

更なる供給力等の対応力確保策の検討

2019年3月5日

電力レジリエンス等に関する小委員会 事務局

(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	2/21 脱炭素化社会に向けた 電力レジリエンス小委員会					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	2/19		(月 1 回程度開催予定)				
	需給調整市場検討小委		1/24	3/5 (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	2/6		(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	2/22	3/5 (今回)	3/27	4月	5月まで※1 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 ▽ (シミュレーションによる効果の確認) (工事費・工期の算定)					・増強により得られる効果の考え方 ・効果の定量化	
	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 ・計画停止(再エネ評価) ・今後の検討の方向性 ・適用時期、需給検証の考え方 ・厳気象対応(2/2) ・稀頻度リスク ・BS電源 ・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 ▽	現状報告等			4月 ▽	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	3月 ▼停電コストの精査						

②－１ 厳気象対応の見直し

(余白)

- 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、厳気象に対応するための供給力確保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）

議論の対象

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

出所）第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（2018年12月18日） 資料3-2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_01_shiryuu.html

（2）本小委員会での審議内容

●全般

- ・変更・適用時期：今回検討
- ・負担のあり方：今回検討（提案）

●稀頻度対応

- ・必要性・量・確保対象：国（TF）
- ・必要量の精査：今回検討
- ・確保対象の精査：今回検討

●厳気象対応

- ・量の精査：今回検討

●必要供給予備力

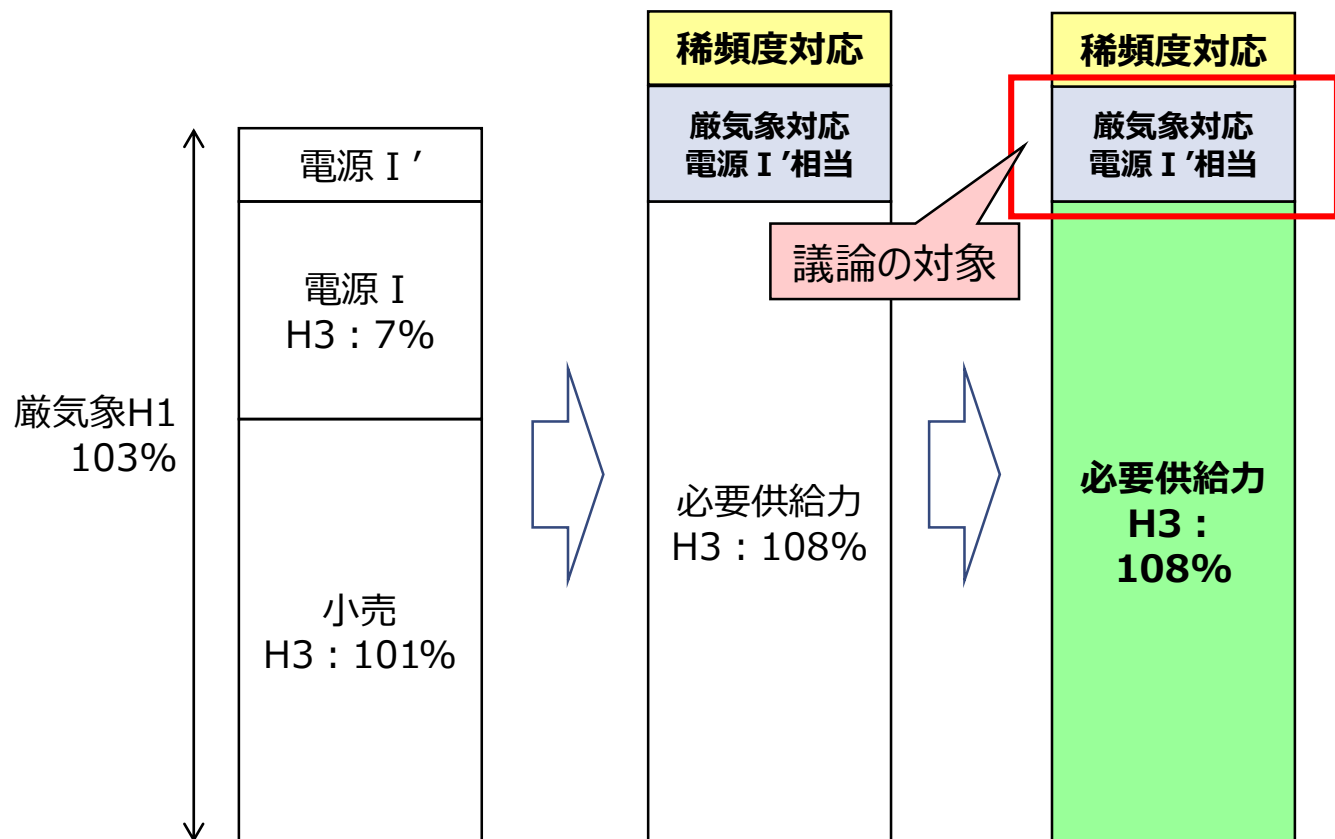
- ・各エリアの供給信頼度：今回検討
- ・再エネ評価の見直し：今回検討

●ブラックスタート電源

- ・必要量の精査：今回検討

●容量市場

- ・早期開設：国（TF）
- ：容量市場検討会で議論し、**報告**



現状
（～2000年度）

容量市場開設前
（2000～23年度）

容量市場開設後
（2024年度～）

※検討終了次第速やかに適用

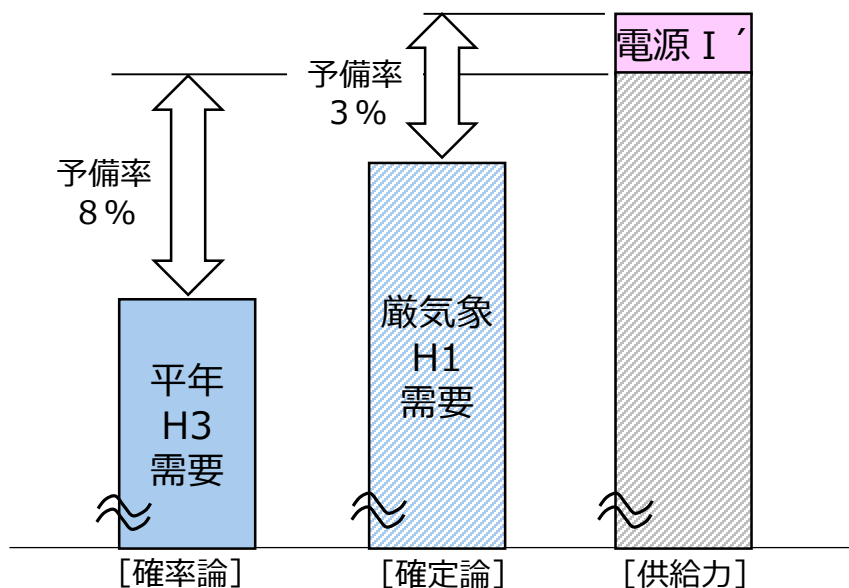
- ②－1 厳気象対応の見直し
- 厳気象対応の必要量の考え方
 - 厳気象条件更新時の扱い

(余白)

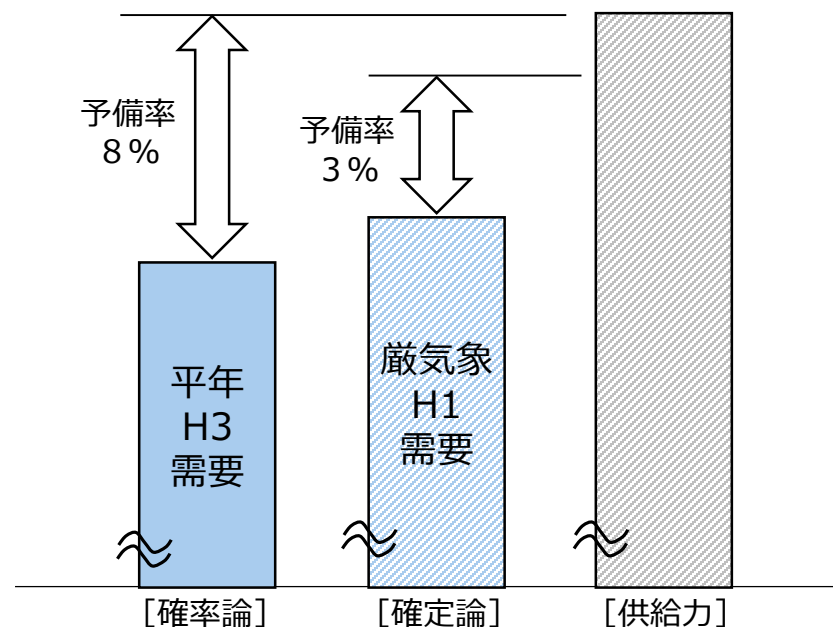
- 猛暑や厳寒といった厳しい気象条件においては高需要になることが見込まれることから、過去に生じた厳しい気象条件における需要を想定し、これに対して必要な予備率が確保できるか評価している。
- この厳しい気象条件における需要として想定したものが「厳気象H1需要」であり、厳気象H1需要に対して予備率3%確保することとしている。
- 現在は、エリアごとに、確率論で評価した「平年H3需要での予備率8%」と確定論で評価した「厳気象H1需要での予備率3%」のいずれか大きい方を、安定供給確保の基準として満たすべきとしている。
- 「厳気象H1需要での予備率3%」の方が大きい場合は、厳気象対応分として、一般送配電事業者が調整力の調達を通じて電源 I 'を確保※している。

※これまでの調整力公募において、電源 I 'を募集したのは東北、東京、中部、関西、九州の5エリア

[厳気象H1需要に対する予備率3%の方が大きい場合]



[平年H3需要に対する予備率8%の方が大きい場合]



2019年度向け調整力の公募結果（電源 I'）

- 関西電力を除き、電源 I' の落札者が決定。関西エリアにおいて、電源 I' を追加募集中のため、3月の本会合にて改めてご報告する。

	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			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			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			16,645	10,819	▲ 5,826
評価用 平均価格(円/kW)※	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,717			6,607	5,850	▲ 757
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、公募要領で定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2月14日募集締め切り）。

- 今回は、容量市場開設後（2024年度以降）の厳気象対応に必要な供給力の考え方について整理する。
- 容量市場開設後は、全国市場で連系線制約を考慮した上で、安価な電源から約定処理を行い、各エリアの供給信頼度基準（需要1kWあたりのEUE）を満たす電源を確保する方向で検討を進めている。
- そのため、現在は、厳気象対応に必要な供給力をエリアごとに評価しているが、容量市場開設後は厳気象対応に必要な供給力を全国で評価して、容量市場における目標調達量に織り込むこととなる。
- 全国の供給信頼度基準は、現状の全国の必要供給予備力 8 %※に相当する「需要1kWあたりのEUE」としているが、「厳気象」と「稀頻度リスク」に備えるためには、これらに対応するために必要な供給予備力も考慮した上で「需要1kWあたりのEUE」を算定し、その値を全国の供給信頼度基準とすることが必要ではないか。

※持続的需要変動対応分 1 %含む

3 今後の各エリアの供給信頼度のあり方

8

- 各エリアの供給信頼度基準のあり方については、全国の供給信頼度基準の考え方、連系線計画潮流およびエリア間応援ロジックの考え方を踏まえ以下のとおり整理してはどうか。
- 各エリアの供給信頼度基準
 - 全国の供給信頼度基準は、現状の全国の必要供給予備力 8 %※に相当する「需要1kWあたりのEUE」としている。 ※持続的需要変動対応分1%を含む
 - 各エリアにおいても、公平性の観点から各需要家の供給力不足の大きさ（年あたりkWh）はエリアの規模によらず一律とする必要があるのではないか。
 - したがって、各エリアの供給信頼度基準については、全国の供給信頼度基準と同じ、「需要1kWあたりのEUE」を適用することとしてはどうか。

【今後の必要供給予備力および供給信頼度基準】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
必要供給予備力	設定なし									8 %
需要1kWあたりのEUE	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)	X (kWh/kW・年)

※ x は、全国、各エリアで一律の値

3. 目標調達量の考え方 (④稀頻度リスク (厳気象) に対応する供給力)

9

- 現在、稀頻度リスク (厳気象) 対応は、調整力公募において電源Ⅰ'を調達することとしている。
- 電源Ⅰ'は、H29冬およびH30夏においても、発動がなされており、その必要性が改めて確認されたところである。
- そのため、容量市場における目標調達量についても、同様に見込む必要があるのではないか。
(現在の調整力公募はエリア毎に確保しているが、容量市場では全国市場で確保することとなる)
- また、昨今の需給の状況も踏まえて、調整力等委で算定の考え方が変更されることが考えられる。その場合、本検討会においても、目標調達量の考え方にその変更を織り込むことが必要となる。
- なお、発動回数制限があるリクワイアメントは、④の量を調達の上限とすることが考えられるのではないかと。

電源Ⅰ'必要量

第30回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料より

- 電源Ⅰ'必要量は、夏季及び冬季における厳しい気象条件(10年に1回程度の猛暑及び厳寒)における最大電力需要(以下、「厳気象H1需要」)が最大となる月について、次式により算定される値とする。

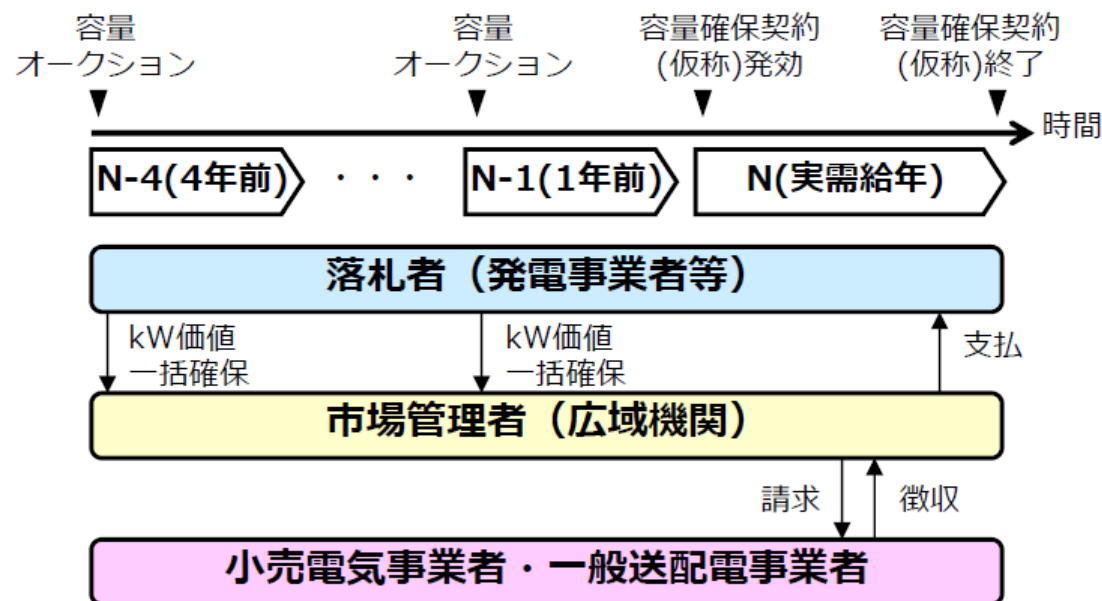
$$\text{電源Ⅰ'} = (\text{厳気象H1需要} \times 103\%) - (\text{平年H3需要} \times 101\% + \text{電源Ⅰ必要量})$$
 ※ 算定値が0以下の場合、電源Ⅰ'募集量は0とする。
- ここに、上式各項の算定は以下による。
 - 厳気象H1需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。
 - 厳気象H1需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して3%とする。
 - 平年H3需要は、平成29年度供給計画の第2年度における平年H3需要の値を使用する。
- また、以下の通り補正等を行う。
 - 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は、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。
 - 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」(資源エネルギー庁)に基づいて算定した厳気象H1需要に対する供給力と平年H3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。

※ 上式による算定においては、離島分を除いて算定する。

(余白)

- 容量市場においては、実需給の4年前にメインオークションを行うことから、供給信頼度基準に基づき4年先の調達量を決めることとなり、4年先の厳気象対応に必要な量を検討することが必要となる。
- 一方で、現在の調整力公募における電源I'の必要量算定においては、国の電力需給検証小委員会の方法を基本として各一般送配電事業者が算出した厳気象H1需要を用いることとしており、毎年、翌年度の厳気象H1需要を想定しているため、今後は4年先の量を決定できるように対応方法を見直すことが必要ではないか。
- なお、平年H3需要は供給計画における想定需要を用いることとしており、毎年1月末までに翌年度（「第1年度」という）以降、10カ年分の需要の想定を行っている。 ※第1年度は月別に想定

容量市場の取引（イメージ）



電源Ⅰ'必要量

5

- 電源Ⅰ'必要量は、夏季及び冬季における厳しい気象条件（10年に1回程度の猛暑及び厳寒）における最大電力需要（以下、「厳気象H1需要」）が最大となる月について、次式により算定される値とする。

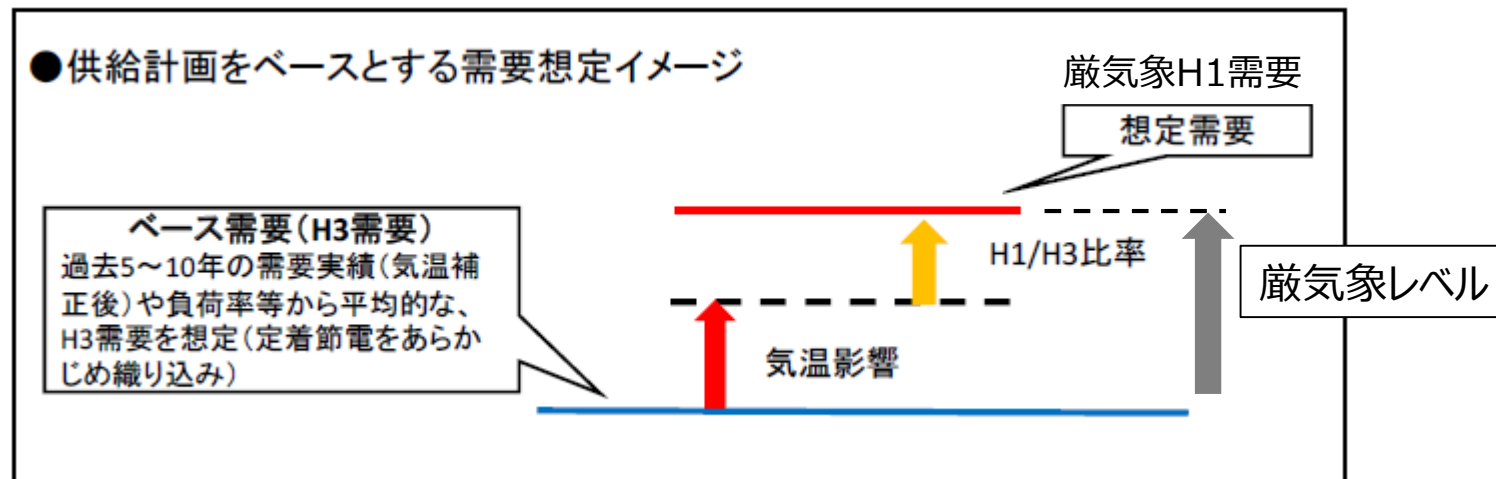
$$\text{電源Ⅰ'} = (\text{厳気象H1需要} \times 103\%) - (\text{平年H3需要} \times 101\% + \text{電源Ⅰ必要量})$$

※ 算定値が0以下の場合、電源Ⅰ'募集量は0とする。

- ここに、上式各項の算定は以下による。
 - a. 厳気象H1需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。
 - b. 厳気象H1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。
- また、以下の通り補正等を行う。
 - a. 次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。
 - b. 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」（資源エネルギー庁）に基づいて算定した厳気象H1需要に対する供給力と平年H3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。

※ 上式による算定においては、離島分を除いて算定する。

- 「厳気象H1需要」は過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要であり、以下のとおり想定することを基本※としている。
 - 平年H3需要に対して、厳気象の気温影響等を考慮した厳気象H3需要を想定
 - 厳気象H3需要に、実績から算出したH1/H3比率を用いて厳気象H1需要を想定
- ※当該一般電気事業者が説明を行うことを前提に、厳気象H1需要を各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出することも可としており、東京エリアは、猛暑設定年のH1発生日の気象条件と供給計画想定値（過去10か年平均）の差分から直接気象影響量を算出している。
- 平年H3需要は、実勢需要を把握するものであり、気温の変動による冷暖房機器などの稼働増減に伴う需要増減を推測し、この影響を除くよう気温補正を行い、平年気温相当の状況での需要を想定したものであり、平年H3需要と厳気象H1需要との差異により、各エリアの厳気象レベルを評価できるのではないか。



■ 厳気象の条件は、国の「需給検証委員会」が2012年発足当時に採用した2010年度の猛暑・2011年度の厳寒時をベースとし、それ以降、より厳しい気象条件となる都度、以下のとおり厳気象対象年度が更新されてきた。

厳気象対象年度の更新状況

・厳気象対象年度になった年度に「○」を記載

・赤色の「○」が現在の厳気象対象年度

【夏季】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2010	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○※1
2011										
2012										
2013				○		○			○	
2014										
2015		○	○	○						
2016										
2017										○
2018		○	○	○		○	○	○		

※1 沖縄は2009年度並み

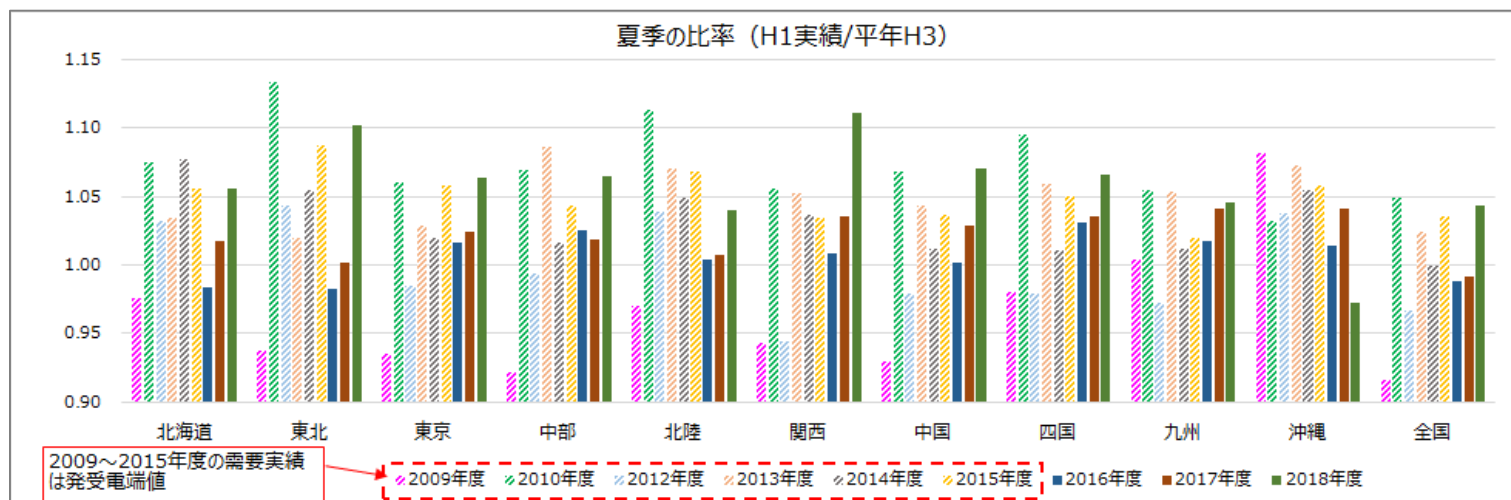
【冬季】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2010	○									○
2011		○	○	○	○	○	○	○	○	
2012										
2013		○	○							
2014										
2015										○
2016					○					
2017		○	○	○	○	○	○	○	○	
2018	※2									

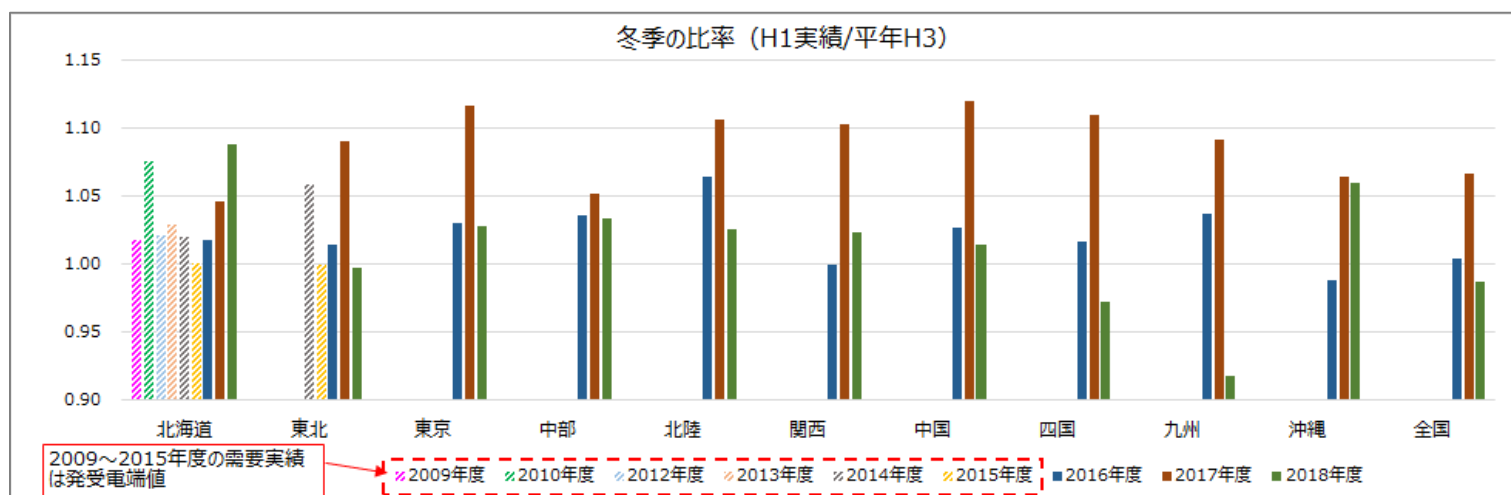
※2 北海道は2018年度に更新される見込み

実績未確定→

- 平年H3需要（想定値）に対するH1需要実績の比率の推移は下図のとおりとなっている。
- 需要実績は、2015年度までは発受電端値、2016年度以降は送電端値であり、単純には比較できないこと、および、想定と実績との差分の全てが気象影響によるものではないことに留意が必要であるものの、以下の比率を見ると、全国的に、2018年度の夏季と2017年度の冬季は厳気象レベルが高かったと言える。



※全国は、「平年H3需要（想定値）の10エリア合計」に対する「10エリア合成需要のH1実績」との比率

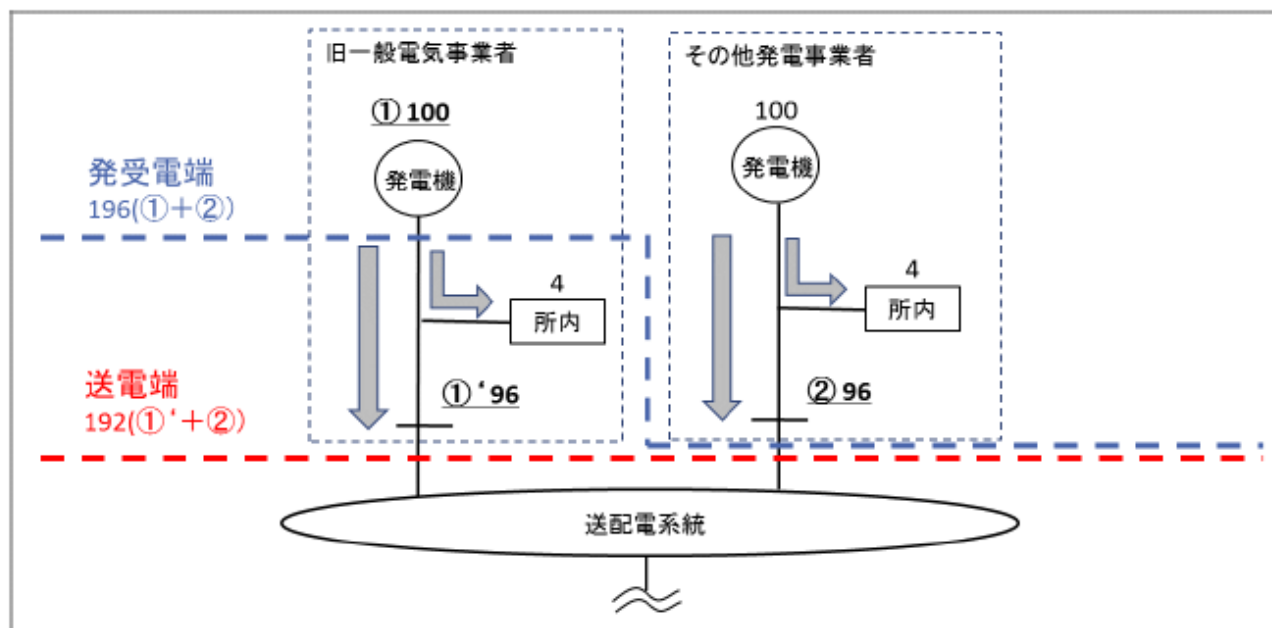


※冬季ピークのエリア以外は2015年度までの平年H3需要（想定値）のデータなし

※需要実績は「広域機関 HP-系統情報サービス-需要実績」および「系統情報公表サイト（OASIS）」のデータ（速報値ベース）による

表 1-1 送電端値と発受電端値の定義

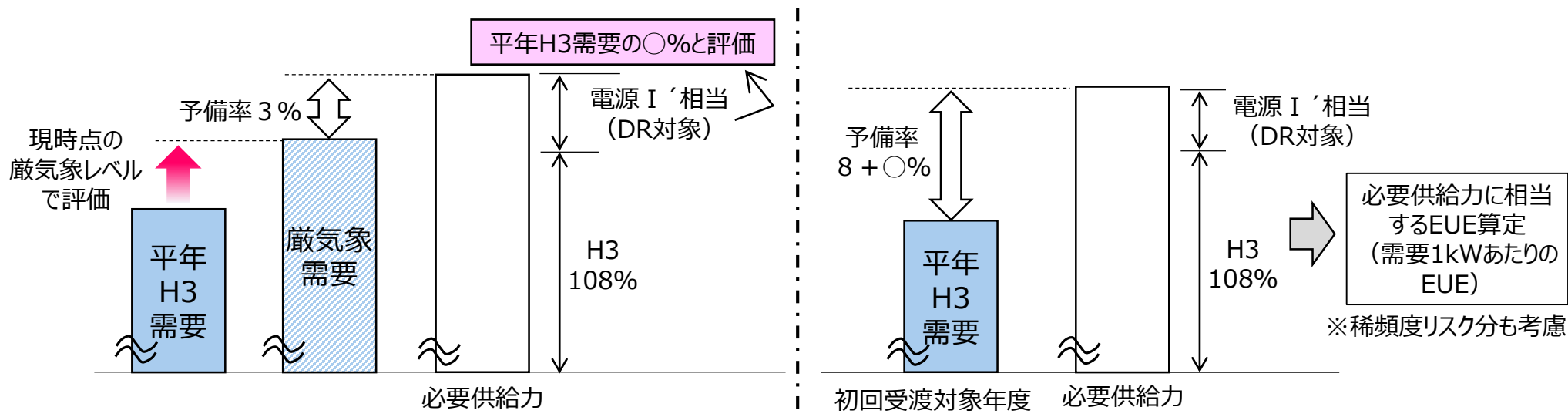
送電端値	発電所から送配電系統に送電される電力量。
発受電端値	旧一般電気事業者の発電所で発電された電力量と、その他発電事業者の発電所から送配電系統に送電される電力量とを合計したもの。



※ 図中に記載している数値については、一例である。

図 1-1 送電端値と発受電端値の算定イメージ

- 現時点の各エリアの厳気象H1需要は相応に厳しい気象条件が反映されたものであると考えられることから、容量市場の目標調達量に含める厳気象対応分については、現時点の各エリアの厳気象H1需要を厳気象レベルとして評価することでどうか。
- 現時点の厳気象レベルに対して必要な供給力の量を算出し、これを平年H3需要に対する割合で評価し、対応する「需要1kWあたりのEUE」を算定することでどうか。



(余白)

- 2018年度夏季の実績を踏まえた猛暑H1需要は需給検証（2019年3月予定）に向けて想定中であるが、現在の、各エリアの夏季と冬季それぞれの厳気象H1需要は以下のとおりである。
- 現時点の厳気象H1需要を、全国における厳気象対応分の必要供給力の検討において想定する厳気象レベルとして扱うことどうか。

夏季（8月）	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
未確定 猛暑H1想定需要※ ¹ [万kW]	442	1,426	5,653	2,627	524	2,858	1,108	536	1,639	153
平年H3想定需要※ ² [万kW]	420	1,294	5,311	2,488	504	2,635	1,050	503	1,553	149
厳気象対象年度	2010	2018	2018	2018	2010	2018	2010	2010	2013	2017

※1 2019年度の夏季の猛暑H1需要は現在想定中のため、仮の値（確定後見直す）

東北、東京、関西、中国、四国は2018年度のH1 需要実績、その他エリアは、2018年度の猛暑H1想定需要

※2 2019年度供給計画の第1年度の平年H3需要

冬季（1月）	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
厳寒H1想定需要※ ³ [万kW]	525	1,465	5,355	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	116
平年H3想定需要※ ⁴ [万kW]	499	1,375	4,698	2,311	499	2,420	1,016	464	1,506	104
厳気象対象年度	2010※ ⁵	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2015

※3 需給検証時の値（電力需給検証報告書（2018年11月）による）

※4 2019年度供給計画の第1年度の平年H3需要

※5 2018年度に更新される見込み

- 第2回の本小委員会（2019年1月22日）において、「需給検証における需給バランスの評価方法の見直し」の中で、「エリア間の最大需要発生の不等時性の考慮（不等時性による需要減少率を考慮）」ならびに「供給力評価時における火力発電の計画外停止率の考慮」について、ご議論いただき、需給検証において考慮することとした。
- こうした点を考慮して厳気象需要の高い夏季で評価した場合には、全国で必要となる厳気象対応分の供給力は、291万kW（全国H3の1.8%≒2%程度）となる。

（単位：万kW）

項目		9エリア	補足事項
平年H3想定需要 ①	夏季	15,758	9エリアの夏季の平年H3需要の合計
厳気象H1需要 ②		16,813	9エリアの夏季の厳気象H1需要の合計
不等時性を考慮した厳気象H1需要 ③		16,376	9エリアブロックでの2018年度夏季の需要減少率2.60%考慮
平年H3需要×108% ④ = ①×1.08		17,019	平年H3需要に対して確保する供給力
計画外停止率※を考慮した供給力減少 ⑤		443	火力発電の計画外停止率2.6%考慮
厳気象対応分⑥ = ③×1.03 - ④ + ⑤		291	①に対する割合：1.8%
供給力合計 ④ - ⑤ + ⑥		16,867	厳気象対応分を考慮した供給力（計画外停止分控除）
平年H3想定需要 ⑦	冬季	14,788	9エリアの冬季の平年H3需要の合計
厳気象H1需要 ⑧		16,038	9エリアの冬季の厳気象H1需要の合計
不等時性を考慮した厳気象H1需要 ⑨		15,615	9エリアブロックでの2017年度冬季の需要減少率2.64%考慮
平年H3需要×108% ⑩ = ⑦×1.08		15,971	平年H3需要に対して確保する供給力
計画外停止率※を考慮した供給力減少 ⑪		415	火力発電の計画外停止率2.6%考慮
厳気象対応分⑫ = ⑨×1.03 - ⑩ + ⑪		527	⑦に対する割合：3.6%
供給力合計 ⑩ - ⑪ + ⑫		16,083	厳気象対応分を考慮した供給力（計画外停止分控除）

※計画外停止率の考慮についてはP57スライドの案②を参照

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

46

(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。

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

48

(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。

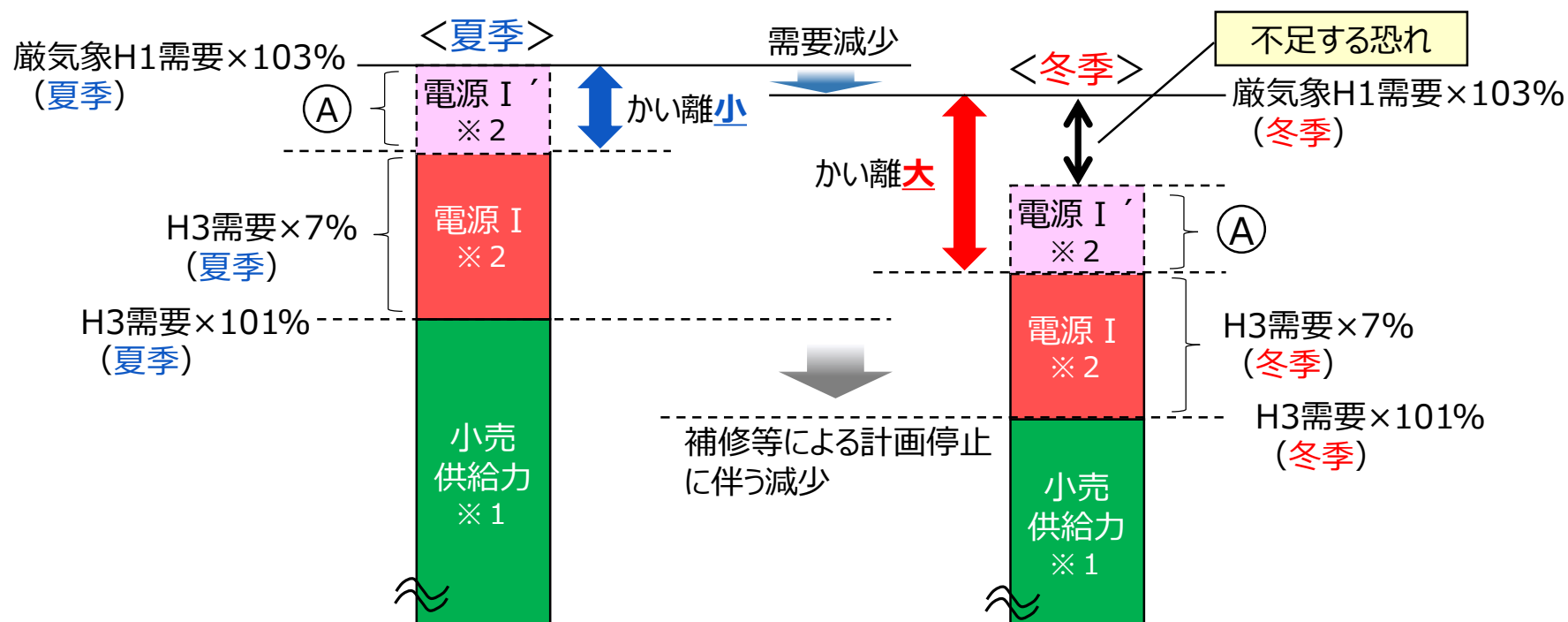
- 第2回の本小委員会（2019年1月22日）において、冬季と夏季における厳気象H1需要と平年H3需要の乖離に差異がある中では、どの程度の量、厳気象に対応するための供給力を確保するかが課題であることを示した。
- 厳気象H1需要が最大ではない月であっても、需給が厳しくなる要因として、補修等に伴う計画停止による供給力の減少が考えられることから、至近3カ年の実績を確認した。
- また、再エネ導入が進展する中、夏季と冬季において供給力に差が生じる要因として、再エネ（一般水力、太陽光発電、風力発電）の供給力として見込める量の差も考えられることから、こうした差についても確認した。

【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）議事録抜粋】

『夏季以外の調達量を徒に増やすことになるのは国民負担の観点からどうかという面から一点。図に**電源Ⅰ'の必要量**を書いていただいているが、**補修調整等によっても量は変わる**。たとえば、広域機関において補修調整等の運用面のプロセスの整理等も含めて検討していただくことが、国民負担の最適性という観点から必要だと思う。』
（白銀オブザーバー）

- 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需要のかい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。

【冬季の厳気象H1需要と平年H3需要のかい離が大きい場合のイメージ】



※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

※2 補修等による計画停止期間は一般送配電事業者が調整力提供者と協議のうえ決定することが可能

■ 至近3カ年（2016～2018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、2016年度～2018年度における月ごとの計画停止量をエリア別に調査した結果は以下のとおりであった。

【火力電源の計画停止量の調査結果（2016年度～2018年度のエリア別平均値）】 （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
4月	98	477	855	406	148	412	175	184	331	48
5月	128	493	1,068	471	137	443	230	172	365	29
6月	121	396	682	253	128	270	163	138	260	16
7月	94	146	219	80	10	39	76	44	32	4
8月	63	107	168	61	17	30	70	52	33	0
9月	61	245	275	98	32	99	94	62	137	12
10月	64	333	768	347	78	307	202	100	302	29
11月	40	303	675	328	68	249	142	56	230	39
12月	0	189	454	218	51	128	65	10	138	42
1月	0	59	337	179	15	55	64	12	64	38
2月	0	61	454	116	10	66	70	27	44	31
3月	20	210	560	210	36	109	110	120	189	33

- 7・8月を夏季、1月・2月を冬季とし、2ヶ月間の平均値をもとに夏季と冬季の計画停止量の差を確認した結果、以下のとおりであった。
- 平年H3需要が小さい季節に計画停止量が多い傾向となっており、北海道・東北以外のエリアは冬季の方が平年H3需要が小さいため、全国で見ると、冬季の方が補修等による計画停止が多く、運転できる電源の量が減少している。
- ただし、2016年度と比較すると、この2年間の全国の計画停止量は、夏季と冬季の差が小さくなる傾向となっている。

○ 夏季（7・8月）の平均値－冬季（1・2月）の平均値

（単位：万kW）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計	沖縄
2016年度	67	▲ 3	▲ 317	▲ 119	5	▲ 10	62	▲ 11	▲ 40	▲ 368	▲ 31
2017年度	103	88	▲ 138	▲ 104	11	25	▲ 60	21	4	▲ 50	▲ 28
2018年度	66	115	▲ 151	▲ 8	▲ 13	▲ 92	17	76	▲ 29	▲ 19	▲ 39
平均	78	67	▲ 202	▲ 77	1	▲ 26	6	29	▲ 22	▲ 146	▲ 33

- 供給力には火力電源だけではなく、再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）等も含まれる。
- こうした電源は、仮に補修等による計画停止がなかったとしても、気象条件により、供給力として見込める量は月ごとに異なり、夏季と冬季で差が生じる。
- 第3回の本小委員会（2019年2月22日）で示した、2018年度供給計画の諸元（2021年度断面）を用いてEUEで評価した再エネ供給力によると、冬季の方が1,100万kW程度供給力が小さくなる。
- 一方で、火力発電のうちガスタービン発電設備は、空気圧縮機を経て燃焼器に取り込む空気量が気温により変化するため、冬季の方が発電し得る出力が大きくなるため、設備量が同じであっても供給力として見込める量は異なる。2018年度供給計画における旧一般電気事業者のデータによると、冬季の方が470万kW程度供給力が大きくなる。

【再エネ供給力（EUE評価）※1】

（単位：万kW）

	太陽光	風力	水力	再エネ合計
夏季（8月）	1,119	55	855	2,029
冬季（1月）	172	136	618	927
冬季－夏季	▲947	81	▲237	▲1,102

※1 第3回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019年2月22日）資料3による

【火力発電設備※2

の発電能力※3】（単位：万kW）

	火力
夏季（8月）	10,623
冬季（1月）	11,090
冬季－夏季	467

※2 2018年度供給計画における旧一般電気事業者の火力発電設備が対象

※3 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）

(参考) 各月再エネ供給力の算定結果 (EUE評価)

37

■ 2018年度供給計画の諸元 (2021年度断面) を用いて、各月の再エネ供給力の算定を行った。

【再エネ供給力 (EUE評価)】

[]は設備量 ()は出力比率 (単位 万kW、%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
太陽光 [6,252]	135 (2%)	650 (10%)	764 (12%)	838 (13%)	1,119 (18%)	630 (10%)	407 (7%)	29 (0%)	104 (2%)	172 (3%)	83 (1%)	70 (1%)
風力 [488]	105 (22%)	89 (18%)	64 (13%)	59 (12%)	55 (11%)	63 (13%)	98 (20%)	111 (23%)	145 (30%)	136 (28%)	147 (30%)	121 (25%)
水力 [1,828]	1,049 (57%)	1,095 (60%)	1,006 (55%)	1,011 (55%)	855 (47%)	819 (45%)	695 (38%)	708 (39%)	695 (38%)	618 (34%)	649 (35%)	777 (42%)
再エネ計 [8,569]	1,289 (15%)	1,834 (21%)	1,833 (21%)	1,908 (22%)	2,029 (24%)	1,512 (18%)	1,200 (14%)	847 (10%)	944 (11%)	927 (11%)	878 (10%)	968 (11%)

【(参考) 再エネ供給力 (L5出力)】

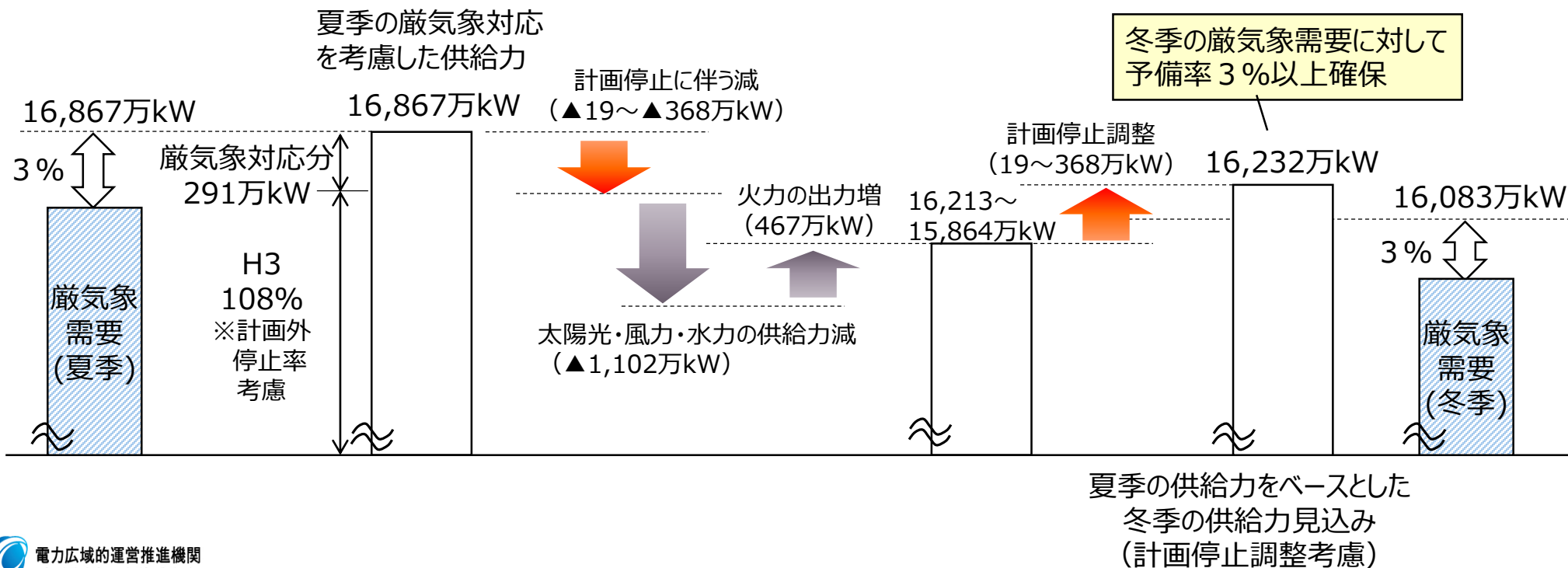
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
太陽光 [6,252]	122 (2%)	464 (7%)	697 (11%)	1,586 (25%)	1,598 (26%)	749 (12%)	98 (2%)	0 (0%)	0 (0%)	52 (1%)	63 (1%)	82 (1%)
風力 [488]	14 (3%)	11 (2%)	7 (2%)	6 (1%)	6 (1%)	6 (1%)	9 (2%)	15 (3%)	21 (4%)	23 (5%)	22 (4%)	13 (3%)
水力 [1,828]	884 (48%)	923 (50%)	824 (45%)	804 (44%)	690 (38%)	695 (38%)	579 (32%)	552 (30%)	586 (32%)	530 (29%)	535 (29%)	614 (34%)
再エネ計 [8,569]	1,020 (12%)	1,398 (16%)	1,528 (18%)	2,396 (28%)	2,293 (27%)	1,450 (17%)	686 (8%)	567 (7%)	607 (7%)	605 (7%)	620 (7%)	708 (8%)

※設備量は、供給計画1年目(2018)、5年目(2022)、10年目(2027)の値を基に広域機関にて想定

※連系線マージンは全て空容量で使用了ものとして算定

※L5出力は、各エリアの需要ピーク時間の合計値

- 冬季の供給力については、夏季の供給力に対して、計画停止していなくても電源の特徴により生じ得る差分を考慮して算定することで、実態に見合った評価をできるのではないかな。
- 今回、使用したデータは対象年度が揃っていないことに留意が必要だが、夏季の厳気象対応に必要な供給力をベースとして、これに対して想定し得る差分を考慮して冬季の供給力を想定した場合、補修等に伴う計画停止の調整を適切に行うことができれば、冬季の厳気象需要に対しても予備率3%以上確保できる見込みとなる。
- そのため、厳気象対応分としては、夏季の厳気象需要に対して評価した291万kW（全国H3の2%程度）を確保することで良いのではないかな。



- 第3回の本小委員会（2019年2月22日）において、必要な計画停止を実施できるようにするための設備量の考え方についてご議論いただき、2019年度供給計画策定にあたり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していることから、2019年度供給計画に計上された計画停止状況を踏まえた評価を行った上で、あらためてご議論いただくこととしている。
- どの程度の余裕分（スタッキングレシオ）を織り込んだ設備量を確保すべきかについては今後の議論によるものの、計画停止については、必要な電源（必要供給力）を確保した上で行うことが前提となるか。その場合、今回の試算では、夏季の厳気象需要に対して評価した量を容量市場における目標調達量に織り込むことで、冬季の厳気象にも対応できることとなる。
 - 容量市場開設後は、容量市場において落札された電源等は、受渡期間において、各一般送配電事業者と発電事業者等の間で停止期間・時期の協議ならびに調整を行い、その結果に基づき計画停止期間を定める。
 - 容量市場では、安定供給に資する供給力を全国で調達することとなるため、広域機関と各一般送配電事業者が連携して、全国で停止調整を行うことが必要と考えられる。
- 次回以降に議論させていただき、計画停止を実施するために必要な設備量の整理結果を踏まえ、夏季と冬季の計画停止量の差を考慮すべきかを判断することとでよいか。

3 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方

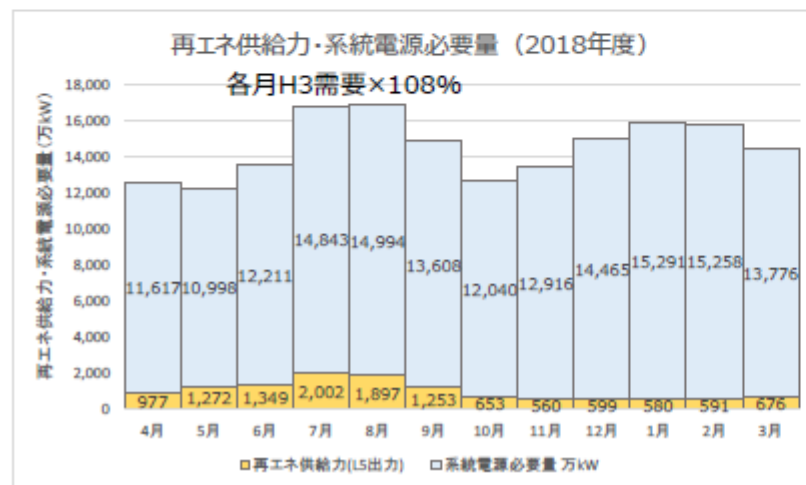
16

(4) 太陽光・風力発電の導入を考慮した c.年間計画停止可能量の算定

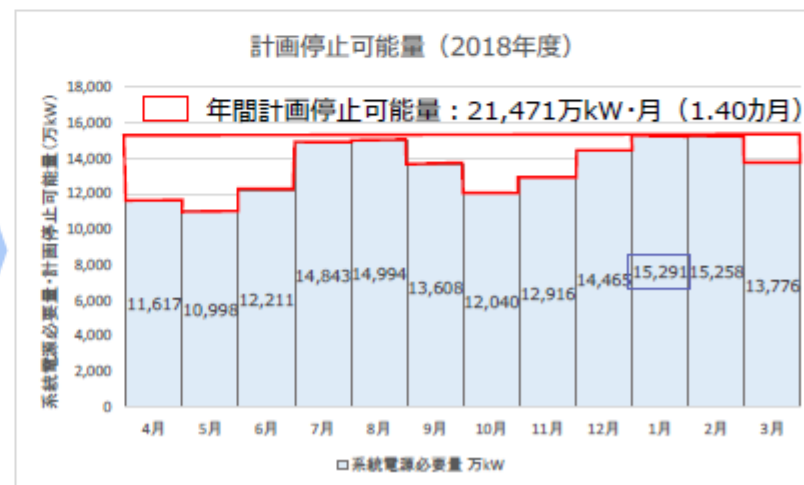
- 過去の供給計画諸元から、太陽光・風力発電の導入を考慮した年間計画停止可能量を算定する。
- 2018年度供給計画諸元では、21,471万kW・月（月換算1.40力月）となる。

〔年間計画停止可能量の算定〕

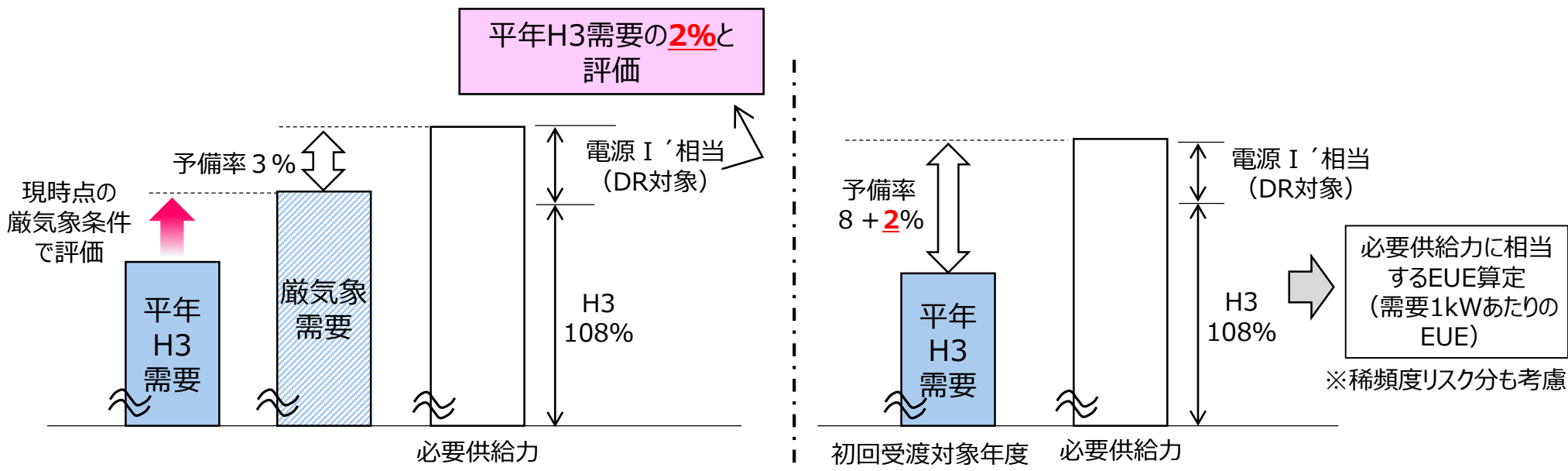
- ✓ 各月H3需要×108%の供給力から、再エネ供給力を差し引き、各月に必要となる系統電源必要量を算定する。設備量は系統電源必要量の最大値であり、15,291万kWとなる。
- ✓ 設備量から各月の系統電源必要量を差し引いた値が、当該月の計画停止可能量となる。各月の計画停止可能量を合計し、年間の計画停止可能量を算定すると、21,471万kW・月（月換算※1.40力月）となる。 ※1 年間計画停止必要量を設備量で除した値：21,471万kW・月/15,291万kW≒1.40



再エネ供給力除き



- 今回算定した平年H3需要の2%程度を容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力として評価することでどうか。（今回の算定結果から、容量市場開設後の全国での必要な供給力は「厳気象需要での予備率3%」が「平年H3需要での予備率8%」を上回る評価となる。）
- なお、計画停止を実施するために必要な設備量の整理結果を踏まえ、夏季と冬季の計画停止量の差を見込む必要がある場合は、あらためて考慮して算定する。
- また、必要供給力に相当するEUE算定にあたっては、その時点での最新の厳気象データに見直す必要がある場合には、データを更新して算定する。

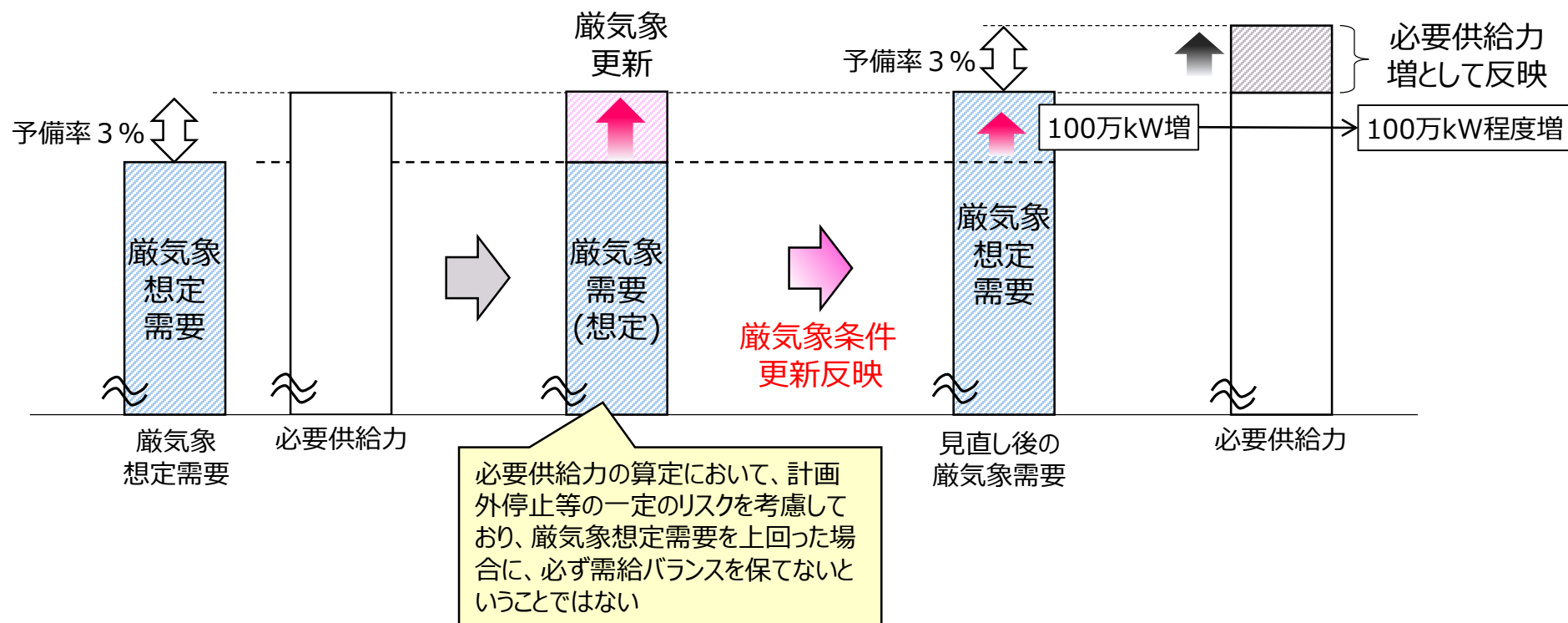


②－1 厳気象対応の見直し

- 厳気象対応の必要量の考え方
- 厳気象条件更新時の扱い

(余白)

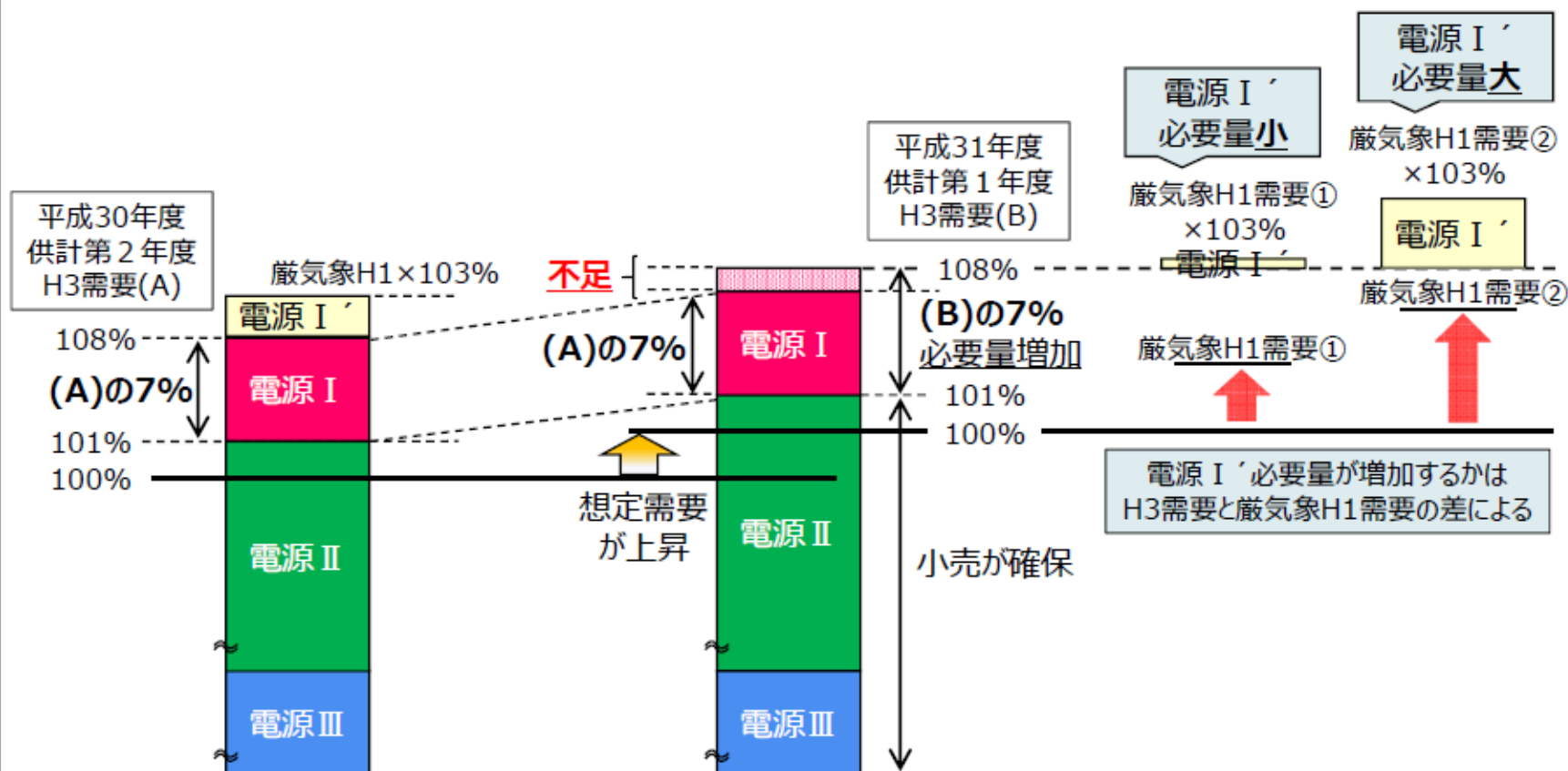
- 現在は、厳気象条件の更新があった場合には、更新された気象条件を翌年度の厳気象H1需要の想定に反映し、その厳気象H1需要に基づき必要供給力の評価を行う。
- そのため、1日でも厳気象H1需要を上回ることがあれば、厳気象H1需要が増加し、必要供給力を増加させることになる。
- なお、厳気象H1需要の想定に用いる気象条件は過去10年程度まで遡ることとしており、長年にわたり厳気象更新がなく、需要が低迷している場合でも、厳気象H1需要は見直されないため、必要供給力は減少されないこととなる。



(参考) 想定需要増加時のイメージ

4

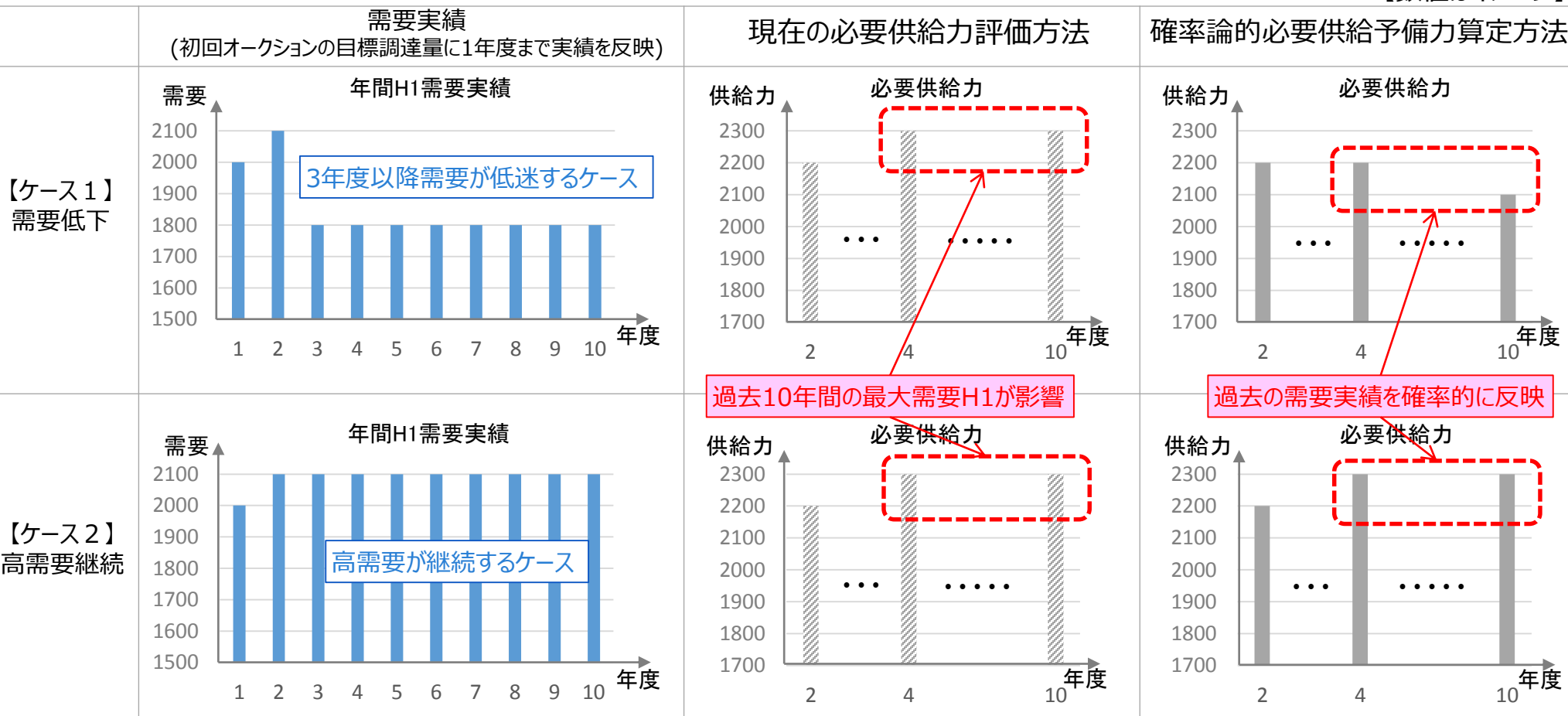
- 電源Ⅰ必要量は平年H3需要が増加すると増加する。
- 電源Ⅰ'必要量は平年H3需要と厳気象H1需要の差によって算定されるため、厳気象H1需要の増加が平年H3需要の増加より大きくなると増加する。



- 現在は1日でも厳気象更新すれば必要供給力を長年にわたり増加させることとなることに対し、第27回調整力等委員会にて当該厳気象レベルをそのまま採用すべきか否か、さらに高い厳気象レベルを採用すべきか否か、などについて幅広いご意見をいただいたところ。
- その対応方策の1つとして、確率論的必要供給予備力算定手法により、EUEを算定する諸元として厳気象更新時の実績データ等を入力することで、厳気象更新時の影響も含めて実態に合った評価をすることとしてはどうか。

＜現在の厳気象条件反映イメージと 確率論的必要供給予備力算定手法の厳気象条件反映イメージ＞

【数値はイメージ】



『**「厳気象」の条件について、現在は10年に1回程度の厳気象ということで定義されていると理解している。**今回の整理の中で、「今後の需給検証において冬季の見通しを検討する際には、2017年度冬季の実績を反映した条件で進めていくこととしたい」とあり、その「反映」の意味合いが分からないが、これをそのまま反映すると、**冬季の需給を20年から30年に1回程度の厳寒という条件で評価することになる。**そういう意味では改めて厳気象の定義をどうするかということも含めてご議論いただき、検討していくべきではないかと考えている。

10ヶ年という捉え方をするのか、あるいは至近20年間の最も厳しいところをとる方が良いのか等、**理想は確率的に定義できれば良いが、データがあるかどうかよく分からない。**そもそも至近10年間で最も厳しい気象という捉え方そのものをどのように位置付けて考えれば良いのか等、様々な論点があるのではないかとということも含めて、1回議論および整理をしていただいても良いのではないかと考え、申し上げた。』
(塩川委員)

『**「10年に1度」という基準について議論が行われているが、これは厳密に考えて10年に1回しか起こらないものに備えるのではなく、過去10年間に起こった中で最も厳しい気象にでも対応できるように備えておくという意味で「10年に1度」と表現していると思い込んでいた。**今回の事象が仮に30年に1度のものであったとしても、**事実として今年起こっているため、今後10年間は今回のような事象が仮にもう1回起こったとしても、もちろん他の事象が重なれば別だが、簡単に停電を起こさないような対策は考えていく**ということであると理解していた。つまり、「30年に1度の事象であるから考慮しない」という発想ではなく、**10年に1度というのは過去10年間で最も厳しい事象を考慮していく**という発想だと理解していた。したがって、今回の事象は30年に1度のものであるため、厳気象の定義が10年に1度程度の気象とするならば考慮しないという発想ではなく、より機械的なものではないか。過去10年間で最も厳しい気象を考慮していると考えていたので、デフォルトでは当然反映されるのだと考える。』(松村委員)

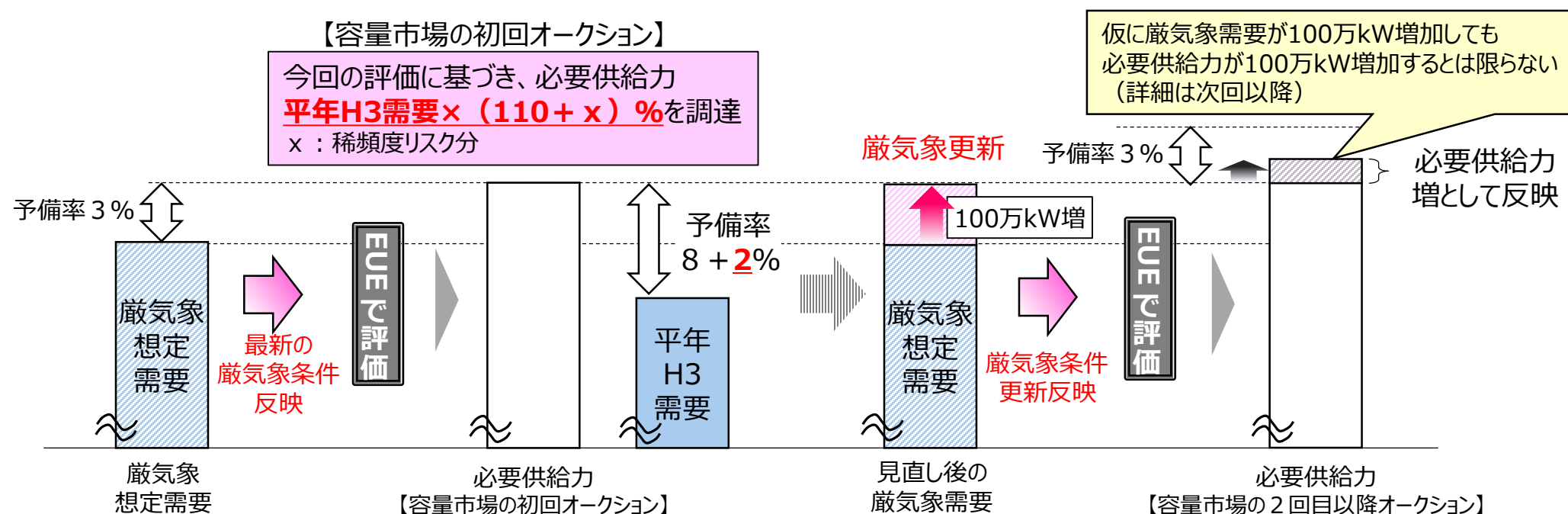
『**もし温暖化等の影響で、気温のフラクチュエイトがより激しくなっていることが学問的に確かになるのであれば、至近10年間で最も厳しい気象よりもさらに厳しく見なければならぬ。**ただ、そこはまだ確かになっていないため、現行の厳気象の定義は、経験則的にさすがに数年前までと同じレベルでは検証しなければならないだろうという理由で使っており、本当にCO₂が発生すればするほど夏は暑くなるし、また、冬もよりフラクチュエイトが大きくなるというのが学会の大勢になったとしたら、今まで以上に厳しく冬を見るということになるということではないか。』(事務局)

『10年に1度という言葉が独り歩きしているように感じる。したがって、**今後10年が過ぎたからと言って、データを取らないかというとうそではないと考える。**気象の傾向が明らかになり、10年以上経てば絶対に発生しないと分かればデータを取らないこともあり得るが、過去にあった事象は当然考慮すべきと考えており、あまり「10年」に拘ると少しおかしい議論になってしまうのではないか。』(事務局)

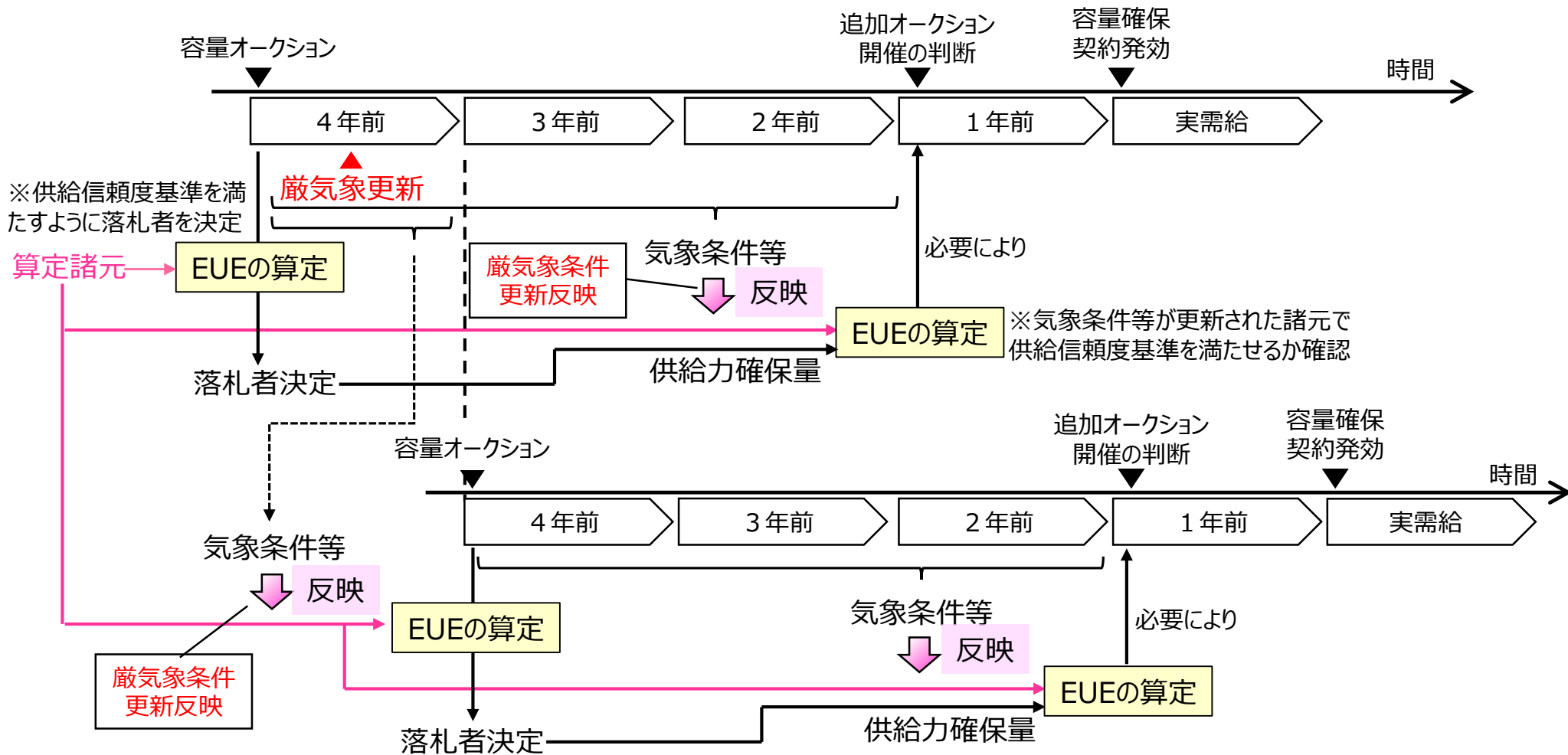
 電
Or

(余白)

- 容量市場の初回オークションにおいては、最新の厳気象条件に基づき必要供給力を設定し、「需要1kWあたりのEUE」を算定する。
- 初回オークション以降に厳気象更新となるエリアがあった場合、その気象条件はその後のEUEを算定する諸元に反映されるため、次回オークション以降は、更新された厳気象条件が反映された諸元でEUEを算定することで、供給信頼度基準の維持可否を判定してはどうか。
- 仮に、算定したEUEが供給信頼度基準として定めた値以下に収まらない場合は、供給信頼度基準を満足するように、次回容量市場における目標調達量に反映させるとともに、足元では追加オークションや特別オークションの実施を判断する必要があるのではないか。



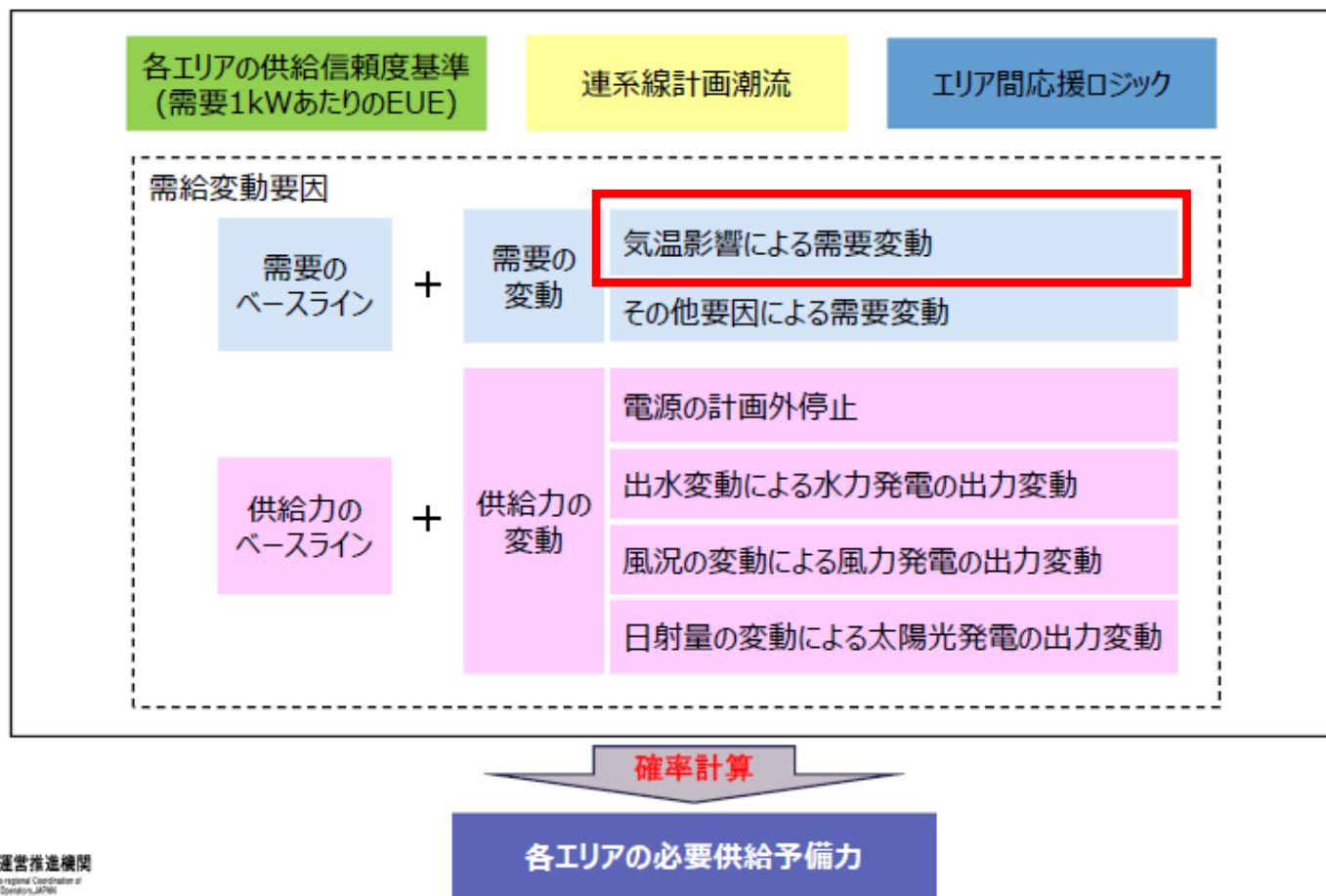
- 至近の需給実績（厳気象条件等）をEUEの算定諸元に反映することで、次回メインオークションの目標調達量の算定や追加オークション・特別オークションの要否判断（目標調達量の算定）を実施することとなる。



3 本日の議論の概要

7

- 確率論的必要供給予備力算定手法は、「連系線計画潮流」「エリア間応援ロジック」に基づいて、需給変動要因の確率計算を行い「各エリアの供給信頼度基準」を満たす「各エリアの必要供給予備力」を算定している。



- EUEの算定にあたっては、過去30年間の厳気象含む実績データから各月のベース需要および需要変動を算定諸元として入力し、EUEの値が供給信頼度基準（例0.05kWh/kW・年）となる必要供給力（例108%）を求める。

【厳気象H1需要更新なし（ベースケース）】

EUEの算定

需要分布のイメージ

需要

8月
15時

4月
1時

供給力108%

〔試行10000〕

〔試行2〕

〔試行1〕

需要
変動
40

需要

供給力
変動

供給力

4月1日1時

EUE=0.01kWh/kW・年

供給力108%

〔試行10000〕

〔試行2〕

〔試行1〕

需要
変動
80

需要

供給力
変動

供給力

8月3日15時

EUE=0.02kWh/kW・年

供給力108%

〔試行10000〕

〔試行2〕

〔試行1〕

需要
変動
70

需要

供給力
変動

供給力

3月31日24時

EUE=0.02kWh/kW・年

$$EUE = \sum_{h=1}^{8760} 0.05 \text{kWh/kW} \cdot \text{年}$$

=

供給信頼度基準0.05kWh/kW・年

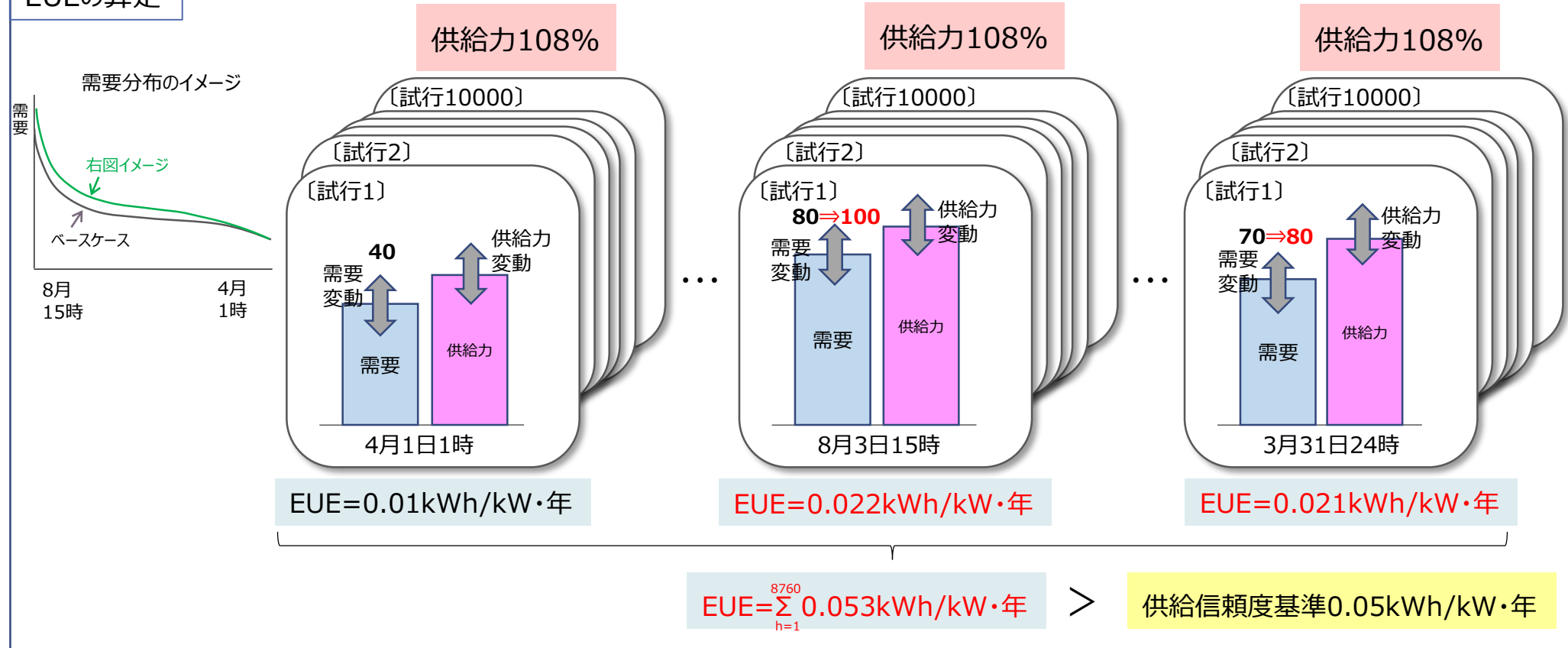
数値はイメージ

供給信頼度基準0.05kWh/kW・年を満たすために、108%の供給力が調達される

- 厳気象H1需要が更新され、夏季（冬季）が全体的に厳気象傾向であった場合には、その需要実績を新たにEUE算定諸元として入力すると、EUEが供給信頼度基準を超過し、目標調達量の増加が必要となる。

【厳気象H1需要更新によって必要供給力（目標調達量）が増加するケース】

EUEの算定



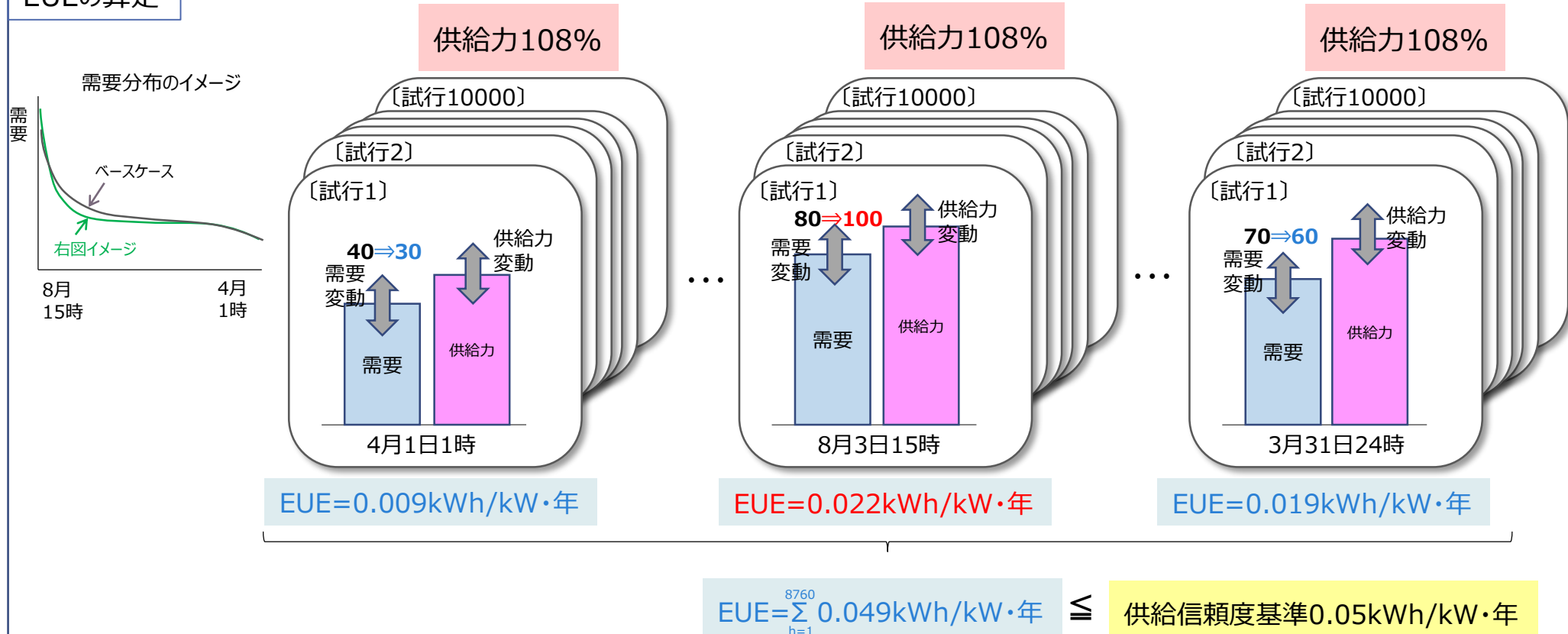
数値はイメージ

108%供給力では供給信頼度基準を満たせないため、追加・特別オークションにより供給力の追加調達し、供給信頼度基準を満たす。次回メインオークション時は供給信頼度基準を満たすために、目標調達量が108%供給力よりも増加する。

- 一方で、厳気象H1需要が更新されても、夏季（冬季）が総じて平年よりも穏やかな気象であれば、その需要実績を新たにEUEの算定諸元として入力すると、EUEが供給信頼度基準内に収まり、目標調達量の増加が不要となることもあり得る。

【厳気象H1需要更新しても必要供給力（目標調達量）が増加しないケース】

EUEの算定



数値はイメージ

108%供給力で供給信頼度基準0.05kWh/kW・年が満たされるため、追加・特別オークションは不要と判断する。
次回メインオークション時は目標調達量が108%供給力よりも減少する。

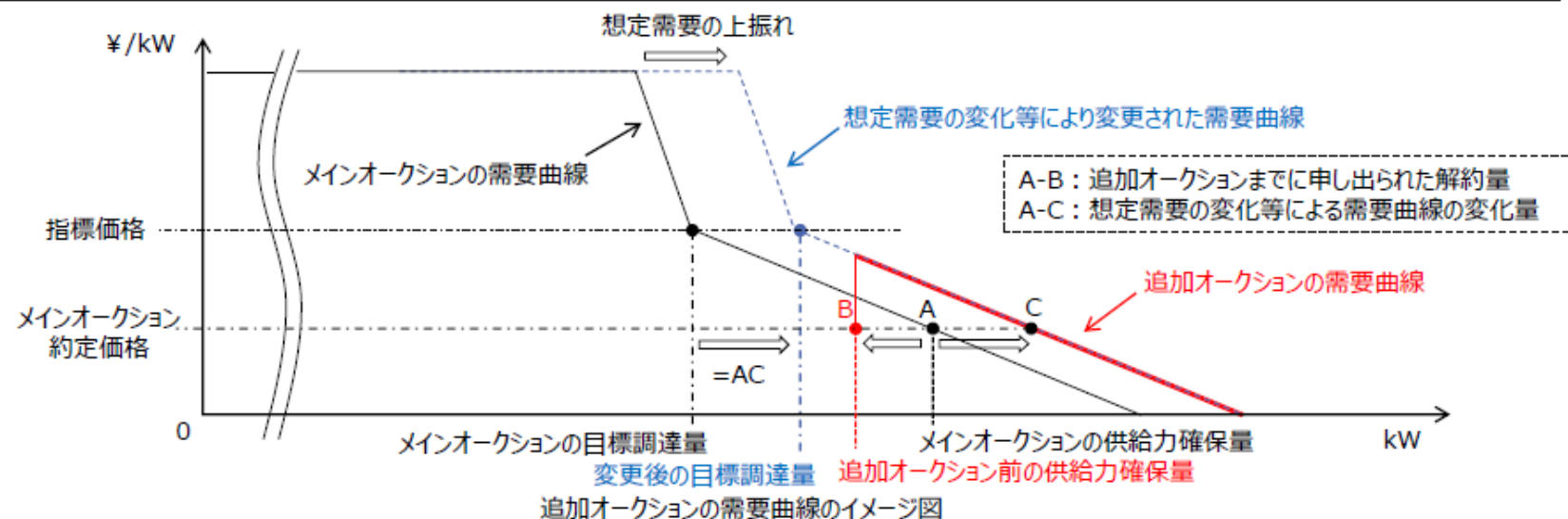
4. 我が国の追加オークションについて

(3) 追加オークションの開催判断について

17

- 追加オークションは、想定需要の変化や、供給力の変化に対応するために行うこととする。
- メインオークションでは、需要曲線と供給曲線との交点により供給力の価格と確保量を決定している。
 - メインオークションの落札者が容量確保契約の解約を申し出た場合、メインオークションでの供給力確保量が減少し、供給力の確保量は需要曲線上から離れることとなる。
 - 想定需要の変化や稀頻度リスクの見直し等の制度変更により、目標調達量や需要曲線の変更が必要な場合、供給力の確保量は需要曲線上から離れることとなる。

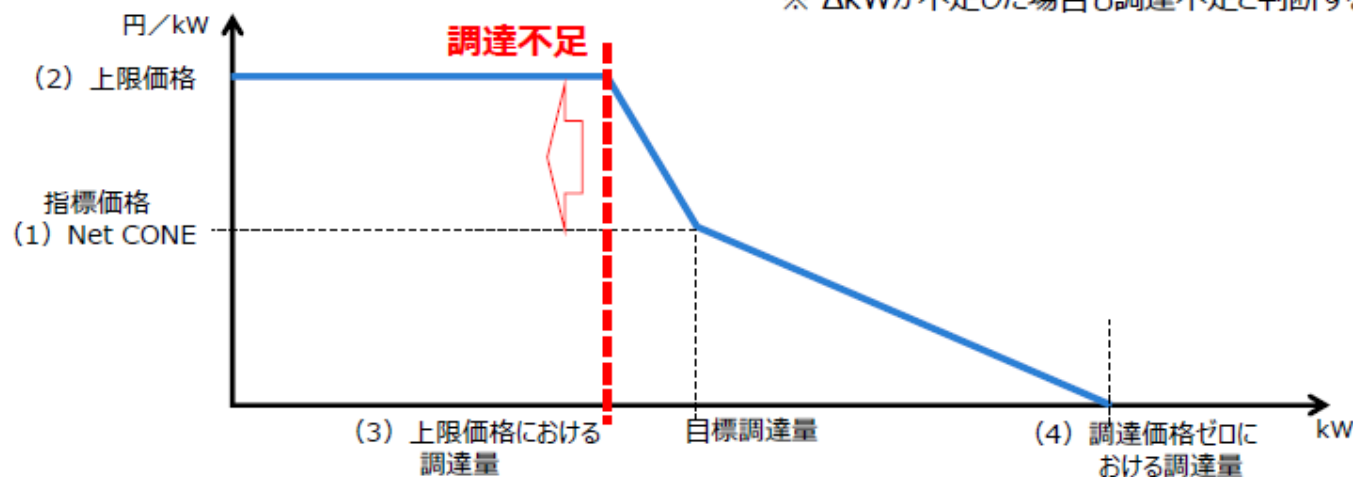
論点3 追加オークションは、需要曲線に供給力の確保量がかい離していれば、基本的に開催することとしてはどうか。なお、広域機関は追加オークションの開催にあたり、メインオークションで落札された電源等に対し、容量確保契約の解約を申し出るか否かを確認する。



3. 容量市場における調達不足の考え方

8

- 我が国においては、追加オークションは、メインオークションで目標調達量（全量）を踏まえて需要曲線を作成しておき、1年前に需要曲線に対して供給力の確保量がかい離していれば開催することと整理している。
- 一方、突発的な事象等による大きな需給変化に対しては、非定期的なオークション（以下、特別オークション）開催等を可能とする仕組みの必要性も指摘されている。
- 特別オークションの開催等の判断基準は、追加オークションと異なり、容量市場における調達不足の場合と考えられる。（オークション以降の市場退出によって調達不足の状況となる場合を含む）
- 容量市場においては、需要曲線の形状を斜めとして調達量は調達コストを踏まえる等としている。そのため、目標調達量を下回することは許容しており、上限価格における量を調達できなかった場合に調達不足としてはどうか。
- 具体的には、上限価格における量に相当するEUEの基準値で調達不足を判断してはどうか（※）。
- また、事前に決まっていない政策的な対応が必要となった場合等も、特別オークションの開催が考えられる。

※ ΔkW が不足した場合も調達不足と判断する。

③ 稀頻度リスク対応について

- 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、稀頻度リスクに対応するための供給力確保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

議論の対象

③ 稀頻度リスク

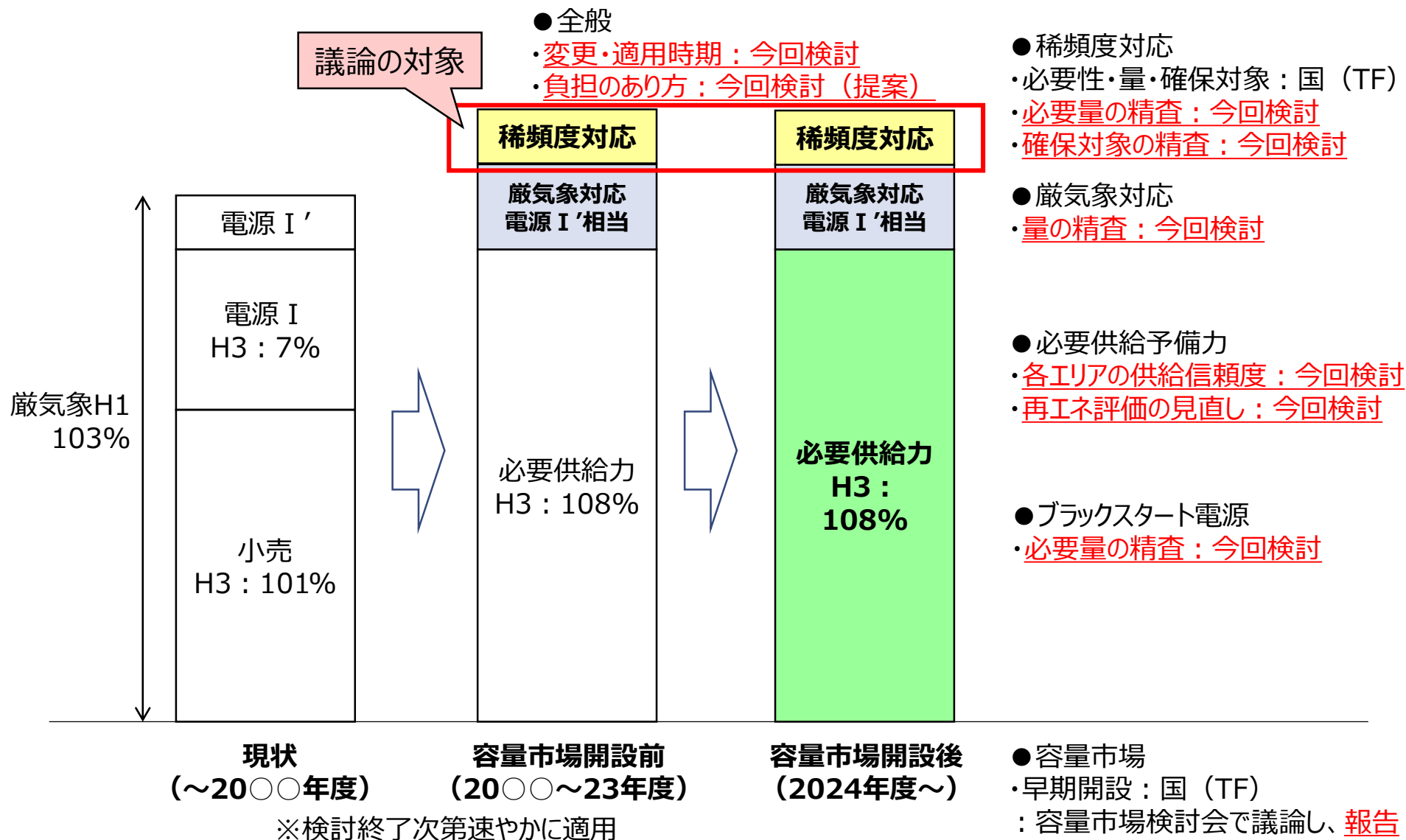
- ✓ TFで整理した必要量の妥当性評価、具体的な算定
- ✓ TFで整理した確保対象の具体化

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

出所）第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（2018年12月18日） 資料3-2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_01_shiryuu.html

（2）本小委員会での審議内容

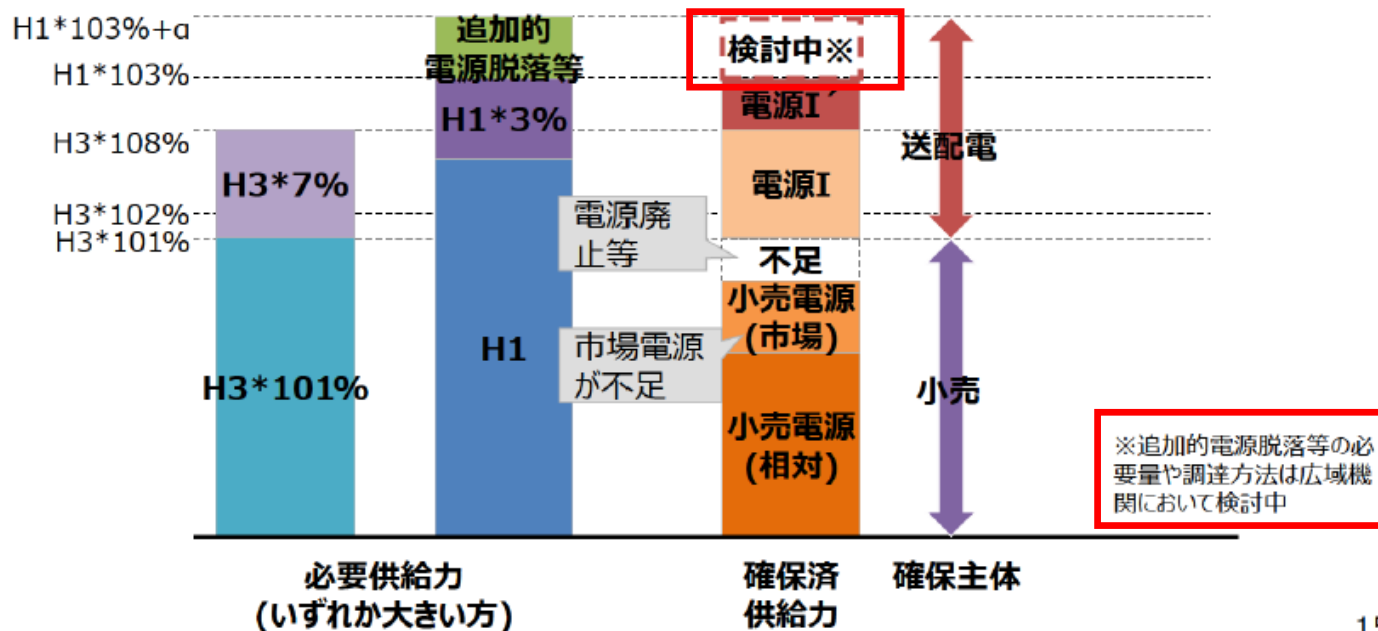


- 国の制度検討作業部会において、H1需要と追加的電源脱落等が同時発生した際の供給力の必要量や調達方法について、当機関での検討にタスクアウトされているところ。

第29回制度検討作業部会 資料3-1抜粋

供給力が不足した場合の影響

- 電源I・電源I'相当分については、調整力公募によって毎年送配電事業者が確実に必要量を確保している。このため、電源休廃止によって供給力不足が顕在化した場合、不足するのは小売電気事業者が確保すべき供給力となることが考えられる (H3*101%の内数)。
- 大規模事業者は相对契約等により一定の供給力を確保しているため、主に中小規模事業者が市場から調達する小売電源が不足することが考えられる。



- また、国の制度検討作業部会において、災害対応を含む稀頻度リスクへの対応についての基本的な考え方および追加確保すべき予備力のイメージについて示されている。

第27回制度検討作業部会 資料4 抜粋

災害対応を含む稀頻度リスクへの対応についての基本的な考え方

- 現在、N-1事象については、設備形成によって供給支障を起こさないよう対策をすることが一般的なルールとなっている。
- 一方、N-2以上の事象に対しては、設備形成ではなく、運用において連鎖的な停電を防ぐことが原則となっている。
- 従って、本作業部会における災害対応を含む稀頻度リスクに対応する予備力の検討に関しても、設備形成にかかる上記の考え方を基本としつつ緊急に最低限増強すべき容量が存在するか検討することとする。
- なお、N-2以上の事象への対応是非の検討においては、停電コストとその対策費との比較考量が必要なため、これらの電源脱落リスクや停電コストの精査ができた段階で改めて災害対応を含む稀頻度リスクに対応する予備力を再検討することとしてはどうか。

- ここでは、国の制度検討作業部会において示された「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（下記予備力のイメージにおける案①）」について、具体的に算定を行うこととした。
※なお、案②「過去の電源故障率と同等の予備力を確保」については、厳気象対応分の算定の中で考慮済み（P23スライド参照）

第27回制度検討作業部会 資料4 抜粋

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

案②：電源故障率

※

- 過去の電源故障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

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

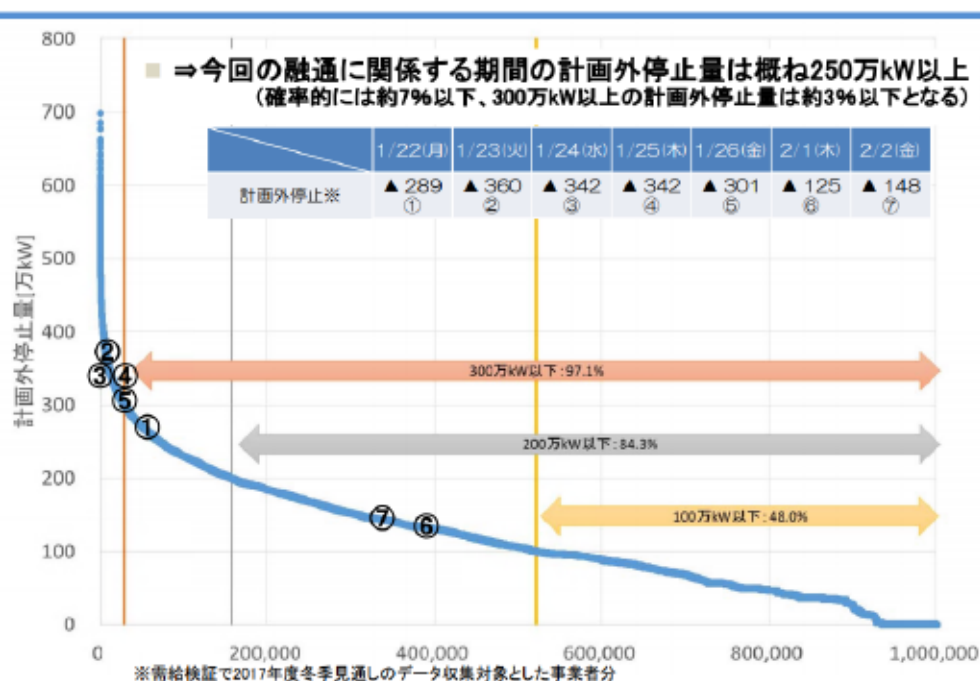
※案②電源故障率については、厳気象対応分の算定の中で考慮済み(P23スライド参照)

今後の追加検討

- 過去の電源故障率はランダムに発生している計画外停止量の平均値であり、稀頻度事象対応として適切な必要量を停電コストの精緻化も踏まえ、広域機関において更に精査していく必要があるのではないか。

(参考) 計画外停止量のデュレーションカーブ (N=1,004,400)

48



第27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 抜粋

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(2) 火力発電所の計画外停止

47

- 需給ひっ迫に特に関わりがあると考えられる、1月22日～26日、2月1日～2日の東京エリアに接続する火力発電機※1について、計画外停止量を確認したところ、以下の通りであった。
- これらの計画外停止がなければ、需給状況は改善していたと考えられる。
- 仮に、計画外停止率2.6%※2で、250万kWの計画外停止を評価した場合、7%程度の発生確率となる。日によって異なるが、下記の計画外停止は稀頻度とまでは言えないものの、平均よりは多いレベルではないか。

※1 需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分

※2 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」

※ 今回調査した計画外停止の量は各日のピーク断面の数値

1月22日～1月26日、2月1日、2日の火力計画外停止量						送電端(万kW)	
日付	1/22(月)	1/23(火)	1/24(水)	1/25(木)	1/26(金)	2/1(木)	2/2(金)
計画外停止	▲ 289	▲ 360	▲ 342	▲ 342	▲ 301	▲ 125	▲ 148

※需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分。系統制約等により必ずしも全量が東京エリアへの影響量とはならない。

2017年度冬季の見通し(2月分)をベースに、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会においてご報告した、火力総合の計画外停止率2.6%を適用したシミュレーションによる計画外停止量の試算を行った。

(参考)モンテカルロシミュレーションの前提

- 東京エリアに接続する火力発電機※の計画外停止量(MW)を、モンテカルロシミュレーションを用いて算出した。
- 発電機は、東京エリアに接続する火力発電機※のうち、計画段階(2017年度冬季見通し)で、2月に供給力を計上しているものを対象とし、定格出力(送電端)で評価した。(定格出力計4,378万kW)

※需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分

2.6%は
114万kWに相当

- 厳気象対応を踏まえた必要供給力については、「②-1 厳気象対応の見直し」にて示したように、厳気象需要（不等時性含む）および計画外停止率などの一定の条件のもと設定したものであり、当該条件を上回るリスクについて、稀頻度リスク対応として下記のN-1事象について検討した。
 - a. 単機最大ユニット脱落
 - b. 50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落
 - c. N-1送電線故障
- 上記a～cのN-1事象における供給力低下率は0.7%～1.4%程度であることから、稀頻度リスク対応として必要な供給力は、総じて平年H3需要に対して1%程度と評価できるのではないか。
- なお、N-2以上の事象については、供給信頼度評価における停電コストと調達コストの経済性も踏まえて、対応要否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別途検討することでどうか。

想定されるリスク	供給力低下率（H3需要比率）
a.単機最大ユニット脱落	最大0.7%程度（全国H3需要比率）
b.50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落	50Hzエリアで1.4%、60Hzエリアで1.3%程度(各エリアH3需要比率)
c.N-1送電故障	最大1.1%程度（全国H3需要比率）

【第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（2018年12月18日）議事録抜粋】

『むしろ世の中としては、なぜ今年の1月のH1の厳気象が起こった時に同時に発電所が壊れていたのか、なぜ今年の夏に猛暑が起きたときに電源が故障していたのか、こういうことについてきちんと対応をすべきか、すべきではないのか、ということが聞きたいことなのではないか。当然今までの信頼性評価の中では、ある程度の、稀頻度でないものについては、対応が出来ているのだろうと思うが、現にそういう事象が今年1年の中で起こっている。そういうことも踏まえて、早急に確保すべき供給力として、どこまでが最低限必要なのかということについて、停電コスト等も踏まえながらご検討いただきたい。』（鍋島オブザーバー）

■ N-1脱落リスク検討の諸元としては、2018年度需給検証における数値を用いた

【2018年度夏季の需給見通しにおける供給力減少リスク要因】

電力需給検証報告書（2018年5月）抜粋

【表 25 供給力減少リスク要因と供給予備力（猛暑 H1）の比較※¹】

		(送電端, 万kW)									
【7月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱流量	66	59	97	109	65	86	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱流量※ ¹	-	-	174	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		-25	-47	-125	61	-31	90	-25	-32	21	25
【8月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱流量	66	60	97	109	64	85	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱流量※ ¹	-	-	174	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		-2	-50	-131	34	-36	62	-36	-37	4	27
【9月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱流量	66	60	97	111	65	85	95	66	85	24
	送電線N-1故障による最大脱流量※ ¹	-	-	174	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		10	19	130	127	-16	162	-2	-15	63	29

※ 各エリアの予備率均平化後のN-1故障を想定。最大脱流量には火力増出力運転を考慮。

また、四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

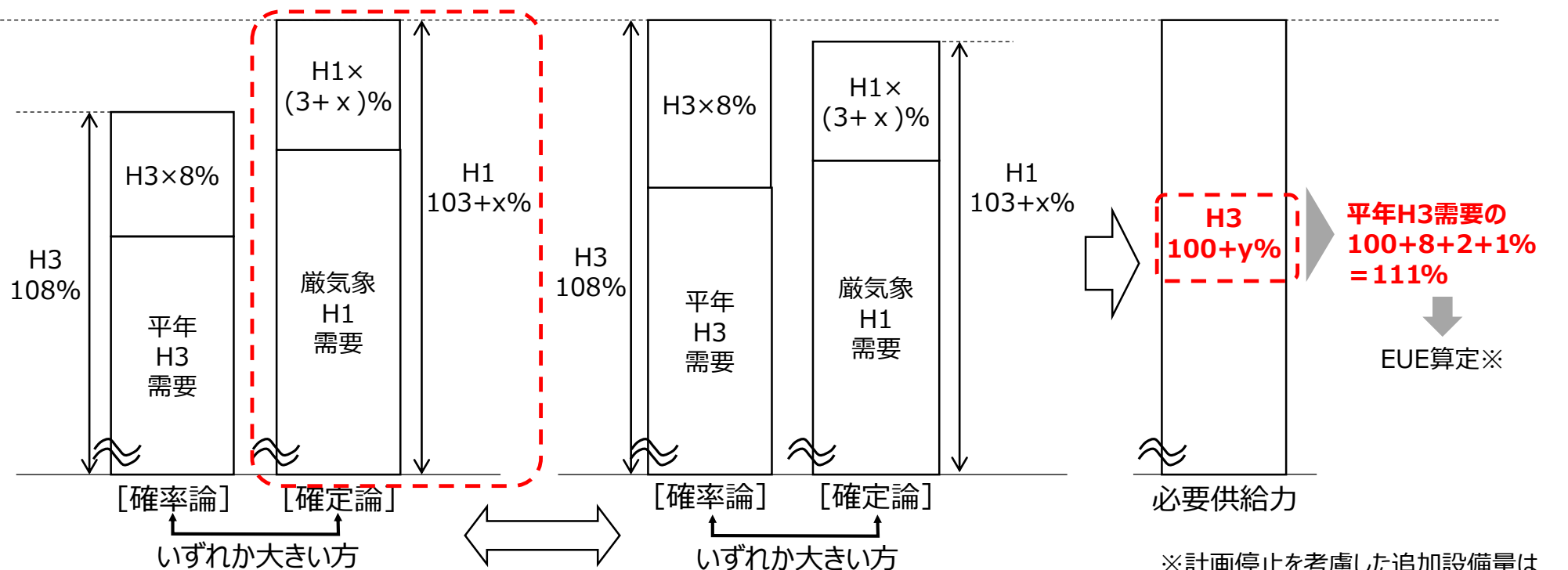
※¹ 送電線N-1故障による脱流量が電源N-1故障による脱流量より大きい場合に記載

➡ ● N-1電源脱落: (全国) 109万kW/15,796万kW≒0.7%

(50Hz) 97万kW/7,185万kW≒1.4%、(60Hz) 109万kW/8,611万kW≒1.3%

● N-1送電線事故: 174万kW/15,796万kW≒1.1%

- 「②－1 厳気象対応の見直し」で示したように、容量市場開設後の全国での必要供給力については、厳気象対応分を考慮すると、「厳気象需要での予備率3%」が「平年H3需要での予備率8%」を上回る評価となる。
- したがって、アデカシーの観点から、稀頻度リスク分も考慮し、必要供給力は「厳気象需要での予備率3 + x %」と整理することとなるのではないかと。
- ここで、稀頻度リスクに対応するために必要とする供給力「x」は、厳気象需要における「N-1脱落リスク」を想定することとし、1%程度と評価することとどうか。
- 設備形成の観点から、これまでとの整合性を考慮し、平年H3需要に対する割合として評価すると、今回の試算では必要供給力は「平年H3需要×(100 + 8 + 2 [厳気象対応] + 1 [稀頻度リスク対応]) %」となり、まずは、これに対応する「需要1kWあたりのEUE」を算定することとどうか。



- 今回、厳気象対応としてH3需要の約2%、稀頻度リスク対応としてH3需要の約1%の合計3%程度を試算した。
- 次回以降、上記を踏まえた必要供給力をもとに、信頼度評価（EUE）を実施し、そのEUE値から停電コストなどを参照することで、その数値の妥当性を評価してはどうか。

4 「②更なる供給力等の対応力確保策」の議論の方向性（全体イメージ）

45

- 容量市場では需要曲線や目標調達量、約定処理等はEUEで管理・判断することとなる。
- 厳気象対応の見直し及び稀頻度リスクの検討結果を必要供給力へ反映し、その必要供給力に相当するEUE（確率論）を算定した上で、新たな供給信頼度基準として管理してはどうか。（以後、EUEで管理）
- 新たな供給信頼度基準の妥当性評価としては、停電コストなどを参照するか。
- 容量市場においては、新たな供給信頼度基準（EUE）に基づき、需要曲線を策定することとなる。
- 目標調達量の算定諸元は、定期的にモニタリングを実施し、その妥当性を確認していく方向か。

