

更なる供給力等の対応力確保策の検討

2019年2月22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					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	(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 (今回)	3/5	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
	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 ・増強により得られる効果の考え方 ・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) ➤					
広域機関	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 ・計画停止(再評価) ・今後の検討の方向性 ・BS電源 ・厳気象対応(2/2) ・稀頻度リスク ・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 ➡ ➤					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

①－１ 再エネ導入進展に対する必要な系統電源の確保

(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、再エネ導入進展に対する、必要な系統電源の確保の考え方についてご議論いただきたい。

議論の対象

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

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_shiryoku.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

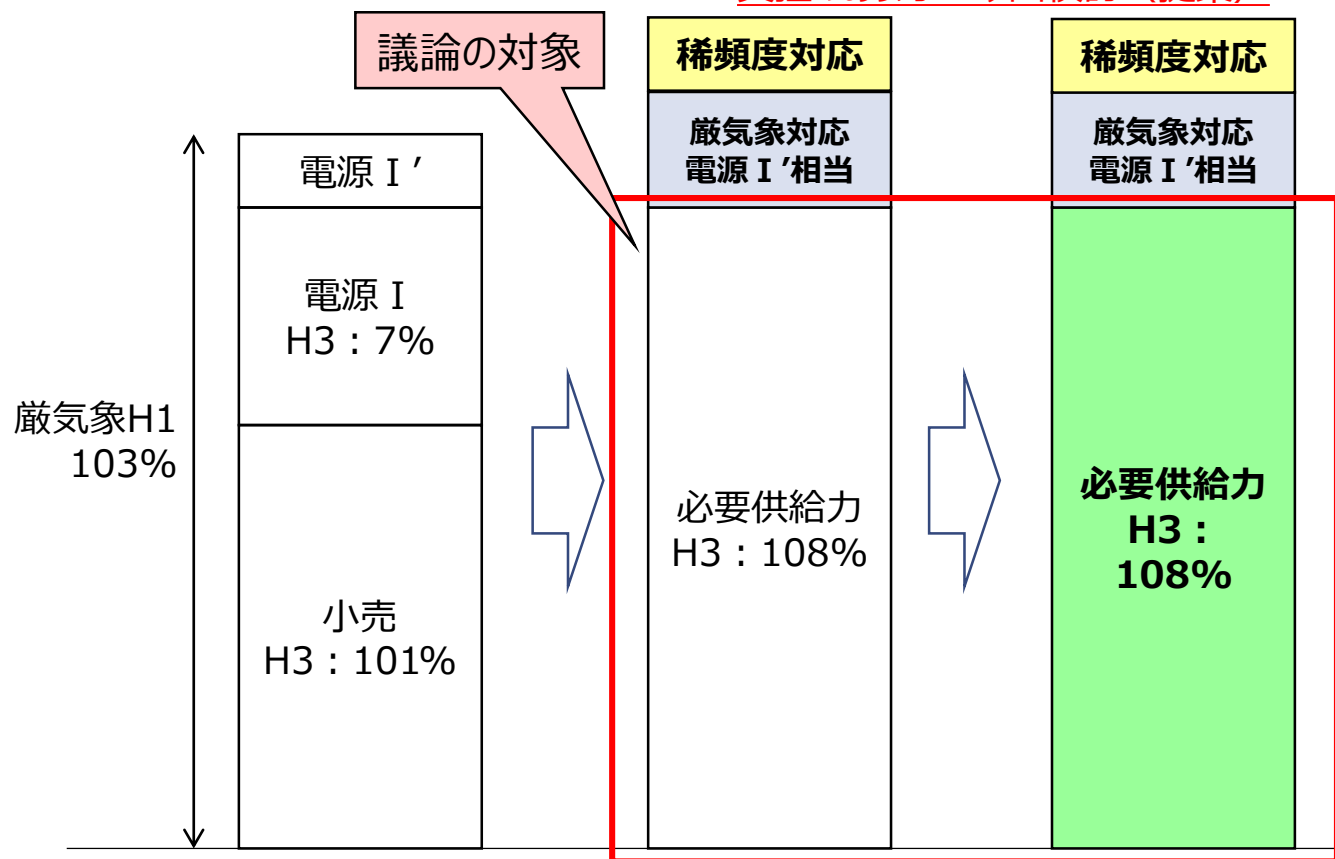
- ・各エリアの供給信頼度：今回検討
- ・再エネ評価の見直し：今回検討

●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

計画停止を踏まえた確保すべき設備量の算定方法の考え方

- 再エネ導入進展に伴い、需給バランスの厳しい時刻が最大需要発生時から点灯帯へシフトしており、残余需要で見ると、夏季と冬季の差が小さくなる傾向（年間の残余需要がフラット化）がある。
- そのため、電源の計画停止期間が高需要期以外に十分に確保できず、夏季においても一定の計画停止が必要となる可能性がある。

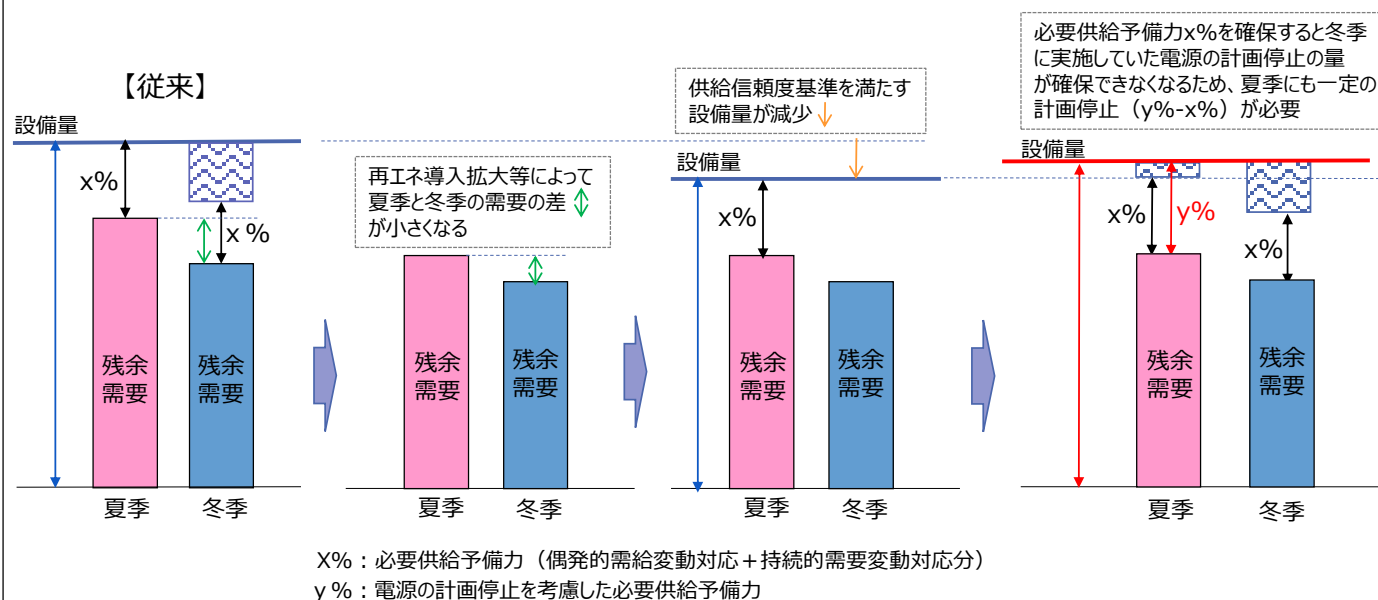
第31回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料 3 抜粋

2 電源の計画停止を考慮した設備量の評価

6

(1) 現状の課題

- 昨今の再エネ導入量拡大の影響等によって、需給バランスの厳しい時刻（残余需要の最大時刻）が、最大需要発生時から点灯帯（夕刻）へシフトしており、残余需要で見ると、夏季と冬季の差が小さくなる傾向がある。
- また、再エネ導入量拡大によって、供給信頼度基準を満たすための系統電源の設備量は減少する。
- 電源の計画停止期間が高需要期以外に十分に確保できず、夏季においても一定の計画停止が必要となる可能性がある。
- 上記を踏まえ、電源の計画停止を考慮した設備量の評価方法について検討が必要である。



■ 第31回調整力等委において、電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法について提案を行い、今後、計画停止の実態を調査した上で、計画停止が可能となる高需要期と高需要期以外の必要供給力の差【計画停止可能量】と、毎年一定程度必要となる計画停止量【計画停止量】の比較を行うことで、年間の計画停止可能量よりも計画停止量が大きくなる場合は、計画停止不足量に相当する設備量の追加を評価することとしていた。

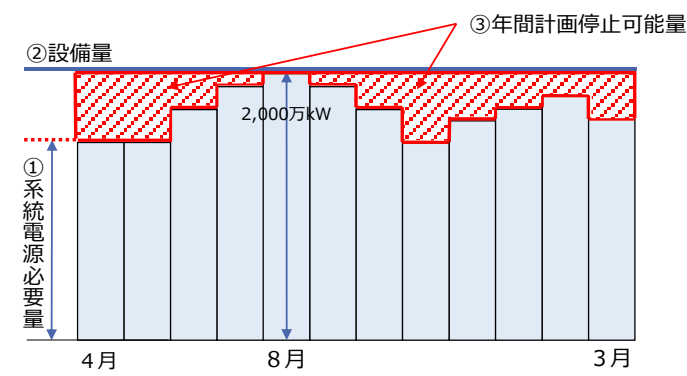
第31回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料 3 抜粋(一部修正)

2 電源の計画停止を考慮した設備量の評価
(3) 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法

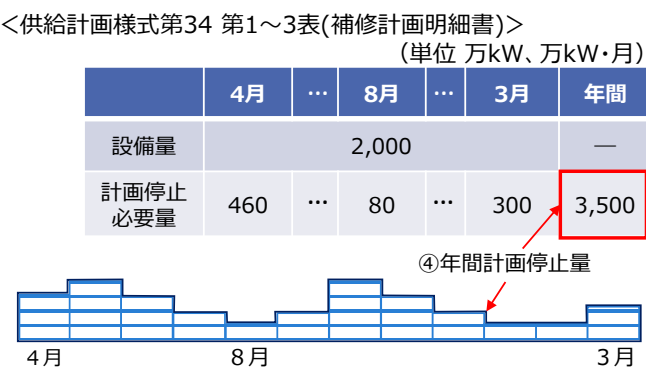
14

- ④設備量から各月に必要となる系統電源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、年間計画停止可能量 z ( 部分) を算定する。
- ⑤③の設備量に月平均計画停止率×12カ月を乗じて、年間計画停止量 y を算定する。
- ⑥年間計画停止可能量 z と年間計画停止量 y を比較する。

【ステップ④】



【ステップ⑤】



【ステップ⑥】

 年間計画停止可能量 z : 3,400万kW/年 < 年間計画停止量 y : 3,500万kW/年

- また、計画停止必要量の算定にあたっては、ユニット容量の大小、補修日数の長短等の制約があるため、余裕分（スタッキングレシオ）を織り込む必要があることを提案した。

第31回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料 3 抜粋

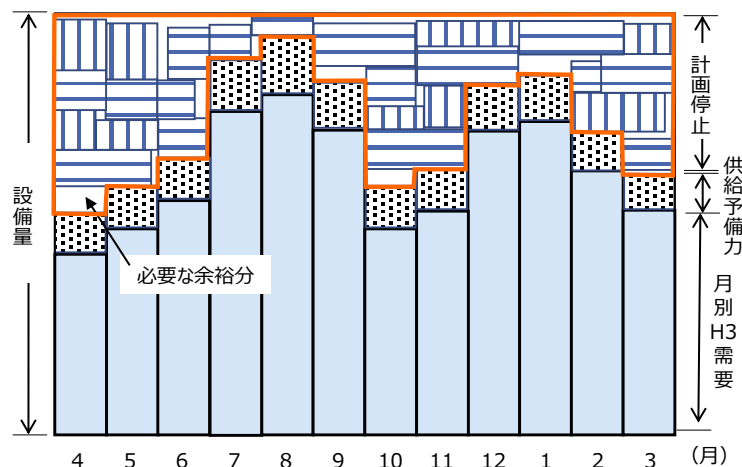
2 電源の計画停止を考慮した設備量の評価

17

(3) 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法

- 計画停止必要量は、ユニット容量の大小、補修日数の長短等の制約があるため、計画停止可能量の枠に完全にうまくはめこむことは難しい。
- そのため、計画停止必要量には余裕分（スタッキングレシオ）を織り込む必要があると考えられる。
- 具体的には、過去の計画停止の実績から以下の方法で余裕分を検討する。
 - ①供給計画における各計画停止の合計（kW×月 下図  の合計）を算定
 - ②実際の計画停止必要量（下図における ）を算定
 - ①と②の比率が必要な余裕分となる。

【計画停止必要量のイメージ】



【スタッキングレシオ】

長期需給計画では、一般に補修出力に補修日数を乗じて得られる年間補修量 (MW・月) を用いて、補修の月別配分、月別需給均衡度を検討するが、具体的に各ユニットの補修を決定する場合には、ユニット容量の大小、補修日数の長短、作業工程、作業処理能力、補修必要時期などの制約を受け、必要補修量から得られた補修枠の範囲内で各ユニットの補修を完全に、うまくはめこむことは難しく、ある時点では供給予備力が減少して需給均衡度が低下するおそれがあるので、これを防止するため、補修枠の内に必要補修量に対する余裕を見込むことが必要になる。

このような余裕をおり込むため、必要量からくる月別補修枠と、実際の補修量との比を求め、これをスタッキングレシオと称し、長期需給計画の策定のために用いる。

なお、スタッキングレシオには、このほかに標準補修日数に対し、補修に付帯して実施される作業日数の増加分も考慮している。

旧日本電力調査報告書における「電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説」平成19年11月より抜粋

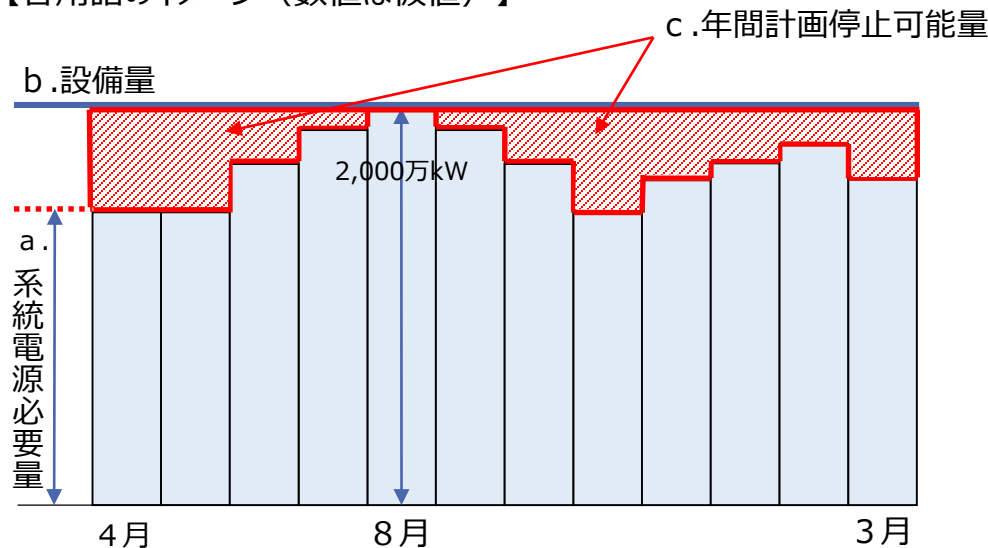
(余白)

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 (1) 本資料における用語の説明

用語	説明	具体的な算定方法
a. 系統電源必要量	各月の供給信頼度維持のために必要な系統電源量	各月の必要供給力（各月H3需要の108%）から、再エネ供給力を差し引いた値
b. 設備量	年間を通した供給信頼度維持のために必要な系統電源量	各月の系統電源必要量の最大値
c. 年間計画停止可能量	計画停止が可能となる高需要期と高需要期以外の系統電源必要量の差	設備量から各月の系統電源必要量を差し引いた値の年間合計※
d. 年間計画停止量	毎年一定程度必要となる計画停止の量	供給計画に計上された年間の計画停止量合計※

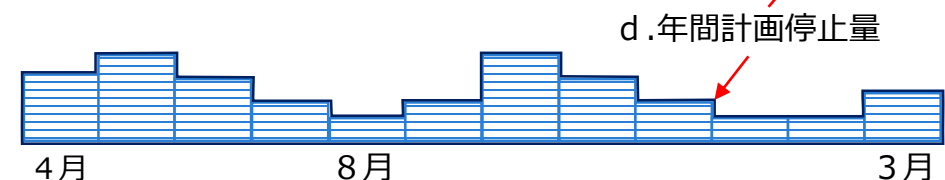
※本資料では月換算（＝年間合計÷設備量）[kW・月]でも表記

【各用語のイメージ（数値は仮値）】



＜供給計画様式第34 第1～3表(補修計画明細書)＞
(単位 万kW、万kW・月)

	4月	...	8月	...	3月	年間
設備量	2,000					—
計画停止量	460	...	80	...	300	3,500



計画停止可能な最低限必要条件は、年間計画停止可能量 ≥ 年間計画停止量

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 (2) d.年間計画停止量の算定

12

- 2018年度供給計画における年間計画停止量は、23,835万kW・月（月換算1.44ヵ月）。
- 同様に、震災後2016～2018年度まで集約した結果、年間計画停止量は1.44～1.54ヵ月であった。
（3ヵ年平均1.49ヵ月）

※なお、夏季ピーク・冬季ピークにも計画停止は供給計画上也織り込まれており、実績としても同様な計画停止量を確認しているところ（約1,000万kWの計画停止量の実績）

〔2018年度供給計画における計画停止（沖縄除き）〕

（単位 万kW・月）

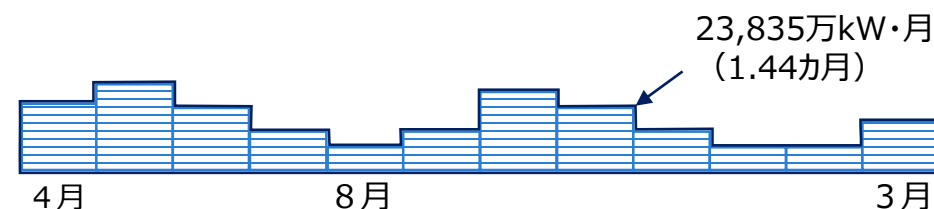
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
火力	2,677	3,063	2,214	650	590	898	2,295	1,820	1,094	607	670	1,309	17,886
揚発	370	476	316	246	242	388	624	650	454	315	329	322	4,732
原子力	108	174	169	169	247	193	84	74	0	0	0	0	1,217
合計	3,156	3,713	2,699	1,065	1,079	1,478	3,003	2,544	1,548	922	999	1,630	23,835 [1.44ヵ月]

[]は設備量で除した月換算の値（設備量16,582万kW）

〔参考：JEPX発電情報公開システム（HJKS）の登録データ〕（単位 万kW）

	全国最大需要発生日	計画停止
2017年度冬季	2018年1月25日 19時	1,123
2018年度夏季	2018年8月3日 15時	1,049

※火力、揚発の合計（発電端）
※供給計画策定後の月間・週間計画段階の計画停止を含む



〔2016年度供給計画における計画停止（沖縄除き）〕

(単位 万kW・月)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
火力	3,335	3,695	2,553	716	441	883	2,432	2,127	1,143	954	911	1,660	20,849
揚発	408	545	296	135	210	373	746	736	456	308	352	500	5,065
原子力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	3,743	4,239	2,849	851	651	1,256	3,178	2,863	1,599	1,261	1,263	2,160	25,913 [1.54ヵ月]

[]は設備量で除した月換算の値（設備量16,854万kW）

〔2017年度供給計画における計画停止（沖縄除き）〕

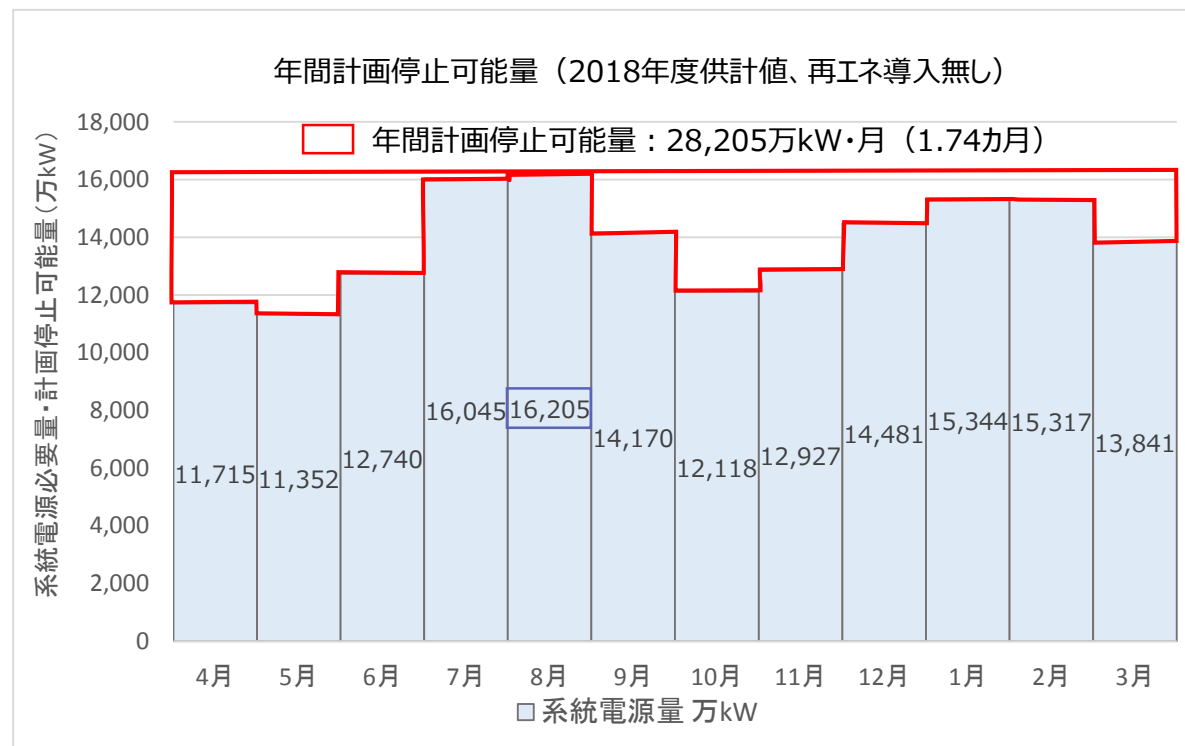
(単位 万kW・月)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
火力	2,889	3,355	2,185	768	704	1,398	2,486	2,079	1,372	705	862	1,543	20,346
揚発	479	456	348	142	176	248	601	628	328	276	250	345	4,277
原子力	0	0	0	0	0	0	80	85	85	72	85	85	494
合計	3,368	3,810	2,533	910	880	1,647	3,167	2,792	1,785	1,053	1,198	1,973	25,116 [1.49ヵ月]

[]は設備量で除した月換算の値（設備量16,888万kW）

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 (3) c.年間計画停止可能量の算定

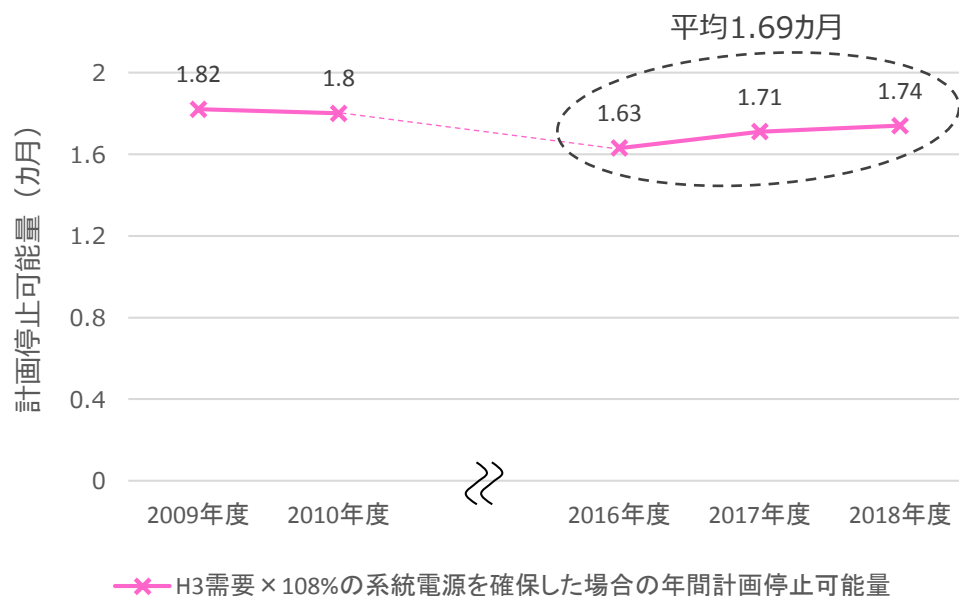
- 過去の供給計画諸元から、各月H3需要×108%の系統電源を確保した場合の年間計画停止可能量を算定する。
- 2018年度供給計画諸元では、系統電源必要量は8月断面が最大となり、ピーク時に補修がなければ、設備量は16,205万kWとなる。
- 年間計画停止可能量は、28,205万kW・月（月換算1.74ヵ月）となる。



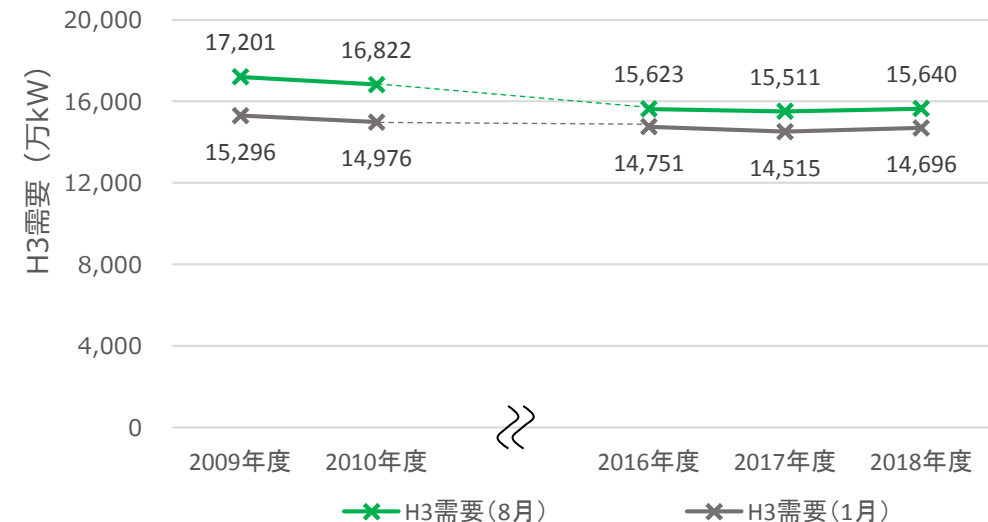
3 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方 (3) c.年間計画停止可能量の算定

- 同様に震災前2009～2010年度、震災後2016～2018年度まで算定した結果、年間計画停止可能量は1.63～1.82カ月となる。(至近3カ年平均は1.69カ月)
※1 2011～2013年度は震災後の特異データのため除外、2014～2015年度は供給計画未定のため除外
- 震災前に比べて、夏季と冬季のH3需要差が小さくなっているため、年間計画停止可能量は減少傾向となる。

計画停止可能量の推移[月換算]



夏季と冬季のH3想定需要（9エリア計）の推移



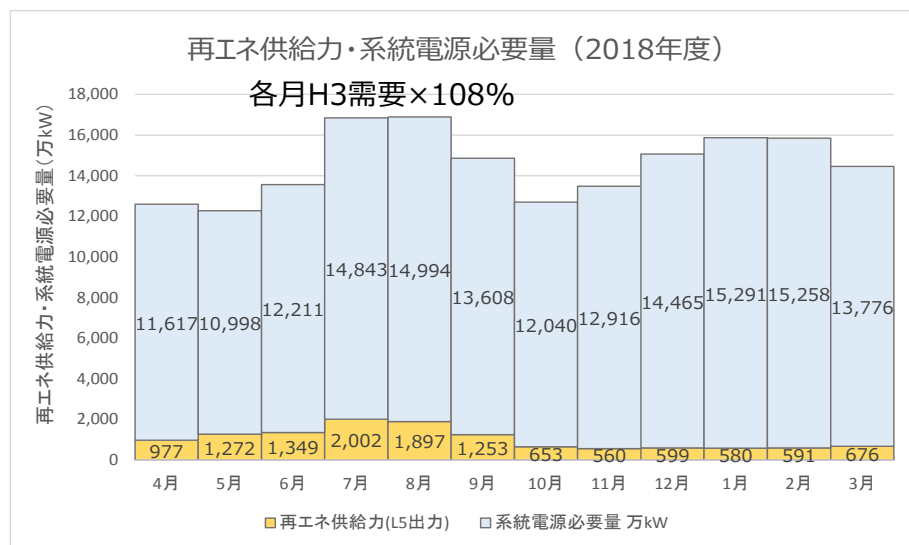
3 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方

(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

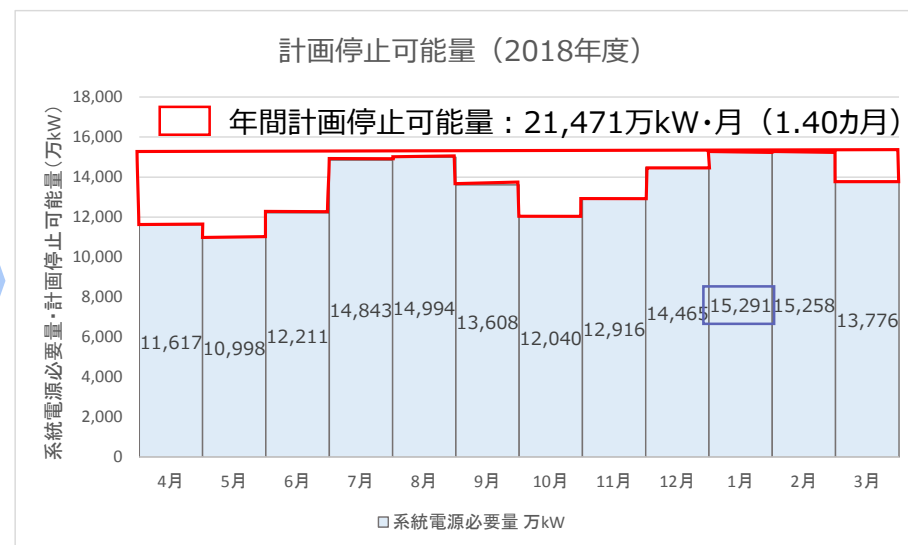
- 過去の供給計画諸元から、太陽光・風力発電の導入を考慮した年間計画停止可能量を算定する。
- 2018年度供給計画諸元では、21,471万kW・月（月換算1.40ヵ月）となる。

〔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ヵ月）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

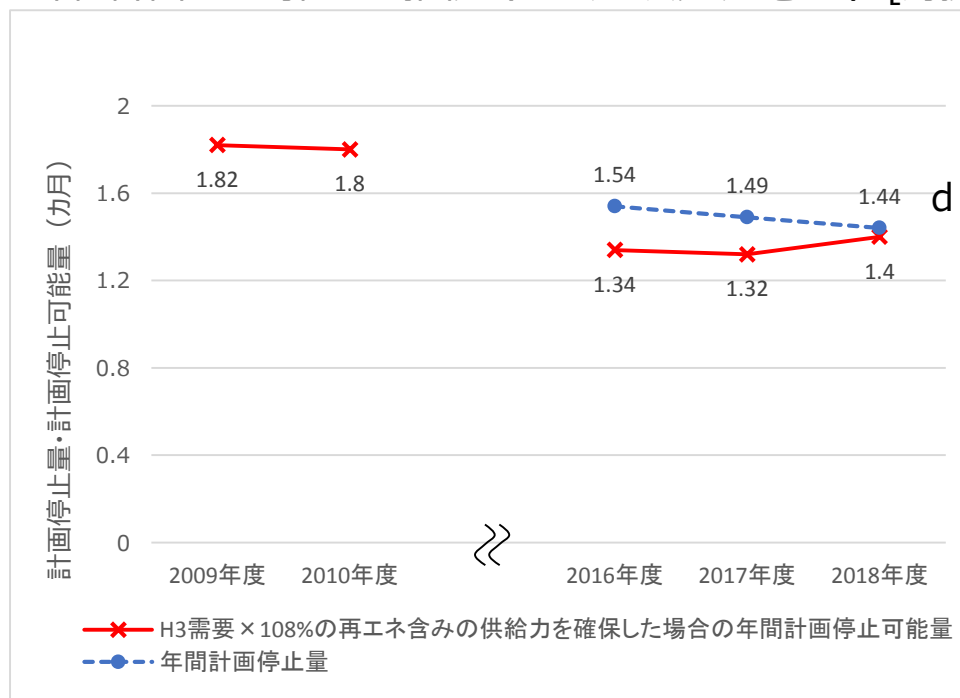


3 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方

(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

- 同様に震災前2009～2010年度、震災後2016～2018年度まで算定した結果※1、太陽光・風力発電の導入を考慮した年間計画停止可能量は1.32～1.82カ月となった。（至近3カ年平均1.35カ月）
※1 2011～2013年度は震災後の特異データのため除外、2014～2015年度は供給計画未定のため除外
- 震災前に比べ至近3カ年では、再エネ導入進展に伴い、c .年間計画停止可能量は1.32～1.40カ月（3カ年平均1.35カ月）と減少傾向となっており、d .年間計画停止量1.44～1.54カ月（3カ年平均1.49カ月）を下回る。
- c .年間計画停止可能量がd .年間計画停止量を上回るためには、設備量（系統電源）を増やすことが必要となる。【設備追加量】

c .年間計画停止可能量の推移（太陽光・風力発電あり）[月換算]



d .年間計画停止量（至近3カ年平均1.49カ月）

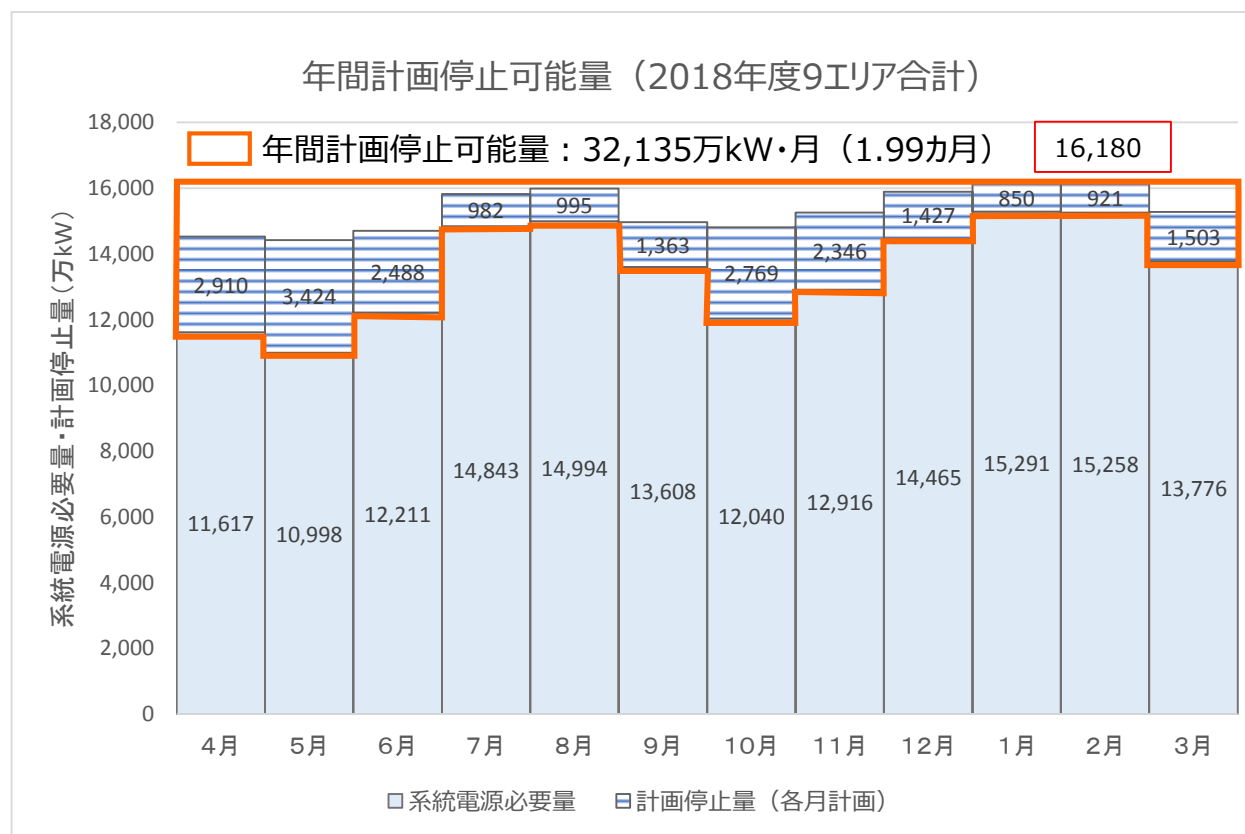
2009、2010年度供給計画の太陽光・風力発電のL5出力は0で計上

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

(5) 各月ごとの計画停止の実態を踏まえた年間計画停止可能量の算定

18

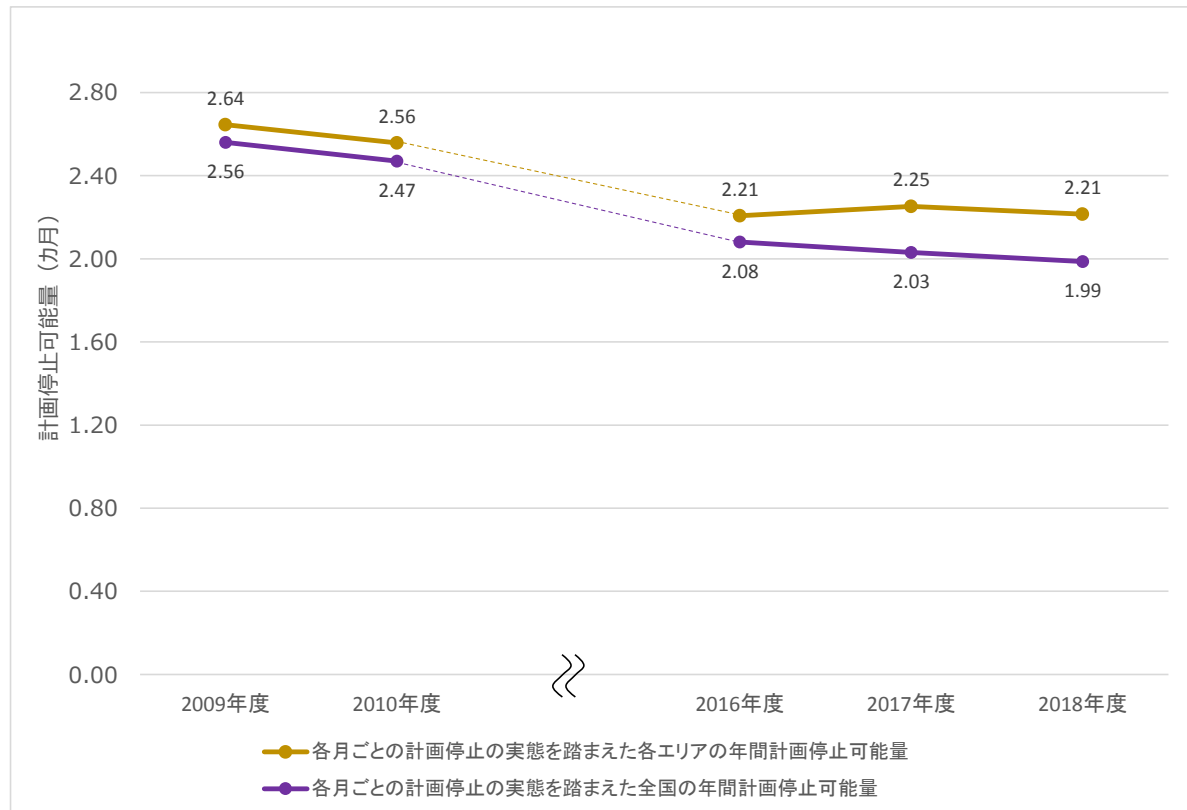
- 過去の供給計画諸元から、各月ごとの計画停止の実態を踏まえた年間計画停止可能量を算定する。（各月の計画停止量を各月の系統電源必要量に積算する）
- 2018年度供給計画諸元において、9エリア合計の各月ごとの計画停止の実態を踏まえた設備量（各月の系統電源必要量の年間最大値）を算定すると、16,180万kWとなる。
- 設備量から各月の系統電源必要量を差し引いた、年間計画停止可能量は、32,135万kW・月（月換算1.99ヵ月）となる。



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 (5) 各月ごとの計画停止の実態を踏まえた年間計画停止可能量の算定

- 同様に、震災前2009～2010年度、震災後2016～2018年度まで算定した結果、年間計画停止可能量（各月の計画停止量を各月の系統電源必要量に積算）は1.99～2.56カ月となる。（至近3カ年平均は2.03カ月）
- なお、上記は、容量市場開設後の広域的な供給力活用を前提に、全国で停止調整を実施するものとして算定を行っているが、現状どおりエリア毎に停止調整するものとして、各エリアの計画停止可能量の合計を算定した結果、2016～2018年度の年間計画停止量は、2.21～2.25カ月となる。（至近3カ年平均は2.22カ月）

各月ごとの計画停止の実態を踏まえた年間計画停止可能量の推移[月換算]



※2009、2010年度は旧一般電気事業者のデータにて算定。また発電端ベースの値であることに留意が必要。

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 (6) 今後確保する年間計画停止可能量の考え方

20

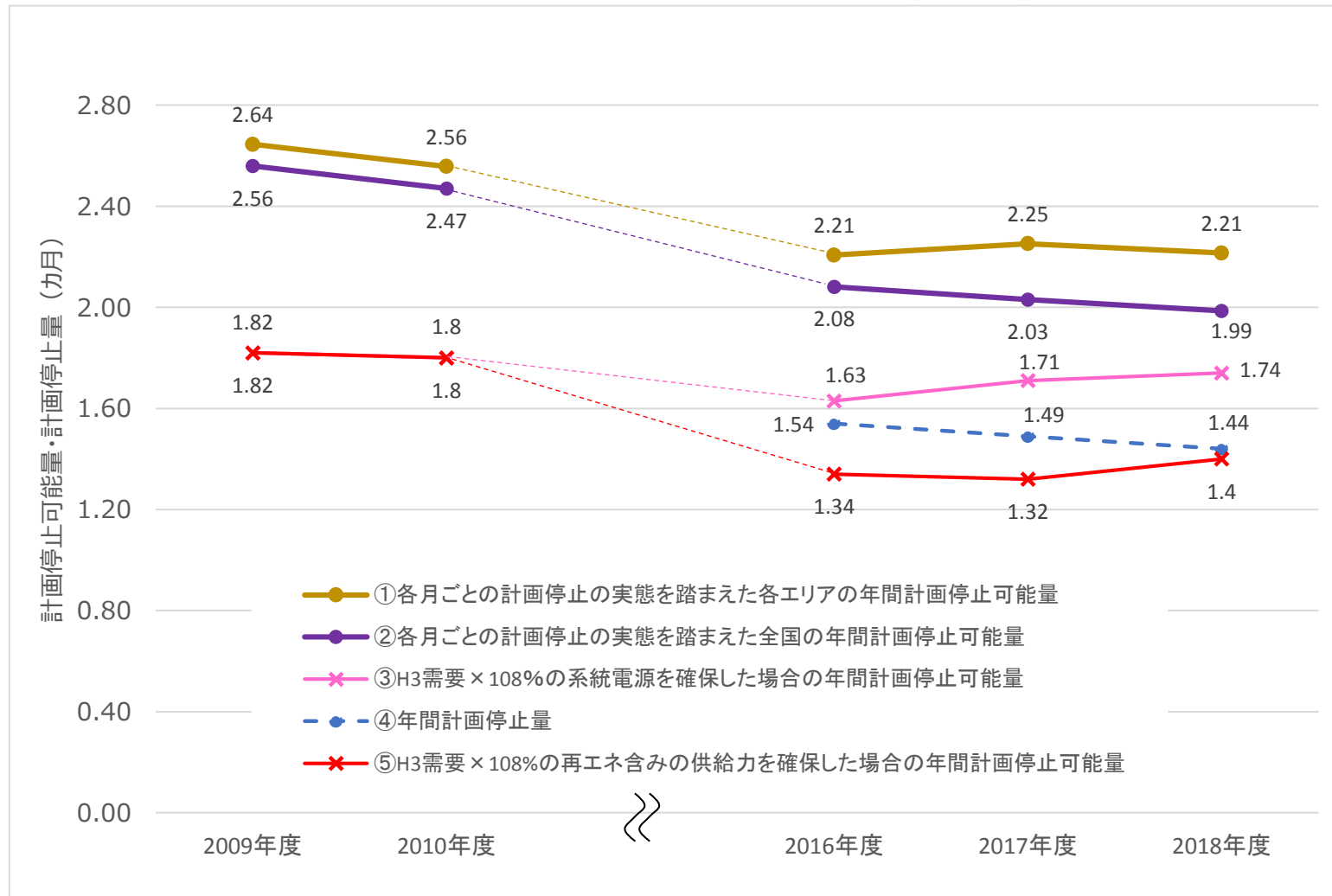
- 至近3カ年平均の年間計画停止量は、1.49カ月である。
- H3需要×108%の系統電源を確保する場合、至近3カ年平均の年間計画停止可能量は1.69カ月であるのに対し、太陽光・風力発電の導入進展に伴い、年間計画停止可能量が1.35カ月まで減少しており、その結果、年間計画停止量1.49カ月を下回るため、計画停止を調整することは不可能であり、設備量を追加することが必要である。
- 一方で、計画停止の実態としては、各月の計画停止量を各月の系統電源必要量に積算した場合、全国の年間計画停止可能量は、至近3カ年平均で2.03カ月となる。
- 供給信頼度を維持しつつ、必要な計画停止を実施していくために、どの程度の追加設備量を確保すべきか。
- なお、当機関は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をしたところ。
- 以上のことから、各月ごとの計画停止量を踏まえた追加設備量については、2019年度供給計画における計画停止状況を踏まえ、あらためて評価することとしてはどうか。

年間計画停止可能量 (月換算)	算定根拠	追加設備量※ (H3比率)
①2.22カ月(3カ年平均)	各月ごとの計画停止の実態を踏まえた各エリアの年間計画停止可能量	約8%
②2.03カ月(3カ年平均)	各月ごとの計画停止の実態を踏まえた全国の年間計画停止可能量	約6%
③1.69カ月(3カ年平均)	H3需要×108%の系統電源を確保した場合の年間計画停止可能量	約3%
④1.49カ月(3カ年平均)	年間計画停止量	約1%
⑤1.35カ月(3カ年平均)	H3需要×108%の再エネ含みの供給力を確保した場合の年間計画停止可能量	追加なし

※数値の算定根拠は後述

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 (6) 今後確保する年間計画停止可能量の考え方

年間計画停止量および年間計画停止可能量の推移[月換算]



※2009、2010年度は旧一般電気事業者のデータにて算定。また発電端ベースの値であることに留意が必要。

- 当機関は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をしたところ。

当機関HP：供給計画に関するお知らせ（2018年12月27日掲載）

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。

(余白)

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

(7) ①各月ごとの計画停止の実態を踏まえた追加設備量の算定（各エリア算定）

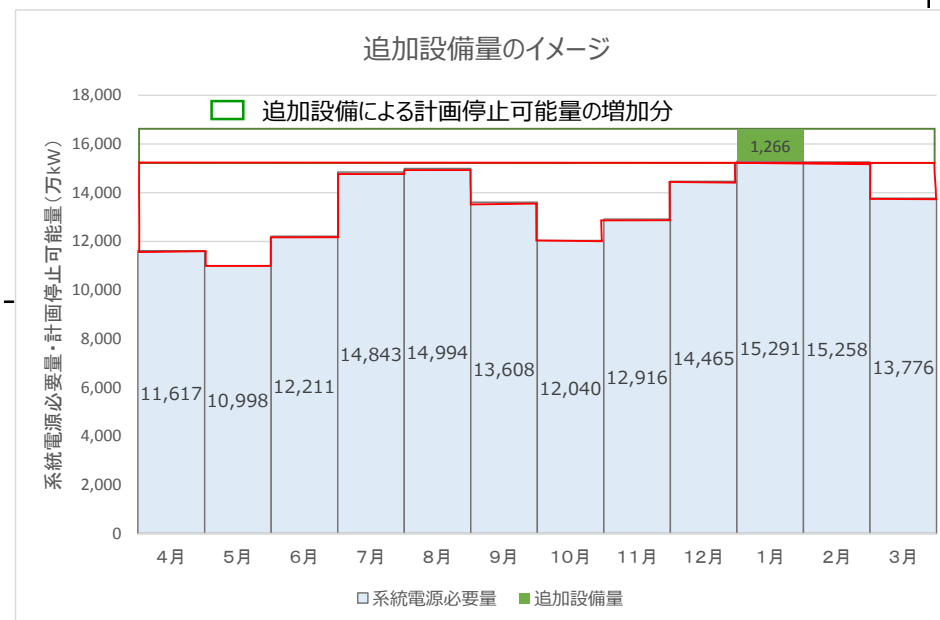
- 2018年度供給計画諸元をもとに、年間計画停止可能量＝年間計画停止量（①2.21カ月）となるように設備追加量を算定すると、1,266万kW（2018年度年間H3需要の+8.0%相当）となる。
- 電源の計画停止を考慮した設備量は、15,291 + 1,266 = 16,557万kW となる。

○設備追加量の算定（年間計画停止量が月換算2.21カ月）

$$\underbrace{\text{計画停止可能量}}_{(\text{年間計画停止可能量})} + \underbrace{\text{計画停止追加量} \alpha \times 12 \text{カ月}}_{(\text{年間計画停止量})} = (\underbrace{\text{設備量}}_{(\text{年間計画停止量})} + \underbrace{\text{計画停止追加量} \alpha}_{(\text{年間計画停止量})}) \times 2.21 \text{カ月}$$

$$\text{計画停止追加量} \alpha = \frac{(\text{設備量} \times 2.21 \text{カ月} - \text{計画停止可能量})}{(12 \text{カ月} - 2.21 \text{カ月})}$$

$$\begin{aligned} \text{計画停止追加量} \alpha &= \frac{(15,291 \times 2.21 - 21,471)}{(12 - 2.21)} \\ &\div 1,266 \text{万kW} \end{aligned}$$



□ 年間計画停止可能量：21,471万kW・月

■ 設備追加量による年間計画停止可能量：15,192万kW・月 } 2.21カ月

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

25

(8) ②各月ごとの計画停止の実態を踏まえた追加設備量の算定（全国算定）

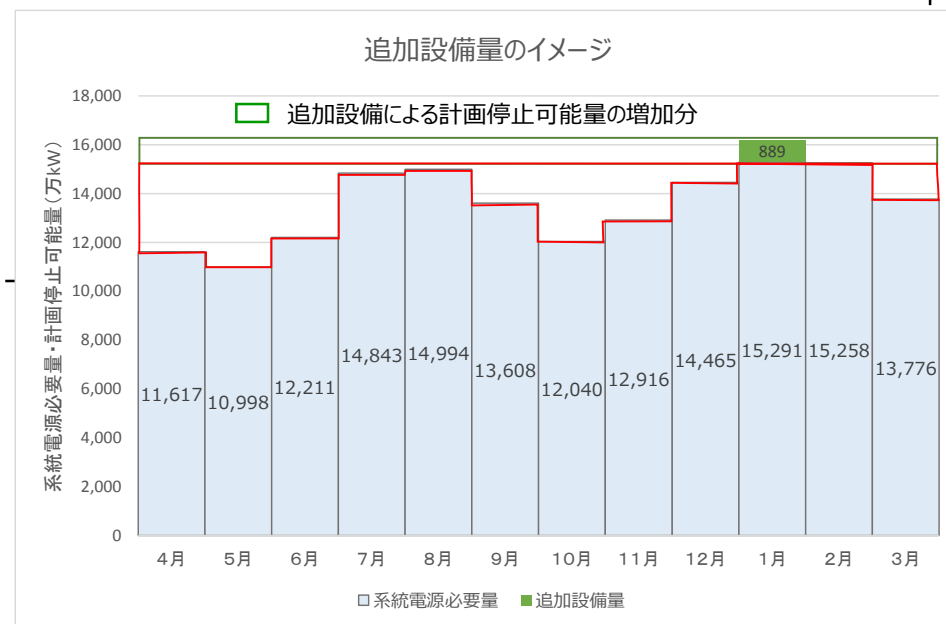
- 2018年度供給計画諸元をもとに、年間計画停止可能量＝年間計画停止量（②1.99カ月）となるように設備追加量を算定すると、889万kW（2018年度年間H3需要の+5.6%相当）となる。
- 電源の計画停止を考慮した設備量は、15,291 + 889 = 16,180万kW となる。

○設備追加量の算定（年間計画停止量が月換算1.99カ月）

$$\begin{array}{l} \text{計画停止可能量} + \text{計画停止追加量} \alpha \times 12 \text{カ月} = (\text{設備量} + \text{計画停止追加量} \alpha) \times 1.99 \text{カ月} \\ \text{(年間計画停止可能量)} \qquad \qquad \qquad \text{(年間計画停止量)} \end{array}$$

$$\text{計画停止追加量} \alpha = \frac{(\text{設備量} \times 1.99 \text{カ月} - \text{計画停止可能量})}{(12 \text{カ月} - 1.99 \text{カ月})}$$

$$\begin{aligned} \text{計画停止追加量} \alpha &= \frac{(15,291 \times 1.99 - 21,471)}{(12 - 1.99)} \\ &\div 889 \text{万kW} \end{aligned}$$



□ 年間計画停止可能量：21,471万kW・月
■ 設備追加量による年間計画停止可能量：10,668万kW・月 } 1.99カ月

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

26

(9) ③H3需要×108%の系統電源を確保した場合の年間計画停止可能量における追加設備量の算定

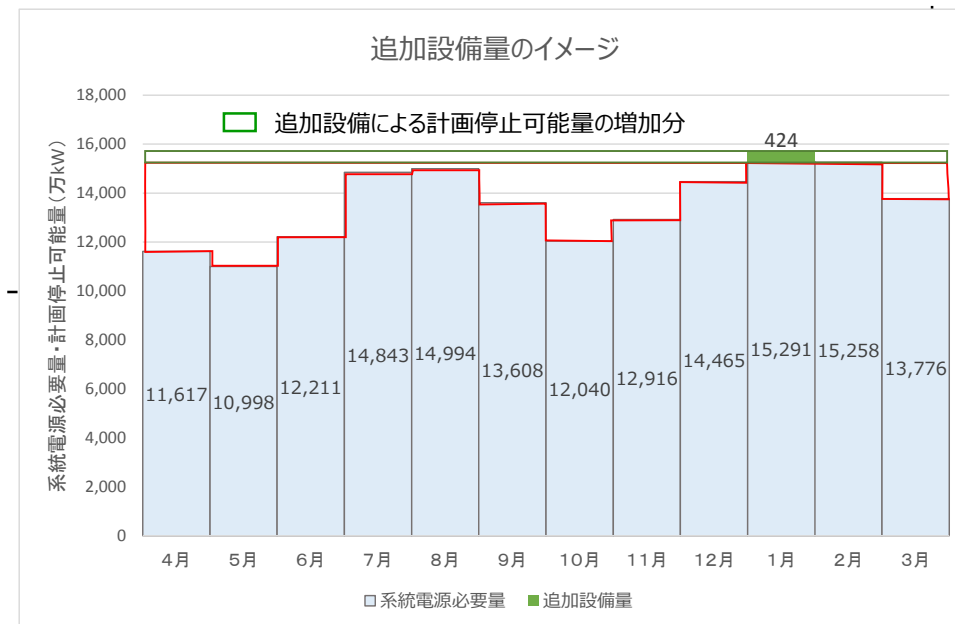
- 2018年度供給計画諸元をもとに、年間計画停止可能量＝年間計画停止量（③1.69カ月）となるように設備追加量を算定すると、424万kW（2018年度年間H3需要の+2.7%相当）となる。
- 電源の計画停止を考慮した設備量は、15,291 + 424 = 15,715万kW となる。

○設備追加量の算定（年間計画停止量が月換算1.69カ月）

$$\begin{array}{ccc} \text{計画停止可能量} + \text{計画停止追加量} \alpha \times 12 \text{カ月} & = & (\text{設備量} + \text{計画停止追加量} \alpha) \times 1.69 \text{カ月} \\ \text{(年間計画停止可能量)} & & \text{(年間計画停止量)} \end{array}$$

$$\text{計画停止追加量} \alpha = \frac{(\text{設備量} \times 1.69 \text{カ月} - \text{計画停止可能量})}{(12 \text{カ月} - 1.69 \text{カ月})}$$

$$\begin{aligned} \text{計画停止追加量} \alpha &= \frac{(15,291 \times 1.69 - 21,471)}{(12 - 1.69)} \\ &\div 424 \text{万kW} \end{aligned}$$



年間計画停止可能量：21,471万kW・月
設備追加量による年間計画停止可能量：5,088万kW・月 } 1.69カ月

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

(10) ④年間計画停止量を確保するための追加設備量の算定

27

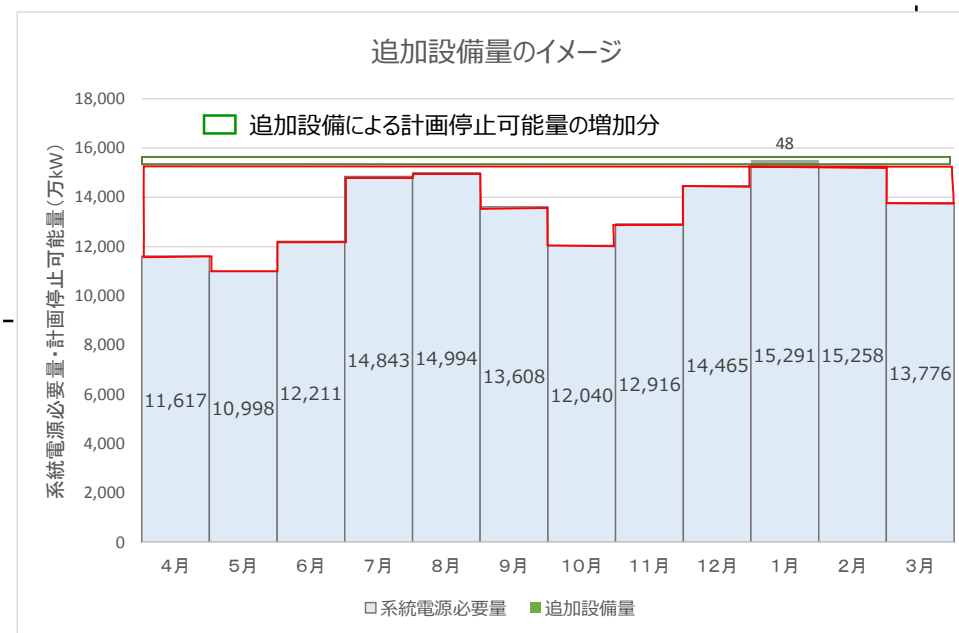
- 2018年度供給計画諸元をもとに、年間計画停止可能量 = 年間計画停止量（④1.44ヵ月）となるように追加設備量を算定すると、48万kW（2018年度年間H3需要の+0.3%相当）となる。
- 電源の計画停止を考慮した設備量は、 $15,291 + 48 = 15,339$ 万kW となる。

○設備追加量の算定（年間計画停止量が月換算1.44ヵ月）

$$\begin{array}{ccc} \text{計画停止可能量} + \text{計画停止追加量} \alpha \times 12 \text{ヵ月} & = & (\text{設備量} + \text{計画停止追加量} \alpha) \times 1.44 \text{ヵ月} \\ \text{(年間計画停止可能量)} & & \text{(年間計画停止量)} \end{array}$$

$$\text{計画停止追加量} \alpha = \frac{(\text{設備量} \times 1.44 \text{ヵ月} - \text{計画停止可能量})}{(12 \text{ヵ月} - 1.44 \text{ヵ月})}$$

$$\begin{aligned} \text{計画停止追加量} \alpha &= \frac{(15,291 \times 1.44 - 21,471)}{(12 - 1.44)} \\ &\div 48 \text{万kW} \end{aligned}$$

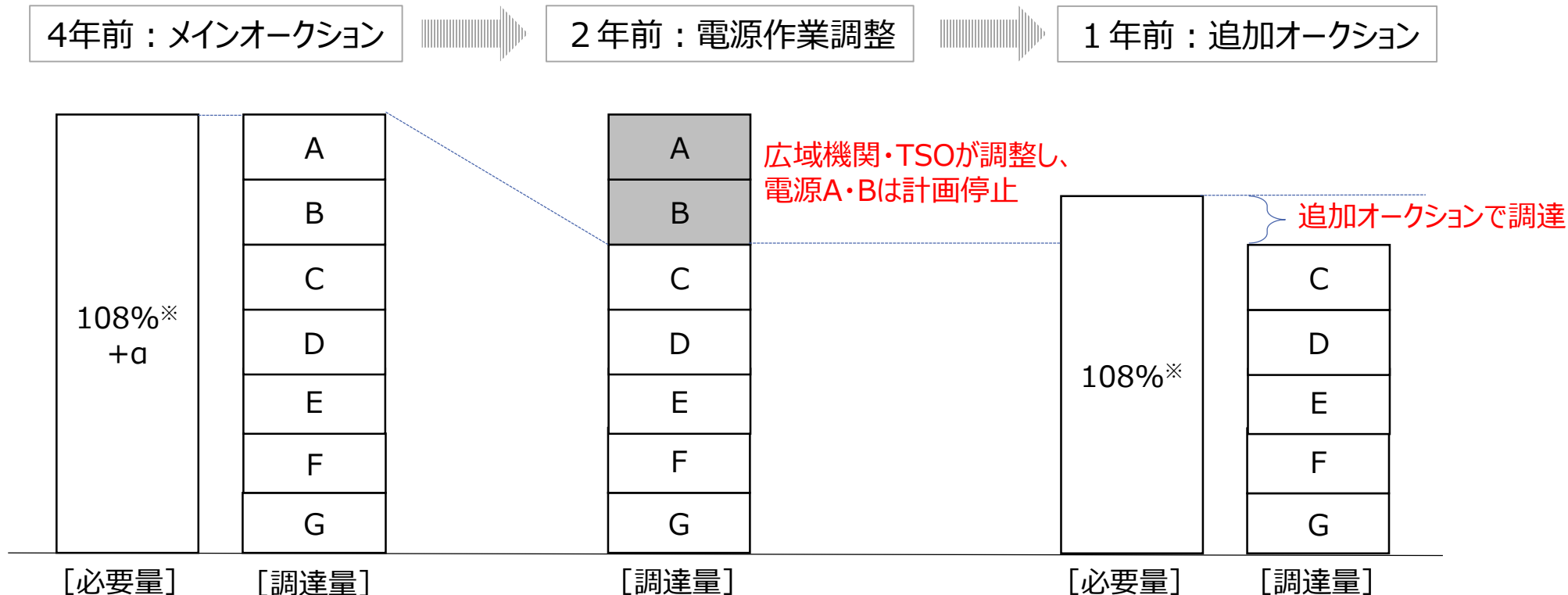


□ 年間計画停止可能量 : 21,471万kW・
■ 設備追加量による年間計画停止可能量 : 576万kW・月 } 1.44ヵ月

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

(11) 容量市場開設後の電源の計画停止を考慮した設備量の確保の考え方

- 具体的な設備追加量は、2019年度供給計画の計画停止量などを踏まえ、引続き検討を行う。
- 容量市場開設後、4年前のメインオークションで上記設備追加量を調達したものの、最新の補修計画において電源トラブル等に伴う計画停止の増加によって、設備量が不足する場合は、追加オークションによる調達を行うこととしてはどうか。



※わかりやすさのため、108%基準で標記しているが、実際はEUEで判断

※aは計画停止量を踏まえた設備追加量

5. まとめ

21

(1) 検討項目の整理結果

1. メインオークションと追加オークションの具体的な配分

- メインオークションでは必要供給力の全量を調達する（メインオークション後の需要の下振れの可能性を勘案して目標調達量は減じないこととする）。

2. 具体的な追加オークションの開催時期と頻度について

- 追加オークションは実需給前年度の5月～6月に1回実施する。

3. 追加オークションの開催判断について

- 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。
 - ① 広域機関は追加オークションの開催判断にあたり、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。
 - ② 想定需要の変化等、目標調達量の変化量を確定する。
 - ③ 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。

4. 追加オークションの参加者・広域機関による売り入札の有無について

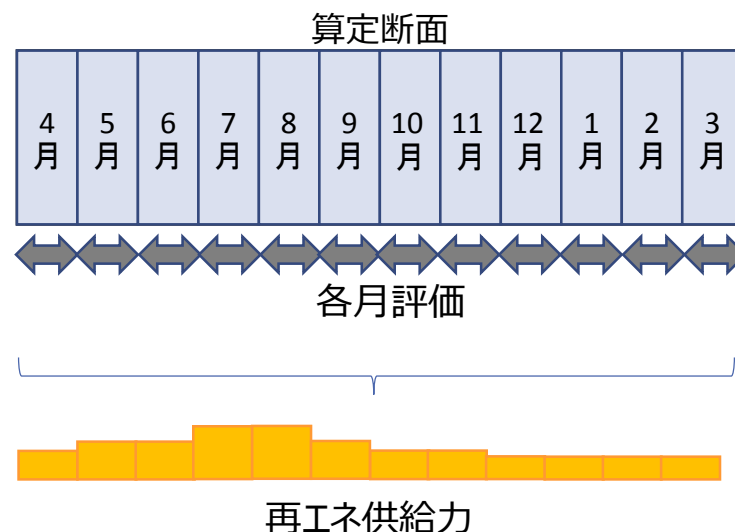
- 発電事業者等の買い入札による参加は認めない。
- 広域機関による売り入札を行う仕組みを導入する。ただし、広域機関による売り入札の開催判断は、追加オークションの開催前の時点において都度行うこととする（売り入札を行わないこともある）。
- なお、広域機関が売り入札を行う場合に限り、発電事業者等の買い入札を認める。

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

30

(12) 再エネ供給力 (kW価値) の評価方法 (年間評価と各月評価)

- 第32回調整力等委において、今後、再エネ供給力の評価方法を現在のL5出力からEUE評価へ見直すことについて提案した。
- この際、事務局より提示した年間で一つの再エネ供給力の評価については、年間を通じての火力等の系統電源量を代替する量である (年間評価)。
- 一方、以下のとおり、容量市場開設後における、各月の系統電源必要量、計画停止可能量、計画停止時期の妥当性については、各月の再エネ供給力の評価 (各月評価) を踏まえて確認していくことが必要である。
 - ✓ 再エネ供給力の各月の需給バランスへの貢献度を反映した、各月ごとの系統電源必要量を算定する
 - ✓ 各月ごとの系統電源必要量から、電源の計画停止を考慮した設備量を評価する
 - ✓ 供給計画1年目には電源の停止計画が計上されるため、各月の計画停止分を除いた系統電源量と系統電源必要量を比較することで計画停止時期の妥当性を確認する
- 今回、再エネ供給力 (kW価値) の年間評価に加えて、各月評価についても実施することとした。



(参考)現在の再エネ供給力の計上の考え方

- 現在、供給計画の需給バランス算定に用いる再エネ（一般水力、太陽光発電、風力発電）供給力については、国の「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」に則り、L5出力を計上している。

第32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 抜粋

3 再エネ供給力の評価について (1) 現在の再エネ供給力の計上の考え方

13

- 現在、供給計画の需給バランス算定に用いる供給力については、国の「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」に則り計上している。
- このガイドラインにおいては、再エネ（一般水力、太陽光発電、風力発電）の供給力はL5出力を計上することとなっている。

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（抜粋）（平成30年度供給計画用）

イ. 電源別供給能力の算定方法

(ア) 水力

- ・水力発電所の供給能力は自流式、貯水池式及び揚水式の可能発電電力の合計から、所内消費電力（自家消費電力がある場合はそれも含む）及び計画補修等による停止電力を差し引いたものとする。自流式水力発電所の可能発電電力の算定に当たっての出水資料の期間は、原則として、至近30ヶ年とする。
- ・自流式水力の供給電力は**最渇水日**（第Ⅴ出水時点）の**平均可能発電電力**に調整能力を加算したものとする。（次頁参照）
（途中省略）

(ウ) 新エネルギー等

- ・最大需要電力発生時に安定して発電し得る場合のみ、計上できる。
<注：計上に当たっては、安定して発電し得る旨の説明が必要。>
- ・風力および太陽光の供給能力は、以下の手法により、供給区域の一般送配電事業者が算定のうえ提示する**L5出力比率**（当該供給区域における単位設備容量あたりの供給能力：広域機関において公表）を用いて算定すること。

①風力

- ・風力発電の供給能力は、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（月内は同一時刻）における発電実績の下位5日平均値により評価する。

②太陽光

- ・太陽光発電の供給能力は、過去20ヶ年の最大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）を減じて評価する。

3 再エネ供給力の評価について

(1) 現在の再エネ供給力の計上の考え方

15

- 太陽光発電の供給力は、過去20ヶ年の最大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日平均値としている。
- また、エリア毎で余剰買取太陽光と全量買取太陽光に分けて供給力を算定している。
- 風力発電の供給力は、過去の発電実績が把握可能な期間について、発電実績の下位5日平均値（水力の評価手法を参考）としている。

【2018年度供給計画における出力比率・供給力比率一覧（8月15時）】（単位%）

エリア	全量買取太陽光	余剰買取太陽光		風力
	出力比率	供給力比率	自家消費比率	出力比率
北海道	7.4	2.7	4.7	2.1
東北	18.8	10.6	8.2	1.5
東京	20.8	7.8	13.0	0.4
中部	29.4	23.1	6.3	1.8
北陸	24.4	14.8	9.6	0.1
関西	27.5	18.6	8.9	0.1
中国	29.9	22.7	7.2	0.7
四国	32.3	21.5	10.8	0.1
九州	42.6	29.2	12.5	1.3

（参考）設備利用率（2016年6月～2017年5月）〔出典〕経済産業省 第36回調達価格等算定委員会 資料2抜粋
：太陽光発電14.1%(10kW以上全体)、風力発電19.4%(20kW以上全体)

- 現在の再エネ供給力の評価方法（L5出力）は、太陽光発電の供給力を特に需給バランスが厳しい時刻における太陽光発電の貢献度に比べて多く見過ぎていることなどが課題と考えられる。

第32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 抜粋

3 再エネ供給力の評価について
(2) 再エネ供給力の課題

17

- 再エネ（太陽光発電）導入量が増加すると、需給バランスの厳しい時刻（残余需要の最大時刻）が、最大需要発生時から点灯帯（夕刻）へシフトする。
- これは、太陽光発電が昼間帯の需要ピーク時の供給力として貢献することにより、残余需要がダックカーブとなるためである。
- 残余需要の最大時刻（点灯帯）においては、太陽光発電はほぼ供給力としては見込むことができない一方で、太陽光発電の供給力は、需給バランスの厳しい時刻ではなく、エリアの一般送配電事業者が指定する時間（8月の場合15時）における、発電推計データの下位5日平均値によって評価されている。
- そのため、現在の再エネ供給力の評価方法では、太陽光発電の供給力を特に需給バランスの厳しい時刻における太陽光発電の貢献度に比べて多く見過ぎているのではないかと、また、再エネ供給力を多く見過ぎることは、必要供給予備力の増加が必要ではないかという課題が考えられる。
- 現在検討を進めている確率論的必要供給予備力算定手法は、8,760時間の確率計算によって供給信頼度を評価しているため、上記のような需給バランスの厳しい時刻のシフトや再エネの時間毎の供給力の違いを適切に評価できるのではないかと。

(参考) 再エネ供給力(kW価値)の評価方法(年間評価)

- 第32回調整力等委において、再エネ供給力の評価方法を現状のL5出力から、年間8,760時間の確率論的必要供給予備力算定手法を用いて火力等の系統電源量を代替する量を算定することで、年間で一つの再エネ供給力を算定する方法を提案し、今後、見直しを前提にガイドラインなどの調整を行っていくこととした。

第32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 抜粋

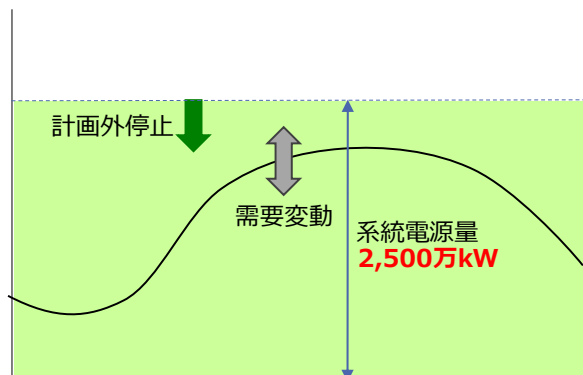
3 再エネ供給力の評価について (3) 再エネ供給力の評価方法

19

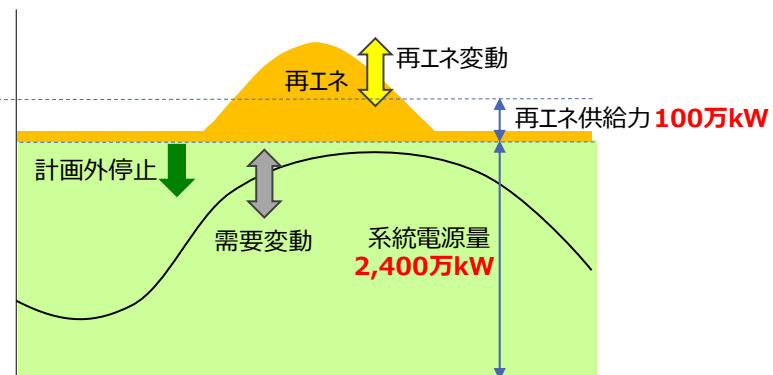
- 同じ供給信頼度基準を満たすよう、確率計算で火力等の系統電源量を算定する。
- ①再エネ導入なしと②再エネ導入ありのケースで確率計算で算定した系統電源量の差が再エネ供給力となる。
- この評価方法においては、8,760時間の確率計算を基に火力等の系統電源量を代替する量を算定することから、年間で一つの供給力が設定されることとなる。

【ピーク断面の需給バランスにおける再エネ供給力のイメージ】

(①再エネ導入なし)



(②再エネ導入あり)



- 2017年度供給計画の2021年度断面の諸元をもとに、年間で一つの再エネ供給力を具体的に算定したところ、太陽光5%程度、風力19%程度、水力48%程度という出力比率の算定結果が得られた

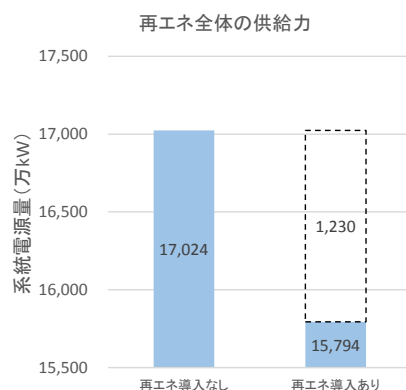
第32回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料4に一部追記

3 再エネ供給力の評価について

24

(5) 具体的な再エネ供給力の算定結果(太陽光発電、風力発電、水力発電の供給力)

- 再エネ全体の供給力を太陽光発電、風力発電、水力発電の個別に算定した供給力の比率で按分する。
- 太陽光発電、風力発電、水力発電の出力比率は、上記供給力を設備量で除した値となる。
- 太陽光発電は317万kW、風力発電は110万kW、水力発電は804万kWとなる。



(2021年度断面)

(単位 万kW)

	設備量	再エネ供給力		比率按分結果	
		再エネ全体	個別	供給力	出力比率
太陽光	6,169	—	317	317	5.1%
風力	576	—	110	110	19.0%
水力	1,690	—	806	804	47.5%
合計	8,435	1,230	1,233	1,230	14.6%

年間を通しての再エネ供給力が1,230万kWと算定

$$\text{水力発電の供給力} = 1,230 \times \frac{806}{1,233} = 804 \text{万kW}$$

$$\text{水力発電の出力比率} = \frac{804}{1,690} \times 100 = 47.5\%$$

※2017年度供給計画の2021年度断面の諸元にて算定

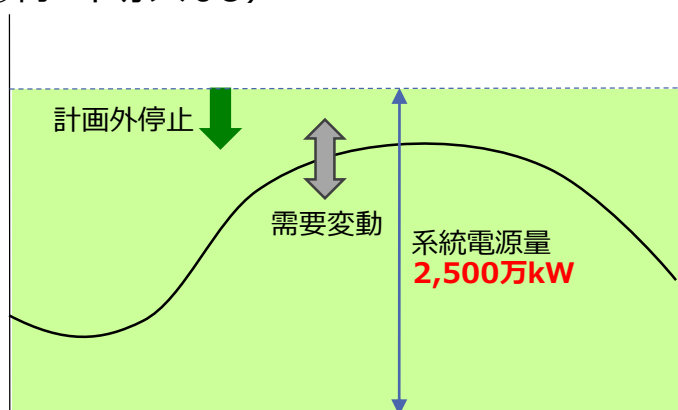
3 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方 (13) 再エネ供給力 (kW価値) の評価方法 (各月評価)

36

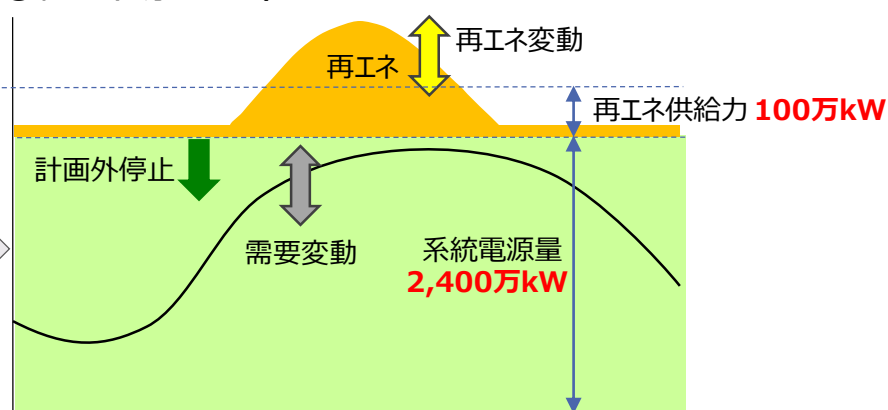
- 各月ごとに同じ供給信頼度基準を満たすよう、確率計算を行い火力等の系統電源量を算定する。
- 年間評価と同様に、①再エネ導入なしと②再エネ導入ありのケースで確率計算で算定した系統電源量の差が再エネ供給力となる。

【夏季の再エネ供給力算定イメージ】

(①再エネ導入なし)

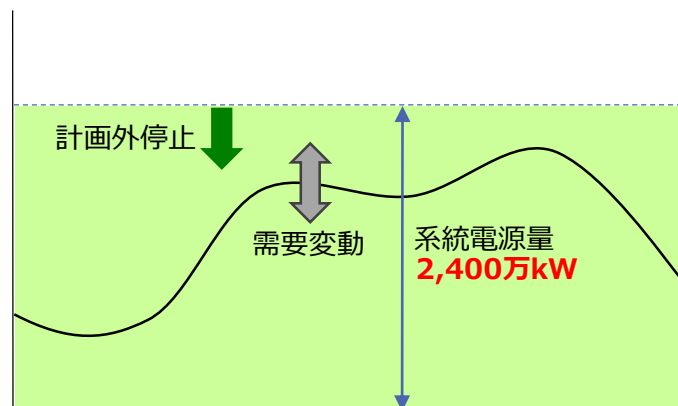


(②再エネ導入あり)

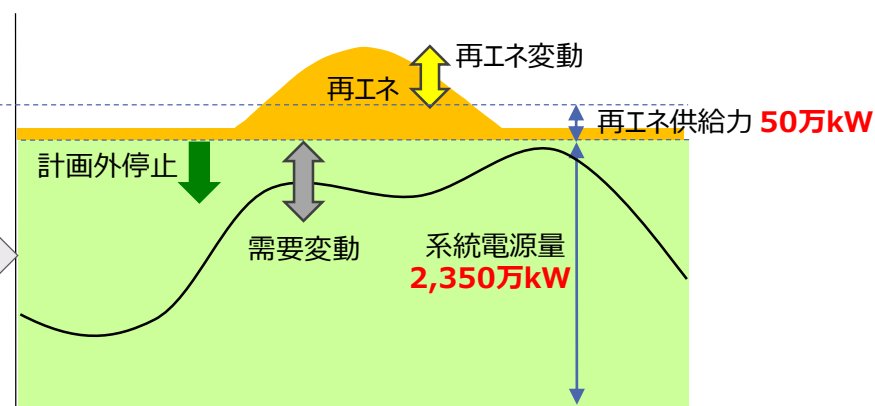


【冬季の再エネ供給力算定イメージ】

(①再エネ導入なし)



(②再エネ導入あり)



(参考) 各月再エネ供給力の算定結果(EUE評価)

■ 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利用したものとして算定

※L5出力は、各エリアの需要ピーク時間の合計値

■ 計画停止を踏まえて確保すべき設備量の考え方について

- 再エネ導入進展に伴い、年間計画停止可能量が年間計画停止量を下回っている状況を踏まえ、計画停止を実施するために必要な設備量の考え方として、今回提案した以下の2案による範囲内にて検討を進めてはどうか。
 - ✓ ②各月ごとの計画停止の実態を踏まえた全国の年間計画停止可能量を確保
 - ✓ ④年間計画停止量
- なお、②各月ごとの計画停止の実態を踏まえた全国の年間計画停止可能量の確保については、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、あらためて評価を行った上で、ご議論いただくこととしたい。
- また、容量市場開設後における、各月の系統電源必要量、計画停止可能量、計画停止時期の評価のために再エネ供給力（kW価値）については、年間評価に加えて、各月評価についても実施することとする。

(余白)

厳気象対応および稀頻度リスク対応含めた
必要供給力にかかる今後の議論の方向性

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）

●稀頻度リスク対応

- ・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

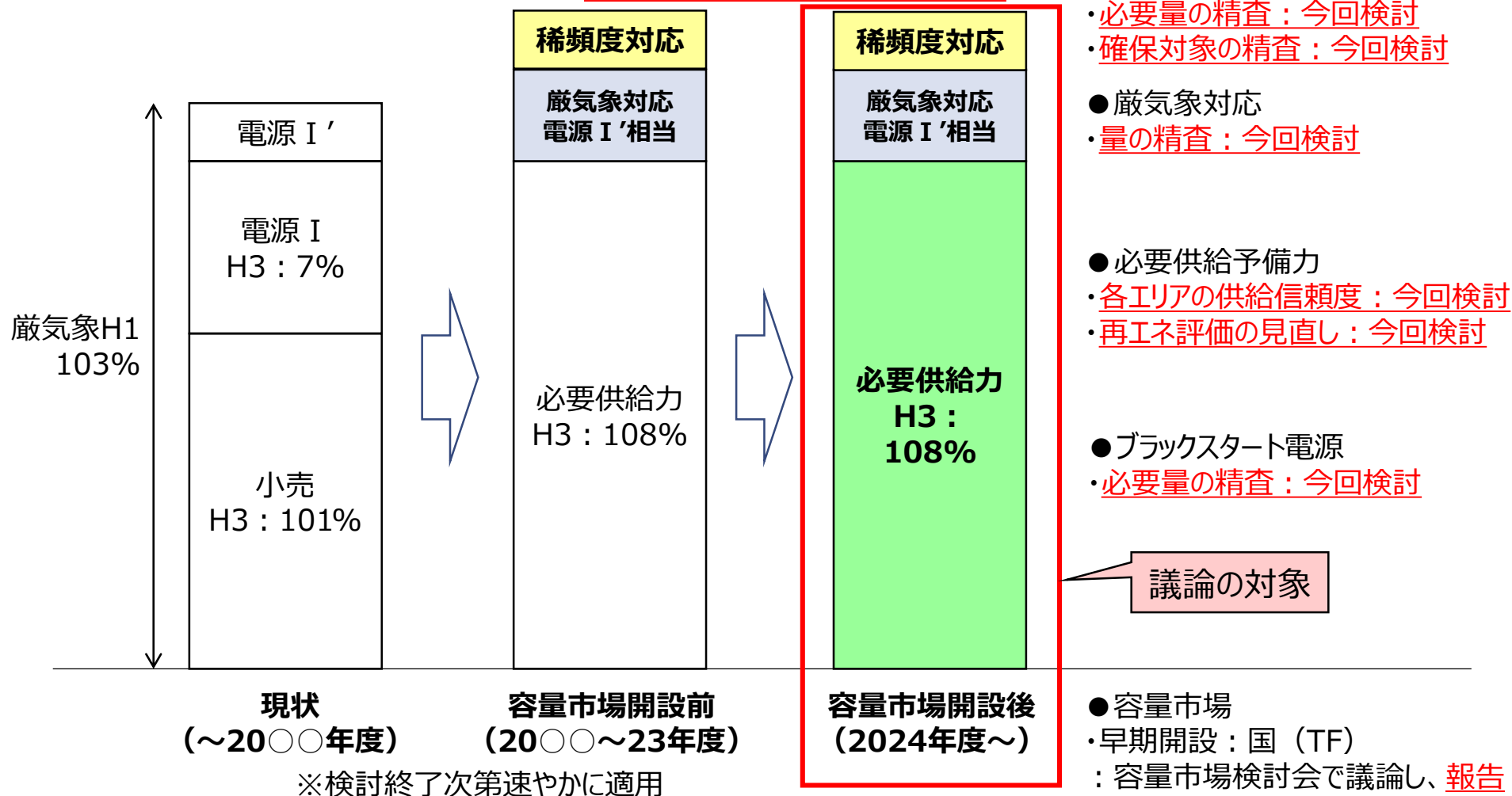
●必要供給予備力

- ・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

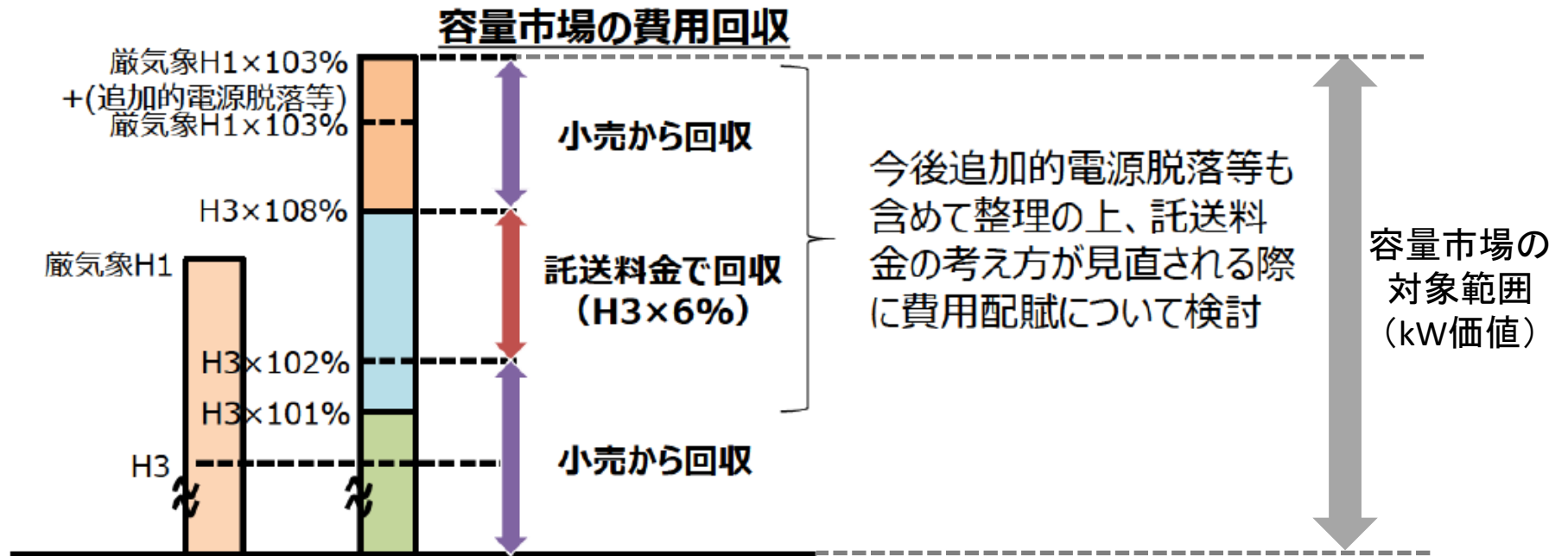
議論の対象



■ 容量市場の調達対象としては、国の審議会等にて、以下のとおり整理されているところ。

- H3需要の108%
- 厳気象対応分（＝厳気象H1需要×103%－H3需要×108%）
- 稀頻度リスク分（＝厳気象H1需要発生時の追加的電源脱落等）

現行の託送料金の考え方を前提とした案



出所) 第28回制度検討作業部会（2019年1月30日） 資料3-1を抜粋

http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/028_03_01.pdf

- 前回（第2回）本小委員会にて、下記のとおり、必要供給力の考え方における確率論と確定論との整合について課題認識のご意見をいただいき、今回、その関係性を検討した。

【第2回電力レジリエンス等に関する小委員会 主なご意見】

（岡本オブザーバー） 需給検証と容量市場における供給力の目標量を定めるプロセスの両方において、整合のとれた信頼度基準や、考え方をもとに議論いただく必要があると思っている。いずれも同じアデカシーという問題を扱っているため、もちろんタイミングによる違いとか、ある部分で目標量を決めながら一方で検証して見直す等の役割分担もあるが、考え方としてはひとつ整合が取れたものが必要ではないかと思っている。資料の4ページ以降に、調整力等委員会での議論のとおり、信頼度基準にEUEを用いていくということを記載していただいき、それに基づく連系線の考慮の方法の提案はもっともだと思う。そうだとすると、需給検証の方法も、ある意味、そこに乗ったようなやり方ができるのではないかと思っている。

（事務局） 厳気象対応の電源 I' との関係や、確定論や確率論等の関係については、次回以降に議論させていただき稀頻度対応との関係性も考慮する必要があり、ここまでですら全て腑に落ちるわけではないのであれば、次回以降はさらに腑に落ちない可能性があるため、整理をして稀頻度対応の議論の際に考え方を示させていただきたい。

（大橋委員） 振り返って考えてみると、この電源 I' というもの、あるいは厳気象H1需要の103%という数字は、そもそも決めで作った数字であり、確定論とか確率論という話もあったが、根拠がある訳ではなく、経験的に決められているだけ値であり、適切性について論じることとはそもそも難しいのではないか。

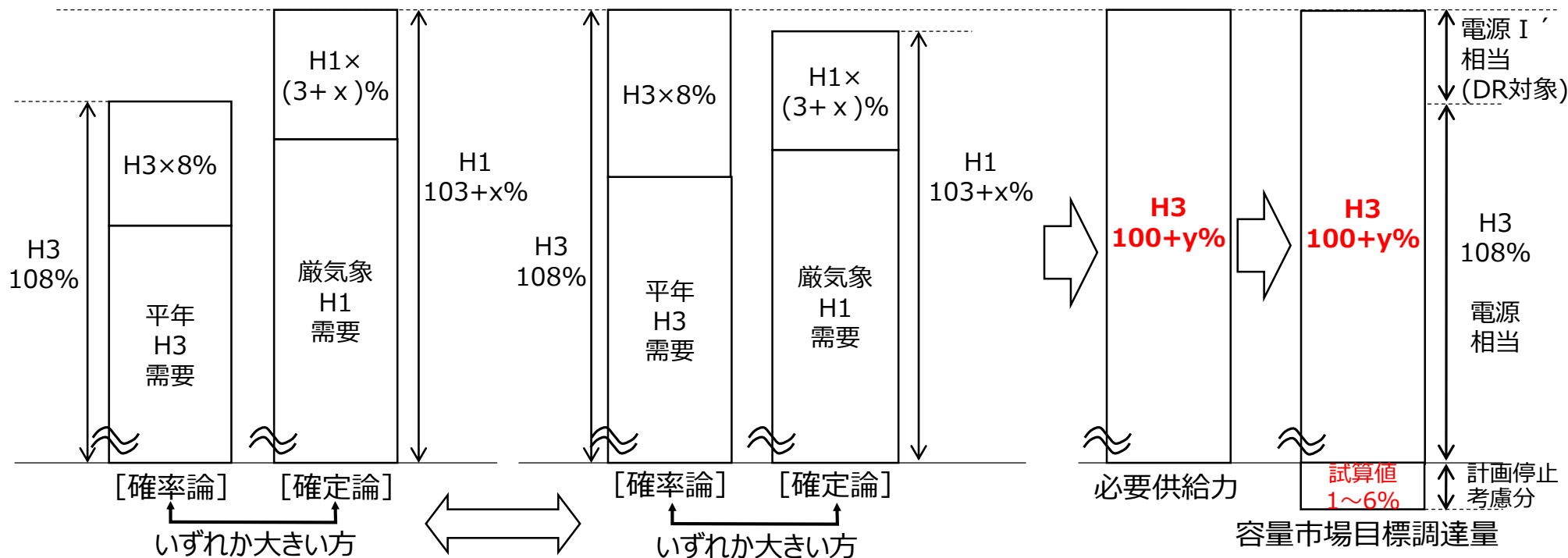
（松村委員） 44ページの図だと中央のグラフの供給力は左側のグラフの供給力より高く書かれているが、必ずしもそうなるわけではなく、実際に、エリアによっては左側の供給力の方が高くなっていることがある。これは、リスクの要因として今までの考え方のような、電源の計画外停止等を考慮しても問題ないかという点や、仮にそのようなことがなかったとしても猛暑H1需要が発生した場合問題ないかという点を確認し、そのうちの大きい方を取るという考え方。2つの状況を想定し、どちらにも対応できる供給力を確保しておけば、その他の普通に考えられる状況にも対応できる、という考え方に基づいて評価していることをまず理解する必要がある。もし中央のグラフの供給力の方が左側のグラフの供給力より大きくなっている場合、基本的には電源 I' を追加調達して対応することになっている。その場合の必要量は猛暑H1需要をもとに算定されるが、それは猛暑H1需要が発生したときだけに使うという前提で調達されたのではなく、猛暑H1でも大丈夫な量を確保しておけば、他の状況でも対応できるという考え方でこの調達量になっている。

- 現状の安定供給確保の基準を維持するため、「**平年H3需要での予備率8%（確率論）**」または「**厳気象H1需要での予備率3+x%（確定論）**」のいずれか大きい方を、今後、安定供給確保のために必要な供給力として整理してはどうか。

※確率論とは、確率的必要供給予備力算定手法のことを示す。確定論とは、需給検証などで評価しているものを示す。

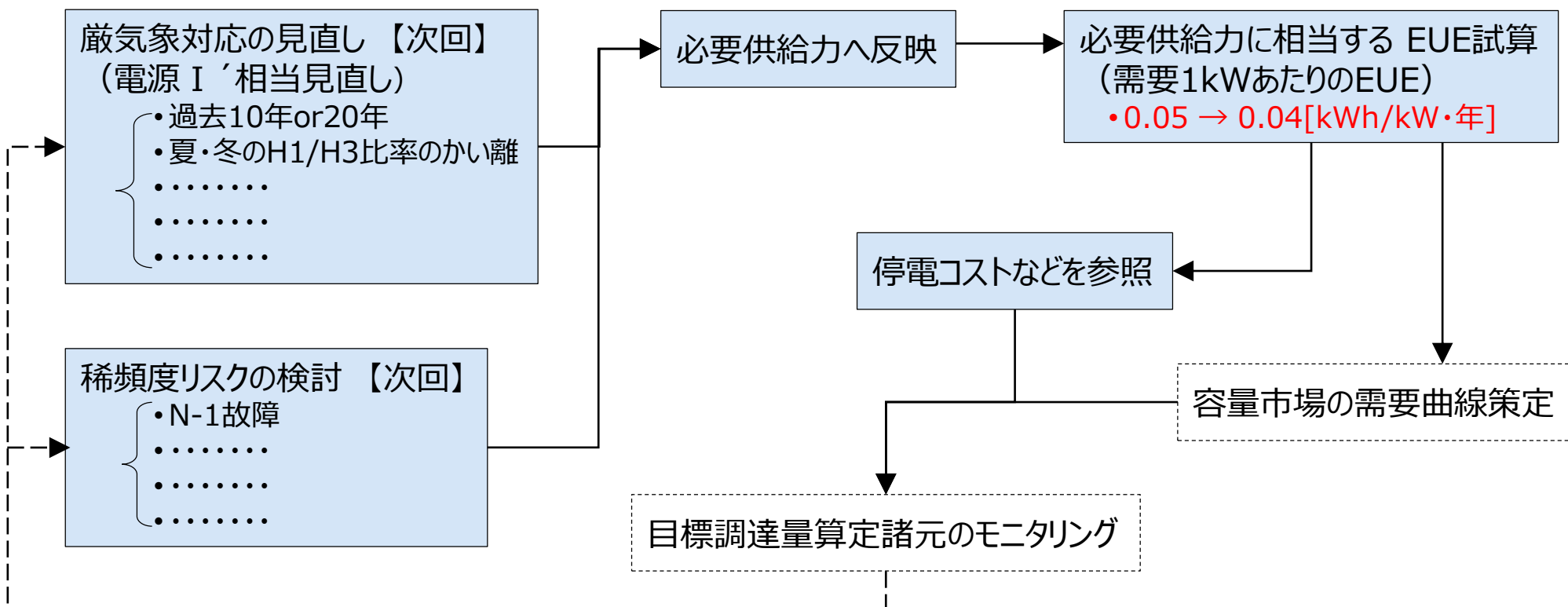
※xは、稀頻度リスク分の考慮を示す。

- 具体的には、必要供給力が「**平年H3需要の108%**」を上回る場合は、「**厳気象対応+稀頻度リスク**」分として、DRも対象とした供給力（以下、**電源I'相当**）を確保してはどうか。
- 確率論あるいは確定論のいずれで決まったとしても、必要供給力（容量市場の目標調達量）は、1つに決まるため、設備形成の観点からは、これまでとの整合を考慮し、「**平年H3需要×(100+y)%**」として設定する方が良いか。
- なお、容量市場の目標調達量としては、計画停止を踏まえた設備量の確保量（今回約1~6%と試算）を含める。



- 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。

※朱書きは仮数値イメージ



必要により実施

4 指標算定の前提条件

11

(2) 今後の全国の供給信頼度基準の考え方

- 全国の供給信頼度基準の考え方は、以下のとおり整理してはどうか。なお、各エリアの供給信頼度基準の整理によって、改めて議論を行うことも考えられる。
- 全国の供給信頼度基準
 - 従来は供給信頼度基準を各エリアでLOLP0.3日/月とし、地域間連系線を活用した他エリアからの応援を考慮した上で、各エリアの必要供給予備力（偶発的需給変動対応分）を7%と整理している。
 - 今後は「需要1kWあたりのEUE」を供給信頼度の指標として、再エネ導入量拡大の影響などを必要供給予備力に評価することが必要である。
 - 今回の前提条件における経済性分析の試算結果は、適切な供給予備力5.8～7.8%程度であり、現在の必要供給予備力7%と概ね同じ水準であった。
 - 現在の必要供給予備力7%は、これまでの長年に亘る安定供給の実績があること、また至近の再エネ導入が一定程度進んでいることを踏まえると、「現状レベル（7%）」を下回らないことが妥当と考えられるのではないか。
他方で経済性分析から導かれる適切な供給予備力には幅（5.8～7.8%）があることから、直ちには7%を引き上げることは不要ではないか。
 - 以上から、現時点では、全国の供給信頼度基準は「現状レベル」を下回らないことと整理し、現状の全国の必要供給予備力7%に相当する「需要1kWあたりのEUE」として設定することとしてはどうか。
- 各エリアの供給信頼度基準（次回以降整理）
 - 各エリアの供給信頼度基準については、間接オークションによる供給力や連系線空容量の設定方法等を含めて次回以降整理する。

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】

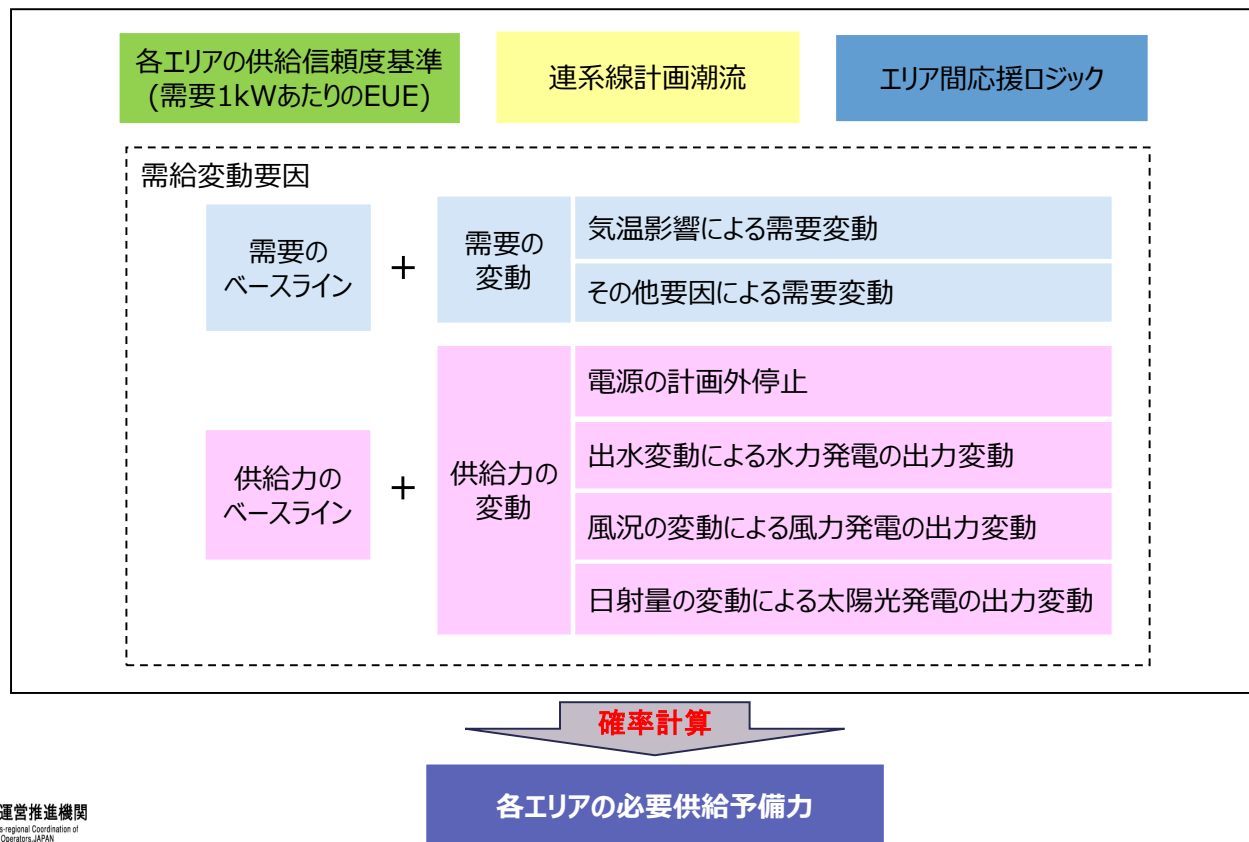
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
必要供給予備力	設定なし									8 %
需要1kWあたりのEUE	x (kWh/kW・年)	x (kWh/kW・年)	x (kWh/kW・年)	x (kWh/kW・年)	x (kWh/kW・年)	x (kWh/kW・年)	x (kWh/kW・年)	x (kWh/kW・年)	x (kWh/kW・年)	x (kWh/kW・年)

※ x は、全国、各エリアで一律の値

3 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。



第29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

4 指標算定の前提条件

10

(1) 経済性分析による適切な供給予備力の試算

■ 経済性分析による適切な供給予備力の試算結果（2016年度供給計画の2016年度断面）

- 適切な供給予備力は、5.8%（EUEは概ね15百万kWh/年程度）～7.8%（EUEは概ね4百万kWh/年程度）の範囲となった。

（前提条件）詳細は参考資料1を参照

- ・需要、再エネ設備量等の諸元は、2016年度供給計画の2016年度断面の値
- ・供給力確保コストは、発電コスト検証ワーキンググループの報告書を基に設定(9,800～16,800円/kW/年)
- ・停電コストは、旧ESCJのアンケート調査を基に設定(3,050～5,900円/kWh)
- ・連系線利用計画は、2016年度年間計画(当初予定)

【試算結果】

