

需給検証の考え方について

2019年2月19日

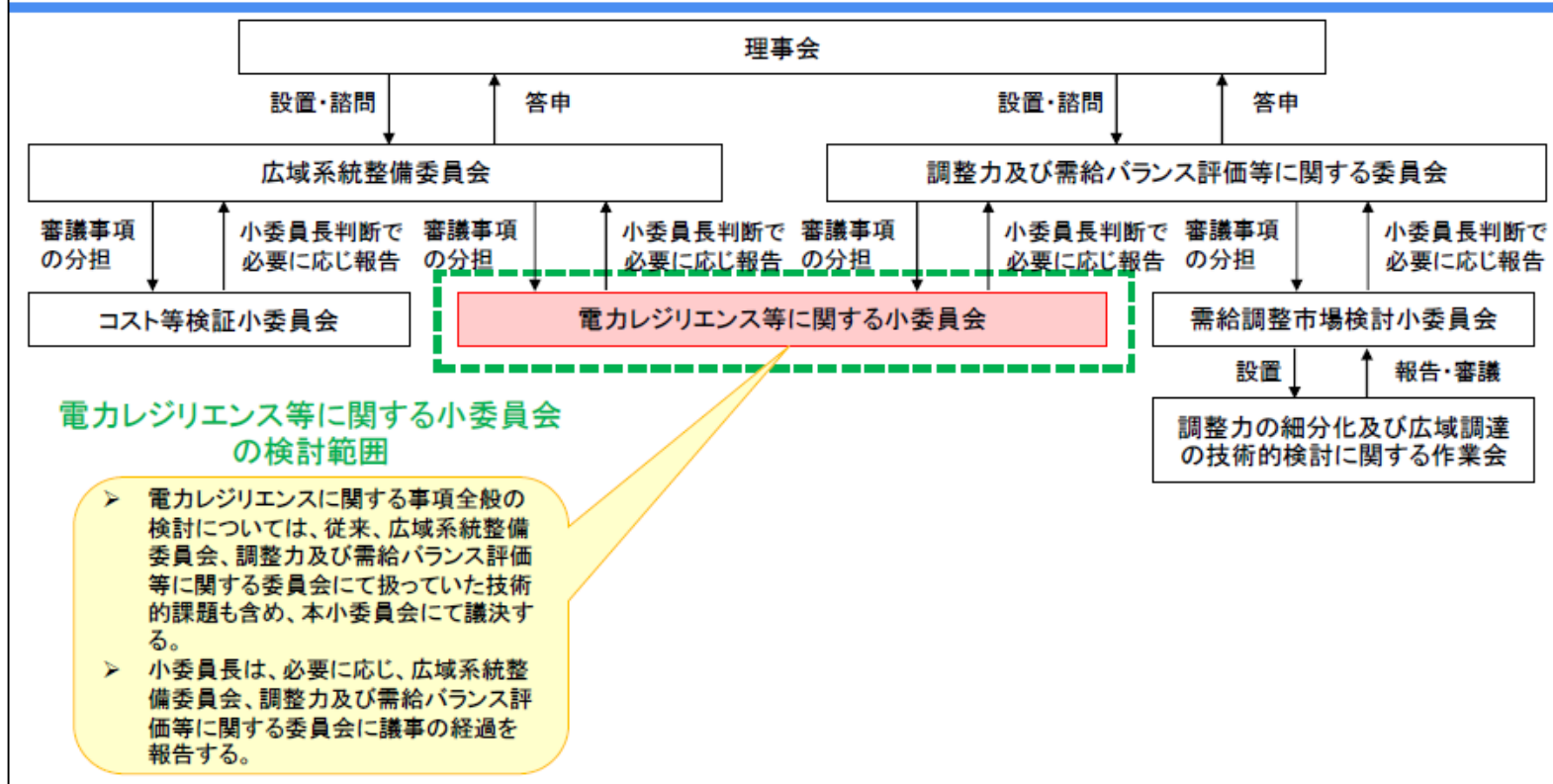
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 第2回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019年1月22日）において、更なる供給力等の対応力確保策の検討として、調整力公募における調整力の必要量の見直しや容量市場（早期開設や取引される供給力の範囲拡大等）の検討等についてご議論いただいた※。
- この一環として、需給検証の考え方についてご議論いただいたので、その内容を報告する。

※電力レジリエンス等に関する小委員会の全体スケジュールについては次スライドを参照

第35回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018.12.7）
資料2-1 電力レジリエンス等に関する小委員会の設置について 抜粋

電力レジリエンス等に関する小委員会の設置及び今後の検討体制について 13



(参考) 電力レジリエンス等に関する小委員会の全体スケジュール

2

第2回電力レジリエンス等に関する小委員会 (2019.1.22)
資料 2 更なる供給力等の対応力確保策の検討 抜粋

(参考) 電力レジリエンス小委のスケジュール

	今後のスケジュール	年内	来春	備考
国	電力・ガス基本政策小委 (電力レジリエンスワーキンググループ他含む)	11/27 対策とりまとめ	5月※ 一定の結論	※ 未定
	広域系統整備委	12/4 小委設置・計画策定プロセス開始	1/25 3/8	
	調整力等委	12/7 小委設置	(月 1 回程度開催予定)	
	需給調整市場検討小委		1/24 (月 1 回程度開催予定)	需給調整市場の構築
	容量市場検討会	12/17	(月 1 回程度開催予定)	容量市場の早期開設
	電力レジリエンス小委	12/18 第 1 回	1/22 (今回) 2/22 3月 4月 5月まで※1 (※ 月 1 ~ 2 回程度を予定) 一定の結論※2	※1 未定 ※2 検討事項毎に議決
広域機 関	①北本の更なる増強等の検討	12/18 進め方の提示・増強規模等	増強工事の具体化 効果の定量化 (工事費・工期の算定) (シミュレーションによる効果の確認)	
	②更なる供給力等の対応力確保策の検討 ・調整力公募における調整力の必要量の見直し等 ・容量市場 (早期開設や取引される供給力の範囲拡大等) の検討 等	12/18 進め方の提示	1月 2月 3月 4月 各エリア供給信頼度 ・厳気象対応(1/2) ・適用時期、需給検証の考え方 ・厳気象対応(2/2) ・再エネ導入(1/2) ・稀頻度リスク(1/2) ・BS電源 ・稀頻度リスク(2/2) ・再エネ導入(2/2) ・早期開設 (報告) ・費用負担の在り方	
	③レジリエンスと再エネ拡大の両立に資する地域 間連系線等の増強・活用拡大策等の検討 ・地域間連系線等の増強・活用拡大策の検討 ・需給調整市場の構築等、調整力の広域的な最適調達・ 運用のための制度整備の検討	12/18 需給調整市場に関する 検討状況を報告	地域間連系線等の増強・活用拡大策 に係る検討の方向性	需給調整市場検討小 委員会にて「需給調整 市場」の構築の着実な 実施に向け継続検討
	④太陽光・風力発電機の周波数変動に伴う 解列の整定値等の見直し	12/18 進め方の提示	1月 3月 現状報告等 課題整理、対策の方向性策定	
	⑤停電コストの技術的な精査	12/18 進め方の提示	停電コストの精査 3月 4月 見直しの是非	

- 需給検証の考え方の変更点は、①計画外停止を考慮する、②エリア間の最大需要発生の不等時性を考慮する、③マージン区分B・Cのみ確保する、の3点である。
- 第2回電力レジリエンス等に関する小委員会において、容量市場導入時の需給検証の在り方等の将来的な課題の指摘はあったものの、至近の需給検証の考え方についてご了承いただいたことから、次回の本委員会（2019年3月予定）で報告する「2019年度夏季見通し」より適用する。

第2回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019.1.22）
資料2 更なる供給力等の対応力確保策の検討 抜粋

4. まとめ

56

- 以下の3点について需給検証の考え方を整理した。

（今回の整理事項）

- （1）計画外停止率を考慮する
- （2）エリア間の最大需要発生時の不等時性を考慮する
- （3）マージン（B、C）のみについて確保する

- 需給検証に関係する今後の検討事項として、「稀頻度リスク対応精査」および「電源Ⅰ'の必要量の精査」がある。これらの課題検討結果を必要により需給検証の考え方に別途反映することとなるが、今回整理した3項目に関しては、その反映に際し、不整合を生ずることはない想定される。
- よって、上記3項目について速やかに需給検証の考え方に反映することとし、直近の検討となる2019年度夏季見通しから適用することとどうか。

以下、第2回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019.1.22）

資料2 更なる供給力等の対応力確保策の検討 抜粋

- 第1回の本小委員会（2018年12月18日）において示した検討項目のうち、各変更を踏まえた需給検証の考え方についてご議論いただきたい。

① 必要供給予備力

①－1 再エネ導入進展（年間需要フラット化）に対する、必要な系統電源の確保

- ✓ 再エネkW価値見直しに伴う、系統電源必要量の算定方法の考え方
- ✓ 計画停止を踏まえた設備量の確保量の算定方法の考え方

①－2 各エリアの供給信頼度のあり方

- ✓ 各エリアの供給信頼度の確保方法
（必要予備率の設定有無、EUE算定における連系線マージンの扱い）

② 調整力公募

②－1 厳気象対応

- ✓ 厳気象の定義「10年に1回程度の猛暑や厳寒」の見直し是非
- ✓ 必要量の算定対象の見直し是非（厳気象H1需要の発生月以外も算定するか）

②－2 ブラックスタート電源

- ✓ ブラックスタート電源の必要量（箇所数等）の見直し是非

③ 稀頻度リスク

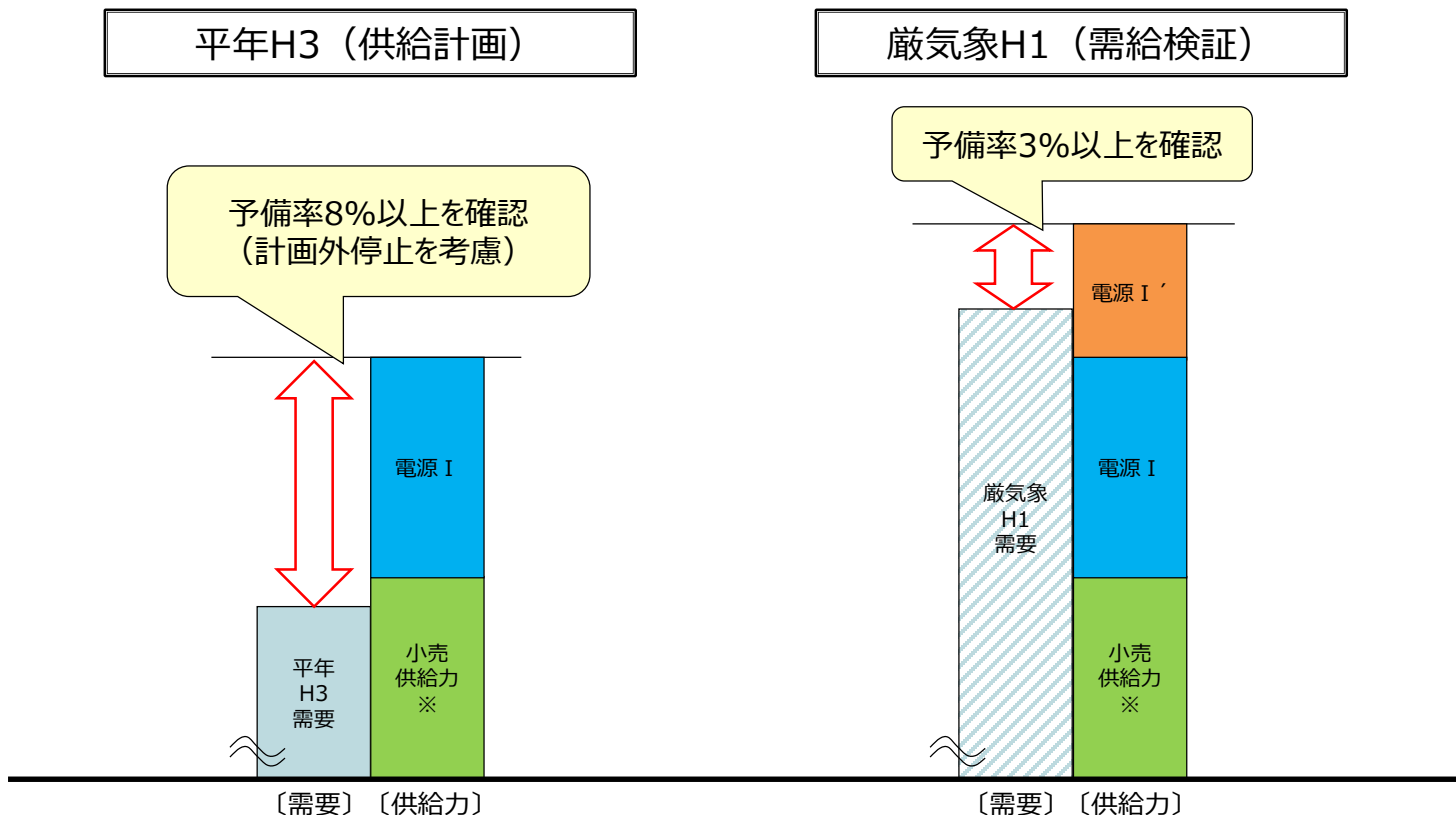
- ✓ TFで整理した必要量の妥当性評価、具体的な算定
- ✓ TFで整理した確保対象の具体化

④ 全般

- ✓ 各項目の変更・適用時期（適用までの運用方法含む）
- ✓ 各変更を踏まえた需給検証の考え方
- ✓ 各項目の変更・適用による負担のあり方

議論の対象

- 広域機関では、電力需給に係るアデカシー評価を供給計画と需給検証で実施している。
 - 【供給計画】 平年H3需要に対し、予備率8%以上
 - 【需給検証】 厳気象H1需要に対し、予備率3%以上
- また、需給検証では追加的に稀頻度リスクに対する検証として、各エリアで最大の電源脱落または送電線故障が単一に発生（以下、「追加的電源脱落」とする）した際の予備率3%以上も確認している。



※ エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力を含む

2. 今後の需給検証の考え方に関する検討項目

(1) 需給検証の考え方に関する検討の背景

- 供給計画と需給検証では、想定する需要レベルや、電源 I ' の活用有無、予備率の基準などの違いはあるものの、いずれもアデカシー評価の観点からは達成すべき基準として取り扱ってきた。
- 容量市場導入後における全国の目標調達量は、平年H3需要での予備率108%相当に稀頻度リスク（厳気象）に対応する供給力等を加えることし、電源入札等はこれらを踏まえて判断すると整理されている。
※目標調達量における平年H3 需要での予備率108%は、偶発的需給変動を踏まえた全国の必要供給予備力をベースに設定（電源の計画外停止率の考慮、エリア間の需要の不等時性の考慮）
- 従って、供給計画の安定供給確保の基準（平年H3需要での予備率8%）および、需給検証の安定供給確保の基準（厳気象H1需要での予備率3%）は、調達の仕組みと合わせて、引き続き達成すべきものと整理されている。
- また、厳気象H1需要時の電源脱落等については、稀頻度リスクに制度的に対応するといった観点も含め、その必要量を今後、精査すべきことが整理※¹されている。併せて、需給検証ではこれまですべてのエリアにおいて厳気象H1需要が同時発生することを前提に検証を行ってきたが、この点についても検討すべきことが整理※¹されている。
- なお、稀頻度リスク対応の考え方は、別途、本小委員会で検討し、制度的な対応方法を整理していく予定であるため、需給検証についても合わせて整理が必要である。
※電源 I ' の必要量の精査も本小委員会の検討項目であるため、その検討結果に応じて需給検証での評価方法についても見直しが必要となることも考えられる。
- また、本小委員会において「各エリアの供給信頼度の有り方」の中で、連系線制約の一つであるマージンの考え方についてもご議論いただくところ。

暫定的に追加確保すべき予備力のイメージ

- 今後電源廃止などが進み、全国的に予備率が低下していく可能性も鑑みると、各エリアに存在する余剰供給力に頼るのではなく必要な予備力は制度的に確保すべきではないか。
- 現行の需給検証においては、各エリアで最大の電源または送電線故障が単一に発生した際に全エリアの予備力に対応することを前提に予備率を検証している(案①)。しかし、現実においては大小問わず1つまたは複数の電源・送電故障がランダムに発生しており、過去の電源故障率を参照し(案②)、現行の需給検証の考え方で十分か検証する必要があるのではないか。
- 他方、自エリア内の最大電源・送電線故障に対応する予備力をエリアごとに確保することも考えられるが(案③)、全エリアの最大電源・送電線故障が同時に起こることは考えにくいのではないか。
- 従って、広域機関において案①・②における必要量を再精査し、これらを追加確保すべき予備力の目安とした上で、停電コスト等を精査の上追加確保量を検討してはどうか。また、北海道などエリアの特殊性があるケースにおいてはエリアにおける必要量を広域機関において更に精査してはどうか。
- また、現行の需給検証においては、全エリアでH1需要が同時に発生することを想定しているが、現実においてはエリアごとに異なるタイミングで発生しているため、H1需要想定も需要の不等時性を考慮し適宜広域機関において検証を行い見直してはどうか。

	基本的な考え方	想定しているリスク	
案①: 全国最大供給力減少リスク	各エリアで最大の供給力減少リスクに対応するための予備力を全国で確保	各エリアで最大の電源または送電線故障が単一に発生	これらを追加確保すべき供給力の目安とした上で、停電コスト等を精査の上追加確保量を検討
案②: 電源故障率	過去の電源故障確率と同等の予備力を確保	大小問わず電源または送電線故障が全国で同時に一つまたは複数発生	
案③: エリアごと最大供給力減少リスク	エリアごとに自エリア内の最大供給力減少リスクに対応するための予備力を確保	各エリア内の最大電源または送電線故障が全エリアで同時に発生	

2. 今後の需給検証の考え方に関する検討項目 (2) 具体的な検討項目

- 検討の背景を踏まえ、需給検証における需給バランスの評価方法を以下の通り見直すこととどうか。

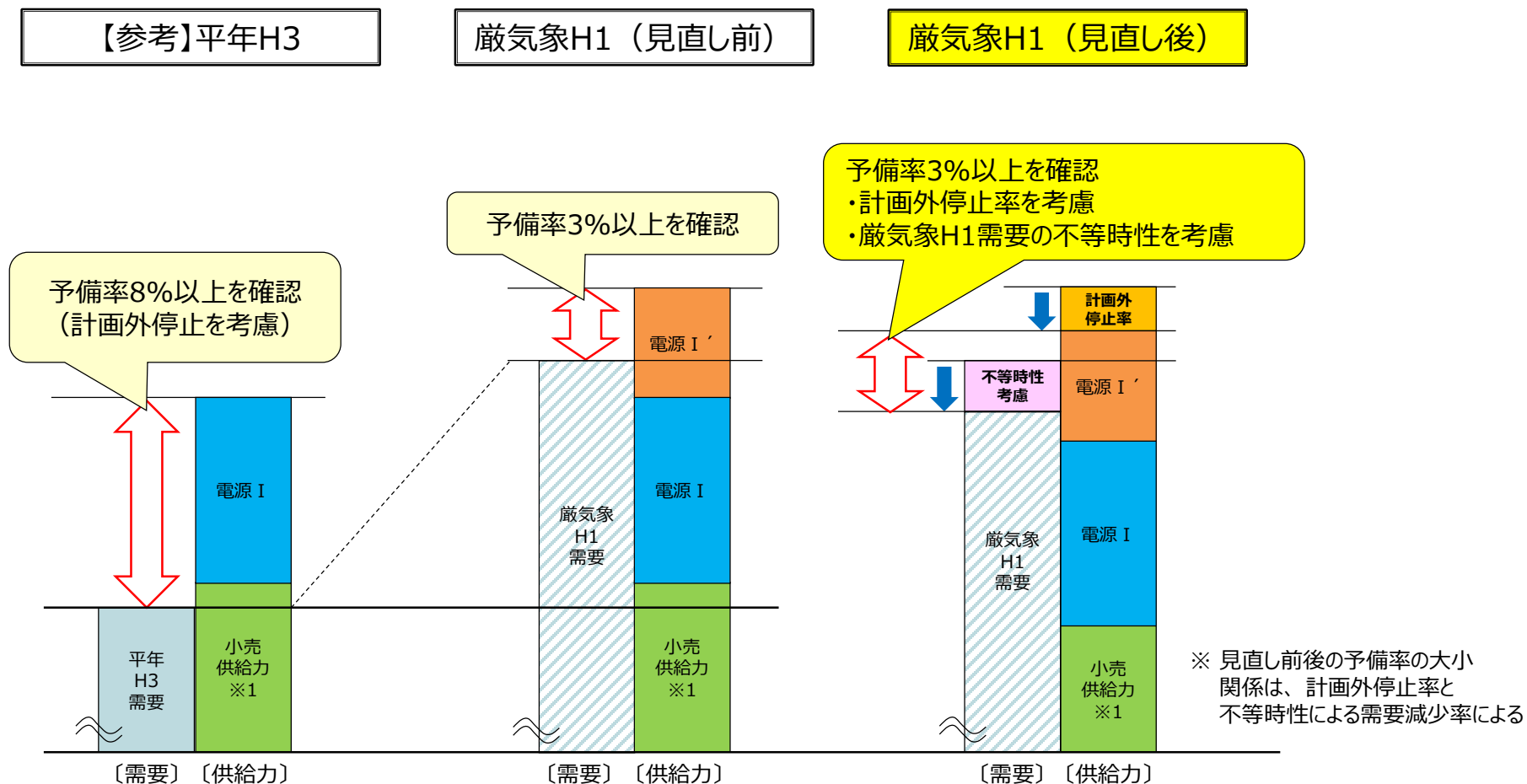
検討項目	現状	見直し案
計画外停止	・未考慮 （電源入札等の追加的需給対策要否判断の参考のための稀頻度リスク評価として、各エリアの追加的電源脱落時の需給バランスについても評価）	・全エリアで計画外停止率を考慮 （需給検証にあたり当面の対応として全エリアで計画外停止率を考慮。なお、計画外停止率のあり方については、別途、考え方の整理に応じて、速やかに反映。）
不等時性	・エリア間の最大需要発生の不等時性は未考慮 （全エリアで厳気象H1需要の同時発生）	・エリア間の最大需要発生の不等時性を考慮 （不等時性による需要減少率を考慮）
マージンの取扱い	・全てのマージン（A、B、C）を確保	・マージン（B、C）のみ確保 （「②更なる供給力等の対応力確保策の検討」の方向性と整合、マージン（A）の活用を前提）

2. 今後の需給検証の考え方に関する検討項目

10

(3) 需給検証における需給バランスの評価方法の見直しのイメージ

第2回電力レジリエンス等に関する小委員会 (2019.1.22)
資料2 更なる供給力等の対応力確保策の検討 抜粋



※1 エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力を含む

$$\text{予備率} = \frac{\text{供給力} - \text{需要}}{\text{需要}}$$

$$\text{予備率} = \frac{\text{供給力} \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{需要} \times (1 - \text{不等時性による需要減少率})}{\text{需要} \times (1 - \text{不等時性による需要減少率})}$$

(余 白)

3. 需給検証における需給バランスの評価方法の見直し

(1) 計画外停止

第2回電力レジリエンス等に関する小委員会 (2019.1.22)
資料2 更なる供給力等の対応力確保策の検討 抜粋

(1) 供給力評価時における計画外停止

【現状】 未考慮

【見直し案】 全エリアで計画外停止率を考慮

(考え方)

- ✓ 計画断面で計上した供給力のうち、幾何かは、計画外停止等を要因に、実運用断面では供給力に見込めなくなると考えられる。また、連系線活用により供給力をエリア間で移動して評価していることも踏まえれば、全エリアあらかじめ計画外停止率を考慮し、供給力を減じて評価すべきではないかと考えられる。
- ✓ 当面の需給検証において考慮する計画外停止率は主要な電源である火力発電の2.6%とし、全国の供給力計から一律で控除した上で需給バランスを評価することとしてはどうか。
- ✓ これまで追加的に稀頻度リスク評価として、各エリア追加的電源脱落時の需給バランス評価を実施してきた。国の制度検討作業部会においても、稀頻度リスク対応について検討していくこととされたことを踏まえて、稀頻度リスクに備えた調達について本小委での検討事項としているところ。従来の追加的電源脱落時の需給バランス評価については、今後、本小委員会でも検討・整理いただく稀頻度リスクに包含すると考えられるため、上記の計画外停止率の反映と重疊的に実施することは不要ではないか。

- 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 工 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

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

(2) 最大需要発生の不等時性

【現状】 エリア間の最大需要発生の不等時性は未考慮（全エリアで厳気象H1需要の同時発生）

【見直し案】 エリア間の最大需要発生の不等時性を考慮（不等時性による需要減少率を考慮）

(考え方)

- ✓ 現状は、全エリアで厳気象H1需要が同時発生した場合の需給バランスを評価している。
- ✓ さらに需給検証では、連系線活用により供給力をエリア間で移動して評価していることも踏まえれば、需要の不等時性の実績を考慮に入れて評価を実施することは合理性があるのではないか。
- ✓ 国の審議会においても、不等時性について検証することが示されている。

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

15

第2回電力レジリエンス等に関する小委員会 (2019.1.22)
資料2 更なる供給力等の対応力確保策の検討 抜粋

(具体的な考慮方法)

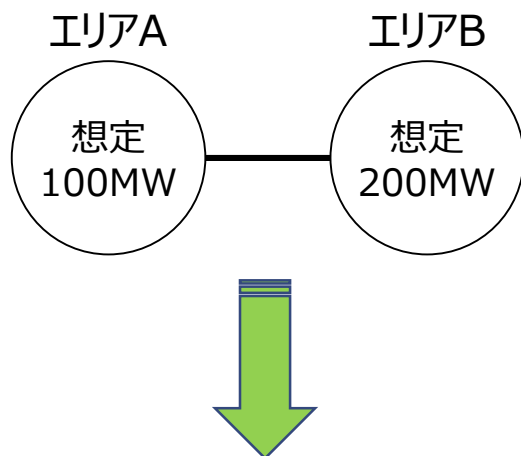
- 不等時性を考慮する場合、その対象となる複数エリアにおける同時時間帯の需要を想定する必要があるが、これまでの各エリアの厳気象H1需要想定を継続的に活用する観点からは、以下のような方法が考えられる。
 - 不等時性を考慮するいくつかのエリアのまとまり（以下、「ブロック」とする）を想定し、過去の需要実績を踏まえ、ブロック内の各エリアの厳気象H1想定値の合計を過去の不等時性による需要の減少を考慮し割り引いて評価する。（以下、不等時性による需要の減少率を単に「需要減少率」とする）
- その際のブロックの想定方法としては、以下の2案が考えられる。
 - ① 全国10エリアを一つのブロックとする
 - ② 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

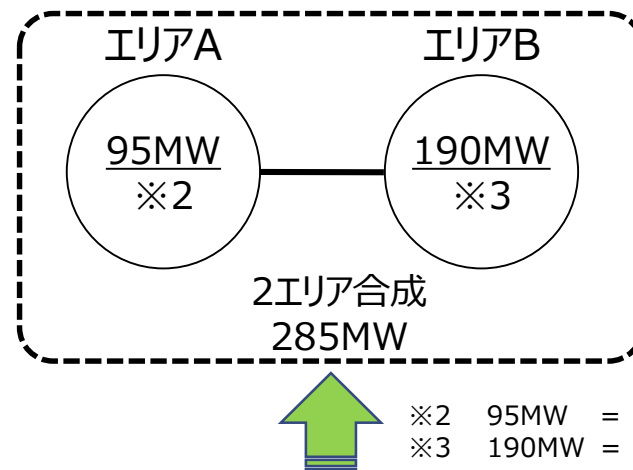
(注) 需要実績はでんき予報の値を使用。実際の需要減少率算出にあたっては、DR実績の考慮が別途必要。

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

【ステップ1】各エリアの厳気象H1需要を想定



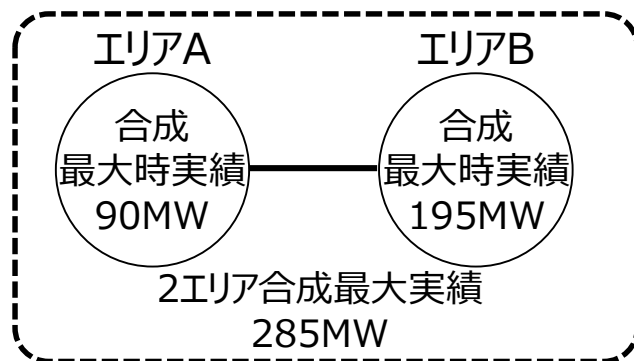
【ステップ3】不等時性を考慮した厳気象H1需要を算出
⇒ 各エリアの厳気象H1需要に (1-需要減少率) を乗じて算出



※2 95MW = 100MW × (1-0.05)
※3 190MW = 200MW × (1-0.05)

【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

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

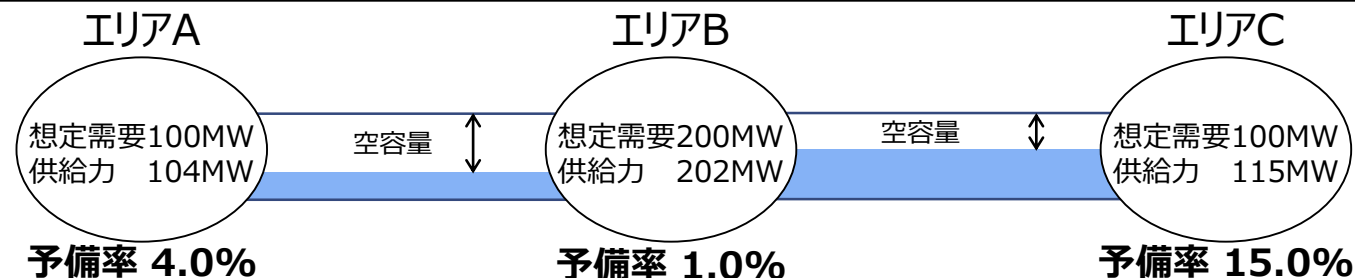
左図の場合、需要減少率は

$$1 - (90 + 195) / (100 + 200) = 0.05$$

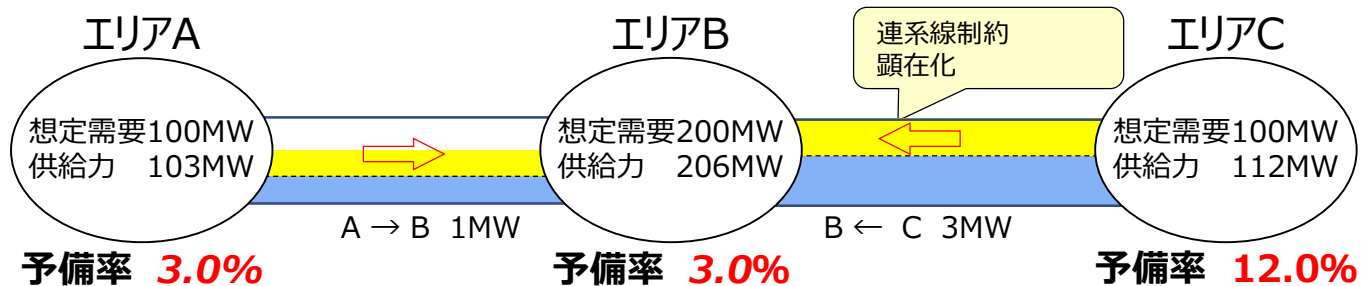
※ エリアA単独の最大需要実績は100MW
エリアB単独の最大需要実績は200MW

【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

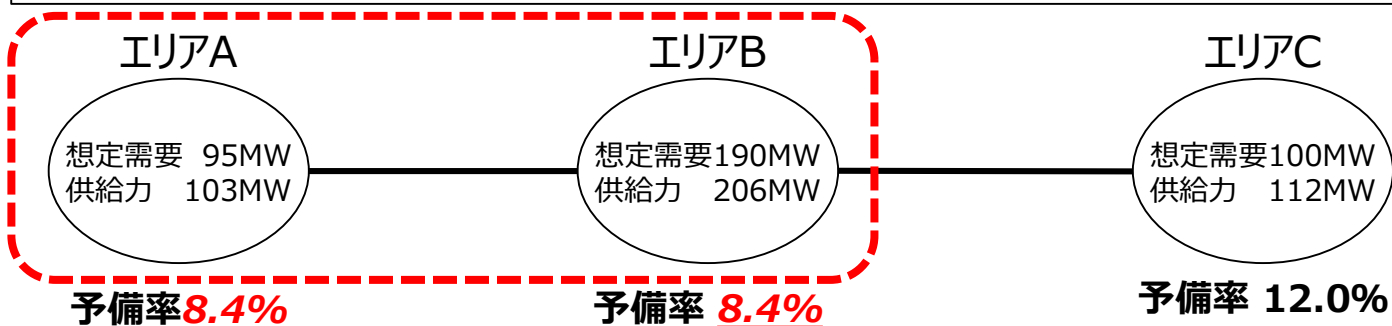


【ステップ2】 各エリア連系線を活用して予備率を均平化



【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 仮に、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。



【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 $200\text{MW} \times (1 - 0.05) = 190\text{MW}$

- ・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。

(参考) 各エリアの最大需要発生日時と10エリア合成需要実績 (2018年度夏季分) 18

第2回電力レジリエンス等に関する小委員会 (2019.1.22)
資料2 更なる供給力等の対応力確保策の検討 抜粋

- 2018年度夏季の各エリアの最大需要発生日時は以下の通りであり、必ずしも同時発生していない。
- 全国の最大需要は8/3 14～15時で発生しており、各エリアの最大需要合計との差分は▲445万kW (▲2.6%)

各エリアの最大需要と発生日時 (2018年度夏季)

(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	各エリア最大の合計
日付	7/31	8/23	7/23	8/6	8/22	7/19	7/23	7/24	7/26	8/9	—
時間帯	17:00	15:00	15:00	15:00	15:00	17:00	17:00	17:00	15:00	17:00	—
需要	442	1,426	5,653	2,622	521	2,865	1,108	536	1,601	143	16,918

10エリア合成需要と各エリア需要 (2018年度夏季)

(単位: 万kW)

▲445

	日時	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア合成需要※1
1	8/3 15:00	401	1,291	5,600	2,584	503	2,794	1,084	503	1,579	135	16,473
2	7/23 15:00	354	1,230	5,653	2,607	513	2,831	1,089	507	1,517	135	16,436
7	7/23 17:00	371	1,206	5,581	2,567	505	2,852	1,108	514	1,513	134	16,351
14	7/24 17:00	379	1,230	5,482	2,540	489	2,837	1,105	536	1,564	138	16,299
19	7/19 17:00	375	1,298	5,348	2,537	493	2,865	1,095	519	1,571	134	16,234
33	8/6 15:00	357	1,089	5,336	2,622	471	2,799	1,094	516	1,588	132	16,004
53	8/22 15:00	387	1,381	5,255	2,424	521	2,699	1,036	484	1,435	138	15,759
86	8/23 15:00	383	1,426	5,145	2,301	519	2,546	1,054	443	1,497	138	15,451
93	7/31 17:00	442	1,357	5,114	2,330	491	2,623	1,016	455	1,380	139	15,348
104	7/26 15:00	384	1,268	4,496	2,401	507	2,810	1,099	515	1,601	139	15,220
193	8/9 17:00	374	1,145	4,657	2,460	451	2,384	972	453	1,488	143	14,526

※需要実績は各エリアのでんき予報より引用

※1 24h × 92 (7～9月の暦日数) = 2,208h の10エリア合計需要のランキング

(参考) 各エリアの最大需要発生日時と10エリア合成需要実績 (2017年度冬季分) 19

第2回電力レジリエンス等に関する小委員会 (2019.1.22)
資料2 更なる供給力等の対応力確保策の検討 抜粋

- 2017年度冬季の各エリアの最大需要発生日時は以下の通りであり、必ずしも同時発生していない。
- 全国の最大需要は1/25 18～19時で発生しており、各エリアの最大需要合計との差分は▲448万kW (▲2.8%)

各エリアの最大需要と発生日時 (2017年度冬季)

(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	各エリア最大の合計
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	1,461	5,266	2,378	541	2,560	1,103	508	1,575	112	16,029

10エリア合成需要と各エリア需要 (2017年度冬季)

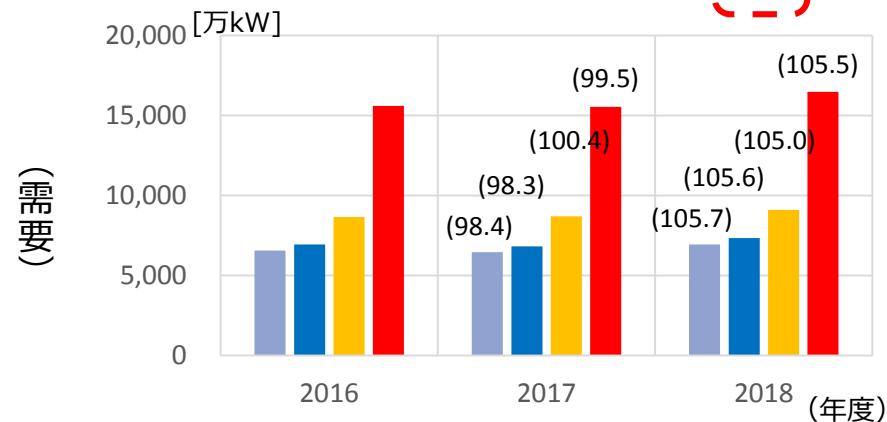
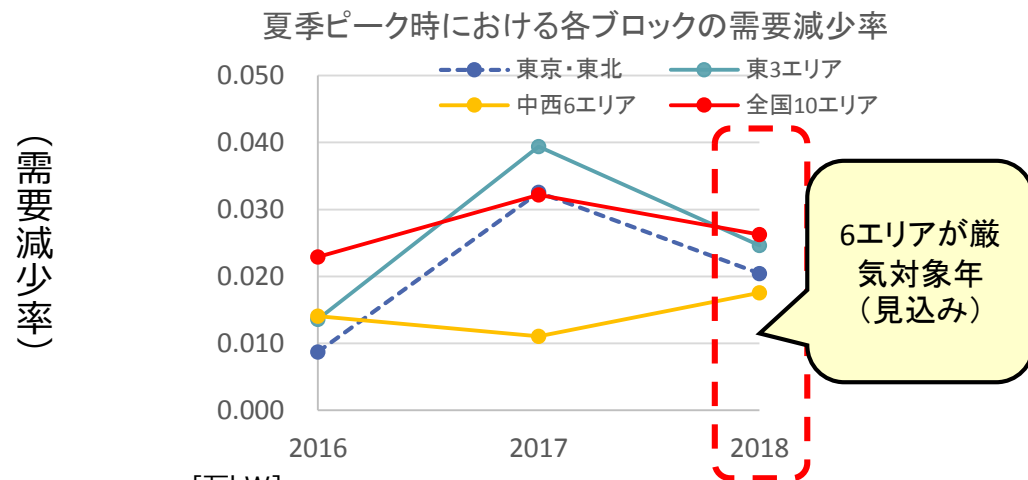
(単位: 万kW)

▲448

	日時	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア合成需要※1
1	1/25 19:00	503	1,428	5,110	2,367	525	2,523	1,037	491	1,504	92	15,581
2	1/24 19:00	494	1,438	4,927	2,332	533	2,560	1,096	508	1,529	92	15,508
3	1/26 19:00	490	1,397	5,124	2,317	523	2,497	1,049	487	1,490	98	15,472
4	1/25 18:00	507	1,445	5,060	2,378	528	2,501	1,013	473	1,426	86	15,416
6	1/24 18:00	497	1,461	4,885	2,348	537	2,523	1,079	492	1,470	87	15,380
7	1/25 10:00	525	1,443	4,795	2,358	541	2,553	1,103	462	1,452	85	15,317
12	2/6 19:00	474	1,316	4,722	2,277	488	2,517	1,076	506	1,575	106	15,057
23	2/2 11:00	449	1,260	5,266	2,211	465	2,345	983	438	1,310	85	14,810
55	2/5 20:00	463	1,261	4,590	2,178	499	2,437	1,037	490	1,535	112	14,602

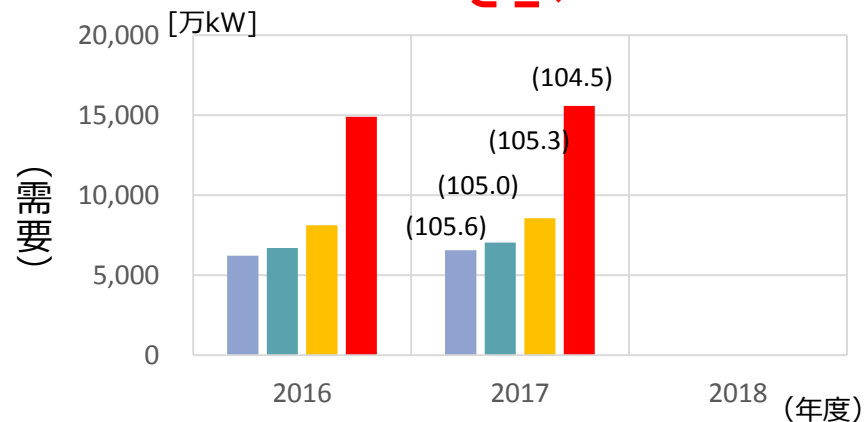
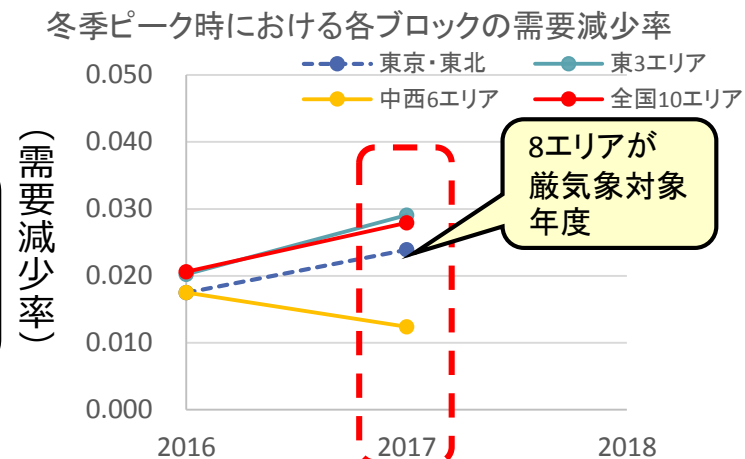
※需要実績は各エリアのでんき予報より引用

※1 24h × 90 (12～2月の暦日数) = 2,160h の10エリア合計需要のランキング



■ 東京・東北 ■ 東3エリア ■ 中西6エリア ■ 全国10エリア

()内数値は、2016年度を100とした場合の比率



■ 東京・東北 ■ 東3エリア ■ 中西6エリア ■ 全国10エリア

()内数値は、2016年度を100とした場合の比率

・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。)

(3) マージンの取扱い

第2回電力レジリエンス等に関する小委員会 (2019.1.22)
資料2 更なる供給力等の対応力確保策の検討 抜粋

(3) マージンの取扱い

【現状】 全てのマージン（A、B、C）を確保

【見直し案】マージン（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、マージン（A）（需給バランスに対応したマージン）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。（マージン（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ジン（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ジンにより連系線を活用できる量が変化する。

【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ー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」 電力系統の異常時に電力系統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)

5

下線部：追加・変更箇所



・各エリア内数値は、2020年度送電端最大3日平均電力予想（H3）を表す。

1. 電力需給検証の位置付け(これまでの経緯)

3

2011年3月 東日本大震災直後の計画停電

- 東京電力管内で最大1000万kWの供給が不足する見通しとなったことから、計画停電を実施。



2011年度夏季の節電要請及び電力使用制限令

- 東北、東京、関西電力管内について数値目標付きの節電を要請。
- 更に需給ギャップの大きい東北、東京電力管内については、大口需要家を対象に、電気事業法に基づく電力使用制限令を発令。



「需給検証委員会」の設置

- 電力需給見通しのレビューを行うに当たり、第三者から客観的に確認・検証することを通じて、透明性・信頼性を高めることを目的として、2012年4月、電力需給に関する検討会合及びエネルギー環境会議の下に「需給検証委員会」を設置。



「電力需給検証小委員会」の設置

- 電力需給対策の基礎となる電力需給の見通し等について、公平性・透明性を確保しつつ検証を行うことを目的に、2013年3月、総合資源エネルギー調査会総合部会の下に「電力需給検証小委員会」を設置。2013年10月、審議会等の組織見直しに伴い、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会の下に改めて設置。



広域機関に移管

- 対象を旧一般電気事業者に限定せず、エリア全体の需給の検証を行うという観点から、2016年8月、需給検証作業の場を広域機関に移管することが総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力基本政策小委員会及び基本政策分科会電力需給検証小委員会合同会議で決定。