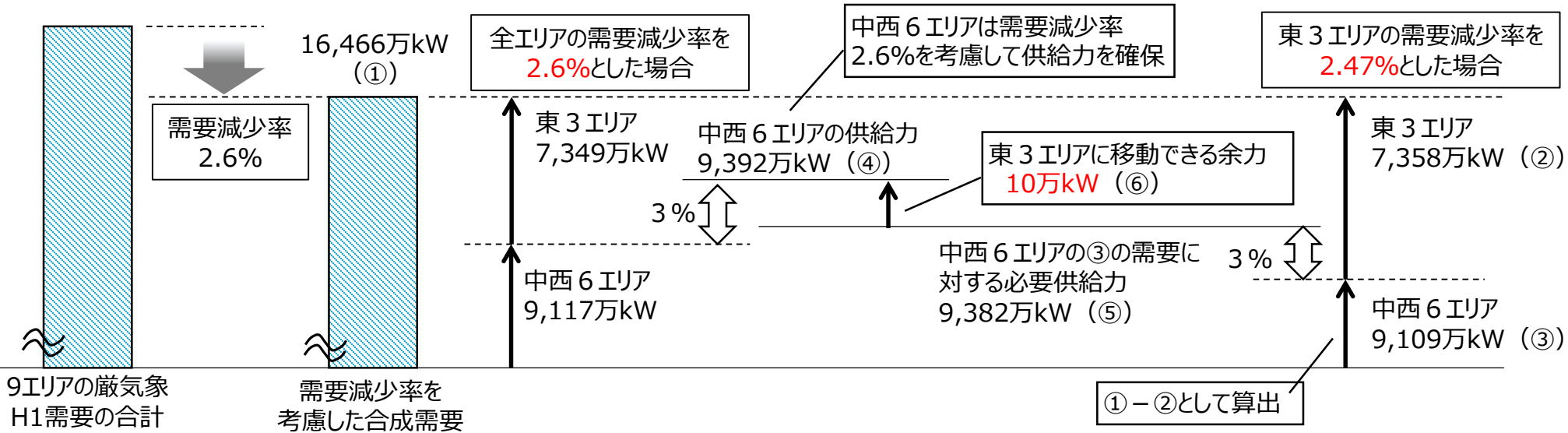
【ステップ7】エリアA、エリアCを厳気象H1需要としてステップ4～ステップ6を計算。ステップ6で計算した連系線潮流の最大値が空容量の範囲内に収まるかを確認。

- 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



(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。
 $9 \text{ エリアの厳気象 H1 需要合計} \times (1 - \text{需要減少率}) = 16,466 \text{ 万kW}$
- 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。
 $東3 \text{ エリアの厳気象 H1 需要合計} \times (1 - \text{需要減少率}) = 7,358 \text{ 万kW}$
- 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。
 $① \text{ の値} - ② \text{ の値} = 9,109 \text{ 万kW}$
- 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。
 $中西6 \text{ エリアの厳気象 H1 需要合計} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\% = 9,392 \text{ 万kW}$
- ⑤ ③の需要に対する中西6エリアの必要供給力を算出。
 $③ \text{ の値} \times 103\% = 9,382 \text{ 万kW}$
- 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。
 $④ \text{ の値} - ⑤ \text{ の値} = 10 \text{ 万kW}$

- 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しょうか。
 - 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。

(余白)

【9エリアのうち、いずれかのエリアで夏季H1需要が発生したときの連系線想定潮流最大値】

(単位：万kW)

連系線	北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	中部 ↓ 関西	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
9エリア 最大潮流	6.0	11.8	25.3	37.2	41.1	126.6	8.8	7.2	2.9	5.3	55.6	83.5	40.0	37.6	11.9	7.3	2.4	1.6	44.8	22.6
東3エリア 最大潮流	34.0	11.2	144.3	33.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

【需要想定】

(単位：万kW)

	厳気象 H1需要	9エリアの 不等時性 考慮した需要	東3エリアの 不等時性 考慮した需要
北海道	442	431	431
東北	1,431	1,394	1,396
東京	5,671	5,524	5,531
中部	2,658	2,589	
北陸	529	515	
関西	2,858	2,784	
中国	1,106	1,077	
四国	537	523	
九州	1,674	1,630	
合計	16,906	16,466	7,358

(需要減少率)

- ・9エリア：2.60%
- ・東3エリア：2.47%

※厳気象H1需要は2019年度夏季の需要見通し
(電力需給検証報告書(2019年4月)による)

【9エリアのうち、いずれかのエリアで冬季H1需要が発生したときの連系線想定潮流最大値】

(単位：万kW)

連系線	北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	中部 ↓ 関西	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
9エリア 最大潮流	7.2	14.7	26.8	38.4	37.4	115.7	9.3	7.3	2.8	5.5	49.7	76.5	38.3	35.9	11.4	6.8	2.4	1.5	43.1	21.1
東3エリア 最大潮流	38.4	14.7	142.5	36.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

【需要想定】

(単位：万kW)

	厳気象 H1需要	9エリアの 不等時性 考慮した需要	東3エリアの 不等時性 考慮した需要
北海道	542	528	528
東北	1,469	1,430	1,430
東京	5,240	5,102	5,102
中部	2,394	2,331	
北陸	547	533	
関西	2,539	2,472	
中国	1,106	1,077	
四国	508	495	
九州	1,585	1,543	
合計	15,930	15,509	7,060

(需要減少率)

- ・9エリア：2.64%
- ・東3エリア：2.64%

※厳気象H1需要は2019年度冬季の仮の需要見通し
(第37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による)

(参考) 不等時性を考慮した評価 ～北海道エリアH1 需要～

(単位：万kW)

夏季	北海道H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	442	▲ 11.8																			
東北	1,393	1.0		1.0																	
東京	5,520	4.1		4.1	4.1																
中部	2,587	1.9		1.9	1.9		1.9														
北陸	515	0.4		0.4	0.4		0.4		0.4												
関西	2,782	2.1		2.1	2.1		2.1						2.1								
中国	1,076	0.8		0.8	0.8		0.8						0.8	0.8							
四国	523	0.4		0.4	0.4		0.4						0.4				0.4				
九州	1,629	1.2		1.2	1.2		1.2						1.2	1.2							1.2
合計				11.8		10.8		6.7		0.4			4.4		2.0		0.4				1.2

冬季	北海道H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	542	▲ 14.7																			
東北	1,429	1.4		1.4																	
東京	5,097	5.0		5.0	5.0																
中部	2,329	2.3		2.3	2.3		2.3														
北陸	532	0.5		0.5	0.5		0.5		0.5												
関西	2,470	2.4		2.4	2.4		2.4						2.4								
中国	1,076	1.1		1.1	1.1		1.1						1.1	1.1							
四国	494	0.5		0.5	0.5		0.5						0.5				0.5				
九州	1,542	1.5		1.5	1.5		1.5						1.5	1.5							1.5
合計				14.7		13.3		8.3		0.5			5.5		2.6		0.5				1.5

(単位：万kW)

夏季	東北H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	429	1.1	1.1																		
東北	1,431	▲ 38.3																			
東京	5,510	14.0				14.0															
中部	2,583	6.6				6.6	6.6														
北陸	514	1.3				1.3	1.3		1.3												
関西	2,777	7.1				7.1	7.1						7.1								
中国	1,075	2.7				2.7	2.7						2.7	2.7							
四国	522	1.3				1.3	1.3						1.3				1.3				
九州	1,626	4.1				4.1	4.1						4.1	4.1							4.1
合計			1.1			37.2		23.2		1.3			15.3		6.9		1.3				4.1

冬季	東北H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	526	1.5	1.5																		
東北	1,469	▲ 39.9																			
東京	5,088	14.5				14.5															
中部	2,324	6.6				6.6	6.6														
北陸	531	1.5				1.5	1.5		1.5												
関西	2,465	7.0				7.0	7.0						7.0								
中国	1,074	3.1				3.1	3.1						3.1	3.1							
四国	493	1.4				1.4	1.4						1.4				1.4				
九州	1,539	4.4				4.4	4.4						4.4	4.4							4.4
合計			1.5			38.4		24.0		1.5			15.8		7.4		1.4				4.4

(単位：万kW)

夏季	東京H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	425	6.0	6.0		6.0																
東北	1,375	19.3			19.3																
東京	5,671	▲ 151.9																			
中部	2,554	35.9						35.9													
北陸	508	7.2						7.2		7.2											
関西	2,746	38.6						38.6						38.6							
中国	1,063	15.0						15.0						15.0	15.0						
四国	516	7.3						7.3						7.3				7.3			
九州	1,609	22.6						22.6						22.6	22.6						22.6
合計			6.0		25.3			126.6		7.2				83.5	37.6		7.3				22.6

冬季	東京H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	521	7.2	7.2		7.2																
東北	1,411	19.6			19.6																
東京	5,240	▲ 142.5																			
中部	2,300	31.9						31.9													
北陸	525	7.3						7.3		7.3											
関西	2,439	33.8						33.8						33.8							
中国	1,062	14.7						14.7						14.7	14.7						
四国	488	6.8						6.8						6.8			6.8				
九州	1,523	21.1						21.1						21.1	21.1						21.1
合計			7.2		26.8			115.7		7.3				76.5	35.9		6.8				21.1

(単位：万kW)

夏季	中部H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	428	2.2	2.2		2.2		2.2														
東北	1,387	7.1			7.1		7.1														
東京	5,496	28.3					28.3														
中部	2,658	▲ 71.2																			
北陸	513	2.6								2.6											
関西	2,770	14.3											14.3								
中国	1,072	5.5											5.5	5.5							
四国	520	2.7											2.7				2.7				
九州	1,622	8.4											8.4	8.4							8.4
合計			2.2		9.4		37.7			2.6			30.8		13.9		2.7				8.4

冬季	中部H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	525	2.6	2.6		2.6		2.6														
東北	1,423	7.1			7.1		7.1														
東京	5,077	25.2					25.2														
中部	2,394	▲ 65.1																			
北陸	530	2.6								2.6											
関西	2,460	12.2											12.2								
中国	1,072	5.3											5.3	5.3							
四国	492	2.4											2.4				2.4				
九州	1,536	7.6											7.6	7.6							7.6
合計			2.6		9.7		34.9			2.6			27.6		12.9		2.4				7.6

(単位：万kW)

夏季	北陸H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	430	0.4	0.4		0.4		0.4		0.4												
東北	1,393	1.2			1.2		1.2		1.2												
東京	5,519	4.9					4.9		4.9												
中部	2,587	2.3							2.3												
北陸	529	▲ 14.2																			
関西	2,781	2.5										2.5									
中国	1,076	1.0										1.0			1.0						
四国	523	0.5										0.5					0.5				
九州	1,629	1.4										1.4			1.4						1.4
合計			0.4		1.6		6.5		8.8			5.3			2.4		0.5				1.4

冬季	北陸H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	527	0.5	0.5		0.5		0.5		0.5												
東北	1,429	1.4			1.4		1.4		1.4												
東京	5,097	5.1					5.1		5.1												
中部	2,329	2.3							2.3												
北陸	547	▲ 14.9																			
関西	2,470	2.5										2.5									
中国	1,076	1.1										1.1			1.1						
四国	494	0.5										0.5					0.5				
九州	1,542	1.5										1.5			1.5						1.5
合計			0.5		1.9		7.0		9.3			5.5			2.6		0.5				1.5

(単位：万kW)

夏季	関西H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	中部 ↓ 関西	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																				
北海道	428	2.4	2.4		2.4		2.4						2.4									
東北	1,386	7.8			7.8		7.8						7.8									
東京	5,494	30.9					30.9						30.9									
中部	2,575	14.5											14.5									
北陸	512	2.9									2.9											
関西	2,858	▲ 76.5																				
中国	1,071	6.0													6.0							
四国	520	2.9															2.9					
九州	1,622	9.1														9.1						9.1
合計			2.4		10.2		41.1				2.9		55.6			15.1		2.9				9.1

冬季	関西H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	中部 ↓ 関西	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																				
北海道	525	2.8	2.8		2.8		2.8						2.8									
東北	1,423	7.6			7.6		7.6						7.6									
東京	5,075	27.0					27.0						27.0									
中部	2,319	12.3											12.3									
北陸	530	2.8									2.8											
関西	2,539	▲ 69.0																				
中国	1,071	5.7													5.7							
四国	492	2.6															2.6					
九州	1,535	8.2														8.2						8.2
合計			2.8		10.4		37.4				2.8		49.7			13.9		2.6				8.2

(単位：万kW)

夏季	中国H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	中部 ↓ 関西	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																				
北海道	430	0.8	0.8		0.8		0.8						0.8		0.8							
東北	1,391	2.7			2.7		2.7						2.7		2.7							
東京	5,513	10.6					10.6						10.6		10.6							
中部	2,584	5.0											5.0		5.0							
北陸	514	1.0									1.0				1.0							
関西	2,778	5.4													5.4							
中国	1,106	▲ 29.6																				
四国	522	1.0																		1.0		
九州	1,627	3.1																				3.1
合計			0.8		3.5		14.1				1.0		19.1		25.5					1.0		3.1

冬季	中国H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	中部 ↓ 関西	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																				
北海道	527	1.1	1.1		1.1		1.1						1.1		1.1							
東北	1,427	3.0			3.0		3.0						3.0		3.0							
東京	5,091	10.6					10.6						10.6		10.6							
中部	2,326	4.9											4.9		4.9							
北陸	531	1.1									1.1				1.1							
関西	2,467	5.2													5.2							
中国	1,106	▲ 30.1																				
四国	494	1.0																		1.0		
九州	1,540	3.2																				3.2
合計			1.1		4.1		14.7				1.1		19.6		25.8					1.0		3.2

(単位：万kW)

夏季	四国H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	430	0.4	0.4		0.4		0.4						0.4			0.4					
東北	1,393	1.3			1.3		1.3						1.3			1.3					
東京	5,519	5.0					5.0						5.0			5.0					
中部	2,587	2.3											2.3			2.3					
北陸	515	0.5									0.5					0.5					
関西	2,781	2.5														2.5					
中国	1,076	1.0																1.0			
四国	537	▲ 14.4																			
九州	1,629	1.5																1.5			1.5
合計			0.4		1.6		6.6				0.5		9.0			11.9		2.4			1.5
冬季	四国H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	527	0.5	0.5		0.5		0.5						0.5			0.5					
東北	1,429	1.3			1.3		1.3						1.3			1.3					
東京	5,097	4.7					4.7						4.7			4.7					
中部	2,329	2.1											2.1			2.1					
北陸	532	0.5									0.5					0.5					
関西	2,470	2.3														2.3					
中国	1,076	1.0																1.0			
四国	508	▲ 13.8																			
九州	1,542	1.4																1.4			1.4
合計			0.5		1.8		6.5				0.5		8.6			11.4		2.4			1.4

(参考) 不等時性を考慮した評価 ～九州エリアH1需要～

(単位：万kW)

夏季	九州H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	429	1.3	1.3		1.3		1.3						1.3		1.3						1.3
東北	1,390	4.2			4.2		4.2						4.2		4.2						4.2
東京	5,507	16.7					16.7						16.7		16.7						16.7
中部	2,581	7.8											7.8		7.8						7.8
北陸	514	1.6									1.6				1.6						1.6
関西	2,776	8.4													8.4						8.4
中国	1,074	3.3																			3.3
四国	522	1.6																		1.6	1.6
九州	1,674	▲ 44.8																			
合計			1.3		5.5		22.2				1.6		30.0		40.0					1.6	44.8

冬季	九州H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	526	1.6	1.6		1.6		1.6						1.6		1.6						1.6
東北	1,426	4.4			4.4		4.4						4.4		4.4						4.4
東京	5,086	15.7					15.7						15.7		15.7						15.7
中部	2,324	7.2											7.2		7.2						7.2
北陸	531	1.6									1.6				1.6						1.6
関西	2,465	7.6													7.6						7.6
中国	1,074	3.3																			3.3
四国	493	1.5																		1.5	1.5
九州	1,585	▲ 43.1																			
合計			1.6		6.0		21.8				1.6		29.0		38.3					1.5	43.1

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 実需給断面で必要となる調整力としての電源 I 必要量
 - (2) 電源 I 必要量の考え方
2. 電源 I '必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 電源 I '必要量の考え方の見直し
 - a. 計画外停止率の考慮
 - b. 最大需要発生時の不等時性の考慮
 - c. 稀頻度リスク分の考慮
 - d. 夏季と冬季の供給力差分の考慮
 - (2) 電源 I '必要量の考え方
 - (3) 電源 I 'の確保目的の見直し
 - (4) 電源 I 'のエリア外調達について
3. 沖縄エリアの電源 I・電源 I '必要量の考え方

■ 前回の本委員会（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「H3 需要の 1%※を織り込んで算定する」こととした。

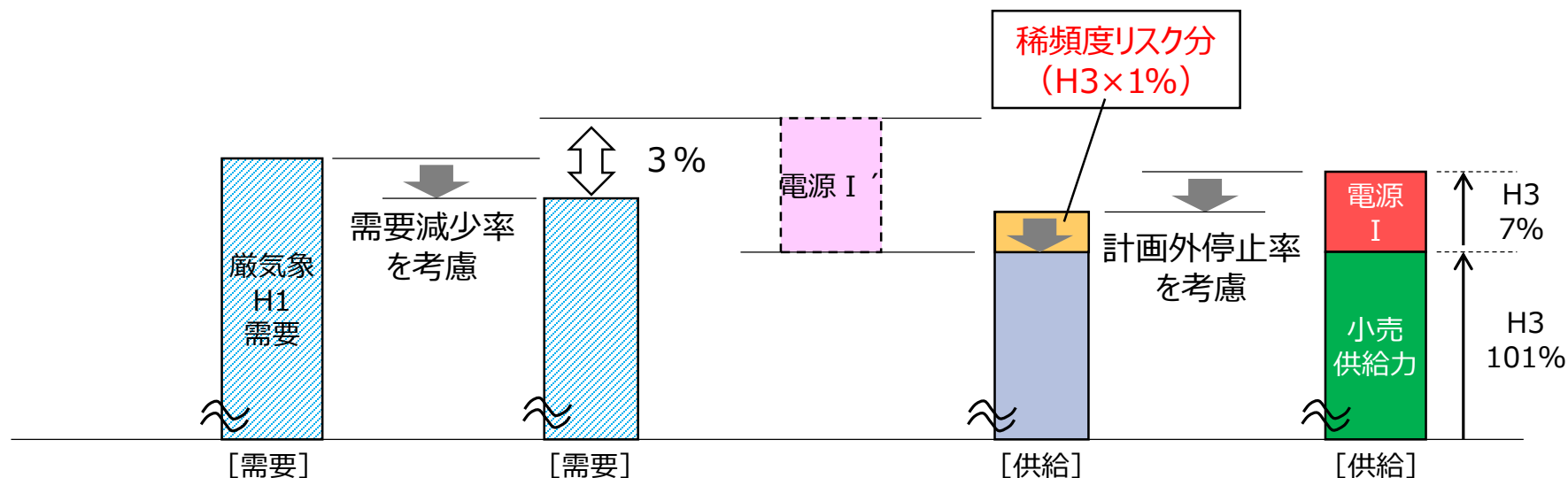
■ 電源 I ' 必要量の算定において、稀頻度リスク分を以下のとおり織り込むことでしょうか。

➤ 電源 I ' 必要量

$$= \text{厳気象 H1 需要} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$$

$$- \{ (\text{H3 需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$

※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



電源 I ' 必要量における稀頻度リスク対応分の考慮

50

- 容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力の検討や需給検証に用いた火力発電の計画外停止率2.6%は2014～2016年度の8,760時間の計画外停止実績から算定した平均的な値※である。厳気象時に、こうした平均的な計画外停止以上の供給力低下が起こるリスクに備えたるための供給力（稀頻度リスク対応分）としてH3需要の1%を確保することが、第6回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019年4月26日）において整理された。
※「第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年3月5日）資料4参考資料」参照
- また、容量市場開設前の供給力確保策として、特別調達電源の仕組みに加え、稀頻度リスク対応分を電源 I ' 公募にて調達することにより、「容量市場早期開設」を実施せず、安定供給を維持することが整理された。
- そのため、**電源 I ' 必要量は稀頻度リスク分としてH3需要の1%を織り込んで算定することとする。**
※必要供給力の費用負担については、引き続き、国の審議会にて議論いただくこととした。

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 実需給断面で必要となる調整力としての電源 I 必要量
 - (2) 電源 I 必要量の考え方
2. 電源 I ' 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 電源 I ' 必要量の考え方の見直し
 - a. 計画外停止率の考慮
 - b. 最大需要発生時の不等時性の考慮
 - c. 稀頻度リスク分の考慮
 - d. 夏季と冬季の供給力差分の考慮
 - (2) 電源 I ' 必要量の考え方
 - (3) 電源 I ' の確保目的の見直し
 - (4) 電源 I ' のエリア外調達について
3. 沖縄エリアの電源 I ・電源 I ' 必要量の考え方

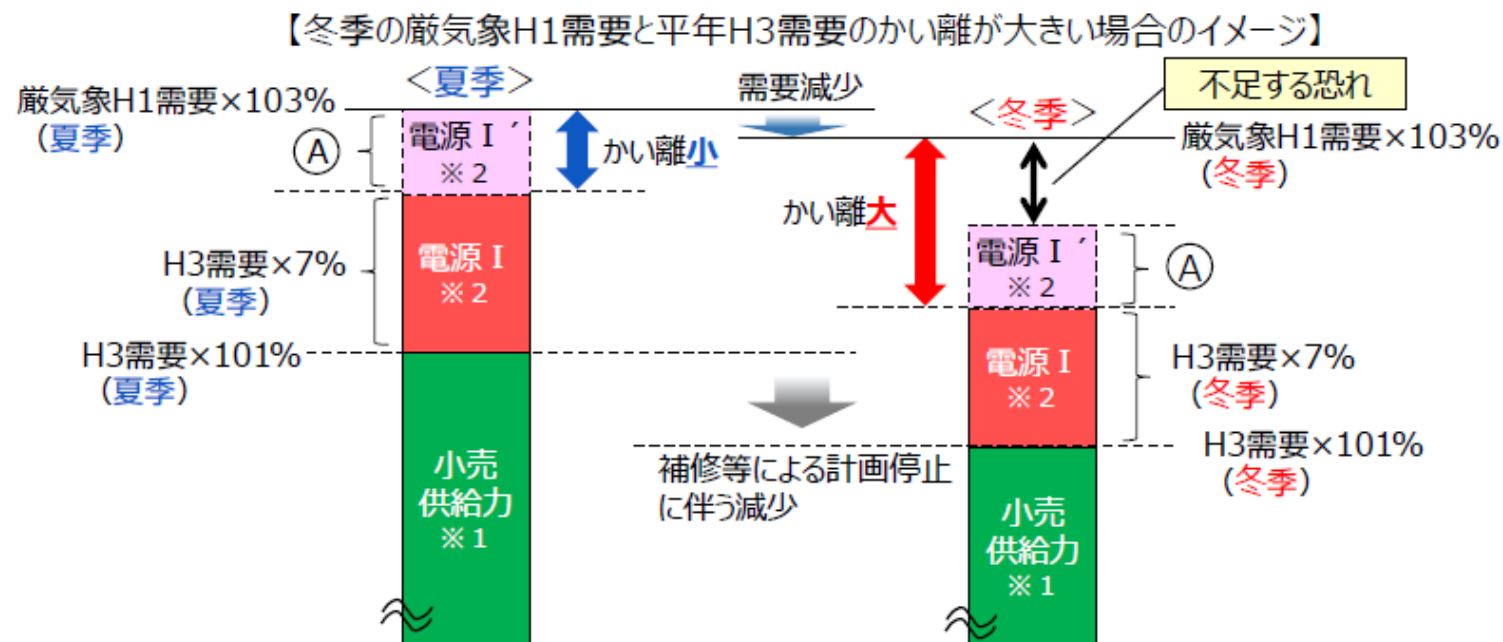
(余白)

- 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。

厳気象に対応するための供給力確保における課題

34

- 現状、厳気象H1需要が最大となる月における需給バランスを保つことを目的に、一般送配電事業者が電源 I' を確保している。
- 一方で、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平年H3需要に応じて減少する場合には、厳気象H1需要が最大ではない月であっても、厳気象H1需要と平年H3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、どのように対応すべきかが課題となる。



- 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H3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H3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、本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。

○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

供給計画における供給力確保に関する要請について

本機関は、電気事業法第29条に基づき電気事業者が国に届け出る供給計画について、同条及び業務規程第28条に基づきこれを取りまとめています。

平成30年度供給計画の取りまとめにおいては、当初、安定供給確保の基準となる予備率8%を確保できない年度が発生しました。本機関はその要因として、旧一般電気事業者（小売及び発電部門）は離脱需要の増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確保する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少していると分析しました。この傾向が今後も急速に進むものと想定すると、容量市場による容量確保が開始される前に需給がひっ迫することが現実的な問題として懸念されています。

このため、今後の供給計画については、下記の点をご留意のうえご提出いただきますようお願い致します。

1. 容量市場が機能するまでの間の供給力を確実に確保するため、設備補修については夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けた計画としていただきますようお願い致します。（補修計画については個別にヒアリングを実施させていただきます場合があります）
2. 上記分析結果から、調達先未定の供給力の確保※が今後は難しくなることが予想されるため、小売電気事業者は可能な限り調達先を確定させるよう努めていただきますようお願い致します。
※供給計画では、小売電気事業者の供給力確保の適正性を、H3需要（年間最大3日平均の需要）に対する予備率1～3%（持続的需要変動対応に相当）を目安に確認しています。

- 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）

22

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

○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						

- 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）

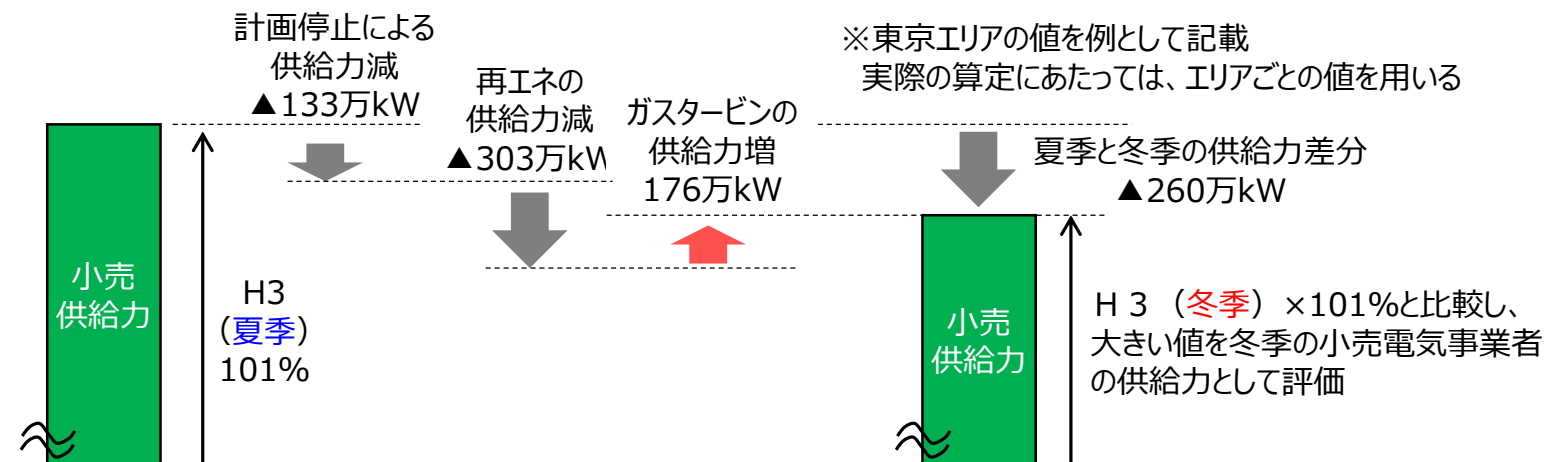
※ 1 旧一般電気事業者の火力発電設備

※ 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示す。（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）

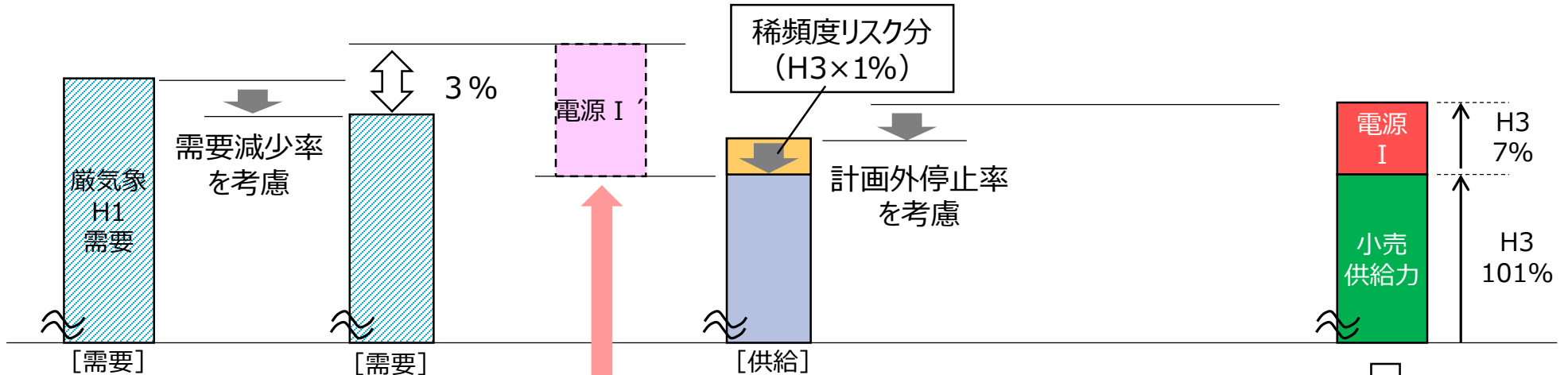
- 夏季と冬季の供給力の差分を合算すると、下表のとおりとなる。
- H3 需要が最大ではない月については、このような値を考慮して、小売電気事業者の供給力確保見込み分を評価することどうか。
- ただし、H3 需要が最大ではない月においても、小売電気事業者が、少なくともH3 需要×101%の供給力を確保することを前提とし、H3 需要×101%といずれか大きい方の値を採用することどうか。
- このような方法により、**夏季と冬季の電源 I ' 必要量を算定し、いずれか大きい方を、当該エリアの電源 I ' 必要量とすることどうか。**

○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							

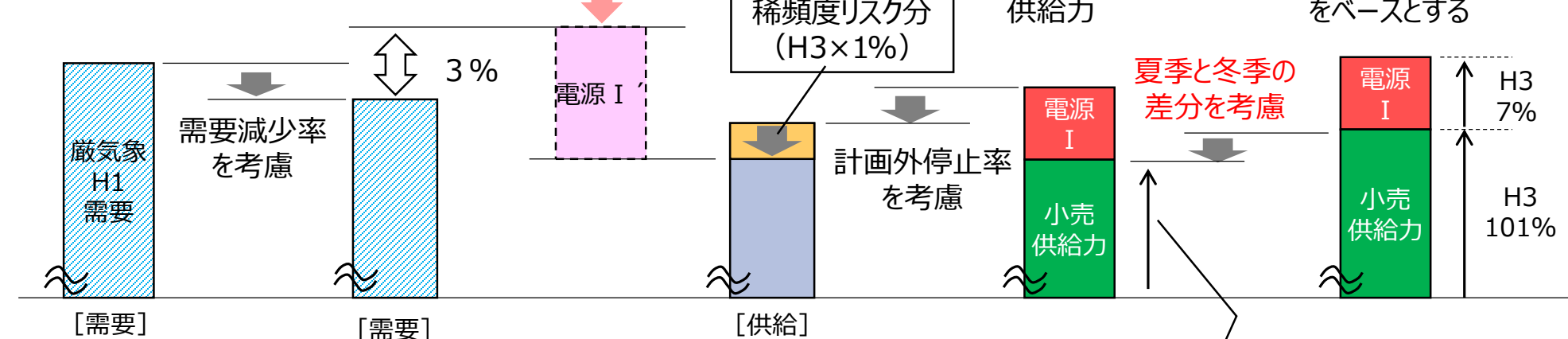


(H3 需要が最大となる季節)



比較し、大きい方を電源 I ' 必要量とする

(H3 需要が最大ではない季節)



1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 実需給断面で必要となる調整力としての電源 I 必要量
 - (2) 電源 I 必要量の考え方
2. 電源 I '必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 電源 I '必要量の考え方の見直し
 - a. 計画外停止率の考慮
 - b. 最大需要発生時の不等時性の考慮
 - c. 稀頻度リスク分の考慮
 - d. 夏季と冬季の供給力差分の考慮
 - (2) 電源 I '必要量の考え方
 - (3) 電源 I 'の確保目的の見直し
 - (4) 電源 I 'のエリア外調達について
3. 沖縄エリアの電源 I・電源 I '必要量の考え方

(余白)

- これまでの内容を電源 I ' 必要量の考え方に反映し、電源 I ' 必要量は以下のように算定することでどうか。
- 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。
電源 I ' = 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}
- ただし、H 3 需要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。
 - a. H 3 需要が最大となる季節の H 3 需要 × 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。
 - b. 評価した供給力が当該季節の H 3 需要 × 101% を上回る場合は、上式の「 H 3 需要 × 101% 」をその値に置き換える。
 - c. 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。
 - (a) 計画停止量の差
 - (b) 再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）の供給力の差
 - (c) 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し、その他に需給状況が厳しくなる恐れがある月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。

- a. 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。
- b. 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。
- c. 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。
- d. 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。
- e. 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。
- f. 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2.6%、冬季2.64%
- g. 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。
- h. 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。

■ また、以下の通り補正等を行う。

- a. 北海道・東北・東京エリアの夏季においては、中西エリアからの供給力移動に期待できる量を電源 I ' の募集量から控除する。
- b. 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。
- c. 「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。

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 実需給断面で必要となる調整力としての電源 I 必要量
 - (2) 電源 I 必要量の考え方
2. 電源 I '必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 電源 I '必要量の考え方の見直し
 - a. 計画外停止率の考慮
 - b. 最大需要発生時の不等時性の考慮
 - c. 稀頻度リスク分の考慮
 - d. 夏季と冬季の供給力差分の考慮
 - (2) 電源 I '必要量の考え方
 - (3) 電源 I 'の確保目的の見直し
 - (4) 電源 I 'のエリア外調達について
3. 沖縄エリアの電源 I・電源 I '必要量の考え方

- 電源 I ' 確保目的について、前回委員会でのご意見を踏まえて以下のとおり修正した。
- 今回の整理内容を踏まえて、確保目的について修正すべき点がある場合には、ご意見いただきたい。

【電源 I ' の確保目的の見直し案】 下線部分が主な見直し箇所、赤字部分が前回からの修正箇所

- 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ための供給力等として、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。
- 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。

【第39回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年5月13日）でのご意見】

『「平均的な電源トラブルや一定程度を上回る供給力低下リスクが発生」とあるが、リスクというのが何か悪い事象と捉えると発生という言葉になるのだろうが事象が起こる可能性というのをリスクとして捉えると、ここは発生というよりは「顕在化しても」という言葉の方が最適ではないかと思うため、再考していただきたい。』（花井委員）

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 実需給断面で必要となる調整力としての電源 I 必要量
 - (2) 電源 I 必要量の考え方
2. 電源 I '必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 電源 I '必要量の考え方の見直し
 - a. 計画外停止率の考慮
 - b. 最大需要発生時の不等時性の考慮
 - c. 稀頻度リスク分の考慮
 - d. 夏季と冬季の供給力差分の考慮
 - (2) 電源 I '必要量の考え方
 - (3) 電源 I 'の確保目的の見直し
 - (4) 電源 I 'のエリア外調達について
3. 沖縄エリアの電源 I・電源 I '必要量の考え方

(余白)

- 電源 I ' をエリア外から調達する場合、連系線の容量確保は必須であり、その分だけ空容量が減少するため、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ことから、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国でも議論いただくこととしていた。
- 第38回制度設計専門会合（2019年5月31日）において、連系線の確保量の上限値については2018年度の最小空容量を上限とする案が示されたが、最小空容量の範囲内でエリア外調達を行っても、現在の電源 I ' の価格差を考慮すると、その効果が非常に限定的になるとの意見などもあり、電源 I ' を広域調達するメリットと卸電力市場への影響とのバランスを考慮して決めるなど、引き続き検討・議論することとされた。
- 電源 I ' のエリア外調達を始めることについては、本委員会でも国の議論においても特に異論はなかったことから、今回、最小空容量以上に連系線容量を確保することの可否検討として、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。

- 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。

- 電源 I 'のkW価格が高価なエリアが安価なエリアから調達することができるようになれば、それだけ調達コストが低減することが見込まれ、これがメリットとなる。
- 2019年度の公募結果をもとに隣接エリア間の最高価格を比較した場合には、以下のような向きでエリア外から調達することにより、調達コストの低減が期待できると考えられる。

※現在は電源 I 'の公募を行っているのは5エリア（東北、東京、中部、関西、九州）であることから、公募を行っていないエリアについては全国平均相当の価格であると仮定

※電源 I 'の契約期間を考慮し、中部エリアの隣接エリア（東京、北陸、関西）におけるメリット評価においては、中部エリアの価格を2倍にして試算

【電源 I 'のkW価格の低減が期待できる調達方向】

全国平均：5,275 (円/kW)

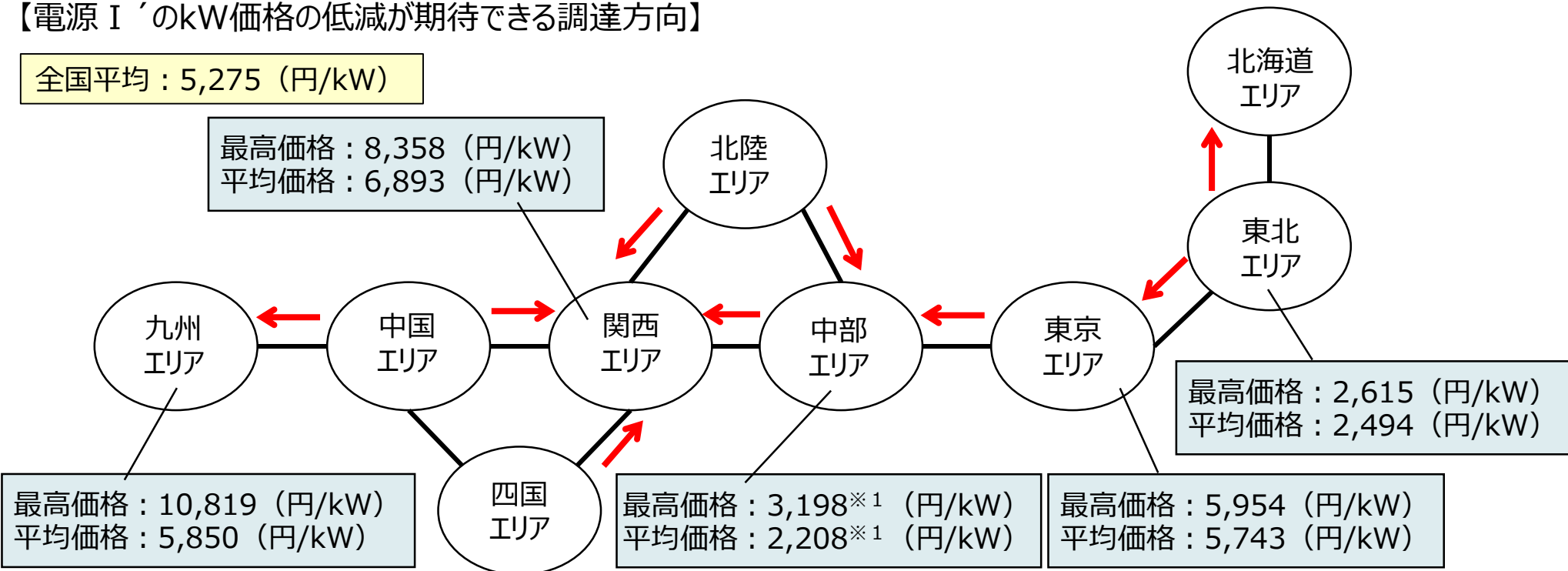
最高価格：8,358 (円/kW)
平均価格：6,893 (円/kW)

最高価格：2,615 (円/kW)
平均価格：2,494 (円/kW)

最高価格：10,819 (円/kW)
平均価格：5,850 (円/kW)

最高価格：3,198※¹ (円/kW)
平均価格：2,208※¹ (円/kW)

最高価格：5,954 (円/kW)
平均価格：5,743 (円/kW)



※1 今回のメリット評価にあたっては公募結果の価格を2倍にして試算

(余白)

2019年度向け調整力の公募結果 (電源 I')

2019年4月 第37回制度設計専門会合
事務局資料一部改変

	東北			東京			中部			関西			九州		
	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減
募集容量(万kW)	8.2	15.0	6.8	34.0	30.0	▲ 4.0	31.2	27.7	▲ 3.5	27.0	101.0	74.0	31.8	25.4	▲ 6.4
応札容量(万kW)	3件	6件	3件	12件	12件	-	3件	4件	1件	18件	15件	▲ 3件	19件	19件	-
落札容量(万kW)	10.5	17.8	7.3	40.1	36.1	▲ 4.0	31.5	30.2	▲ 1.4	54.4	96.5	42.1	38.9	25.7	▲ 13.2
	3件	4件	1件	11件	11件	-	3件	3件	-	15件	15件	-	14件	17件	3件
	8.2	15.0	6.8	34.0	29.7	▲ 4.3	31.2	27.7	▲ 3.5	27.0	96.5	69.5	31.8	25.4	▲ 6.4
評価用最高価格(円/kW)※	1,088	2,615	1,526	5,518	5,954	437	3,162	3,198	36	5,106	8,358	3,252	16,645	10,819	▲ 5,826
評価用平均価格(円/kW)※ (加重平均)	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,818	6,893	3,075	6,607	5,850	▲ 757
平均価格(円/kW) (加重平均)	880	2,243	1,363	4,751	5,358	607	2,118	2,012	▲ 106	3,633	6,571	2,937	6,356	5,602	▲ 754
契約期間	7/16 ~9/20	7/16~ 9/20 12/16~ 2/20		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31		7/1 ~9/30	7/1 ~9/30		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31 (7/1 ~3/31)		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31	

()内は追加募集分

※評価用最高価格、平均価格は評価用kW価格と評価用kWh価格の合計金額による。

評価用kW価格： 運転継続可能時間、調整力提供可能時間数について、公募要領で求める
原則的な要件に満たない場合にマイナスの評価が反映される。

評価用kWh価格： 上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間

	東北	東京	中部	関西	九州
想定発動回数	3.6回	3.6回	1.8回	3.6回	3.6回
運転継続可能時間	4時間	3時間	2時間	3時間	4時間

※関西エリアの追加公募について

調整力の募集容量は広域機関が示す考え方にに基づき、2018年1月に公表された供給計画の想定需要等から算出しているが、昨夏の需要実績は当該想定需要では考慮されていないため、当初の募集容量には反映されていなかった。関西エリアでは、次年度の想定需要が著しく増加したことにより、広域機関における調整力の公募にかかる必要量等の考え方の改訂(2018年9月12日)に基づき、募集容量の変更および追加公募を実施した。

2019年度向け調整力の公募結果（電源 I 〃）

応札容量・落札容量

	2018年度		2019年度		対前年度	
	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)
募集容量	—	132.2	—	199.1	—	66.9
応札容量	55	175.4	56	206.3	1	30.9
電源	7	59.3	9	107.5	2	48.2
DR	48	116.1	47	98.8	▲ 1	▲ 17.3
落札容量	46	132.2	50	194.3	4	62.1
電源	7	36.1	8	105.0	1	68.8
DR	39	96.1	42	89.3	3	▲ 6.7

●旧一電（発電・小売部門）以外

応札容量	46	50.4	41	38.0	▲ 5	▲ 12.5
落札容量	37	36.8	35	34.2	▲ 2	▲ 2.6

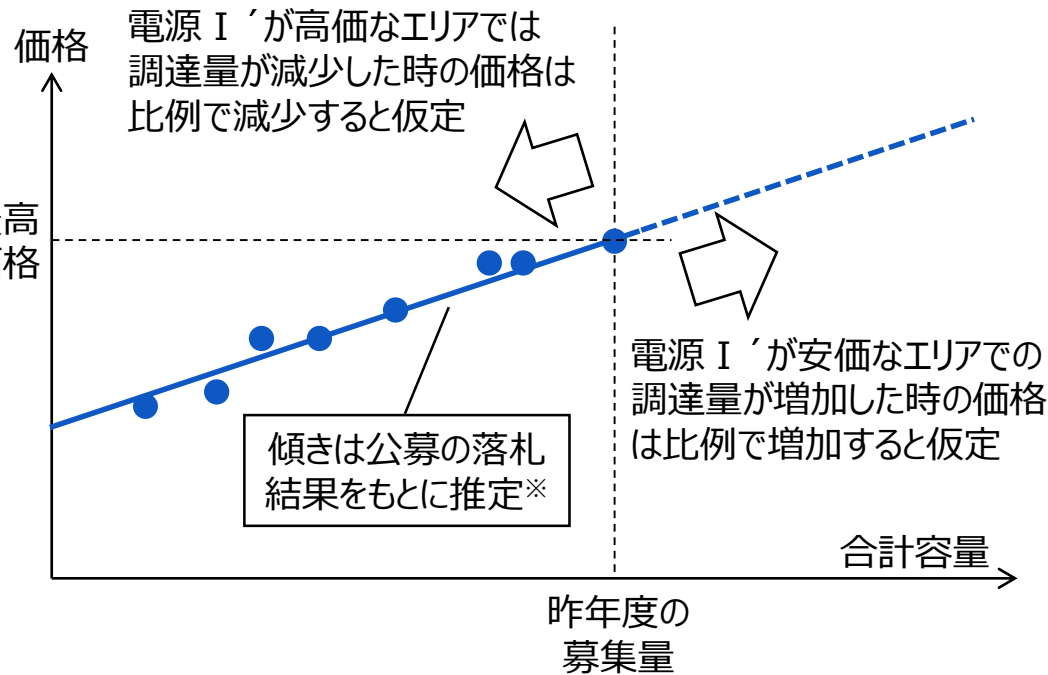
※ 表中の「旧一電以外」について
旧一電以外が入札主体となっている電源等を示す。

平均価格（円/kW）

	2018年度	2019年度	対前年度
合計	4,047	5,275	1,227
電源	5,210	6,261	1,050
DR	3,609	4,115	506

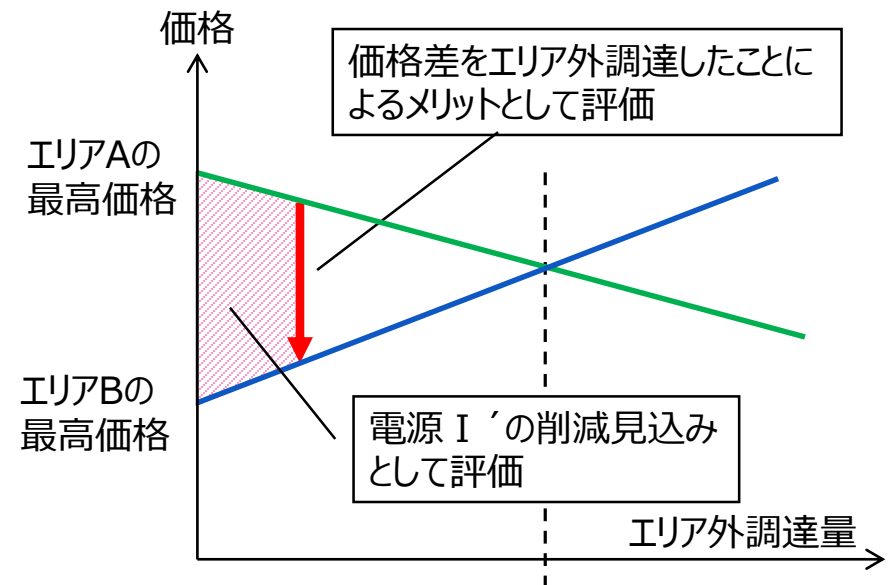
※ 平均価格は落札された電源等の契約額の合計を落札容量の合計で除した加重平均として、委員会事務局が算定。

- 電源 I ' のエリア外調達による調達コスト削減見込みの試算において、電源 I ' の調達量が増加 (減少) した場合に、どのような応札価格となるかを設定するにあたり、2019年度向けの調整力公募結果の落札量と落札価格の推移実績をもとに推定した。
- 具体的には、隣接エリア間で、自エリアの高価な電源 I ' が他エリアの安価な電源 I ' に置き換わると仮定し、その価格差を電源 I ' コストの削減見込みとして評価した。



※電力・ガス取引監視等委員会より一次近似した時の傾きを聞き取り

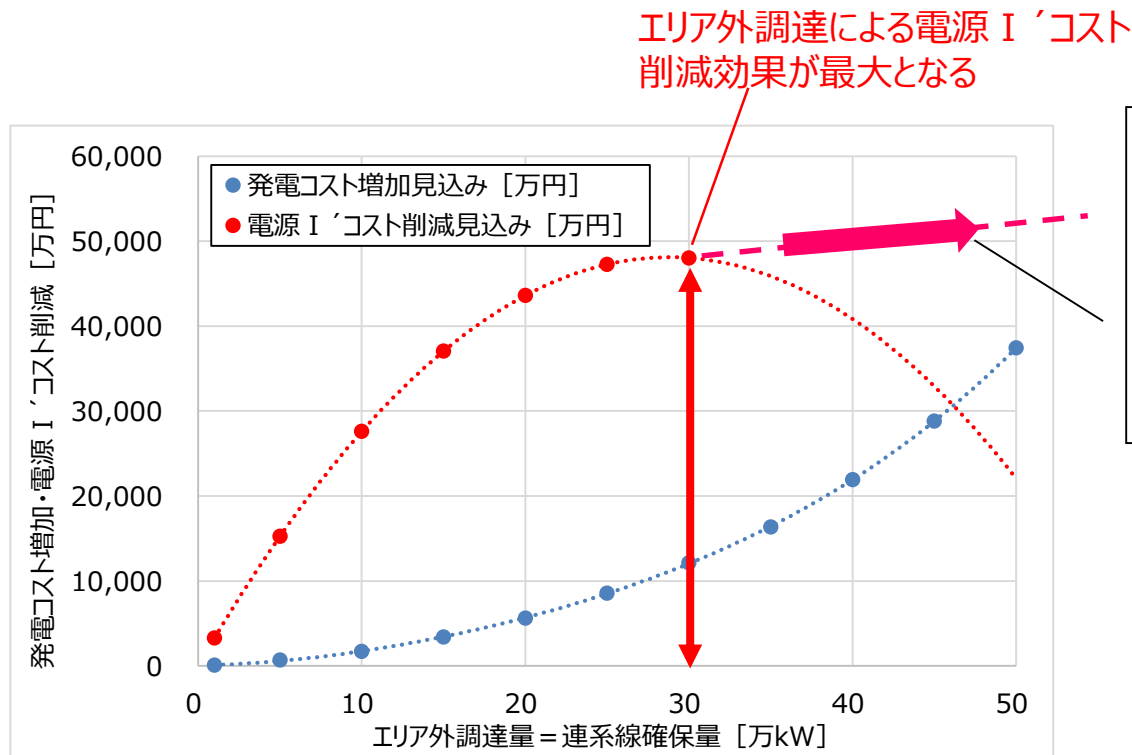
【エリア A のコスト削減評価イメージ】
※エリア B で落札されなかった電源 I ' のうち安価な
ものから順に、エリア A がエリア B から調達できると仮定



電源 I ' コスト削減効果が最大となる

- エリア外から調達すればするほど電源 I ' の調達価格が安価になるということではなく、エリア外調達することによりエリア間の価格が均衡するまでのエリア外調達量の範囲で、電源 I ' の調達コストの削減効果が得られると考えられる。
- 電源 I ' のエリア外調達による調達コスト削減の最大化を図る観点からは、このように試算した削減効果が最大となる量がエリア外調達の上限とすることが考えられる。
- なお、実際の募集にあたっては、ここで示した上限まで必ずエリア外調達を行う必要はなく、募集した結果としてメリットがない場合には落札されず、連系線容量は確保しないことになるだけである。

【電源 I ' のエリア外調達によるコスト削減見込み】※東北東京間連系線（東北→東京向き）

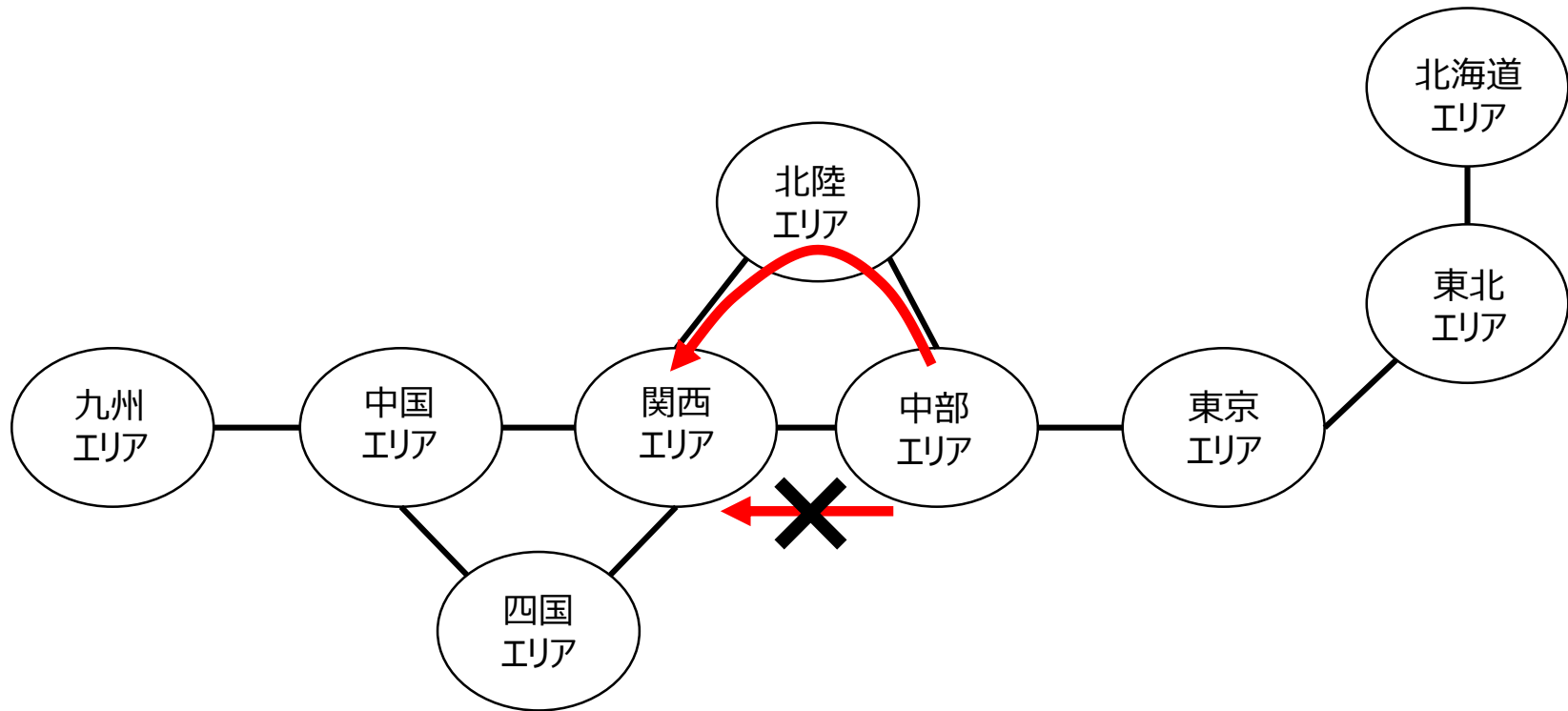


エリア外調達による電源 I ' コスト削減効果が最大となる

エリア間の価格が均衡するので、これ以上のエリア外調達によるメリットは限定的となる

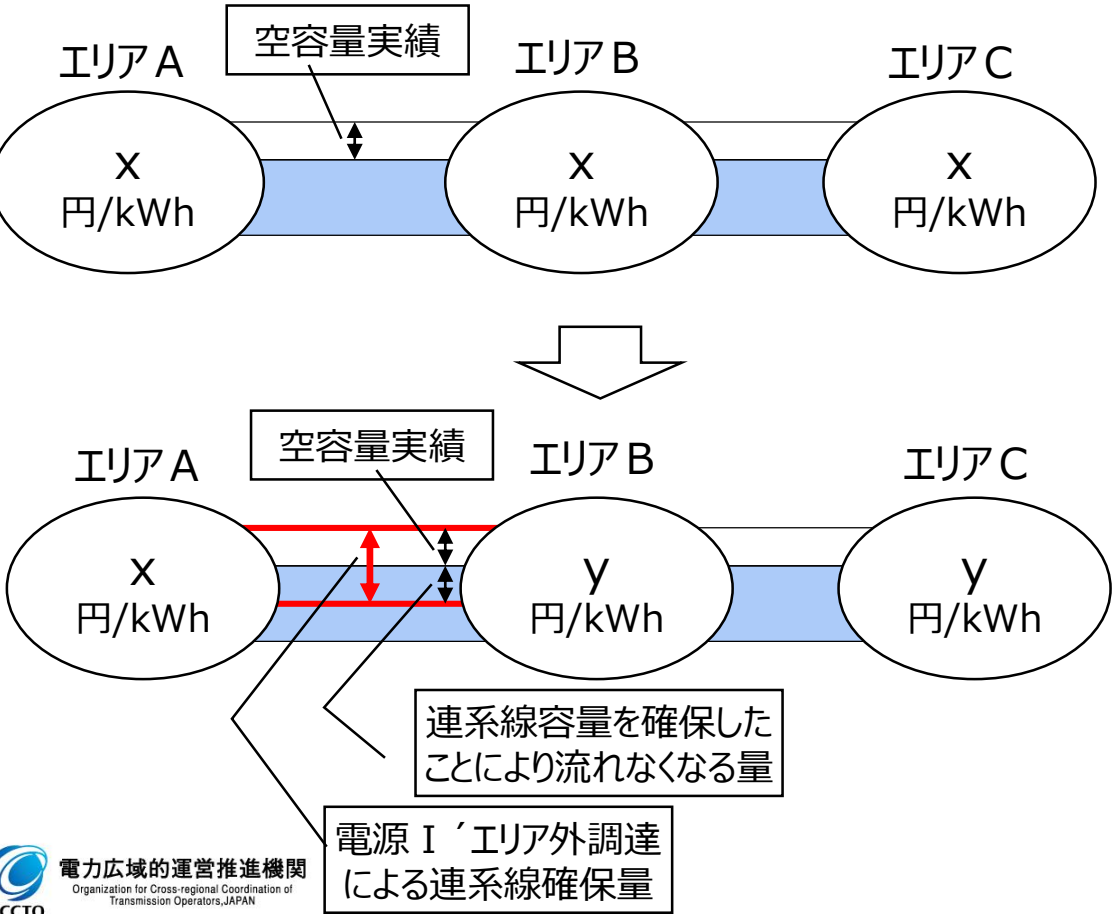
※削減見込みが減少する図になるが、減少するわけではないことに留意

■ 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。

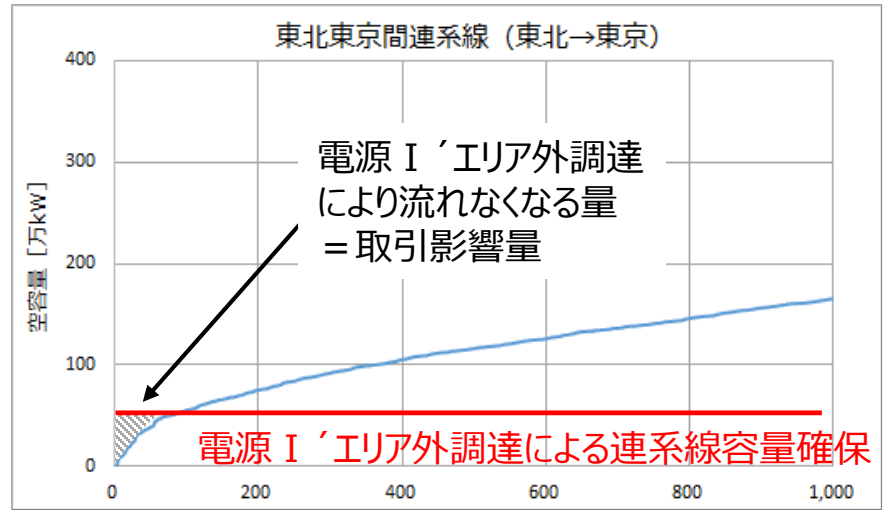


- 電源 I ' のエリア外調達により連系線容量を確保した場合、連系線の空容量が小さくなることから、その分だけ、スポット市場において市場分断が発生する可能性が高くなる。
- そのため、電源 I ' エリア外調達に伴う連系線確保量に応じて、「スポット市場後の空容量実績 < 電源 I ' エリア外調達による連系線確保量」となるコマを抽出し、その影響を分析する。

【分析イメージ】



● 連系線空容量実績※
(空容量が小さい順に1,000コマをプロット)



※7月～9月、12月～2月の平日9時～20時の約2,600コマが対象

- 連系線容量を確保したことにより流れなくなる量、すなわち、「電源 I ' エリア外調達による連系線確保量 - 空容量実績」に相当する量は、市場分断することにより、より高価な電源に差し替わると仮定し、その費用を社会的な発電コストの増分として試算する。
- 電源 I ' エリア外調達により連系線容量を確保したことに伴う市場分断の影響を受けるのは受電側のエリアとなる。すなわち、エリアA→エリアBの方向の連系線容量を確保し、市場分断した場合は、エリアBのエリアプライスが上昇すると考えられる。そのため、エリアBのエリアプライスを参照して試算する。
- 本来は、市場分断時のエリアプライスがどのような価格になるかを正確に推測すべきものの、卸電力市場への影響を最大限考慮して算定することとし、具体的には、市場分断時には発電コストが各エリアのエリアプライスの最高価格まで上昇するものと仮定して、価格差を保守的に大きく見込んで計算する。

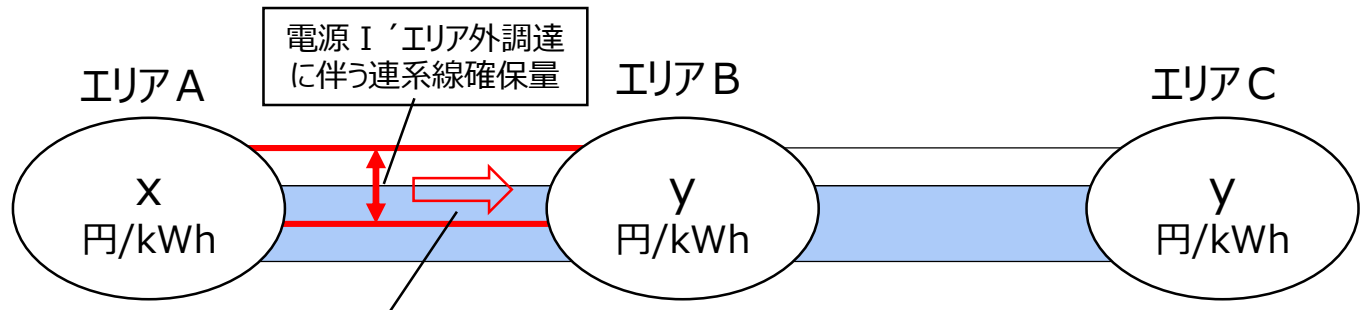
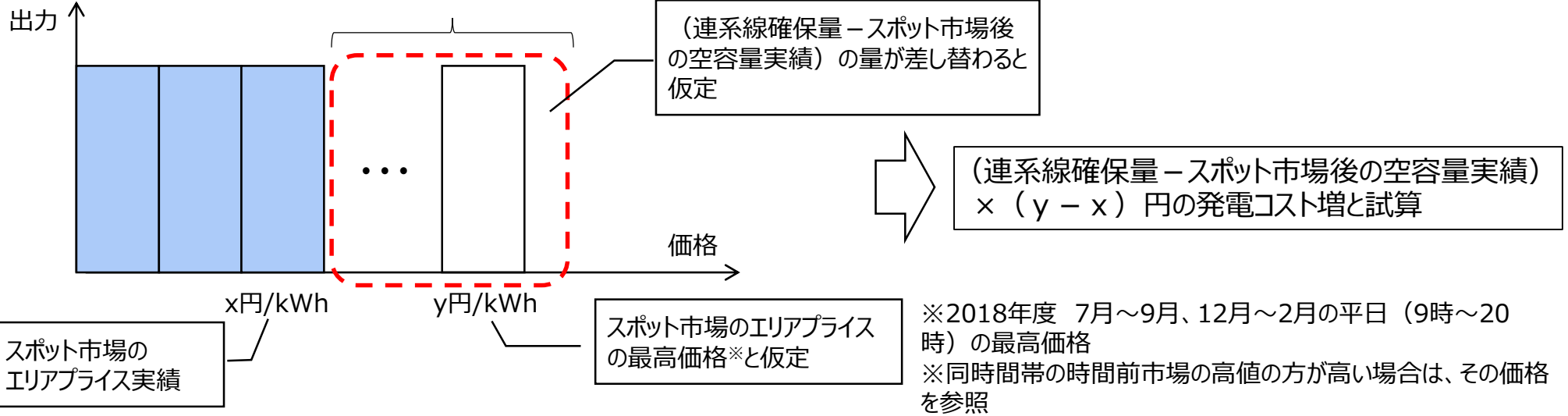
● 2018年度 7月～9月、12月～2月 平日 (9時～20時) におけるスポット市場のエリアプライスの最高価格 (円 / kWh)

	システム プライス	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
最高	75	50	60	60	100.02	100.02	100.02	100.02	100.02	99.99

⇒ 上表の最高価格を市場分断時のエリアプライスと仮定

【分析イメージ】

市場分断に伴い差し替えられた電源



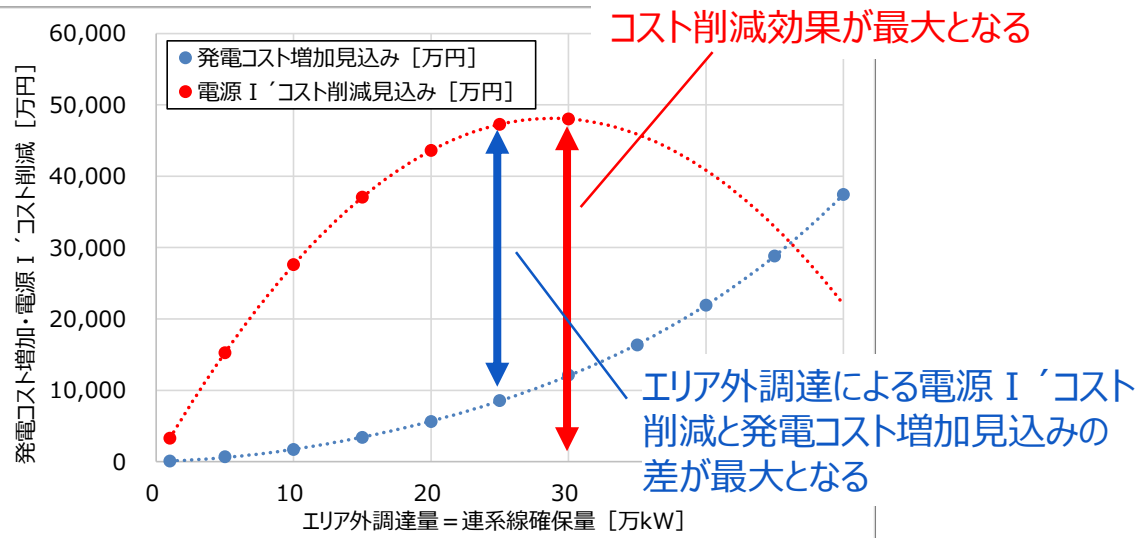
エリアA→エリアBの方向に連系線容量を確保した結果、市場分断する場合、電気の流れはエリアA→エリアBとなっているので、エリアAの電源の方が安価と考えられる。そのため、エリアBのエリアプライスを参照して、発電コストの増分を試算する。
 ただし、実績としてエリアB→エリアAの方向に分断していて、エリアBのエリアプライスの方が安価だった場合は、容量確保に伴うコスト増はなかったものと扱う。

- 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。

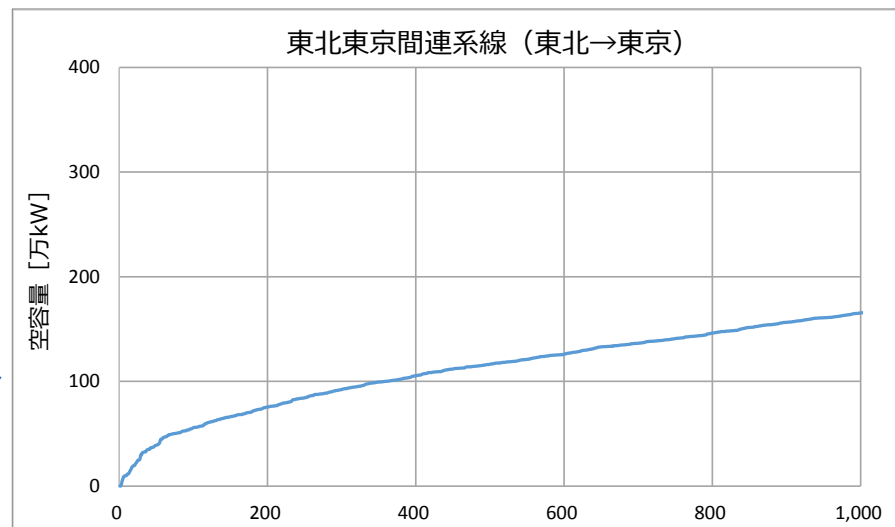
※ 7月～9月、12月～2月の平日（9時～20時）が対象

- 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

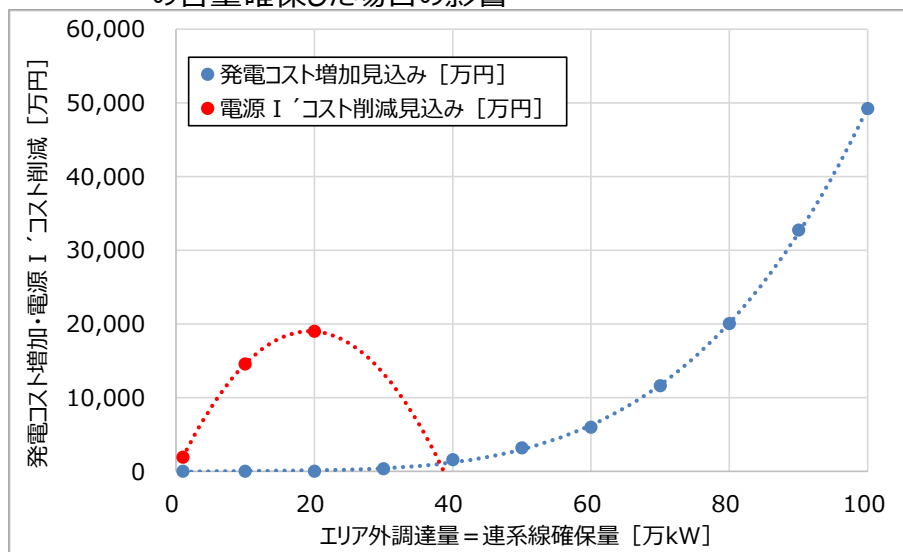


東北東京間連系線（東北→東京向き）スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）

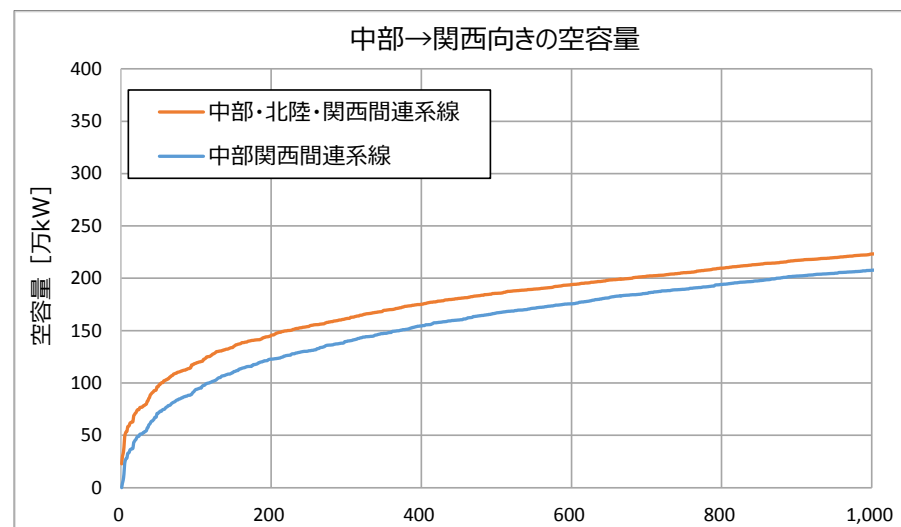


- 中部→関西向きについては、中部→北陸→関西のルートも考慮した場合の2018年度のスポット市場後の最小空容量実績※は、22万kW程度であった。
 ※ 7月～9月、12月～2月の平日（9時～20時）が対象
- そのため、22万kW程度までは、中部関西間連系線（中部→関西向き）に連系線容量を確保しても発電コストの増分はなく、それ以上に連系線容量を確保した場合には、確保量を増やすにつれ、発電コストの増加見込み量が多くなる。一方で、電源 I ' 調達コストの低減も20万kW程度のエリア外調達量までしか見込めないため、結果的に最小空容量実績の22万kW程度までを連系線確保容量の上限とすることが考えられる。（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。

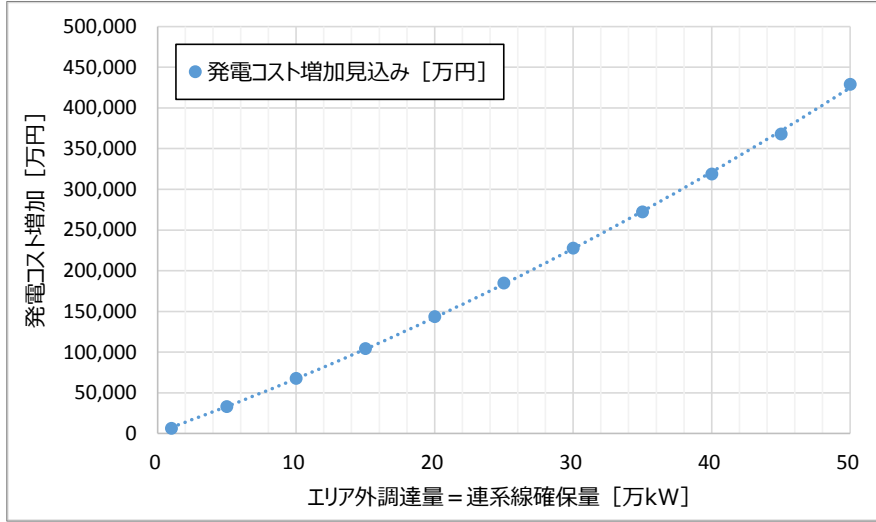
中部関西間連系線（中部→関西向き）の容量確保した場合の影響



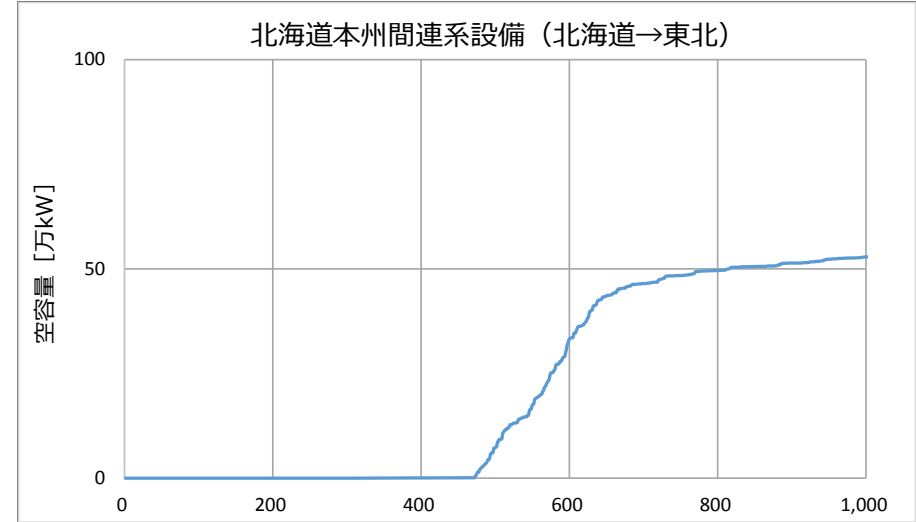
中部関西間連系線（中部→関西向き）スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



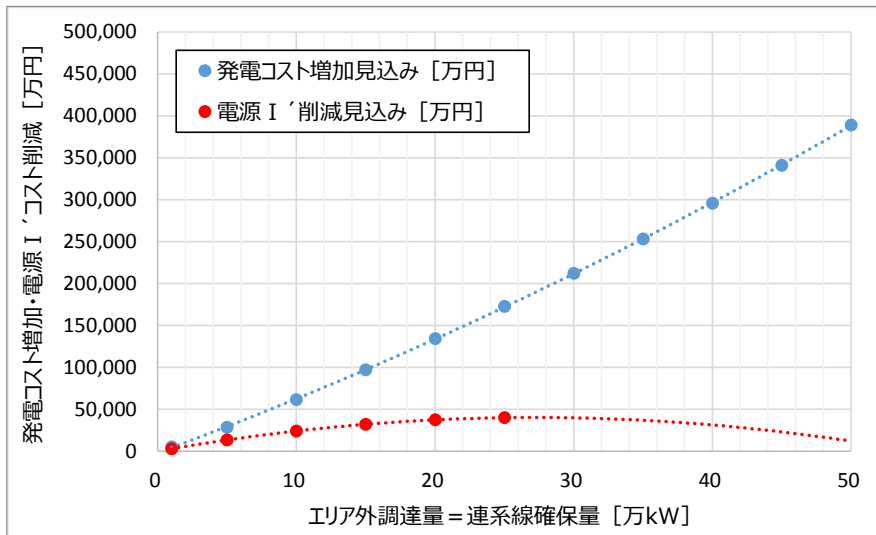
北海道本州間連系設備（北海道→東北向き）
の容量確保した場合の影響



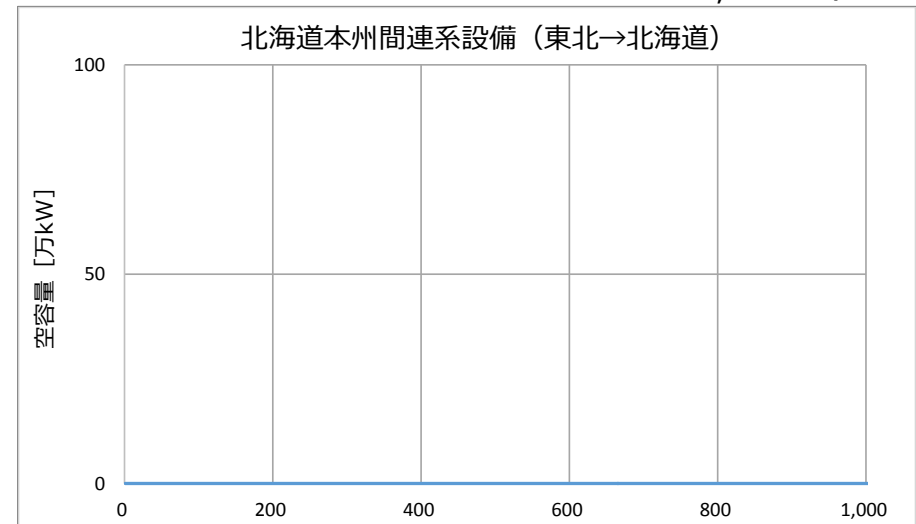
北海道本州間連系設備（北海道→東北向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



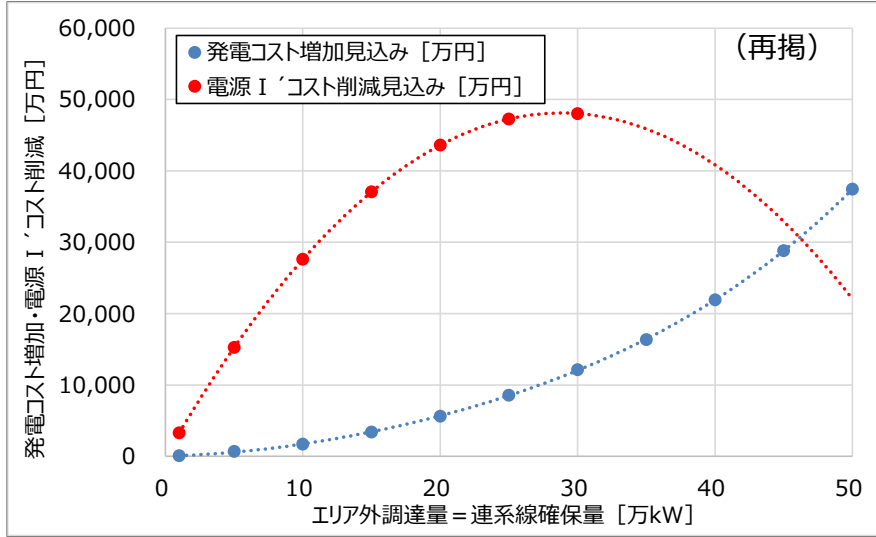
北海道本州間連系設備（東北→北海道向き）
の容量確保した場合の影響



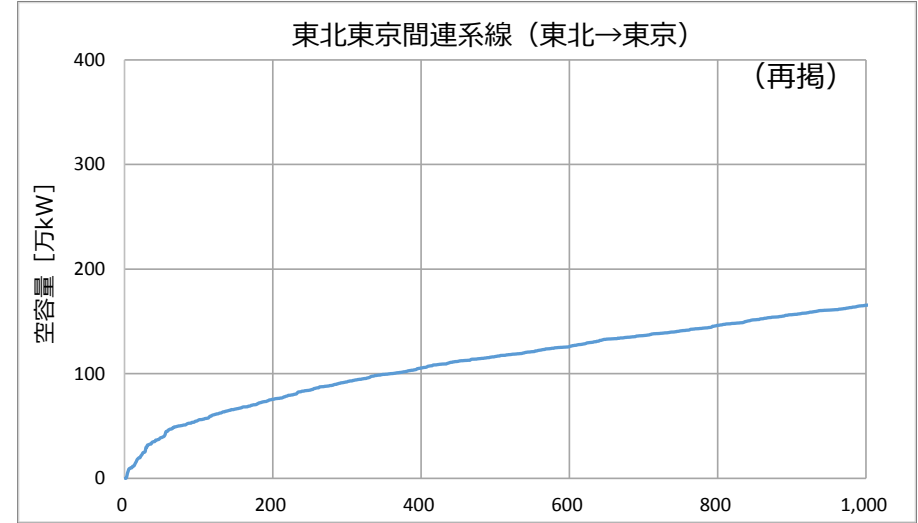
北海道本州間連系設備（東北→北海道向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



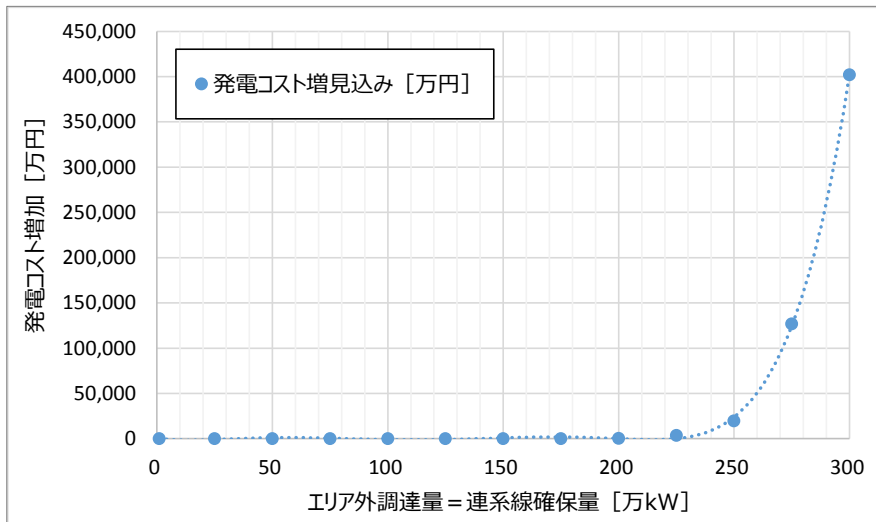
東北東京間連系線（東北→東京向き）
の容量確保した場合の影響



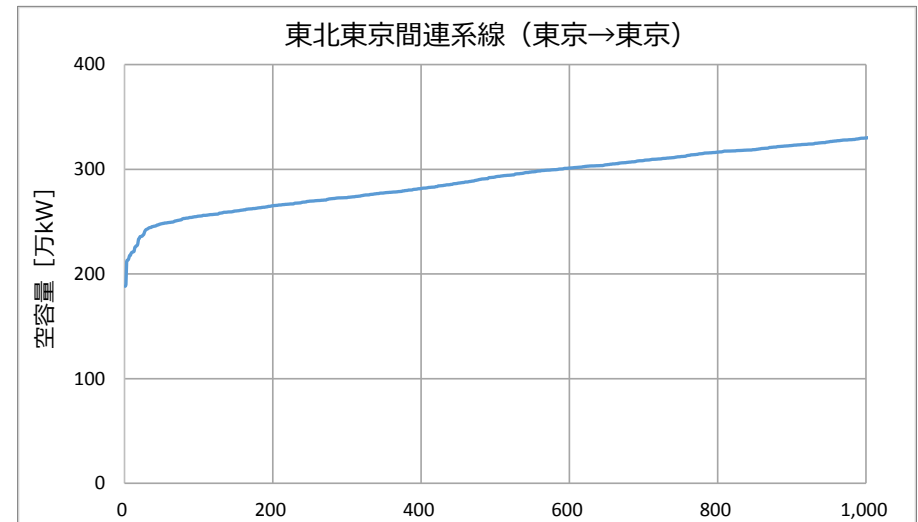
東北東京間連系線（東北→東京向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



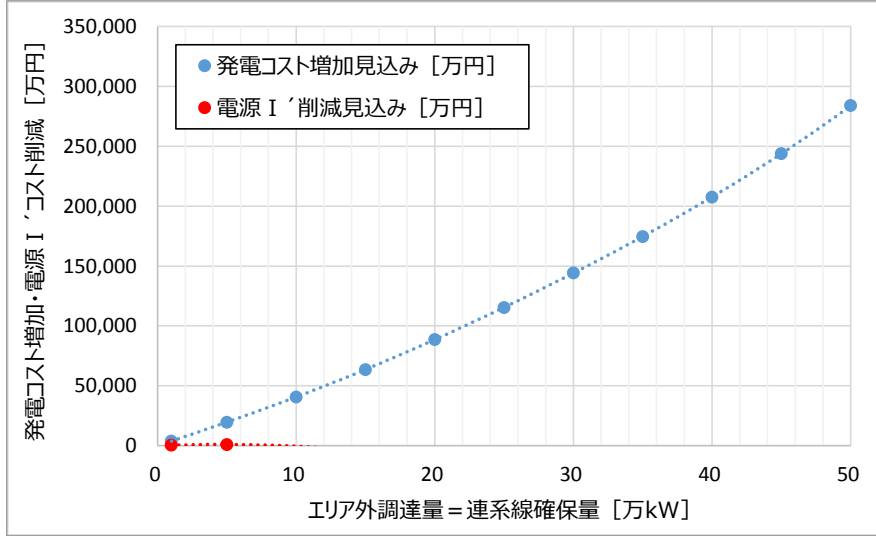
東北東京間連系線（東北→東京向き）
の容量確保した場合の影響



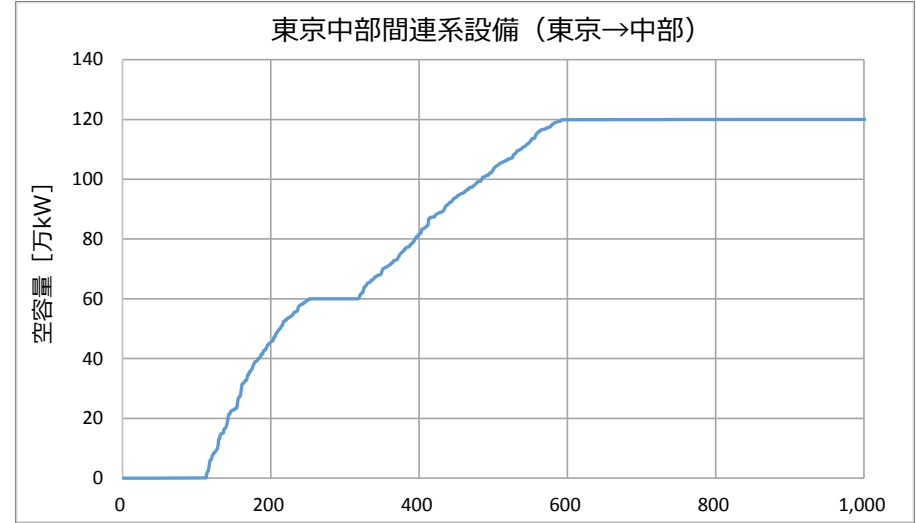
東北東京間連系線（東京→東北向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



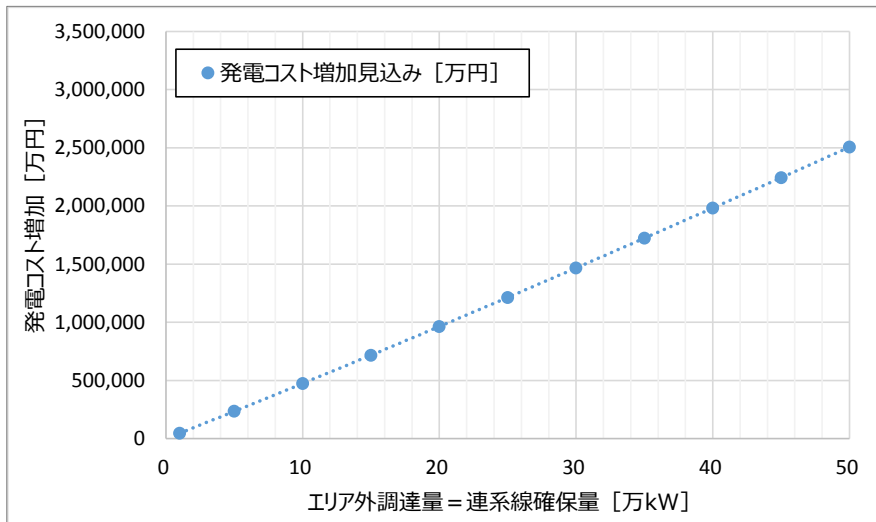
東京中部間連系設備（東京→中部向き）
の容量確保した場合の影響



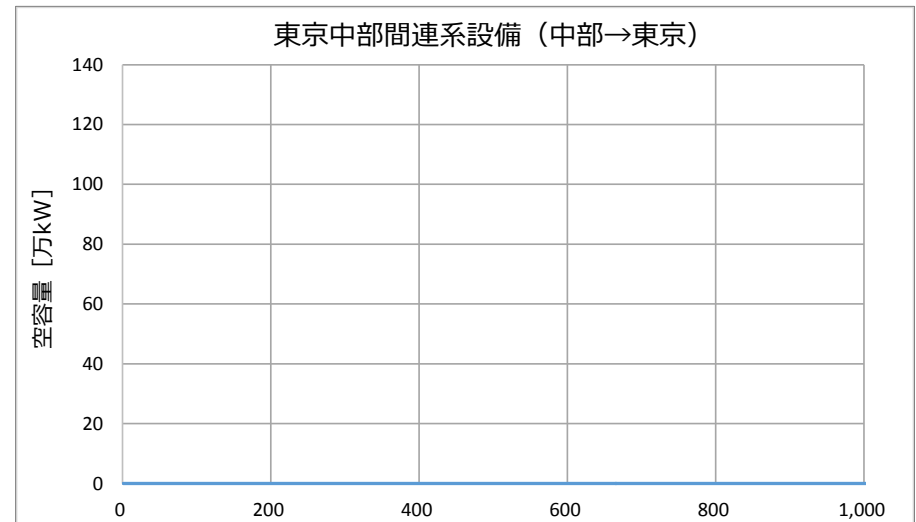
東京中部間連系設備（東京→中部向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



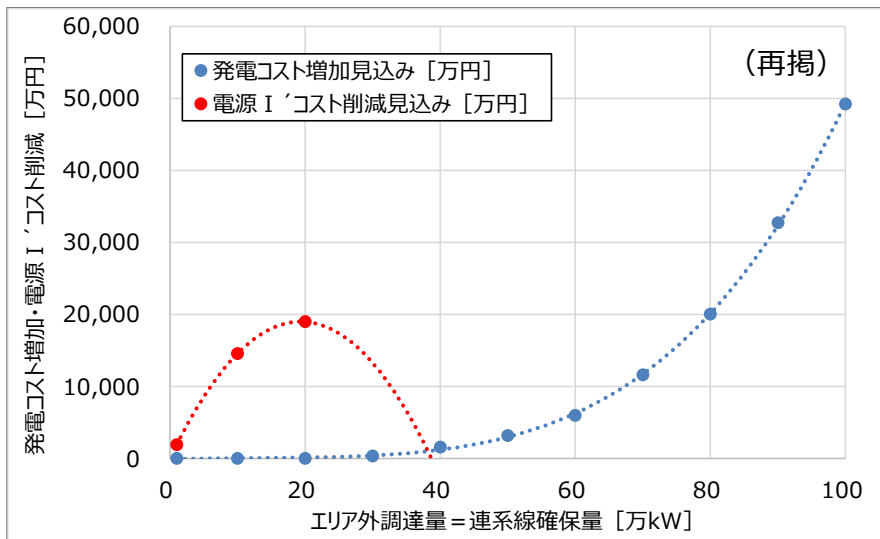
東京中部間連系設備（中部→東京向き）
の容量確保した場合の影響



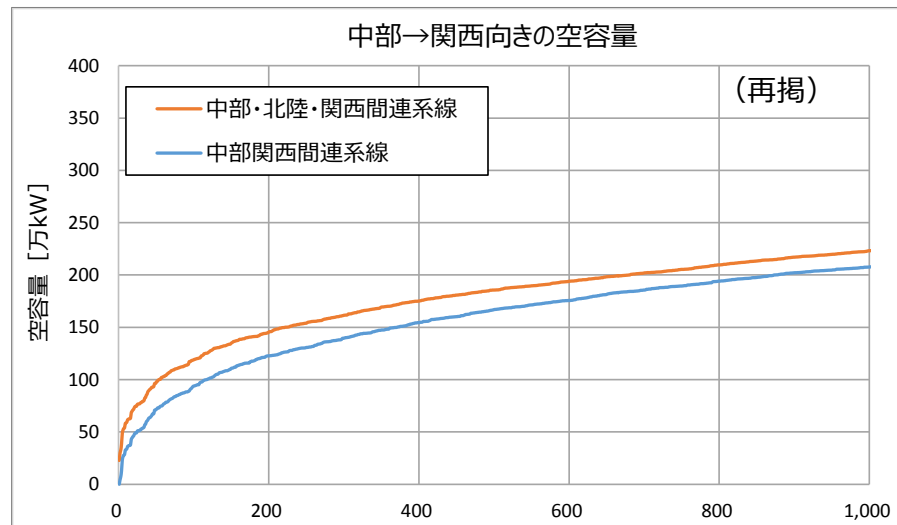
東京中部間連系設備（中部→東京向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



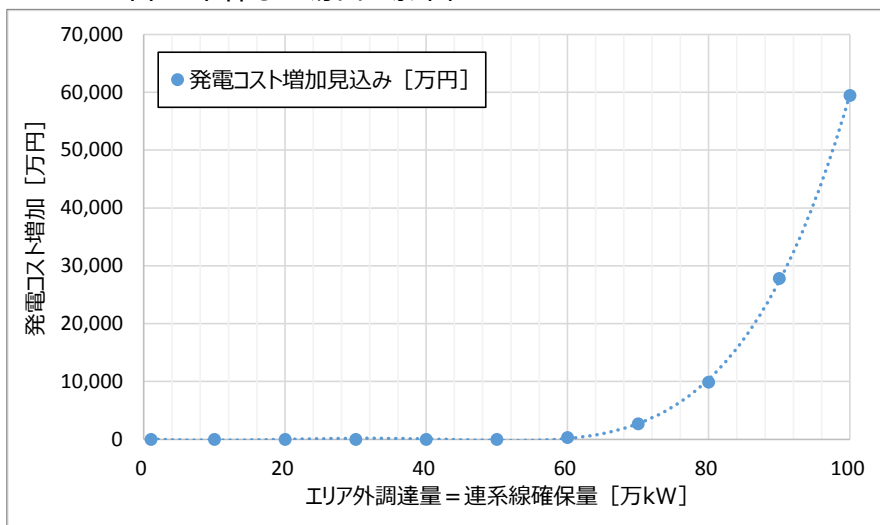
中部関西間連系線（中部→関西向き）
の容量確保した場合の影響



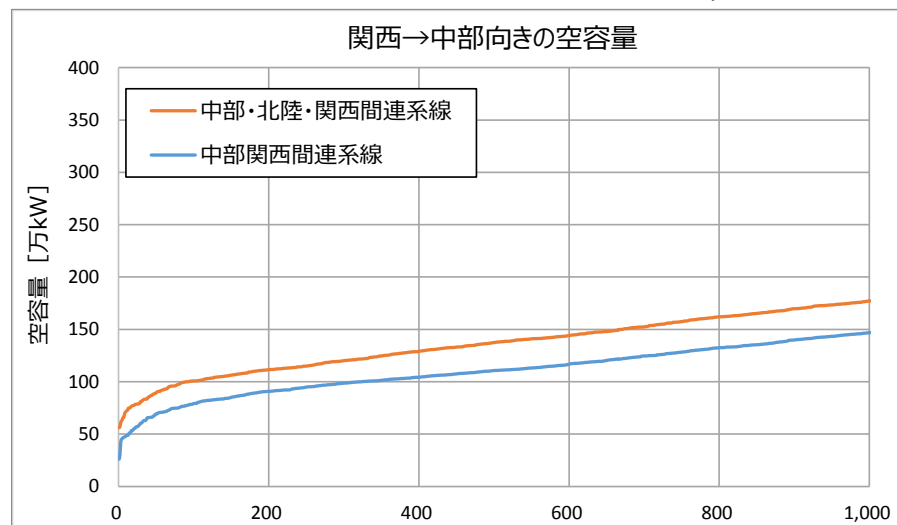
中部関西間連系線（中部→関西向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



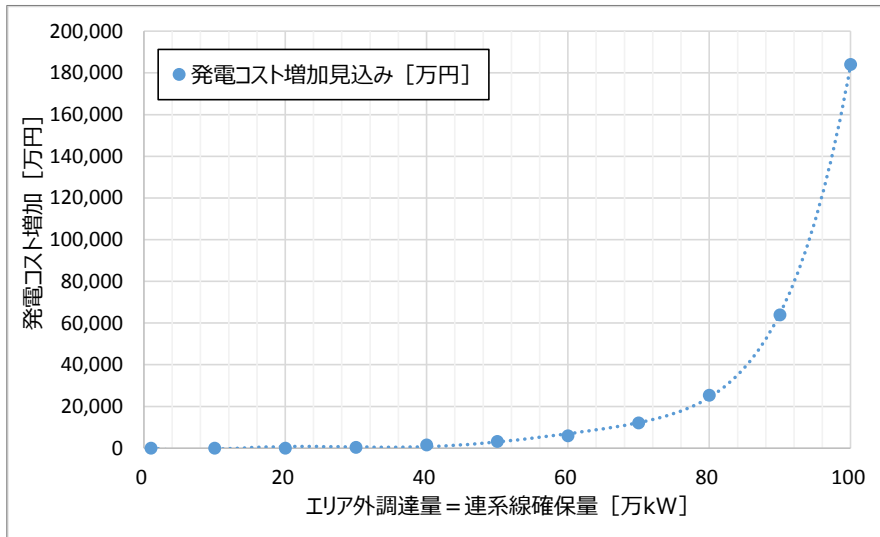
中部関西間連系線（関西→中部向き）
の容量確保した場合の影響



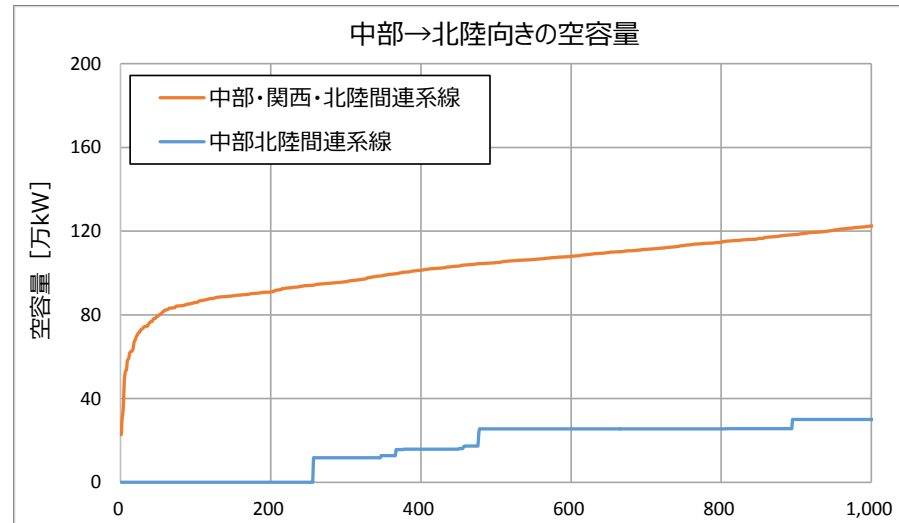
中部関西間連系線（関西→中部向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



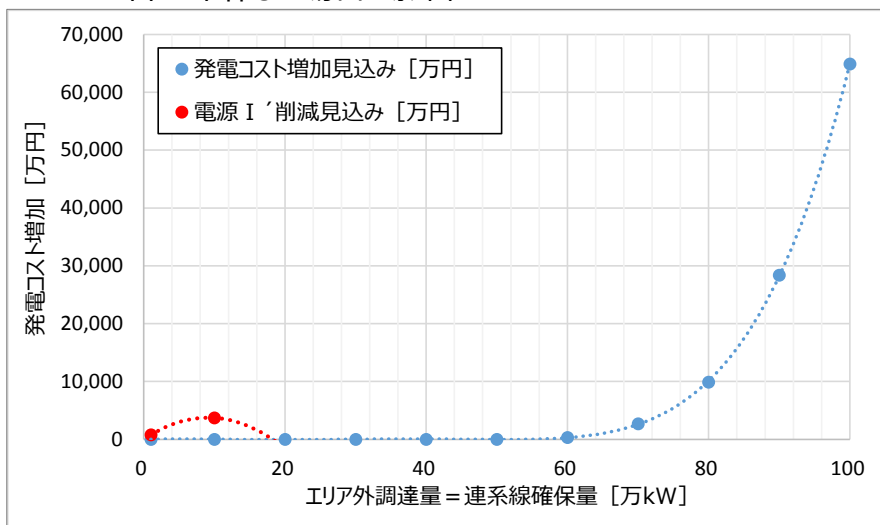
中部北陸間連系線（中部→北陸向き）
の容量確保した場合の影響



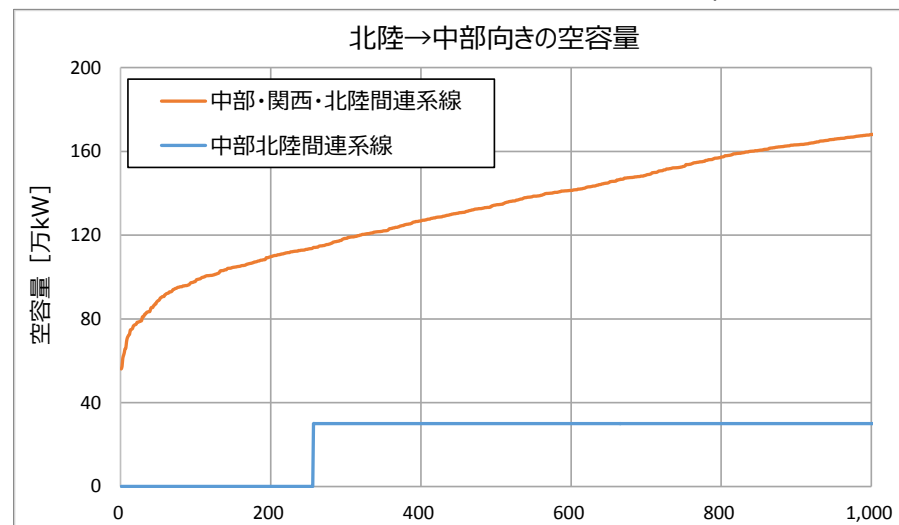
中部北陸間連系線（中部→北陸向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



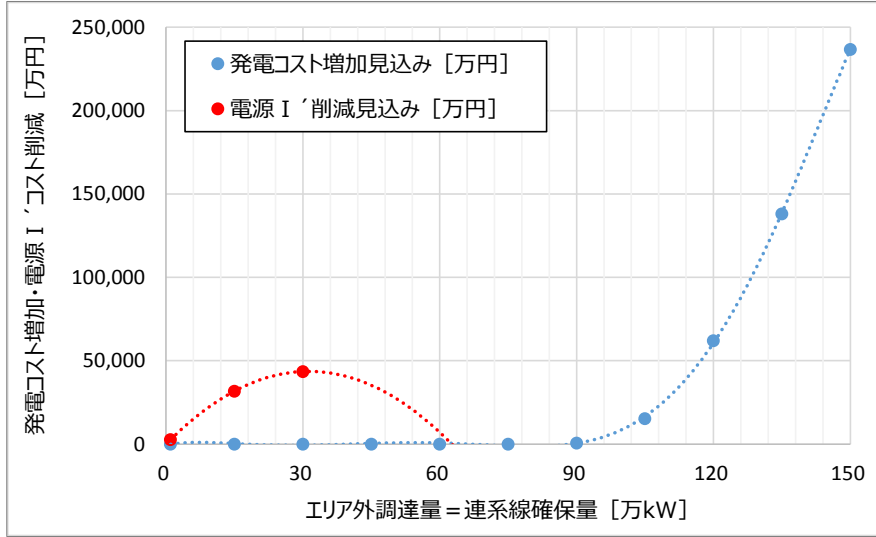
中部北陸間連系線（北陸→中部向き）
の容量確保した場合の影響



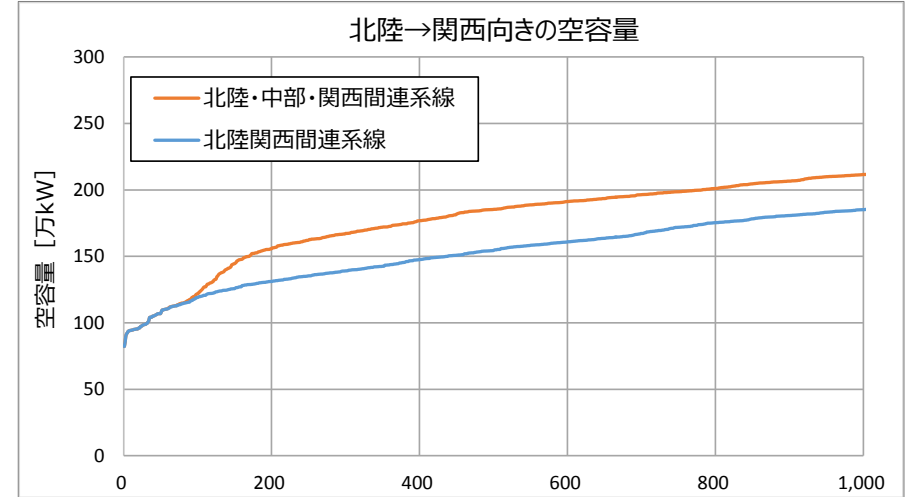
中部北陸間連系線（北陸→中部向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



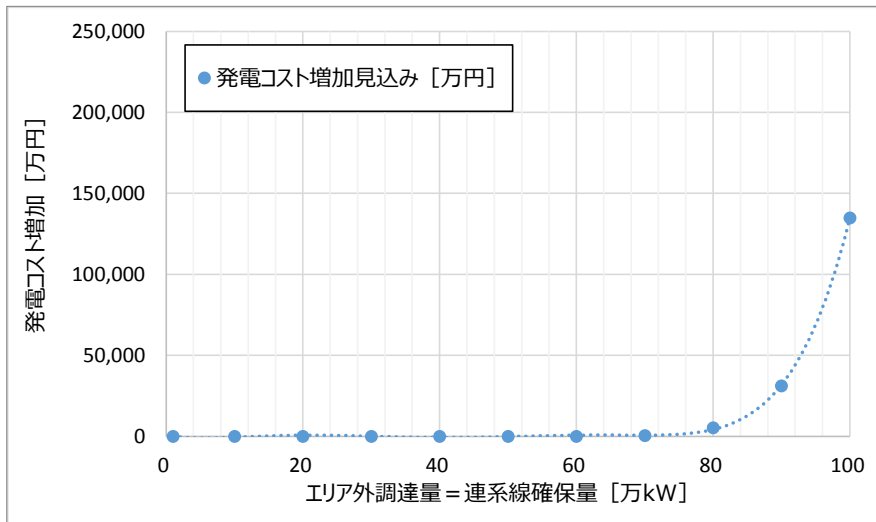
北陸関西間連系線（北陸→関西向き）
の容量確保した場合の影響



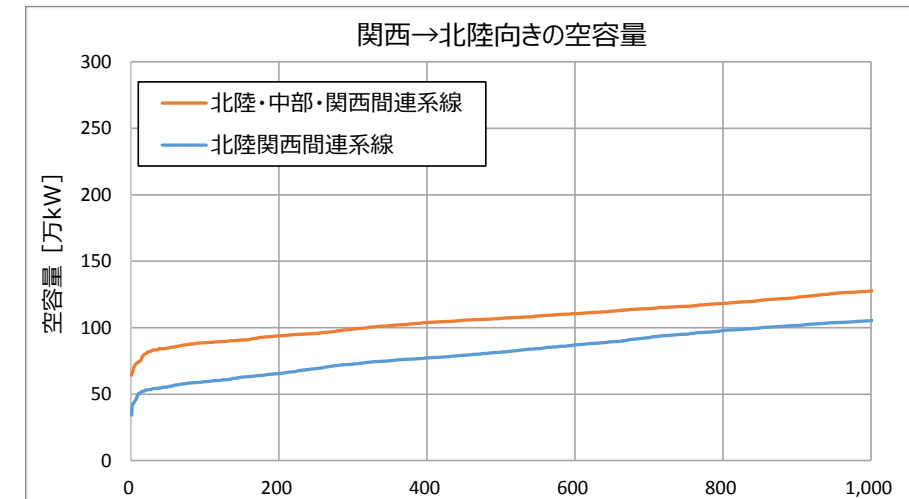
北陸関西間連系線（北陸→関西向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



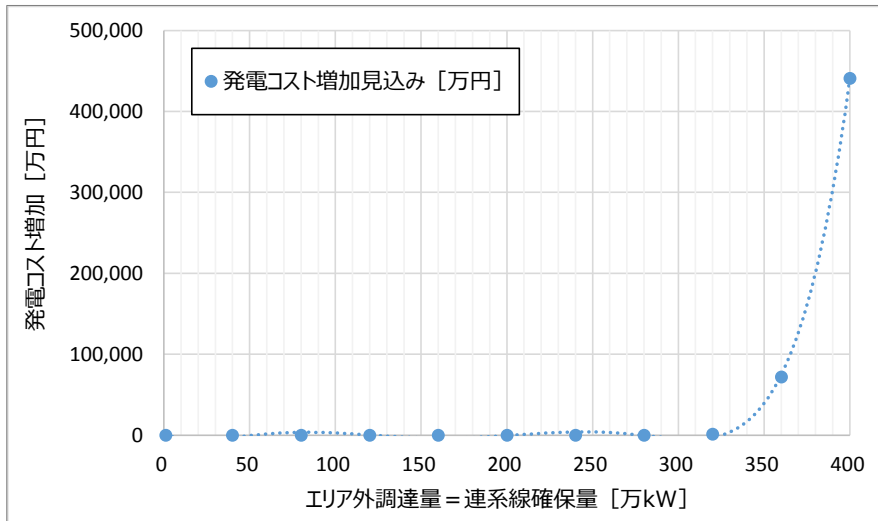
北陸関西間連系線（関西→北陸向き）
の容量確保した場合の影響



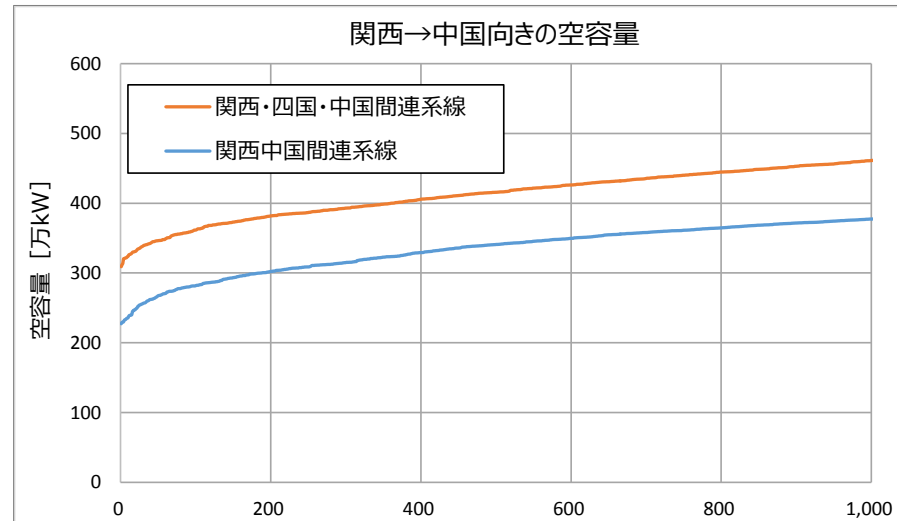
北陸関西間連系線（関西→北陸向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



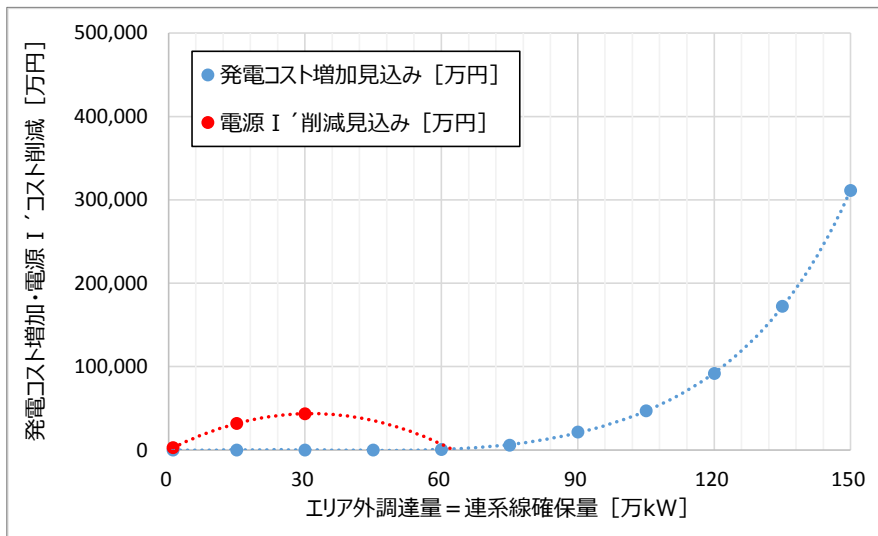
関西中国間連系線（関西→中国向き）の容量確保した場合の影響



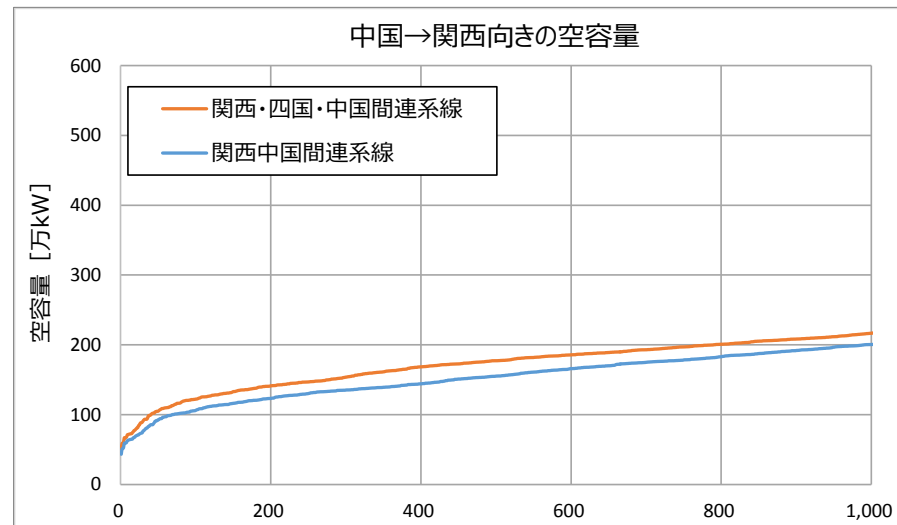
関西中国間連系線（関西→中国向き）スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



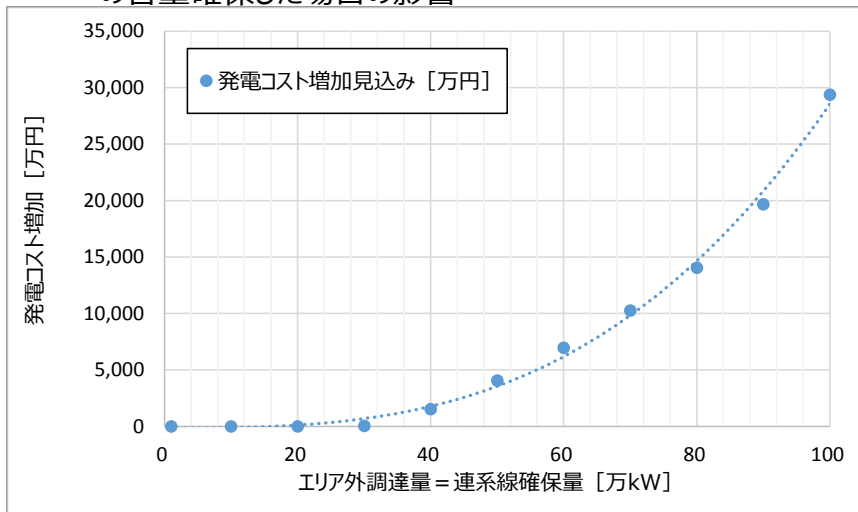
関西中国間連系線（中国→関西向き）の容量確保した場合の影響



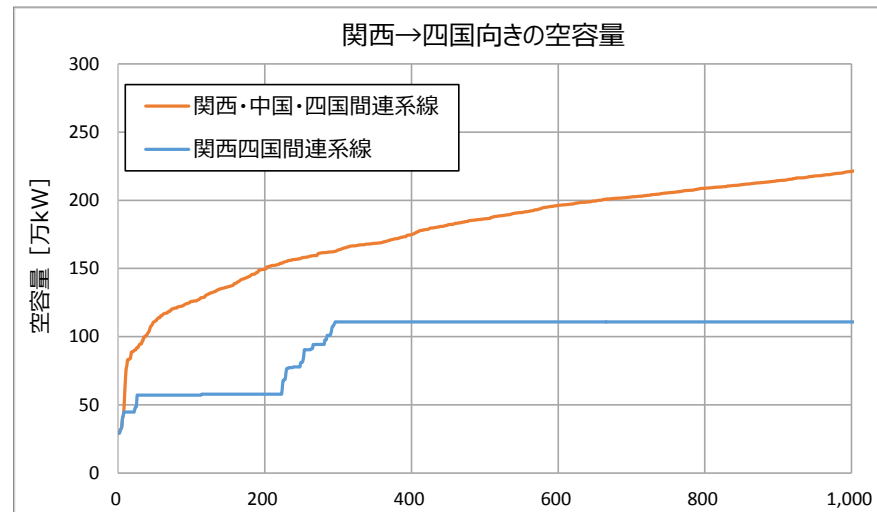
関西中国間連系線（中国→関西向き）スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



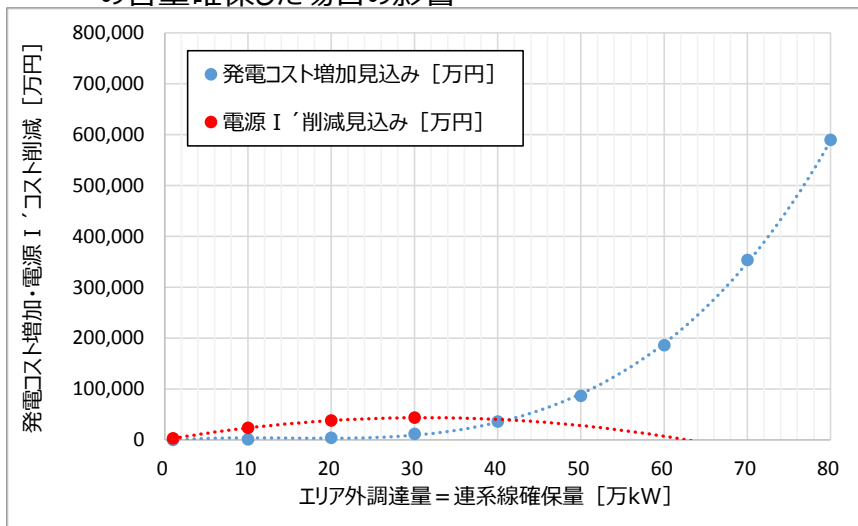
関西四国間連系設備（関西→四国向き）の容量確保した場合の影響



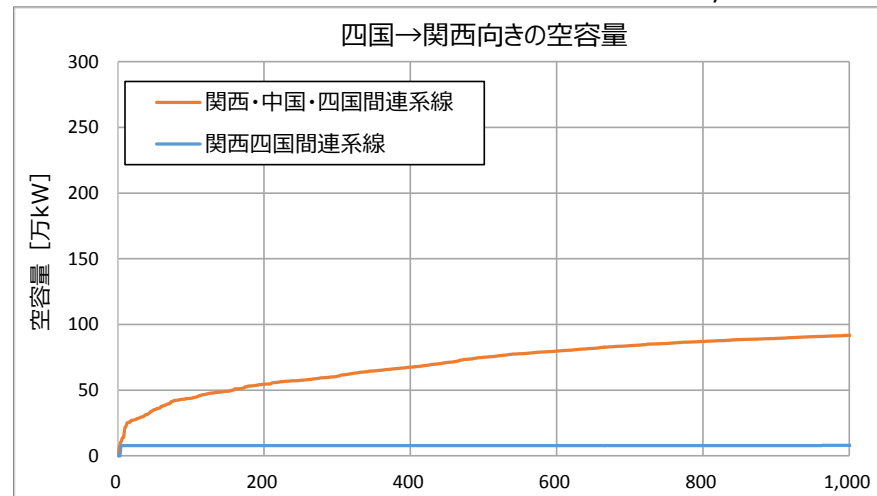
関西四国間連系設備（関西→四国向き）スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



関西四国間連系設備（四国→関西向き）の容量確保した場合の影響

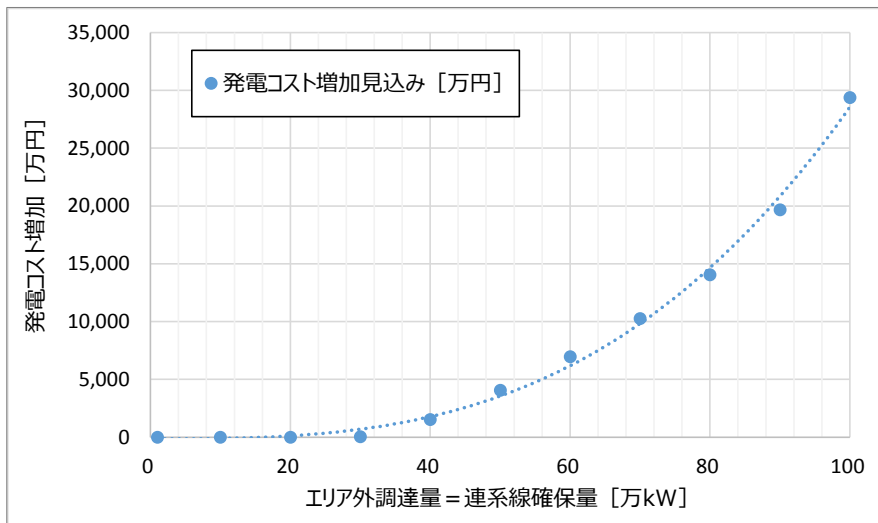


関西四国間連系設備（四国→関西向き）スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）

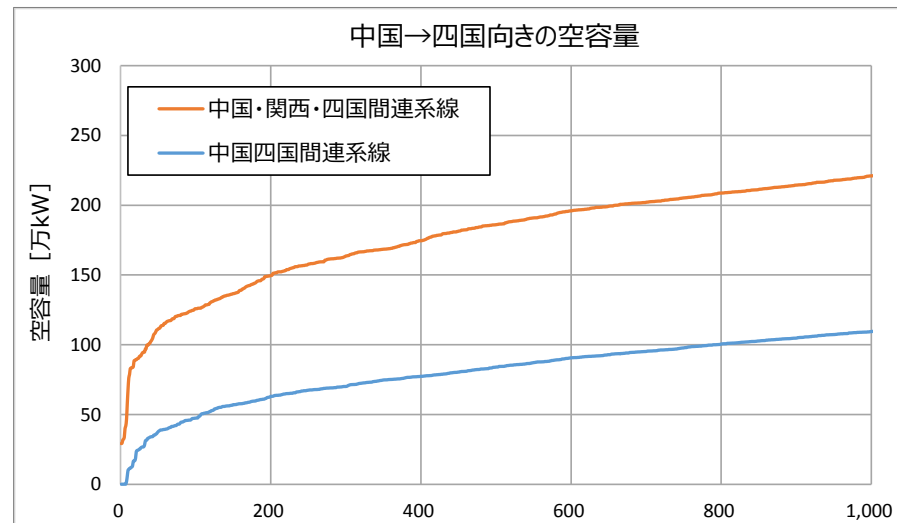


※四国→関西向きは、四国が電源 I' 公募未実施エリア(価格は推計値)であり、発電コスト増加見込みと電源 I' 削減見込みが僅差であることから、卸電力市場への影響を最大限考慮し、最小空容量を採用することとする。

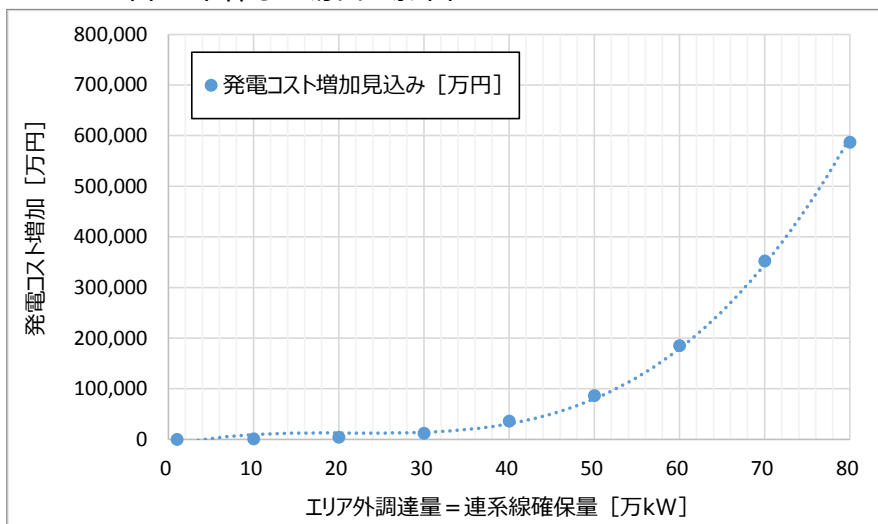
中国四国間連系線（中国→四国向き）の容量確保した場合の影響



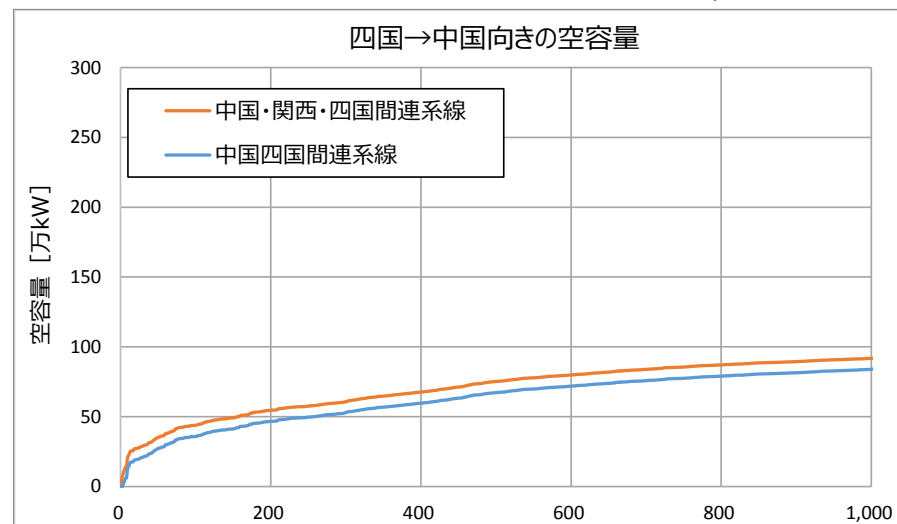
中国四国間連系線（中国→四国向き）スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



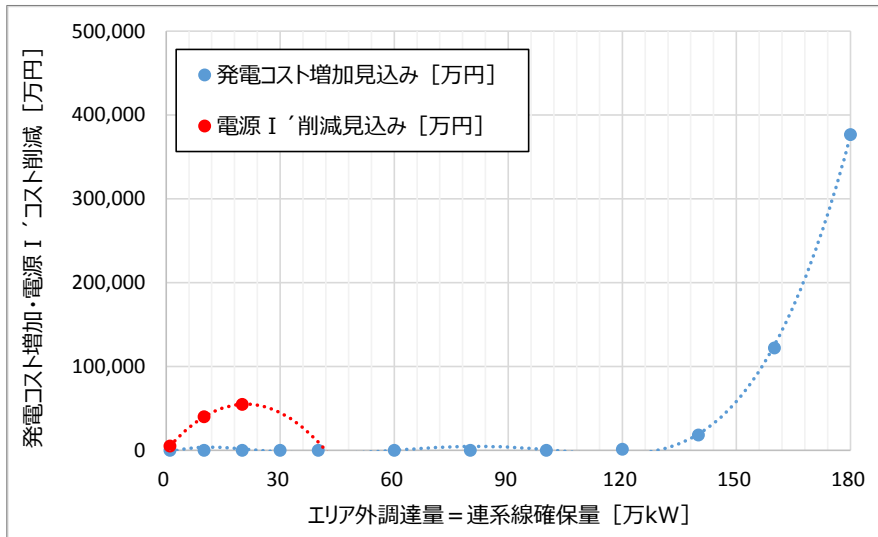
中国四国間連系線（四国→中国向き）の容量確保した場合の影響



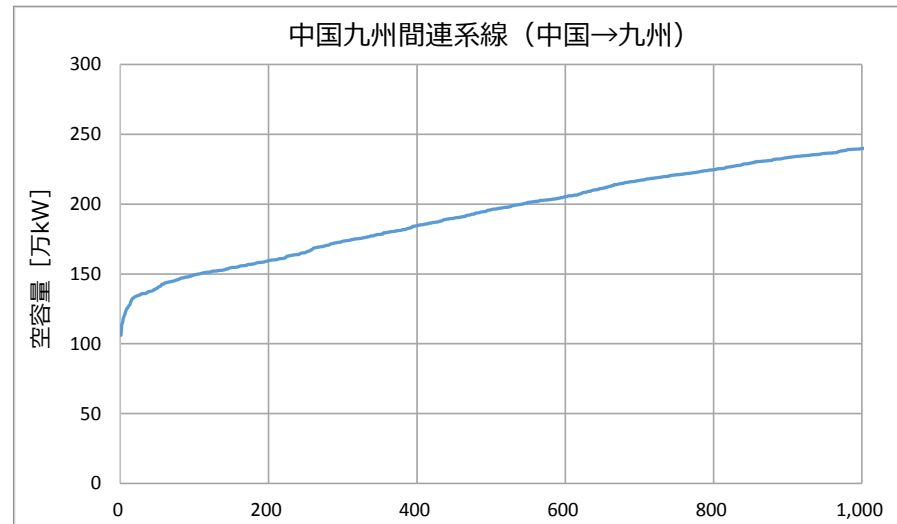
中国四国間連系線（四国→中国向き）スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



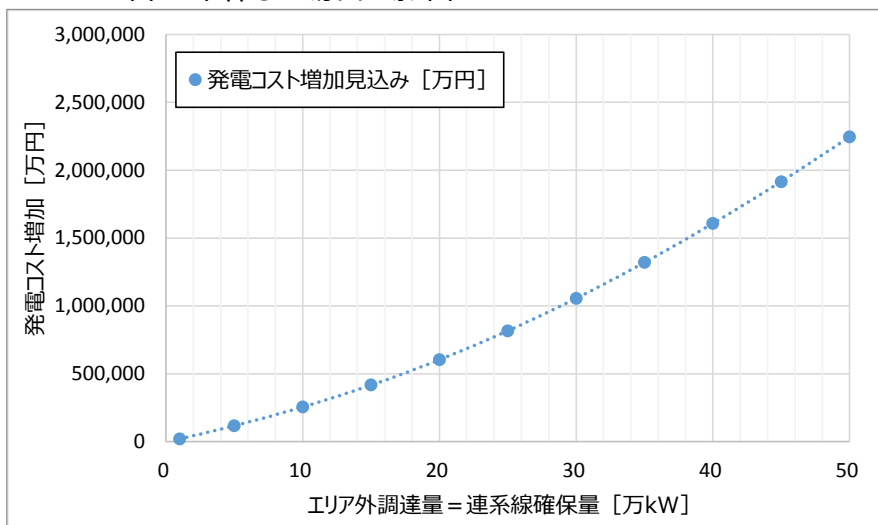
中国九州間連系線（中国→九州向き）
の容量確保した場合の影響



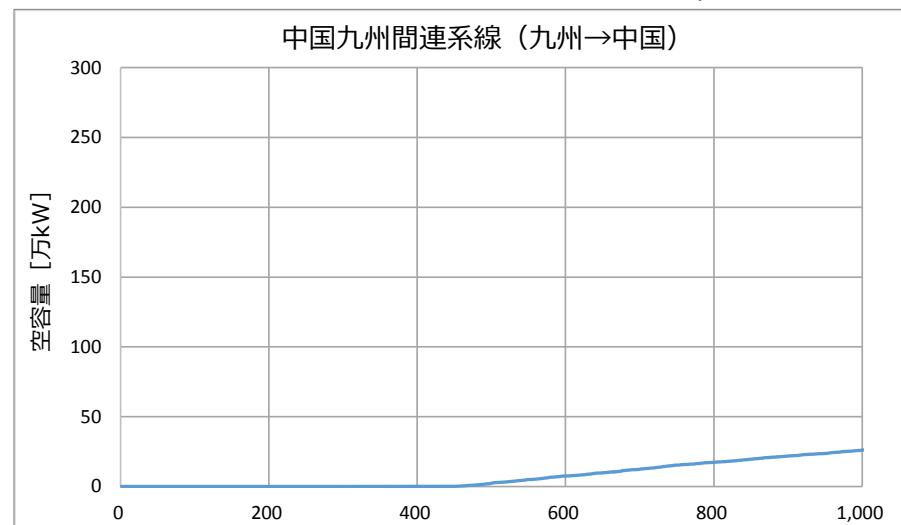
中国九州間連系線（中国→九州向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



中国九州間連系線（九州→中国向き）
の容量確保した場合の影響



中国九州間連系線（九州→中国向き）
スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



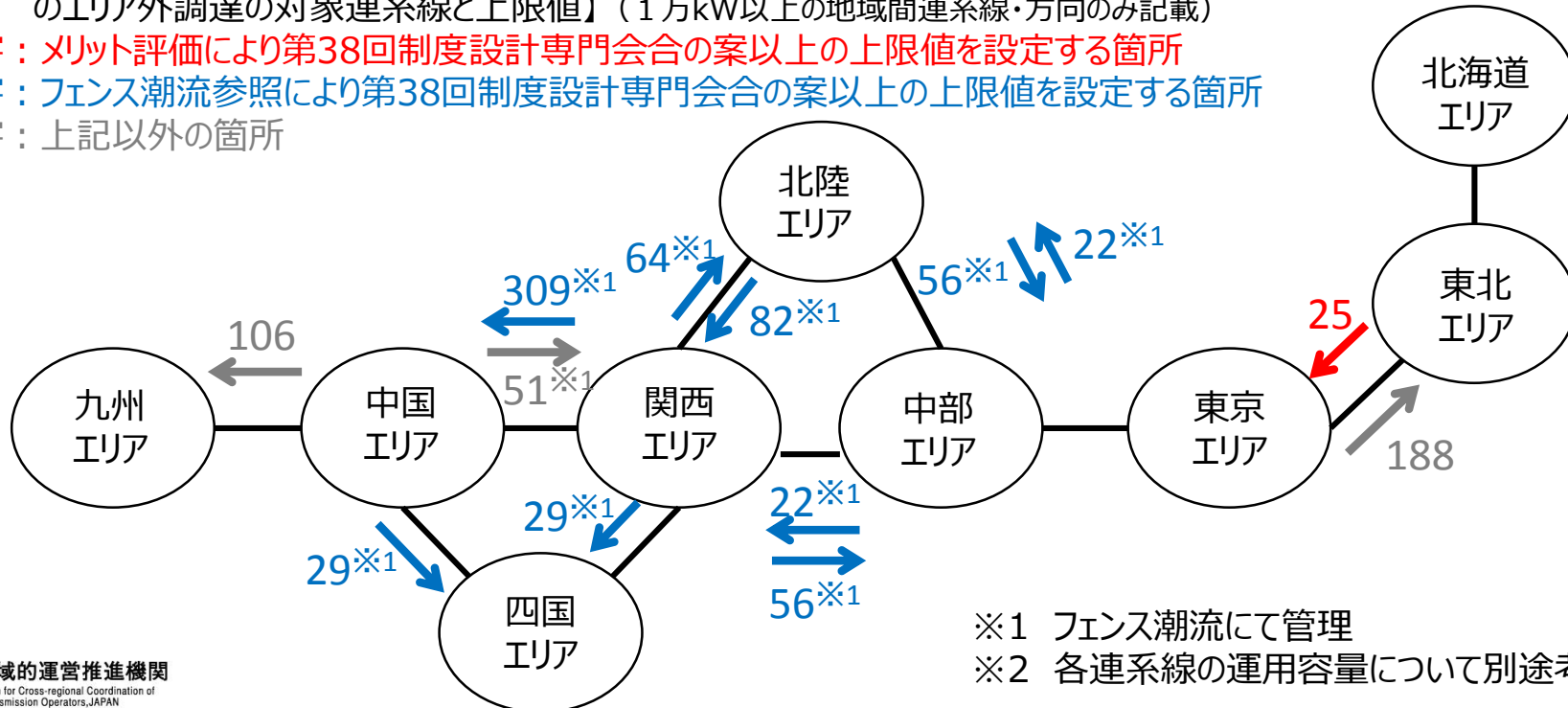
- 今回、2018年度実績の数値（連系線状況、スポット市場状況、電源 I ' 公募状況）をもとに、電源 I ' をエリア外調達するメリットと卸電力市場への影響について検討を行った。
- 最小空容量実績がゼロの連系線であっても、エリア間で電源 I ' の価格に差がある場合には、連系線容量を確保して電源 I ' をエリア外調達することに、社会的にはメリットがある場合があることを示した。
- 具体的には、社会コストを低減する観点から、電源 I ' のエリア外調達に伴う電源 I ' の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となるエリア外調達量が、最小空容量実績を上回る場合には、その量を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



※1 フェンス潮流にて管理

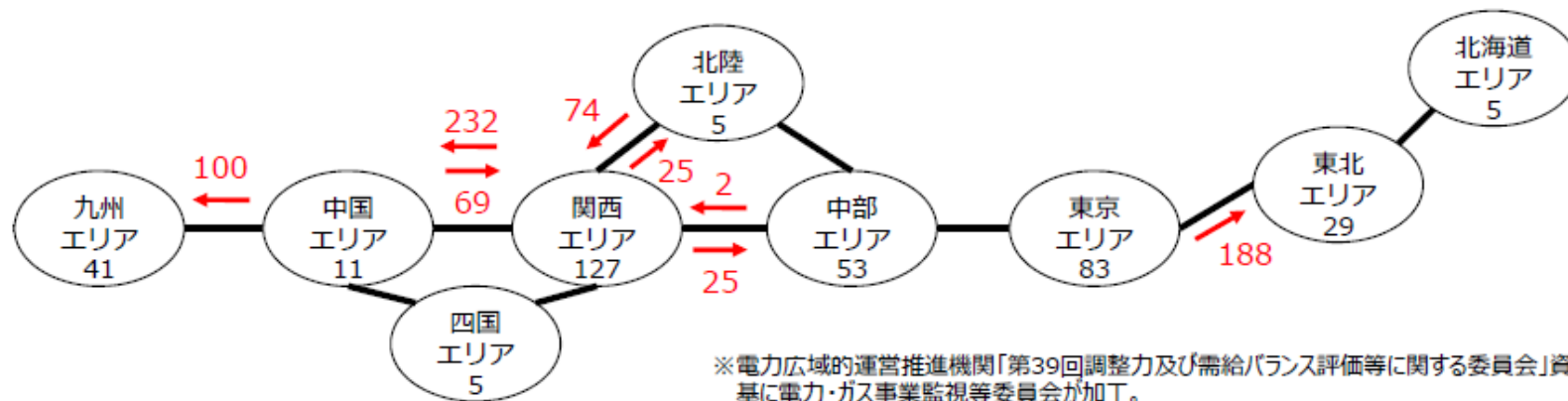
※2 各連系線の運用容量について別途考慮

連系線確保量の上限値 (案)

- 電源 I' 向けの連系線確保量の上限値については、広域調達のメリットと卸市場への影響とのバランスを考慮し決めるべきものであるが、2020年度については実施初年度であり評価するデータが十分に無いことから2018年度の該当期間における最小空容量を上限としてはどうか。
- 年度途中で、2018年度と比較して大きな潮流の変化を生じさせる事象が生じた際には卸市場への大きな影響もありえることから、こうした事象が生じた際には両者の経済メリット等を評価した上で、年度の途中でも連系線の確保量を変更できる仕組みも併せて準備することとしてはどうか。
- 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両者の経済メリット等を評価し、連系線確保量の最適配分を検討する。

各エリアの電源 I' 調達量 (2020年度向け、推計値) 及び各連系線の2018年度の最小空容量 (単位: 万kW)

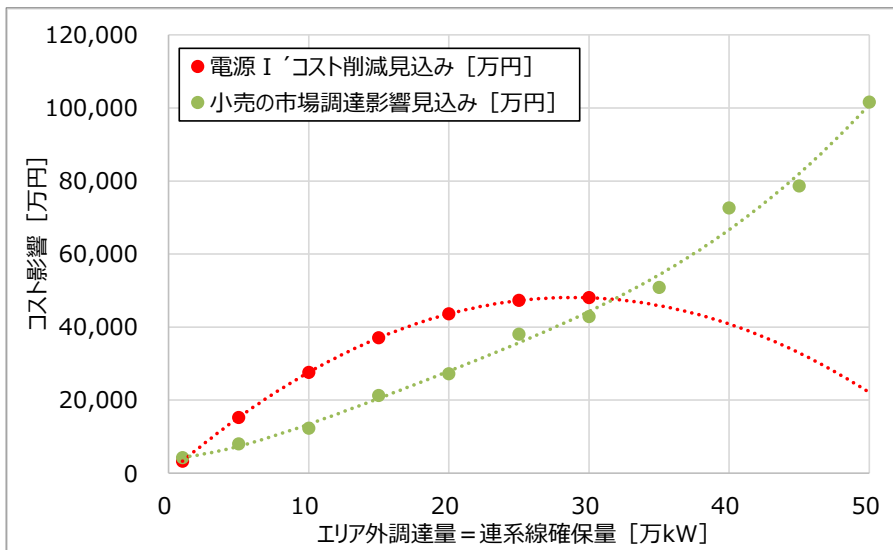
赤字: 地域間連系線の2018年度における最小空容量 (夏季 (7月~9月)・冬季 (12月~2月) の平日 (9時~20時))
 黒字: 2020年度の電源 I' 募集量の推計値 (電力・ガス事業監視等委員会が推計。2020年度の募集量は未定。)



30

- 今回は社会コストの観点から卸電力市場に与える影響を発電コストの増分としてメリット評価を行った。
 - 参考に小売電気事業者が調達する価格への影響という観点で、以下の仮定のもと、東北東京間連系線（東北→東京向き）について試算すると以下のような傾向となる。
 - ✓ 電源 I ' の広域調達により連系線容量を確保したことに伴い市場分断が発生する場合には、需要の20%※程度に相当する取引量の価格が、市場分断時の平均的なエリア間値差分だけ上昇すると仮定
- ※第37回制度設計専門会合 参考資料 2 の以下のデータをもとに、需要に対する、
 $18.9\% = 34.2\% \times (637 - 285) / 637$ を影響量として評価。
- ・2018年12月時点のJEPXにおける取引量が電力需要に占めるシェア34.2%
 - ・スポット市場の約定量637億kWh、旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの約定量285億kWh

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→東京向きにスポット市場が市場分断した時のエリアプライスの価格差の最大と平均値 (2018年度365日×48コマ対象)

最高 (円/kWh)	平均 (円/kWh)
24.11	1.63

- このような検討結果※も踏まえ、必要に応じ、電力・ガス取引監視等委員会にて分析の上、対象とする地域間連系線および容量の考え方について国でも議論いただき、速やかに※決定いただきたい。

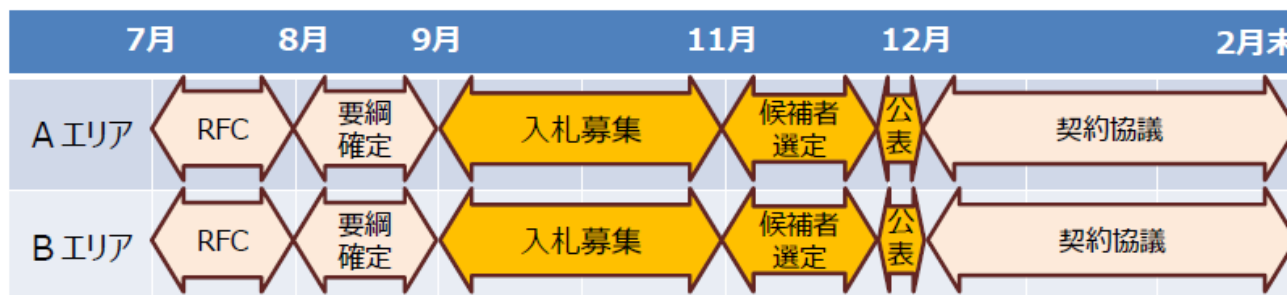
※今回の試算は2018年度の実績に基づき一定の前提条件のもとメリット評価した簡易的な手法であることに留意が必要
 ※調整力公募のスケジュールおよびエリア外調達のシステム対応スケジュールを踏まえると、6月中など速やかな決定が必要

「電源 I ' の広域的調達」のスケジュール

5

- 「電源 I ' の広域的調達」を実施する場合、調整力供出事業者は、一つの入札案件を複数エリアに入札できることとなります。このため、一般送配電事業者間で入札情報を一部共有して落札候補者の選定を行うべく、「入札募集」「候補者選定」「公表」のスケジュールを統一して対応します。
- 電源 I ' のために連系線を活用する範囲が6月はじめまでに決定されれば、2020年度向けの調整力公募において、「電源 I ' の広域的調達」を実施することは可能です。

<公募スケジュールイメージ>



⋮

- 第38回制度設計専門会合（2019年5月31日）において、公募の実施有無に関わらず隣接エリアまで調達エリアを拡大することで、調整力の調達コスト低減の効果を期待していることを踏まえ、今回、これまで電源 I ' の公募を行っていなかった北海道、北陸、中国、四国エリアからも既に募集を行っているエリアと同等の応札があることを前提に検討を行った。
- 一般送配電事業者においては、事業者からの要望も踏まえて、公募スケジュール等をRFCよりも前に公表し、調整力公募の早期周知を図っているものの、これまで電源 I ' の公募を行っていなかったエリアからの応札については、応札量および応札件数が他のエリアに比べて低迷する可能性があるのではないか。
- このため、2020年度向けの電源 I ' のエリア外調達の効果の最大化を図る観点から、また、2021年度以降向けの調整力のエリア外調達に伴う連系線容量確保の上限値を検討する観点から、一般送配電事業者の協力を得つつ、国から関係事業者に対し、特に北海道、北陸、中国、四国エリアからの応札を働きかけることについて、お願いしたい。

電源 I' の広域的調達の効果

- 前回の調達 (2019年度向け) においては、エリアによって平均価格に大きな差があったことを踏まえると、隣接するエリアまで調達エリアを拡大することで、調整力の調達コスト低減の効果が期待される。

2019年度向け調整力の公募結果 (電源 I')

2019年4月 第37回制度設計専門会合
事務局資料一部改変

	東北			東京			中部			関西			九州		
	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減
募集容量(万kW)	8.2	15.0	6.8	34.0	30.0	▲ 4.0	31.2	27.7	▲ 3.5	27.0	101.0	74.0	31.8	25.4	▲ 6.4
応札容量(万kW)	3件 10.5	6件 17.8	3件 7.3	12件 40.1	12件 36.1	- ▲ 4.0	3件 31.5	4件 30.2	1件 ▲ 1.4	18件 54.4	15件 96.5	▲ 3件 42.1	19件 38.9	19件 25.7	- ▲ 13.2
落札容量(万kW)	3件 8.2	4件 15.0	1件 6.8	11件 34.0	11件 29.7	- ▲ 4.3	3件 31.2	3件 27.7	- ▲ 3.5	15件 27.0	15件 96.5	- 69.5	14件 31.8	17件 25.4	3件 ▲ 6.4
評価用最高価格(円/kW)※	1,088	2,615	1,526	5,518	5,954	437	3,162	3,198	36	5,106	8,358	3,252	16,645	10,819	▲ 5,826
評価用平均価格(円/kW)※ (加重平均)	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,818	6,893	3,075	6,607	5,850	▲ 757
平均価格(円/kW) (加重平均)	880	2,243	1,363	4,751	5,358	607	2,118	2,012	▲ 106	3,633	6,571	2,937	6,356	5,602	▲ 754
契約期間	7/16 ~9/20	7/16~ 9/20 12/16~ 2/20		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31		7/1 ~9/30	7/1 ~9/30		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31 (7/1 ~3/31)		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31	

()内は追加募集分

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 実需給断面で必要となる調整力としての電源 I 必要量
 - (2) 電源 I 必要量の考え方
2. 電源 I ' 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 電源 I ' 必要量の考え方の見直し
 - a. 計画外停止率の考慮
 - b. 最大需要発生時の不等時性の考慮
 - c. 稀頻度リスク分の考慮
 - d. 夏季と冬季の供給力差分の考慮
 - (2) 電源 I ' 必要量の考え方
 - (3) 電源 I ' の確保目的の見直し
 - (4) 電源 I ' のエリア外調達について
3. 沖縄エリアの電源 I ・電源 I ' 必要量の考え方

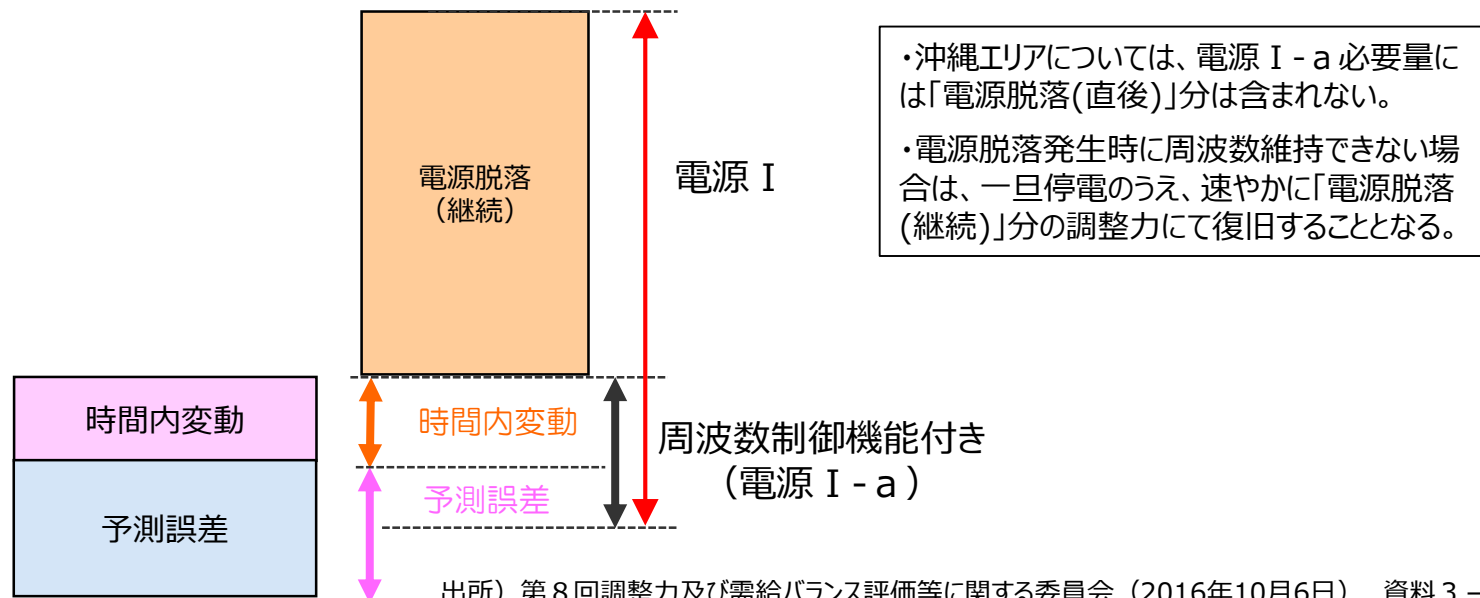
- 沖縄エリアについては、単独系統でありエリア外には期待できないことを踏まえ、一般送配電事業者（沖縄電力）が算定する電源 I - a 必要量に単機最大ユニット相当量を足した量を電源 I 必要量としている。



- 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。



- 沖縄エリアは単独系統であることから、電源脱落事故等による大規模な停電が発生した場合に供給支障を早期に復旧するため、常に最大単機容量の上げ調整力を確保できるように電源 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。 ※電源 I - bとして募集

【参考】当社系統における火力発電の運用について

当社系統は独立系統であり、他系統との連系線がないことから、電力安定供給確保のため、以下のような発電機運用を行っている。

- ①発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避するため、軽負荷期においても、総需要に対する1台あたりの出力配分を抑えて運用する必要がある。
発電機1台(N-1)脱落事故時でも系統を安定に保つために、運転台数5台で分担する必要がある。
- ②並列発電機の構成は、調整力の確保や安定供給を考慮し、以下のとおり。
 - ・ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台。
 - ・ LFC調整力確保およびBOG消費のためLNG機を1台。
 - ・ 事故時の周波数低下・上昇を抑制し、系統を安定化するためには、慣性が大きい大容量火力機を3台。
- ③下げ代余力必要量(6.0万kW)の確保について
系統事故が発生した場合、停電や瞬時電圧低下に伴う負荷脱落等により、瞬時に需要が大幅に減少し、周波数が大きく上昇する場合がある。このような現象は、悪天候時の落雷による送電線事故に加え、晴れた日中においても事故が発生した実績を踏まえ、並列している発電機で下げ代余力必要量6.0万kW以上を分散保有して対応する必要がある。
下げ代余力が不足した状況で上記のような系統事故が発生した場合、上昇した周波数を下げることができず、発電機の制御不調やトリップに至る恐れがあり、最悪の場合、大規模停電に至る可能性がある。
- ④発電機脱落事故時には大規模な停電が発生する場合もあるが、その供給支障を早期に復旧するため、並列発電機の上げ代と停止待機のガスタービン発電機で、最大単機容量を確保する必要がある。

第18回系統ワーキンググループ(2018年11月12日)
資料1-7
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/018_01_07.pdf

- 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。

- 沖縄エリアは電源 I 必要量の考え方が他のエリアと異なるが、参考に、沖縄エリアについても、他の9エリアと同様の方法で残余需要の高い時間帯における残余需要予測誤差・時間内変動等を試算した。
 - ✓ 対象データ：2018年4月～2019年3月
 - ✓ 「時間内変動 + 3 σ 相当値」、「残余需要予測誤差 + 2 σ 相当値」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

	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2,300	730	約240	72

■ 残余需要の高い時間帯における残余需要予測誤差・時間内変動等を試算した結果は下表のとおり。

内訳	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(i) 残余需要予測誤差※1、2	4.5	4.0	3.9	4.1	4.7
(ii) 時間内変動	2.7	2.5	1.6	1.4	3.0
(iii) 電源脱落	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6
合計 (i) + (ii) + (iii)	23.8 (350MW)	23.1 (339MW)	22.1 (325MW)	22.2 (325MW)	24.4 (357MW)
【参考】ゼロ点補正量	0.6	0.5	0.8	1.1	0.6
予測誤差	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(iv) 小売需要予測誤差※1、2	4.1	3.8	3.6	4.2	5.9
(v) FIT①③予測誤差※2、3	6.5	2.6	2.2	0.6	4.2

- ※ 2018年度供給計画第1年度のH3需要に対する%値、()内はMW値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
- ※3 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

- 2017年4月～2018年3月のデータにより、残余需要の高い時間帯における残余需要予測誤差・時間内変動等を試算した結果は下表のとおり。

※第31回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年7月25日） 資料2-1による

内訳	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(i) 残余需要予測誤差※1、2	5.0	4.6	5.3	4.2	4.6
(ii) 時間内変動	2.4	2.3	2.1	1.7	3.2
(iii) 電源脱落	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9
合計 (i) + (ii) + (iii)	24.4 (352MW)	23.9 (345MW)	24.3 (351MW)	22.8 (330MW)	24.7 (357MW)
【参考】ゼロ点補正量	1.1	1.1	1.2	0.7	1.1

予測誤差	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(iv) 小売需要予測誤差※1、2	4.3	4.3	4.7	4.8	5.4
(v) FIT①③予測誤差※2、3	2.9	0.5	2.7	0.4	3.5

※ 2017年度供給計画第1年度のH3需要に対する%値、()内はMW値

※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある

※1 ゼロ点補正ありの数値を記載

※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない

※3 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

■ 2年間のデータによる試算結果の比較は以下のとおり。

内訳	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(i) 残余需要予測誤差※1、2	▲ 0.5	▲ 0.6	▲ 1.4	▲ 0.1	0.1
(ii) 時間内変動	0.3	0.2	▲ 0.5	▲ 0.3	▲ 0.2
合計 (i) + (ii)	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3
【参考】ゼロ点補正量	▲ 0.6	▲ 0.8	▲ 2.2	▲ 0.6	▲ 0.3

予測誤差	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(iv) 小売需要予測誤差※1、2	▲ 0.2	▲ 0.5	▲ 1.1	▲ 0.6	0.5
(v) FIT①③予測誤差※2、3	3.6	2.1	▲ 0.5	0.2	0.7

※ H3需要に対する%値
 ※ (2018年度データによる算定結果) - (2017年度データによる算定結果)