

【参考資料】

確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定)に係る 検討課題についての本委員会での議論の方向性と整理

2020年9月3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

EUE算定に係る検討項目・スケジュールについて

※目的の要因区分：「ア」→アデカシー観点、「再」→再エネ導入、「容」→容量市場導入

容量市場初回オークション

目的※		年度	～2016	2017	2018	2019	2020	備考	
供給信頼度の考え方	再	(1)評価指標(LOLP,LOLE,EUE)	需要1kW当りEUEとする		確率論と確定論との整合				
	再	(2)各エリアの供給信頼度の考え方	各エリアの需要1kW当りEUEを一律とする						
	ア	(3)偶発的需給変動対応7%	経済性評価を踏まえ7%を継続		現状の信頼度維持の観点から7%			} (6)信頼度基準値 需要1kW当りEUE 0.048kWh/kW・年	
	ア	(4)厳気象対応2%		現状の信頼度維持の観点から2%					
	ア	(5)稀頻度リスク1%		現状の信頼度維持の観点から1%					
	信頼度基準評価	容	(8)スタッキングレシオ	2019供計計画停止量を踏まえ評価⇒再エネ年間評価を踏まえ再評価					
		容	(9)持続的需要変動対応1%	1%としデータ蓄積	1%としデータ蓄積	1%とし継続検討			
		容	(10)エリア間応援ロジック	計上エリア優先ロジック⇒全エリア不足率一定ロジック					
	評価方法	ア	(11)連系線マージンの扱い	大規模停電回避からマージンB,Cを確保					
		再	(12)需要:ベースライン,相関	3日単位でエリア間完全相関					
再		(13)供給力:計画外停止率等	稼働日評価から稼働時間評価へ見直し						
再		(14)再エネ:エリア・要素間相関	火力代替価値として算定						
容		(15)揚水:モデル構築			} 供給力評価へ移行(次ページへ)			
容		(16)DR:モデル構築						

EUE算定に係る検討項目・スケジュールについて

※目的の要因区分：「再」→再エネ導入、「容」→容量市場導入、「政」→政策的観点(アデカシー観点)

容量市場初回オークション

目的※	年度	~2016	2017	2018	2019	2020	備考
供給力評価 (安定電源代替価値)	各月評価	再 (17)再エネ	実績日によるエリア間相関⇒需要との相関に見直し				本日 の 論 点
		容 (18)揚水(モデル構築含む)	供給力として最大限活用する評価方法構築				
		容 (19)DR(モデル構築含む)	最終段として活用するモデル構築				
		容 (20)ガスタービン等	季節による最大出力変化を評価				
	年間評価	容 (21)再エネ	安定電源代替価値 (火力代替価値) として算定	容量市場調達量として評価方法構築			
		容 (22)揚水		容量市場調達量として評価方法構築			
		容 (23)DR					
		容 (24)ガスタービン等		容量市場調達量として評価方法構築			

EUE算定に係る検討項目の議論状況

※前委員会:調整力等に関する委員会、本委員会:調整力及び需給バランス評価等に関する委員会、レジ小委:電力レジリエンス等に関する小委員会

検討項目		論点	委員会での方向性	残課題	
供給信頼度の考え方	再	(1) 評価指標 (LOLP, LOLE, EUE)	<ul style="list-style-type: none"> これまでの最大ピーク時評価とするか、あるいは新しく8760時間評価を導入するか 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光の導入が進むことにより最大ピーク時以外の時間帯で必要予備力が増加することを踏まえ、評価断面を最大時のみから8760時間に拡大することとした[第5回前委員会] 8760時間評価の結果、従来の8月ピークのみに着目した分析ではなく、8760時間を対象とした分析の必要性を確認した[第10回本委員会] 停電時間・停電の大きさを評価できることから「需要1kW当りのEUE」を供給信頼度の指標として用いることとした[第14回本委員会] 	
	再	(2) 各エリアの供給信頼度の考え方	<ul style="list-style-type: none"> 各エリアの供給信頼度のあり方として、各エリアの予備率を一律とするか、各エリアの「需要1kW当りのEUE」を一律とするか 	<ul style="list-style-type: none"> 公平性の観点から各需要家の供給力不足の大きさはエリアの規模によらず一律とする必要があると整理し、各エリアの供給信頼度基準を全国の供給信頼度基準と同じ「需要1kW当りのEUE」を適用することとした[第2回レジ小委] 	
	ア	(3) 偶発的需給変動対応 7%	<ul style="list-style-type: none"> 偶発的需給変動対応を何%とするか 	<ul style="list-style-type: none"> これまでの「7%」については、経済性評価からも妥当な水準であること、長年に亘る安定供給の実績があることなどから、全国の供給信頼度は「現状レベル」を下回らないこととし、7%と整理した[第29回本委員会] 	
	ア	(4) 廠気象対応 2%	<ul style="list-style-type: none"> 廠気象対応を何%とするか 	<ul style="list-style-type: none"> 廠気象対応分の供給力について、「エリア間の不等時性」および「火力の計画外停止」を考慮して2%と整理した[第41回本委員会] 	
	ア	(5) 稀頻度リスク 1%	<ul style="list-style-type: none"> 稀頻度リスクを何%とするか 	<ul style="list-style-type: none"> 稀頻度リスクについて、「現状の供給信頼度レベルの維持」および「電力インフラにおけるレジリエンスの重要性」の観点からN-1故障相当の1%と整理した[第6回レジ小委] 	

検討項目			論点	委員会での方向性	残課題
信頼度基準評価	供給信頼度の考え方	ア (6) 供給信頼度基準	<ul style="list-style-type: none"> 信頼度基準値をいくつとするか 	<ul style="list-style-type: none"> 厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した各月の必要供給予備率を春季・秋季は7%、夏季・冬季は10%と整理し、年間停電量の期待値(年間EUE)を算定することとした[第41回本委員会] 年間EUE:770万kWh/年(需要1kW当りのEUE 0.048kWh/kW・年)と算出し、0.048kWh/kW・年を供給信頼度基準とすることとした[第42回本委員会] 	
		容 (8) スタッキングレシオ	<ul style="list-style-type: none"> 計画停止に伴う追加設備量(スタッキングレシオ)を考慮した容量市場調達量を増やすかどうか 	<ul style="list-style-type: none"> 夏冬の計画停止を極力減少させた2019供計の計画停止量を踏まえ、年間停止可能量1.90カ月となる追加設備量を算定することとした[第5回レジ小委] 再エネkW価値の年間評価と各月評価の特性を踏まえ、2~4%程度の追加設備量を容量市場で調達することとした[第46回本委員会] 	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場落札電源の作業調整状況を踏まえ、追加設備量について適宜見直す
		容 (9) 持続的需要変動対応1%	<ul style="list-style-type: none"> 持続的需要変動を何%とするか 	<ul style="list-style-type: none"> 景気変動等による需要変動を分析した結果、持続的需要変動対応分を1%以上に見直す必然性はないと整理した[第44回本委員会] 	<ul style="list-style-type: none"> 引き続き実績データの蓄積を行い、トレンド成分の評価方法などを継続的に分析する

検討項目		論点	委員会での方向性	残課題	
信頼度基準評価	容	(10) エリア間応援ロジック	<ul style="list-style-type: none"> 間接オークション導入を踏まえ、エリア間応援ロジックはどうあるべきか 	<ul style="list-style-type: none"> 確率論的必要供給予備力算定手法においては、連系線計画潮流は設定せず(通年0kWとする)、これを前提にエリア間応援ロジックについては、全エリア不足率一定ロジックを採用することを基本として検討を進めることを確認した[第30回本委員会] 	
	ア	(11) 連系線マージンの扱い	<ul style="list-style-type: none"> 需給ひっ迫時には必要によりマージンを使用するため、マージン使用を前提に評価するか。電力システムの安定性を保つ観点からマージンを不使用を前提に評価するか。 	<ul style="list-style-type: none"> 需給バランス確保を目的としたAマージンは供給信頼度評価において確保は不要(使用を前提で評価)と整理する。一方、電力システムを安定に保つためのB,Cマージンは、供給信頼度評価において確保すること(不使用を選定に評価)とする。[第2回レジ小委] 	
	再	(12) 需要: ベースライン, 相関	<ul style="list-style-type: none"> 需要のベースラインをどうするか 需要変動(気温変動)データのエリア間相関を考慮するか 	<ul style="list-style-type: none"> 従来は実績から近似直線を求め、ベースラインとしていたが、必ずしも実績が直線的ではないことから、実績の傾向をそのまま使う方法(H1~H31のH3比率)に見直すこととした[第1回本委員会] 気温影響による需要変動については、従来はエリア間で完全相関(H1とH1)としていたが、リスク側の評価であったため、エリアの不等時性を考慮して同一年月日の気温データを用いることとした[第25回本委員会] 	
	再	(13) 供給力: 計画外停止率等	<ul style="list-style-type: none"> 供給力の計画外停止はどうするか 計画外停止の調査対象をどうするか 	<ul style="list-style-type: none"> 従来は需要ピーク時の計画外停止日数から算出していたが、8760時間評価と整合させて年間の計画外停止時間を調査することへ見直した[第18回本委員会] 従来は旧一般電気事業者及び旧卸電気事業者のみが調査対象であったが、それ以外の電源が増加していることから、調査対象電源を追加することとした[第18回本委員会] 	<ul style="list-style-type: none"> 最新の実績データから傾向変化などを捉え適宜見直す

検討項目				論点	委員会での方向性	残課題
信頼度基準評価	評価方法	再	(14) 再エネ: エリア・要素間相関	<ul style="list-style-type: none"> 再エネのエリア間相関を考慮するか 再エネの変動要素間相関を考慮するか 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネの変動量は過去の出力率の実績に評価年度の設備量(供計ベース)を乗じることとした[第18回本委員会] 太陽光・風力は需要との相関が見られることから、需要との一次近似式を作成し、変動量を設定することとした[第42回本委員会] 水力は、需要と同様に、全エリア同一年月日の出力実績データを抽出し、エリア間相関を考慮することとした[第18回本委員会] 	続きは 供給力評価 において 詳細検討 (次ページへ)
		容	(15) 揚水:モデル構築	<ul style="list-style-type: none"> これまで24時間いつでも供給力として期待できることを前提としているが、池運用などの制約を考慮する必要はないか 	<ul style="list-style-type: none"> 上池水位(揚水・揚発量)のkWhを考慮したモデルを構築する方向とした[第25回本委員会] 	
		容	(16) DR:モデル構築	<ul style="list-style-type: none"> 発動回数・発動時間に制約のあるDRをどのように評価するか 	<ul style="list-style-type: none"> 発動回数、継続時間の制約のあるDR導入を考慮したモデルを構築する方向とした[第25回本委員会] 	

検討項目		論点	委員会での方向性	残課題
供給力評価 安定電源代替価値 各月評価	再	(17) 再エネ <ul style="list-style-type: none"> これまでのL5評価とするか、EUE一律のもとでの安定電源代替価値として評価するか 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光の導入量を変化させて分析した結果、太陽光の導入量が多いほど、必要供給予備力(率)が増加する結果を確認した[第11回本委員会] これから太陽光が増えた場合に必要供給予備率が増えるというより、太陽光をいまL5でkW価値評価していることが評価し過ぎているという見方が正しい理解ではないかとの意見があった[第29回本委員会] 再エネ供給力は、同じ供給信頼度基準(需要1kWあたりのEUE)を満たす条件において、再エネ導入によって減少することができる火力等の安定電源量と考えることとし、現状のL5出力を見直すことを確認した[第32回本委員会] 再エネの供給力は、太陽光、風力、水力ごとに算定が必要であり、また、エリア毎に算定が必要となるため、再エネの供給力合計を算定し、太陽光、風力、水力ごとにエリア毎に按分することを確認した[第32回本委員会] 	<ul style="list-style-type: none"> 年間8760時間のEUE評価によるkWhベースの評価であるため、時間別の信頼度評価(kWベースの評価)が困難な状況であり、特定の時間帯での予備率低下を懸念する意見への対応検討。
	容	(18) 揚水(モデル構築含む) <ul style="list-style-type: none"> これまでの潜在計算評価とするか、EUE一律のもとでの安定電源代替価値として評価するか 	<ul style="list-style-type: none"> 揚水の上池水位の変動を一日を通して適切に評価するため、各時間帯でそれぞれ実績日を選定するのではなく、1時から24時を同一日として実績日を選定して算定することとした[第41回本委員会] 揚水ポンプアップ運用としては供給力余力があれば揚水運転(ポンプアップ)を実施し、供給力不足するがあれば揚発を実施するという供給力として最大限活用する運用で評価することとした[第43回本委員会] 揚水の供給力評価としては、再エネと同様に、同じ供給信頼度基準(需要1kWあたりのEUE)を満たす条件において、揚水導入によって減少することができる火力等の安定電源量と考えることとした[第40回本委員会] 	

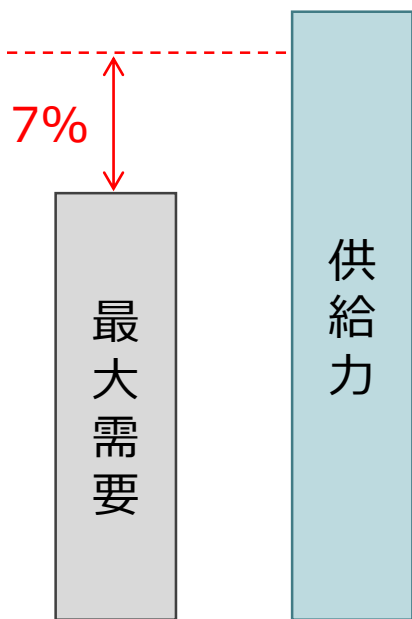
本日の論点

検討項目		論点	委員会での方向性	残課題
各月評価	容 (19) DR(モデル構築含む)	• 発動回数・発動時間に制約のあるDRをどのように評価するか		• DRの供給信頼度への影響確認
	容 (20) ガスタービン等	• 季節(各月)によって最大出力が異なる供給力については各月最大出力で評価するか	• 季節(各月)によって最大出力が異なる供給力については各月最大出力で各月評価することとした[第43回本委員会]	
供給力評価 安定電源代替価値 年間評価	容 (21) 再エネ	• 容量市場の対価支払い(調達量)として用いる年間評価をどのように算定するか(各月評価とどのように整合させるか)	• 再エネ供給力の各月評価の最小値については、年間を通して供給力として期待できる量と考え、それを上回る供給力は年間計画停止可能量として寄与することから、その分の容量市場調達量を減らせるため、年間評価として考慮することとした[第43回本委員会]	
	容 (22) 揚水	同上	• 再エネと同様に、揚水供給力の各月評価の最小値については、年間を通して供給力として期待できる量と考え、それを上回る供給力は年間計画停止可能量として寄与することから、その分の容量市場調達量を減らせるため、年間評価として考慮することとした[第43回本委員会]	
	容 (23) DR	• 発動回数・発動時間に制約のあるDRをどのように評価するか		• DRの供給信頼度への影響確認
	容 (24) ガスタービン等	• 容量市場の対価支払い(調達量)として用いる年間評価をどのように算定するか(各月評価とどのように整合させるか)	• 再エネと同様に、供給力の各月評価の最小値については、年間を通して供給力として期待できる量と考え、それを上回る供給力は年間計画停止可能量として寄与することから、その分の容量市場調達量を減らせるため、年間評価として考慮することとした[第43回本委員会]	

- 現状の供給計画やでんき予報などの信頼度評価では、最大需要の7%を基準として確保※している。
(その他の時間帯は、7%以上確保している)
- この予備率7%の算出根拠について、次ページで説明する。

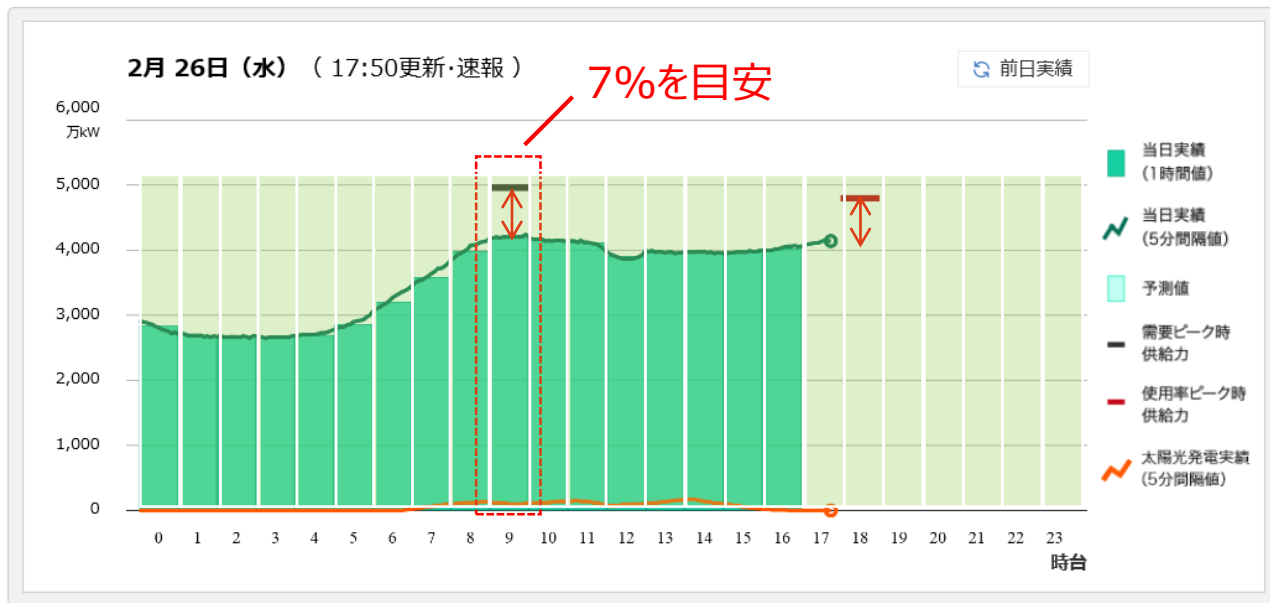
安定的	93%未満
やや厳しい	93%以上 95%未満
厳しい	95%以上
非常に厳しい	97%レベル

<供給計画>



7%以上を確保

<でんき予報>



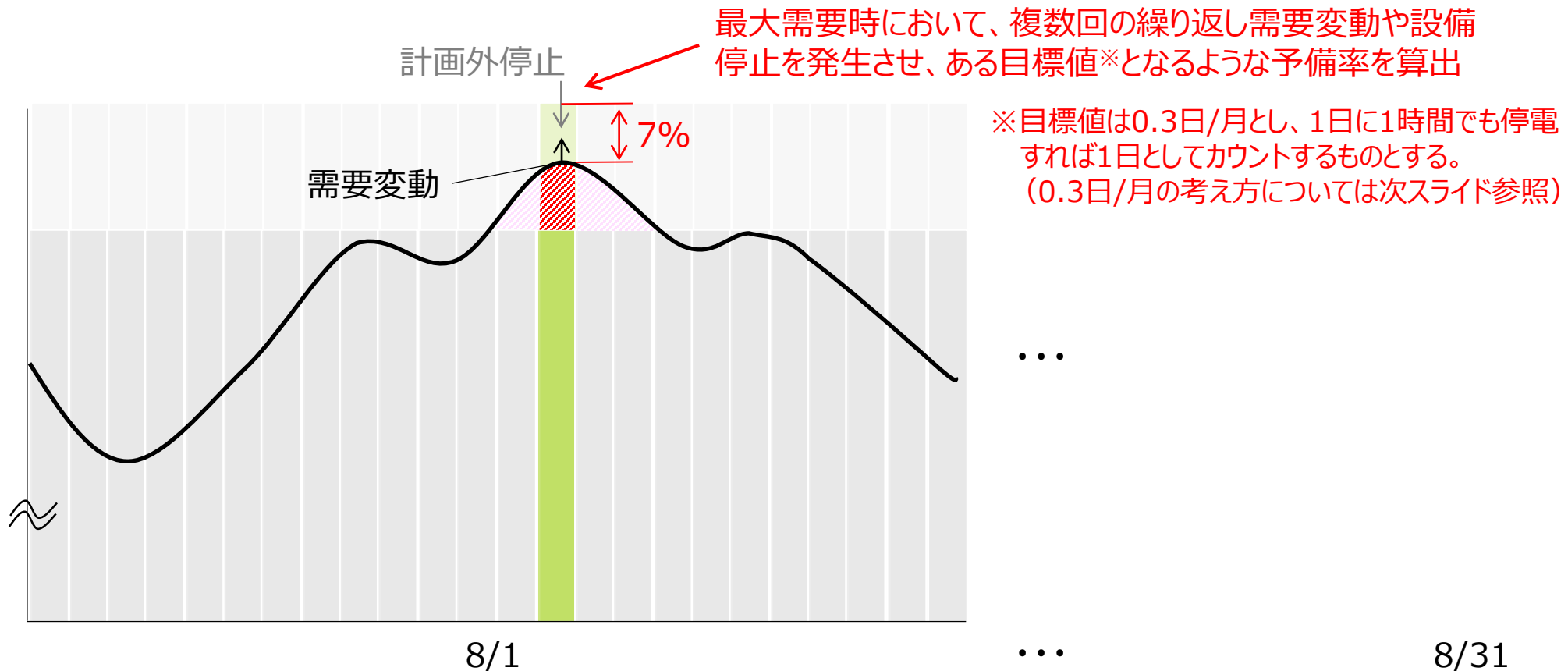
(出典)東京電力ホームページを一部修正

7%以上を確保

※ 供給計画やでんき予報では、最小予備率断面で7%以上の確保も確認

- 約60年前に示された確率論的手法による最大需要の7%を算定したものを現在に至るまで使用している。
- 8月の最大需要時の需要や設備量を複数回繰り返しに(サイコロを振り出した目に応じて)変動させ、LOLPの目標値※となる8月の全国最大需要の予備率7%が算出され、最大需要の予備率7%を基準に信頼度評価を実施していた。
- なお、当時の主な電源構成は、火力や水力などの一日に安定的に出力できるものであった。

▨ : 確率論的な需要や設備量の変動後の需給状況が厳しくなる(予備率が小さい)時間帯を表す (以下、停電リスク)



見込不足日数の考え方

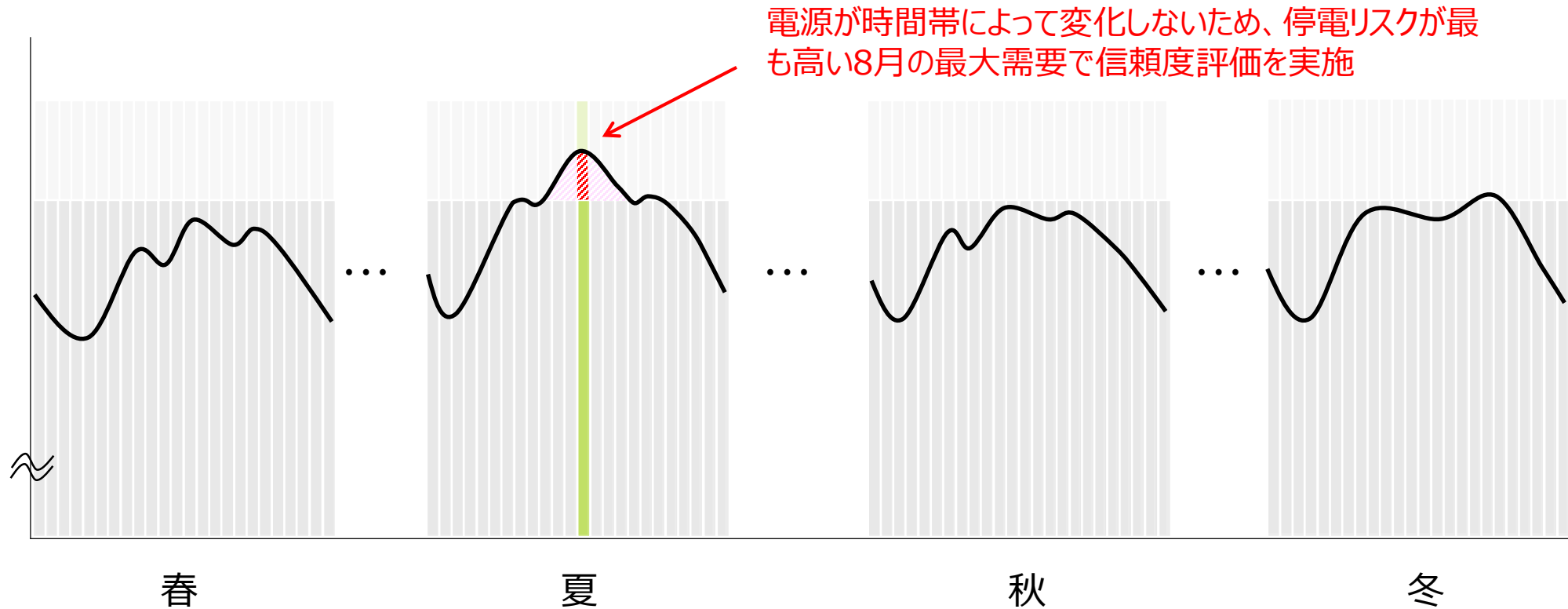
5

見込不足日数「0.3日/月」については、日本電力調査委員会の解説書（S37年版）に記載がある。

日本電力調査委員会解説書（S37年11月）

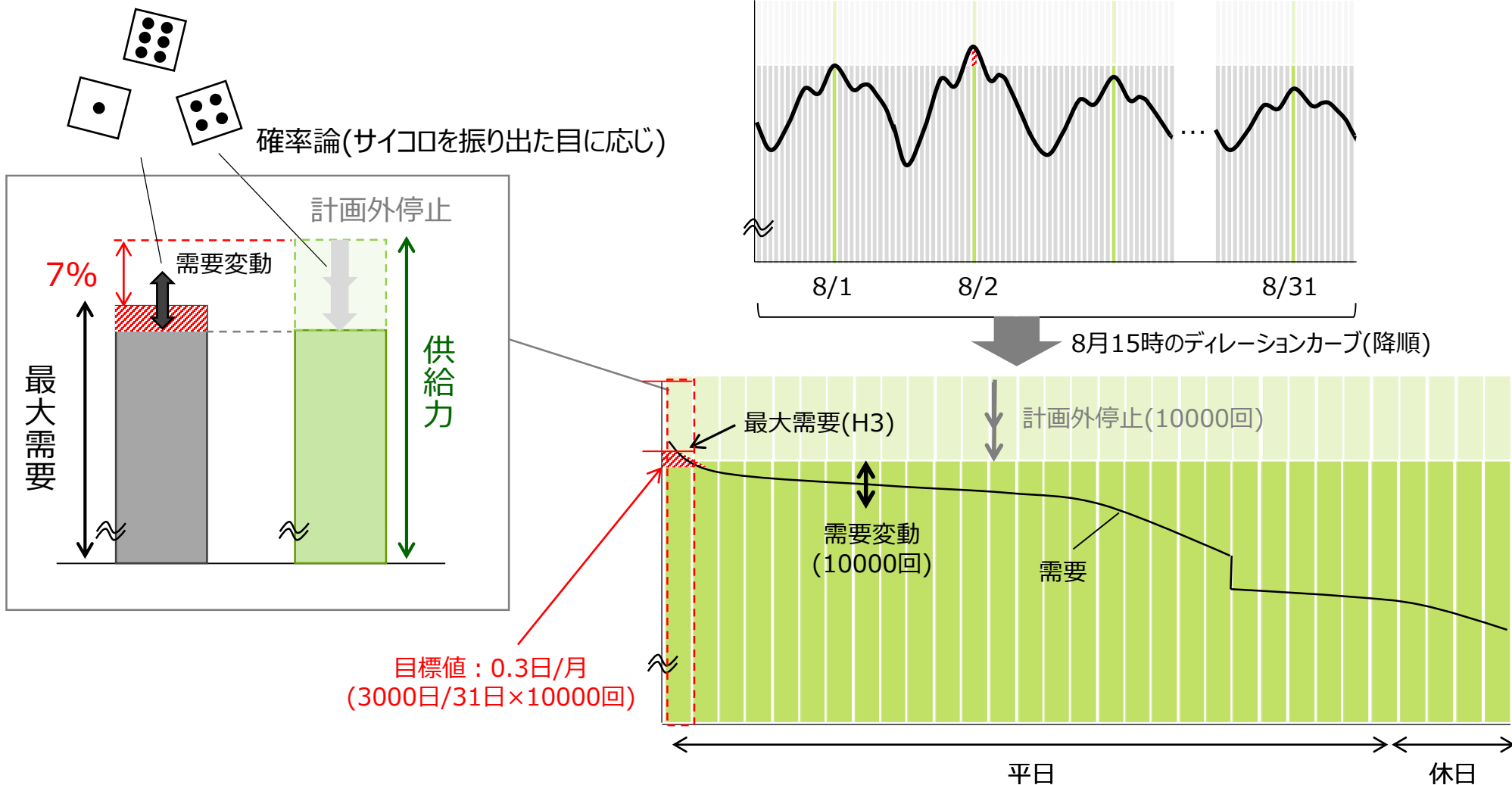
見込不足日数（0.3日/月）については、過去の実績から、事故、濁水が一度発生した場合は、6日間連続するものと考えなければならない。そのため供給予備力を保有する目標として、ある月に20年に1回の確率で発生する事故、濁水による出力減少量までを充足することとすれば、1ヶ月に0.3日であることが予想される状況となる。

- 太陽光、風力の導入までは電源は季節によって変化しない安定的に出力できるものであったため、最も予備率が小さくなる8月の最大需要時で信頼度評価を行っていた。



- 最も予備率が小さくなる8月の需要や供給力を確率論的に複数回繰り返しに(サイコロを振り出した目に応じて)変動させ、供給力が需要を下回る日数の期待値を算定し、目標値※となる予備率7%を算出した。

※目標値は供給力が需要を下回る日数がピーク需要発生断面で0.3日/月となる予備率



(参考)過去のLOLP解析の確認

- これまでLOLP解析による算定は、最初のS33年から約5年に1度の割合で実施していた。
- 過去の検討において、偶発的需給変動は全国で約7%という算定結果となっている。

LOLP解析による算出結果

22

H17年度計算結果（想定断面：H21年度（第5年度）8月）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
最大3日平均電力 (MW)		4,800	14,380	61,830	26,560	5,450	30,640	11,960	5,640	16,830	178,090
各社単独時 ケース	予備力 (MW)	629	1,497	5,377	2,628	660	2,675	1,176	759	1,627	17,028
	予備率 (%)	13.1	10.4	8.7	9.9	12.1	8.7	9.8	13.5	9.7	9.6(平均)
各社連系時 ケース	予備力 (MW)	358	1,107	4,392	1,959	341	2,039	781	356	1,152	12,485
	予備率 (%)	7.5	7.7	7.1	7.4	6.3	6.7	6.5	6.3	6.9	7.0(平均)
連系効果 (単独-連系)	予備力 (MW)	271	390	985	669	319	636	395	403	475	4,543
	予備率 (%)	5.6	2.7	1.6	2.5	5.8	2.0	3.3	7.2	2.8	2.6(平均)

※ 単独（エリア間連系を考慮しない）ケースと、連系（エリア間連系を考慮する）ケースの予備率の差が連系効果。
連系効果分を連系線のマージンとして設定。

出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会(H27.1.15)中部電力殿資料

〔参考〕 偶発的需給変動の算定結果（全国計※1）

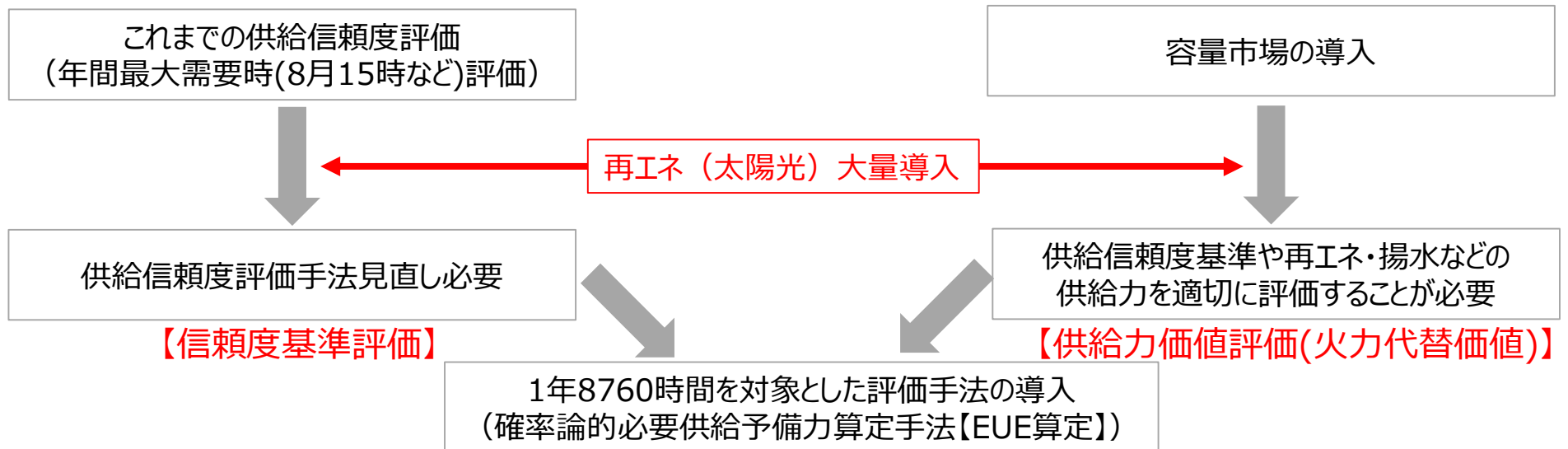
- ・ S37年頃：S42年12月断面 9.8%（単独時）、4.1%（連系時※2）
- ・ S62年：H8年8月断面 10.0%（単独時）、6.9%（連系時）
- ・ H17年：H21年8月断面 9.6%（単独時）、7.0%（連系時）

※1 沖縄電力を除く

※2 連系線容量に制約がないことを前提とした算定値

(参考) 確率論的必要供給予備力算定手法 (EUE算定) の導入目的

- 供給信頼度評価としては、これまで（再エネ大量導入前まで）は、年間最大需要時（8月15時など）に必要供給力（H3需要の108%など）が確保されていることを評価していた。
- 再エネ、特に太陽光発電の大量導入に伴い、太陽光発電が高出力となる昼間帯（8月15時など）よりも太陽光発電出力が低出力（またはゼロ）となる夏季点灯帯や冬季最大需要時などに供給予備力が小さくなる傾向が見受けられた。
- このことから、これまでの年間最大需要時の供給力確保状況の評価するという供給信頼度評価手法を見直すことが必要となった。
- 一方で、容量市場の導入により、そのオークションにあたっては、供給信頼度基準から目標調達量（需要曲線）を設定することが必要となり、さらに、火力などの供給力に対して、再エネや揚水などの供給力を適切に評価し、容量市場の落札量や支払対価などを決定することが必要となった。
- これらを一定の手法にて評価するにあたり、1年8760時間を対象にした確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）を導入し、その検討条件等の整備を進めている。



【出典】第43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 一部修正

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_43_haifu.html

- EUEによる供給信頼度評価においては、供給力不足の発生時期などに違いがあっても、供給力不足量が同じであれば、同じ供給信頼度として評価することとなる。

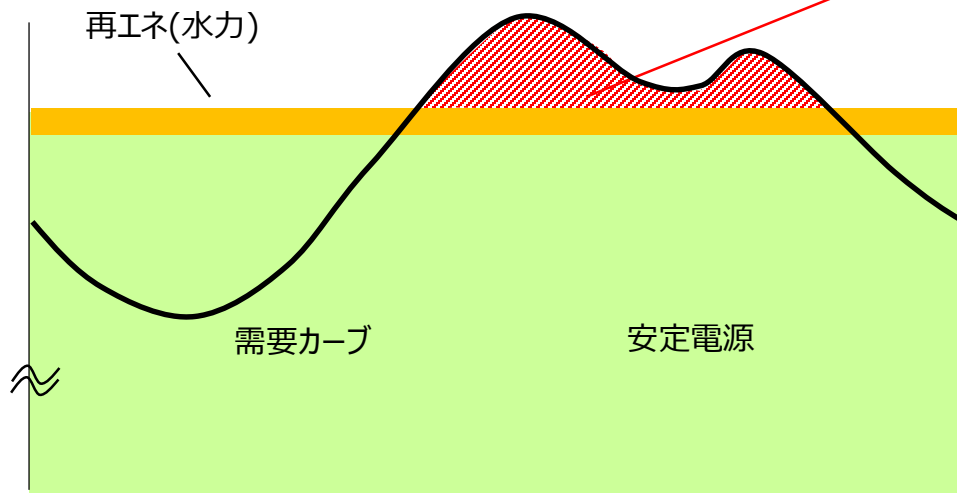
[これまで]
太陽光・風力導入なし



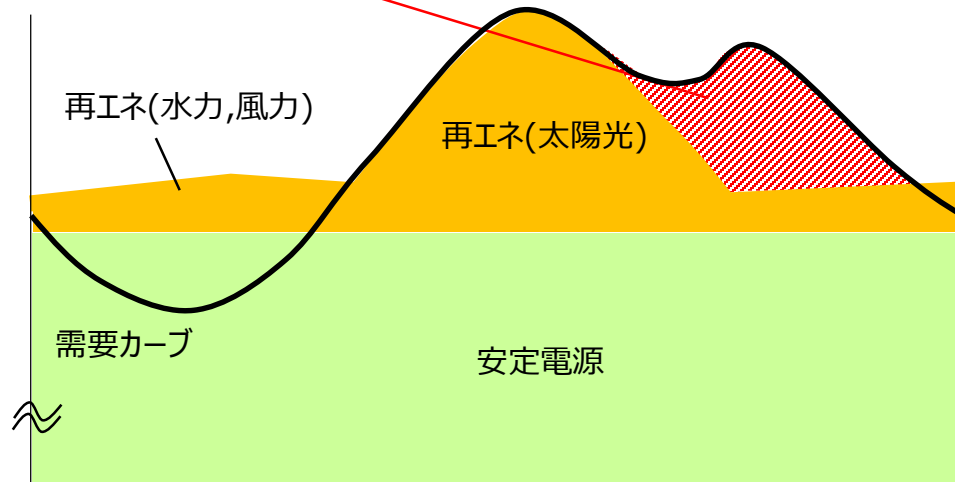
[現状および今後]
太陽光・風力導入あり

同じ供給力不足量
(需要1kWあたりのEUE)
⇒同じ供給信頼度と評価

供給力不足発生時期
昼間帯 → 点灯帯へ
夏季帯 → 冬季帯へ



1年8,760時間による評価(年間EUE)



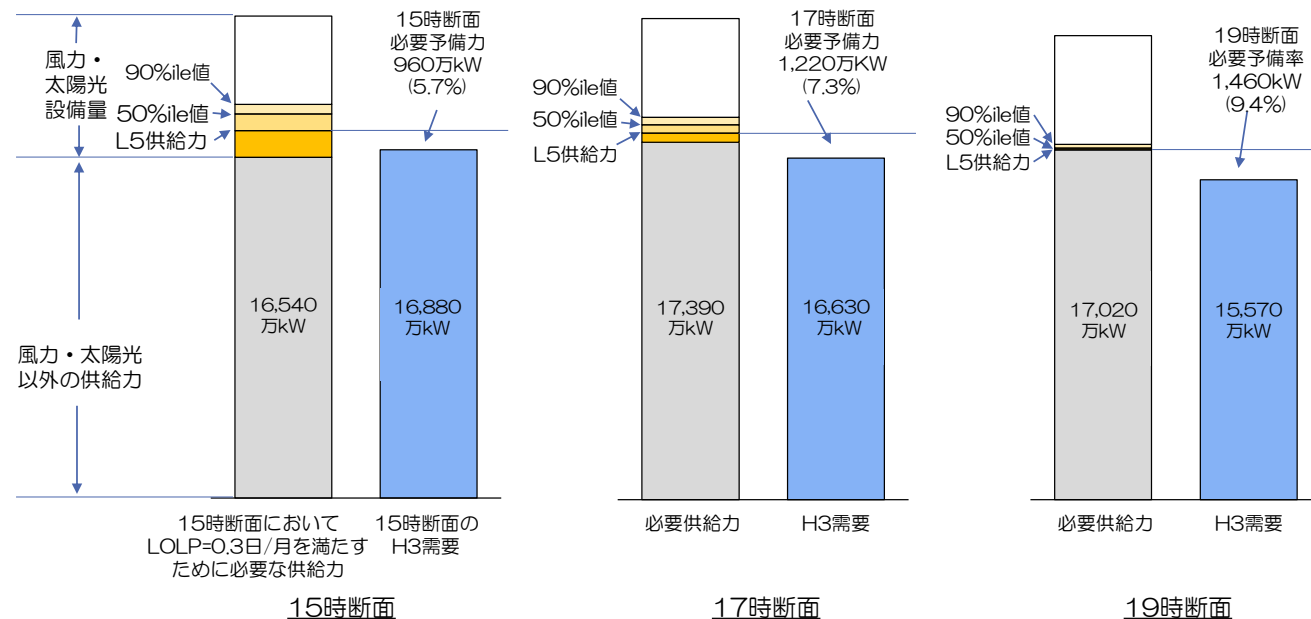
1年8,760時間による評価(年間EUE)

これまでの議論状況：(1)評価指標(1/4)

- 第5回調整力等に関する委員会において、再エネをL5基準としてLOLP=0.3日/月となる必要供給力を試算し、太陽光の導入が進むことにより、全国の必要供給力の最大値が算定される時間断面が15時から17時にシフトする結果となった。(風力・太陽光の供給力(L5)を除いた必要供給力も17時断面が最大となる。)
- このことから、評価断面を最大8760時間まで拡大し、分析を行うこととした。

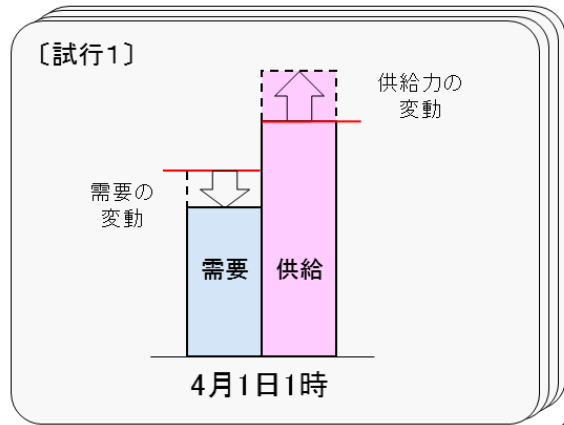
(参考)試算結果(平成36年8月、全国(9エリア)計)の関係図 29

[数値は、連系効果を考慮せず各エリア単独で算定した値の合計値(平成36年8月：9エリア)]



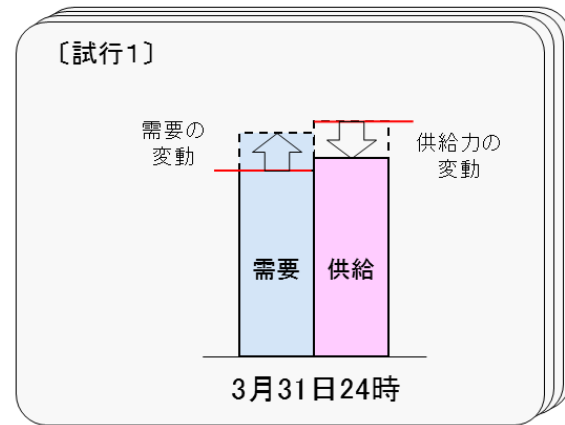
■ 供給信頼度の指標値としては、LOLPは年間停電回数、LOLEは年間停電時間、EUEは年間停電量による評価を行う。

■ 前頁により各断面毎に供給信頼度の指標値を計算し、全評価断面(8,760時間)の指標値の合計を最終的な供給信頼度の指標値とする。



- ・LOLE(4月1日1時) = A(1) [時間]
- ・EUE(4月1日1時) = B(1) [MWh]
- ・LOLP(4月1日) = C(1) [回]

...



- ・LOLE(3月31日24時) = A(8760) [時間]
- ・EUE(3月31日24時) = B(8760) [MWh]
- ・LOLP(3月31日) = C(365) [回]

↓ 全試行の平均値

試行回数
10,000回

↓ 全試行の平均値

試行回数
10,000回

8760時間断面の合計

最終的な供給信頼度の指標値

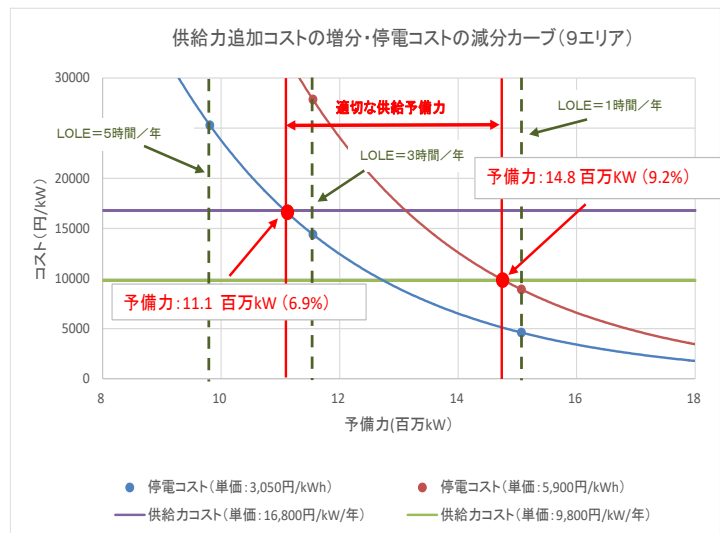
$$\begin{aligned} \cdot \text{LOLE} &= \sum_{h=1}^{8760} A(h) \text{ [時間/年]} \\ \cdot \text{EUE} &= \sum_{h=1}^{8760} B(h) \text{ [MWh/年]} \\ \cdot \text{LOLP} &= \sum_{d=1}^{365} C(d) \text{ [回/年]} \end{aligned}$$

これまでの議論状況：(1)評価指標(2/4)

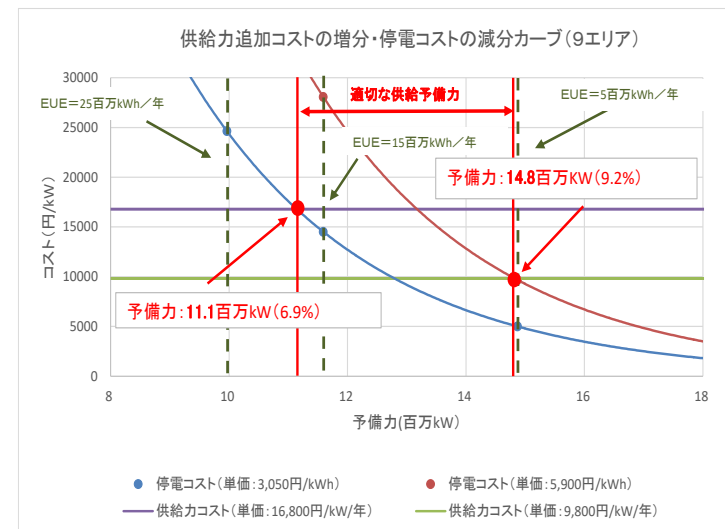
- 第10回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(以下、調整力等委)において、LOLE又は需要1kW当りのEUEを全エリア一律にする前提のもと、それぞれの経済性分析を行った結果、適切な供給予備力は年度毎に異なっているものの、供給信頼度の基準でみると各年度とも概ねLOLE=1～3時間/年、9エリア計EUE=500～1,500万kWh/年程度となることが分かった。

断面	経済性分析による適切な供給予備力の範囲	
	LOLEを9エリア一律	需要1kWあたりのEUEを9エリア一律
2016年度	10.0百万kW(6.3%)～13.5百万kW(8.6%)	10.0百万kW(6.3%)～13.5百万kW(8.6%)
2020年度	11.1百万kW(6.9%)～14.8百万kW(9.2%)	11.1百万kW(6.9%)～14.8百万kW(9.2%)
2025年度	12.1百万kW(7.3%)～15.9百万kW(9.6%)	12.2百万kW(7.4%)～16.0百万kW(9.6%)

(2020年度：LOLE一律)



(2020年度：需要1kWあたりのEUE一律)



【出典】第18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

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_18_haifu.html

これまでの議論状況：(1)評価指標(3/4)

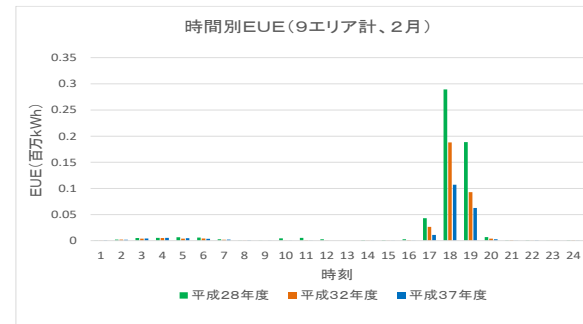
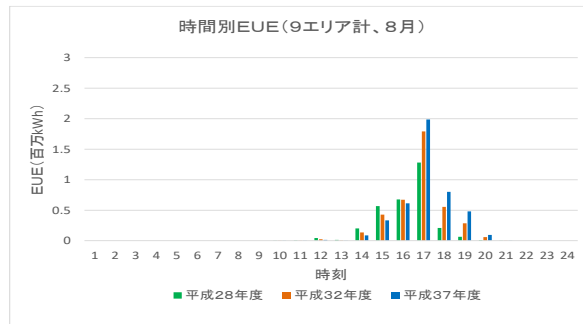
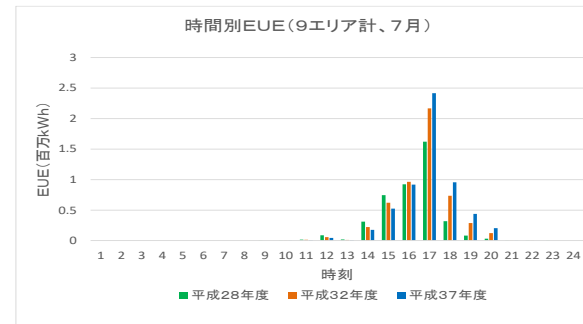
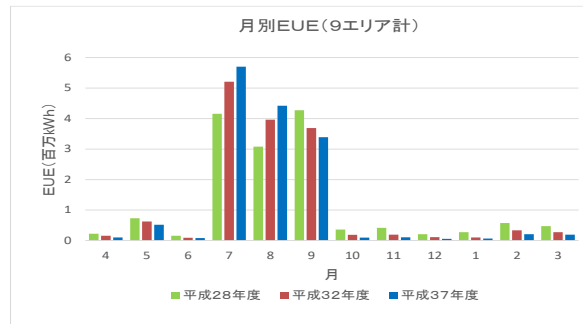
- 第10回調整力等委において、8760時間評価の特徴を把握することで、手法の適切性、留意性、及び課題等について確認を行うため、前述の試算結果(供給信頼度基準:需要1kW当りのEUE(9エリア計EUE1,500万kWh/年))について、月別及び時間帯別のEUEを確認した。
- この結果から、従来の8月の需要ピークのみに着目した分析ではなく、8760時間を対象とした分析を行う必要性を示していると考えた。

(イ)月別・時間別の不足電力量(EUE)の発生状況

24

(供給信頼度基準:9エリア計EUE=150万kWh/年)

- 月別の不足電力量期待値(EUE)は夏季(7~9月)が多くなった。
- また、7、8月の時間別のEUEは、夕刻(17時頃)に多く発生しており、後年度になる(太陽光の導入が進む)ほど、夕刻以降(17時~20時)のEUEが増加。



【出典】第10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

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei_jukyu_10_haifu.html

これまでの議論状況：(1)評価指標(4/4)

- 第13～14回調整力等委において、供給信頼度の指標について議論の結果、下記の理由により、翌年度から「需要1kW当りのEUE」を軸に供給信頼度の基準値等の検討を進め、当面の間、他の指標(LOLP,LOLE)は補助指標として参照することを確認した。

(需要1kWあたりのEUEを選定する理由)

- LOLPは、8,760時間評価のもとでは、1年のある1日（24時間）において供給力不足が1時間発生しても10時間発生しても同じ値（LOLP=1回/年）となり、供給力不足の長さが考慮されない。このため、供給力不足時間を考慮できるLOLEやEUEに比べて、供給信頼度の評価が不十分であると考えられる。
- LOLEは、エリア単位で見たときの供給力不足発生頻度（年あたり時間）の期待値を示す指標であり、供給力不足の大きさ（kWh）は考慮されず、エリアの設定範囲により値が変化する。これらのことから、LOLEの値を9エリア一律に設定しても、各需要家の供給力不足の大きさ（年あたりkWh）がエリアにより異なることとなる。
- EUEは、エリア単位で見たときの供給力不足量（年あたりkWh）の期待値を示す指標であり、その値を9エリア一律に設定しても、エリアにより需要の規模が異なることから、各需要家の供給力不足の大きさ（年あたりkWh）はエリアにより異なることとなる。
- EUEをエリアの総需要で割った「需要1kWあたりのEUE」にすることで、需要1kWあたりの停電量（年あたりkWh）の期待値を示し、エリアの設定範囲によって値が変化しない。このことから、その値を9エリア一律に設定した場合には、需要家が同じような規模であると仮定すると、各需要家の供給力不足の大きさ（年あたりkWh）をエリアの規模によらず一律にすることができる。このため、「需要1kWあたりのEUE」を供給信頼度の指標として用いることが適切であると考えられる。

【出典】第14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

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei_jukyu_14_haifu.html

これまでの議論状況：(2)各エリアの供給信頼度の考え方

- 第2回電力レジリエンス等に関する小委員会において、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、全国の供給信頼度基準と同じ、「需要1kWあたりのEUE」を適用することを確認した。

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

【出典】第2回電力レジリエンス等に関する小委員会 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_02_shiryou.html

これまでの議論状況：(3)偶発的需給変動対応7%

- 第29回調整力等委において、全国の供給信頼度基準の考え方として、「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た。

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と。他方でEUEから導かれる量には幅（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。

これまでの議論状況：(3)偶発的需給変動対応7%(補足)

4 指標算定の前提条件

10

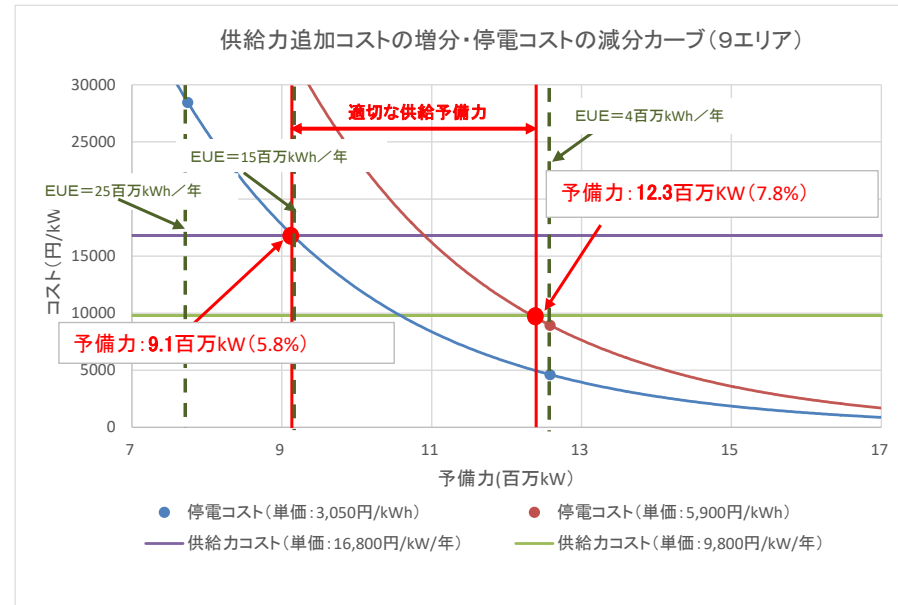
(1) 経済性分析による適切な供給予備力の試算

- 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】



【出典】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

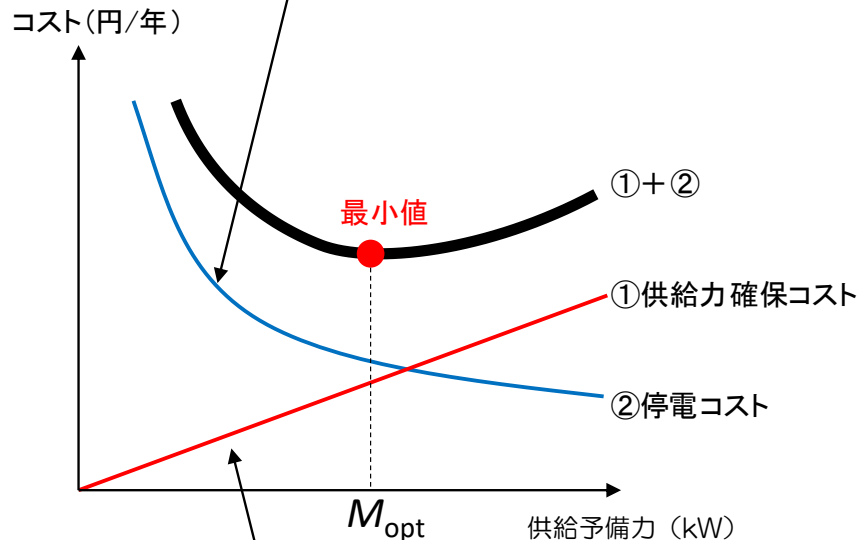
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_29_haifu.html

(参考) 必要供給力の経済性分析の概要

- これまで、偶発的需給変動対応分は、供給力を多く確保するほど供給信頼度は高まる（停電の発生リスクが低下する）が、供給力の確保のためのコストが増加することを踏まえ、供給力確保コストと停電コストの和が最小となる適切な供給予備力を評価（以下「経済性分析」）し、妥当性を確認していく。

停電コスト(円/年)
 $= \text{停電コスト単価(円/kWh)} \times \text{EUE(kWh/年)}$

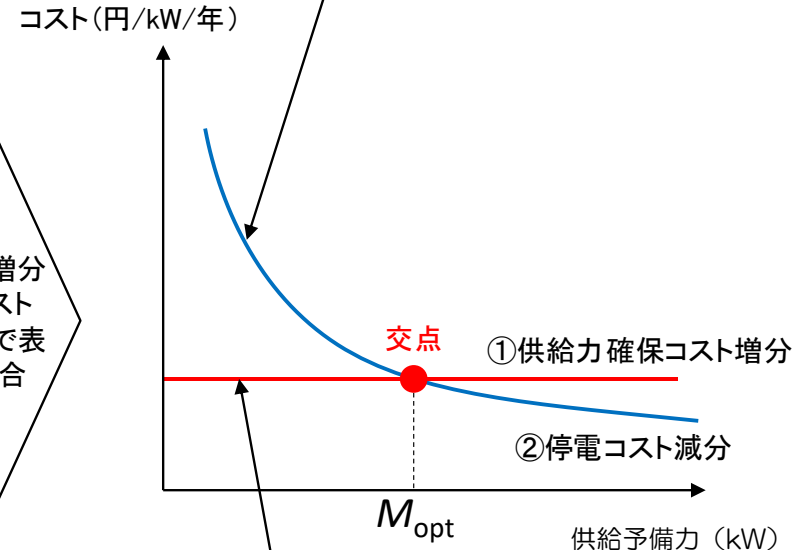
予備力の値を変えながら、確率論的手法により不足電力量(EUE)を算定し、それより停電コストを求め、その近似曲線 $f(x)$ を描く。



供給力確保コスト(円/年)
 $= \text{供給力確保単価(円/kW/年)} \times \text{予備力(kW)}$

停電コスト減分(円/kW/年) $= -f'(x)$

停電コストの近似曲線 $f(x)$ を微分して計算。



供給力確保コスト増分(円/kW/年)
 $= \text{供給力確保単価(円/kW/年)}$

コストの増分
 (停電コスト
 は減分)で表
 現した場合

これまでの議論状況：(4)厳気象対応2%

- 第41回調整力等委において、厳気象対応分の供給力について、「エリア間の最大需要発生の不等時性（不等時性による需要減少率）」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」を考慮して評価した結果、夏季において全国で必要となる厳気象対応分の供給力は、384万kW（全国H3需要の2%程度）と算定された。

1 課題の検討状況

25

(3) EUE基準値の算定条件（厳気象対応分の供給力の見直し）

- 厳気象対応分の供給力について、第4回電力レジリエンス等に関する小委員会と同様の方法により、「エリア間の最大需要発生 of 不等時性（不等時性による需要減少率）」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」を考慮して評価した。
- その結果、夏季において全国で必要となる厳気象対応分の供給力は、384万kW（全国H3需要の2%程度）と算定された。

(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		16,906	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		16,466	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		442	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		384	①に対する割合：2.4%
供給力合計 ④ - ⑤ + ⑥		16,960	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		15,930	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		15,509	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		419	⑦に対する割合：2.8%
供給力合計 ⑩ - ⑪ + ⑫		15,975	厳気象対応分を考慮した供給力（計画外停止分控除）

【出典】第41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

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyuu_41_haifu.html

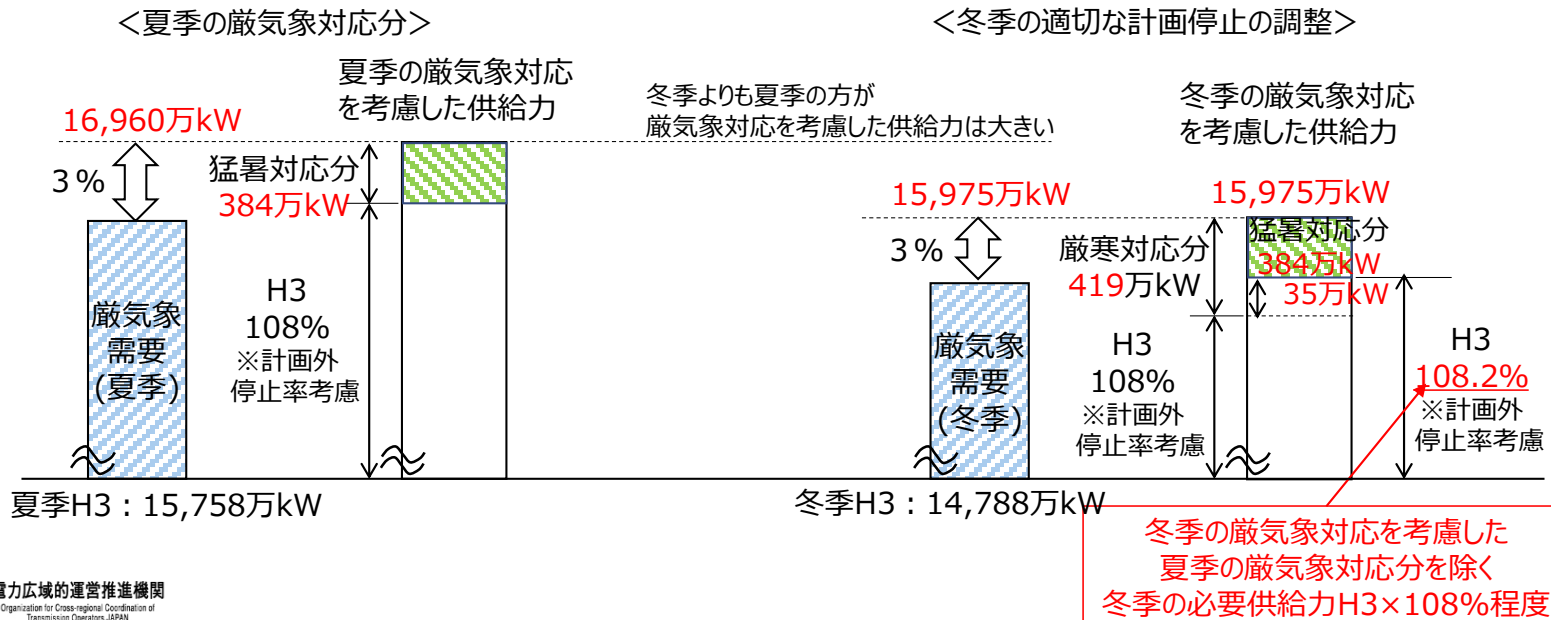
これまでの議論状況：(4) 厳気象対応2%(補足)

1 課題の検討状況

29

(3) EUE基準値の算定条件（各月の必要供給予備力の考え方）

- 今回の再算定の結果、夏季の厳気象対応分の供給力は384万kWとなり、前回算定値と同様のH3需要の2%程度となった。一方で、冬季の厳気象対応分の供給力は419万kW（H3需要の3%程度）となり、前回算定値（H3需要の4%程度）よりも減少した。
- その結果、冬季の各月の系統電源必要量が、H3需要の108%となり、前回算定値（110%）よりも減少し、冬季以外の各月（夏季含む）の系統電源必要量（H3需要の108%）と同等となった。
- 以上のことから、厳気象対応分および稀頻度リスク分を考慮した必要供給力としては、夏季・冬季ともにH3需要の111% [= 107% + 1% (持続的需要変動) + 2% (厳気象対応) + 1% (稀頻度リスク分)] としてはどうか。
- したがって、EUE基準値等の算定にあたっては、持続的需要変動分1%を除いた必要供給予備力110%にて評価していくことかどうか。



これまでの議論状況：(5)稀頻度リスク1%

- 第6回電力レジリエンス等に関する小委員会において、稀頻度リスク分について、現状の供給信頼度レベルの維持および電力インフラにおけるレジリエンスの重要性（電力政策における安定供給の重要性）の観点から、1%確保することを確認した。

確保すべき必要供給力について

11

- 前回、厳気象対応(平年H3需要の110%)については、国の「需給検証委員会」が発足した2012年以降、需給検証等により評価してきた供給信頼度レベルであり、今後も維持すべきと整理した。
- 稀頻度リスク分の検討にあたっては、以下の点に留意することが必要である。
 - 現行の需給検証においては、厳気象対応および稀頻度リスク分の供給力が確保されていることを確認しており、稀頻度リスク分含めた当該供給力が現状の供給信頼度レベルと考えられること。
 - 平成30年北海道胆振東部地震を始めとした一連の災害によって、大規模停電等、電力供給に大きな被害が発生したことを踏まえて、レジリエンスの高い電力インフラ・システムを構築するための課題や対策を検討していること。その中で、稀頻度リスク分を確保することにより、9エリア合計の年間停電量EUEを約1/2に減少させる効果を得られることは、レジリエンスの強化となると考えられること。
- 以上のことから、現状の供給信頼度レベルの維持および電力インフラにおけるレジリエンスの重要性（電力政策における安定供給の重要性）の観点から、厳気象対応および稀頻度リスク分を考慮した必要供給力「平年H3需要の111%(約116%※)」を確保することとしてはどうか。
- 厳気象対応および稀頻度リスク分は、発動指令電源としてD R等が参加することにより、効率的な供給力確保が期待できるため、発動指令電源の確保量（必要供給力の内数）に反映することとしてはどうか。
 - ※容量市場導入前は、調整力公募の電源 I 'の必要量に反映することとしてはどうか。
- なお、費用負担の観点から調達量を最小限とすべきというご意見を踏まえ、容量市場開設後は、初回オークション時に設定する目標調達量を基準に、確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）により供給信頼度を評価することで、調達量について不断の見直しを図ることとしたい。
- また、稀頻度リスク分（平年H3需要の1%）の費用負担については、後述（P18スライド以降）にて整理しているところ。

※（ ）内は、計画停止を踏まえた追加設備量（約5%）を含む数値

3 稀頻度リスク対応として必要な供給力の算定

60

- 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と考えられる。
- 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とどうか。

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、対応が来ているのだと思うが、**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）

【出典】第4回電力レジリエンス等に関する小委員会 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_04_shiryuu.html

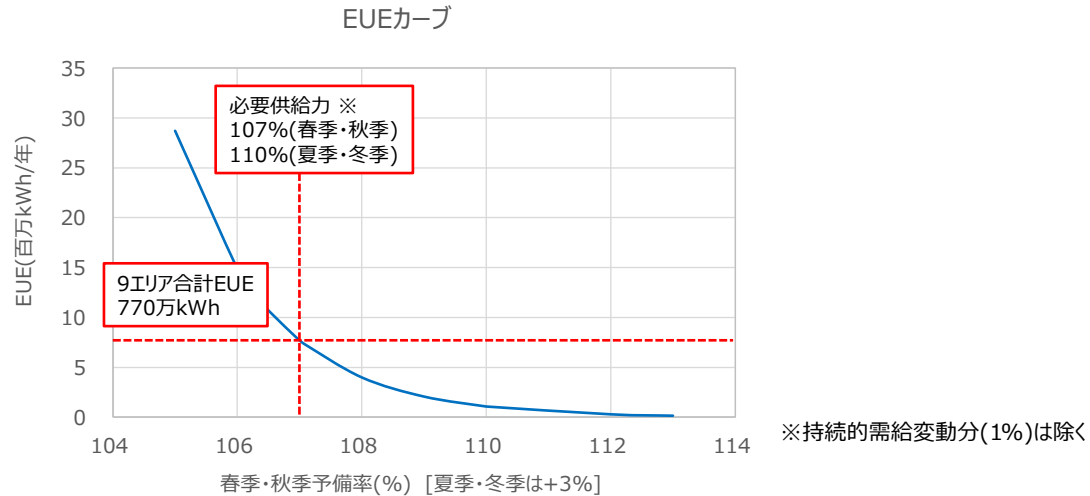
■ 第42回調整力等委において、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した全国の必要供給予備力の春季・秋季7%と夏季・冬季の10%に相当するEUEを算定した結果、全国EUEで770万kWh/年(需要1kWあたりのEUEでは0.048kWh/kW・年)となり、需要1kWあたりのEUE:0.048kWh/kW・年を供給信頼度基準とした。

1 課題の検討状況

15

(1) EUE基準値の算定 (全国の供給信頼度の基準値の算定結果)

- 全国の必要供給予備力の春季・秋季7%と夏季・冬季の10%に相当する信頼度基準を算定した結果、EUEで「770万kWh/年」程度(需要1kWあたりのEUEでは0.048kWh/kW・年)となった。
- 今回算出した現状の供給信頼度に相当する需要1kWあたりのEUEを供給信頼度基準としてはどうか。



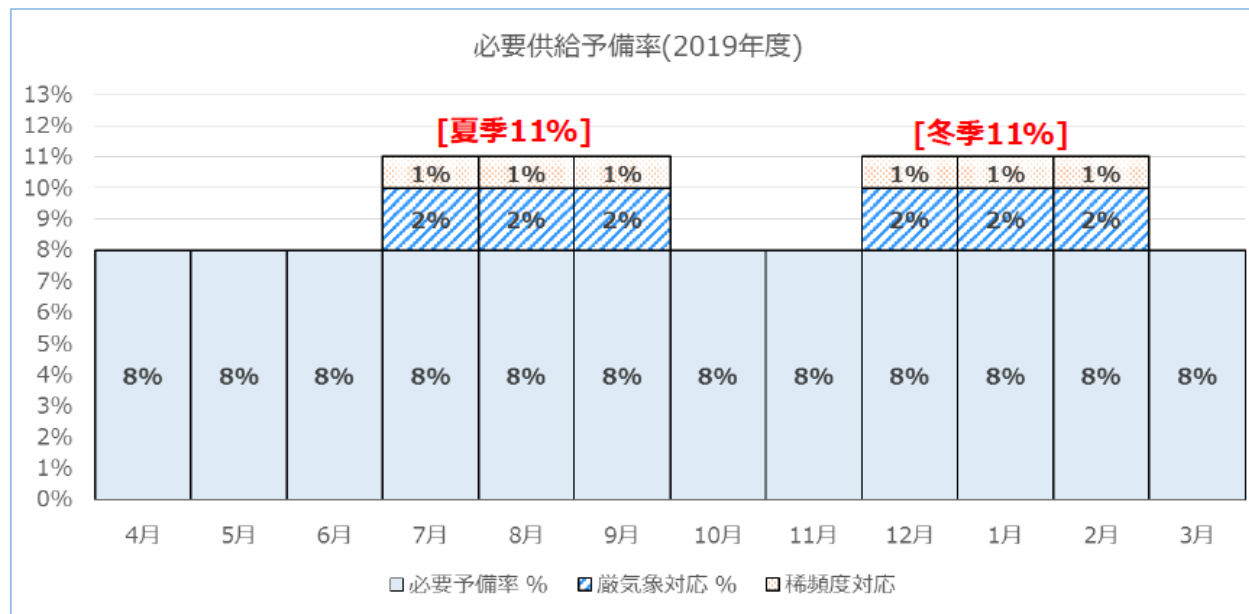
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
EUE(万kWh/年)	24	66	258	119	25	127	51	24	76	(770)
需要1kWあたりのEUE(kWh/kW・年)	0.048									(0.048)

1 課題の検討状況

30

(3) EUE基準値の算定条件 (各月の必要供給予備力の考え方)

- 前ページの整理から、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した必要供給予備率※1については、季節毎に異なり、春季・秋季は8%となり、夏季・冬季は11%となる。
※1 持続的需給変動分(1%)含む
- 上記の必要供給予備率をもとに、年間停電量の期待値 (年間EUE) を算定※2することで、供給信頼度基準を算定してはどうか。
※2 EUE算定にあたっては持続的需給変動分(1%)を除く



【出典】第41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

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyuu_41_haifu.html

これまでの議論状況：(8)スタッキングレシオ

- 第46回調整力等委において、年間計画停止可能量1.90ヶ月となる計画停止を踏まえた追加設備量について、2～4%※程度と算定した。引き続き、容量市場初回オークションに向けて再算定することとした。

※ 再エネ模擬なしの場合2%程度、再エネ模擬ありの場合4%程度

まとめ				35
<ul style="list-style-type: none"> ■ 今回、再エネの年間評価及び最新の諸元をもとに容量市場の目標調達量を算定した結果、H3需要の約113%（年間最大需要時の確保量は約116%）となり、再エネ導入量の影響を受けない結果となった。 ■ また、追加設備量については、再エネ導入量により設定量が変わった。追加設備量については、容量市場におけるリクワイアメント・ペナルティにも影響する重要な数値であるため、容量市場初回オークションに向けた調整係数等の算定諸元をもとに追加設備量を再算定することとしてはどうか。 				
	従来整理事項 (レジ小委)	今回整理事項① (諸元：レジ小委)	今回整理事項② (諸元：最新諸元)	容量市場 初回オークションでの考え方
年間停止可能量 (赤枠)	1.90か月	1.90か月 (変更なし)	1.90か月 (変更なし)	1.90か月 (変更なし)
追加設備量 (対H3需要比)	4.5%	4.5% (変更なし)	2%～4%程度※ ¹	追加設備量は 再エネ導入量により変動
再エネ供給力評価	L5 (各月評価)	調整係数 (年間評価)	調整係数 (年間評価) 2019供計の2020年度導入量	調整係数 (年間評価) 2019供計の2024年度導入量
評価断面	2019供計の 2019年度需要想定	2019供計の 2019年度需要想定	2019供計の 2020年度需要想定	2020供計の 2024年度需要想定
年間最大需要時 の調達設備量	H3需要の約116% (108※ ² +4.5+3※ ³)	H3需要の約116% (108※ ² +4.5+3※ ³)	H3需要の約116%	H3需要の約116% 再エネ導入量により変動
容量市場調達量	追加設備量として H3需要の4.5%(5%)	H3需要の約113%	H3需要の約113%	各月H3需要想定により変動 (H3需要の約113% から殆ど変化なし)

※¹ 再エネ模擬なしの場合2%程度、再エネ模擬ありの場合4%程度
 ※² 持続的需要変動対応分1%含む
 ※³ 厳気象対応分2%、稀頻度リスク対応分1%

【出典】第46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

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_46_haifu.html

これまでの議論状況：(8)スタッキングレシオ(補足)

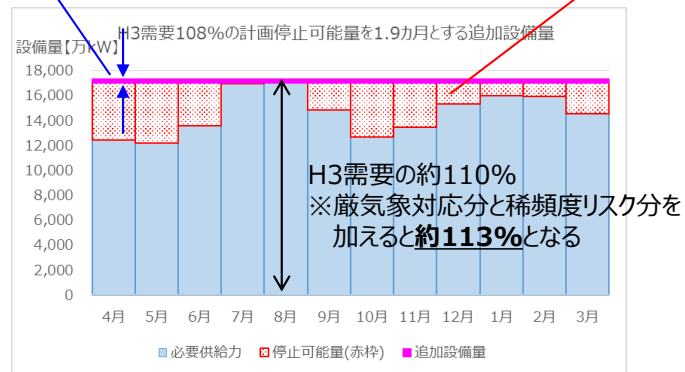
再エネ模擬なしと再エネ模擬ありでの電源の計画停止を考慮した容量市場の調達量について (2) 30

- 再エネを仮に模擬しない場合、各月H3需要108%における計画停止可能量を月換算で1.90ヶ月とするために必要な設備量は下記のとおりH3需要の約2%となり、容量市場調達量は約113%となる。
- 一方、再エネを模擬する場合、計画停止可能量を月換算で1.90ヶ月とするために必要な設備量は下記のとおりH3需要の約4%となり、再エネ供給力(kW価値)の年間評価を適用すると、容量市場調達量は約113%となる。
- 以上より、再エネ模擬の有無ともに、容量市場調達量は約113%と同量となる（ただし、追加設備量は異なる）。

<再エネ模擬なし>

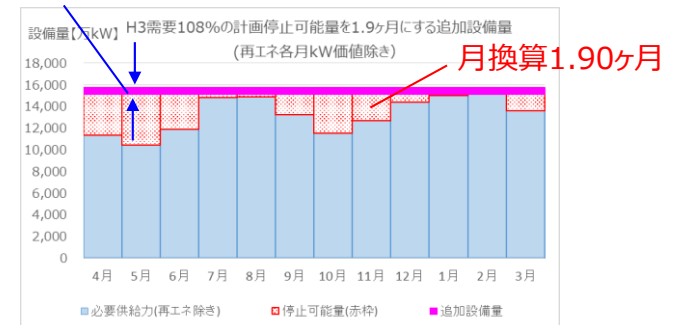
追加設備量:約2%

月換算1.90ヶ月



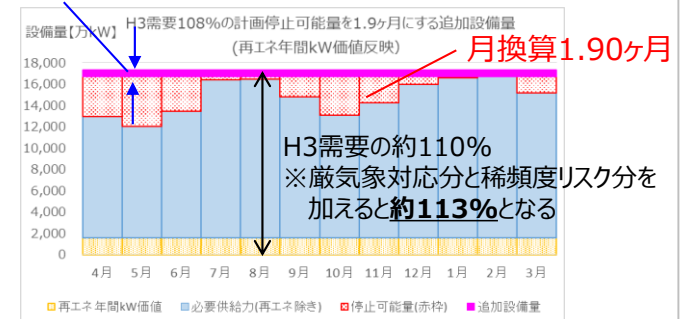
追加設備量:約4%

<再エネ模擬あり>



追加設備量:約4%

再エネ年間供給力(kW価値)反映



これまでの議論状況：(9)持続的需要変動対応1%

- 第44回調整力等委において、景気変動等による需要変動を分析した結果、持続的需要変動対応分を1%以上に見直す必然性はないと整理した。今後、引き続き実績データの築盛を行い、トレンド成分の評価方法などを継続的に分析することとした。

景気変動等による需要変動の分析（まとめ）

19

- 7ヶ年、5ヶ年、3ヶ年で回帰期間を取った場合のTC成分とT(トレンド)成分との変動率の最大値を下表に示す。9エリア計では、それぞれの期間で1.0～1.7%という試算結果が得られた。この結果からは持続的需要変動対応分として最低限1%は必要であると考えられる。
- ただし、今回は震災後7ヶ年の需要実績データによる分析結果であり、10年分程度の蓄積データには満たない。
- さらに、「趨勢自体の上振れ」との関係となるが、至近の需給状況からは景気変動等により需要が大きく上振れることは想定しにくい。(P4スライドのとおり経済見通しは下げ方向へ補正している。)
- 以上のことから、今回、持続的需要変動対応分を1%以上に見直す必然性があるとは言えないか。
- したがって、2020年度供給計画等の需給バランス評価における持続的需要変動対応の必要供給予備力は、引き続き1%として評価を行うこととしてはどうか。
- また、容量市場の初回オークションでは持続的需要変動対応分として1%を調達することとしてはどうか。
- なお、今回の分析で、回帰期間の長さの違いによってT(トレンド)成分が変わり、同時にC成分も変わることが分かった。今後、引き続き実績データの蓄積を行い、T(トレンド)成分の評価方法などを継続的に分析することとしてはどうか。

	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
2012-2018(7ヶ年)	1.3%	1.2%	2.1%	2.3%	1.4%	2.1%	0.9%	3.5%	1.5%	1.7%	1.8%
2014-2018(5ヶ年)	1.4%	1.3%	1.9%	2.9%	1.4%	2.3%	1.1%	2.0%	1.3%	1.4%	1.8%
2013-2015(3ヶ年)	0.7%	0.5%	1.2%	3.0%	1.5%	2.1%	0.8%	3.0%	0.7%	1.2%	0.5%
2016-2018(3ヶ年)	1.4%	1.4%	1.3%	1.1%	1.4%	1.5%	0.4%	2.1%	1.2%	1.0%	1.8%
ケース全体の最大	1.4%	1.4%	2.1%	3.0%	1.5%	2.3%	1.1%	3.5%	1.5%	1.7%	1.8%
ケース全体の最小	0.7%	0.5%	1.2%	1.1%	1.4%	1.5%	0.4%	2.0%	0.7%	1.0%	0.5%

【出典】第44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

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_44_haifu.html

これまでの議論状況：(10)エリア間応援ロジック

- 第30回調整力等委において、確率論的必要供給予備力算定手法においては、連系線計画潮流は設定せず（通年0kWとする）、これを前提にエリア間応援ロジックについては、全エリア不足率一定ロジックを採用することを基本として検討を進めることを確認した。

	全エリア不足率一定ロジック	計上エリア優先ロジック
約定量	<p>供給力が偏在しても同じ</p> <p>16頁の「供給力が偏在した場合の全エリア不足率一定ロジック」において、A・Bエリアの供給信頼度基準を満たすために必要となる供給力の合計は7000（＝ベースケースにおける供給力の合計値）となる。</p>	<p>供給力が偏在すると追加が必要</p> <p>16頁の「供給力が偏在した場合の計上エリア優先ロジック」において、A・Bエリアの供給信頼度基準を満たすために必要となる供給力の合計は7002（> ベースケースにおける供給力の合計値）となる。</p>
約定方法	<p>連系線制約の範囲内であれば、全国から安い供給力を調達可能</p>	<p>連系線制約の範囲内であっても追加エリアによって不足エリアの供給信頼度を改善させるための供給力の必要量が異なることが考えられる</p>

【出典】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2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_30_haifu.html

これまでの議論状況：(11)連系線マージンの扱い

- 第2回電力レジリエンス等に関する小委員会において、連系線のマージンの扱いについて以下のとおり整理することを確認した。
 - 需給バランス確保を目的としたAマージンは、一定の不足電力量を基準値とした電源を確保(各エリアの「需要1kWあたりのEUE」を一律とするアデカシー評価)するという観点では、供給信頼度評価において確保は不要と整理する。
 - 一方、電力システムを安定に保つためのB,Cマージンは、大規模な電源脱落が発生した際の広範囲の停電を招くリスク回避の観点から、各エリアの供給信頼度評価において確保することとする。

- 各エリアの供給信頼度を確保しつつ、連系線をできる限り活用して効率的に供給力確保を行うため、連系線マージンの扱いについては、以下のとおり整理してはどうか。
 - 現在、連系線のマージンとしては、A、B、Cの3種類が設定されている（Dは現時点では該当なし）。
 - 今後、容量市場開設によって全国市場となれば、約定結果次第では電源が偏在し、連系線潮流が恒常的に運用容量付近になることも考えられる。
 - このような状況で、電力システムを安定に保つためのマージン（B、C）を確保していない場合、大規模な電源脱落が発生した際には、広範囲の停電を招くリスク^{※1}があるため供給度信頼度評価においては、マージンとして確保する必要があると考えられる。
 - 一方、需給バランス確保を目的としたマージン（A）については、一定の不足電力量を基準値とした電源を確保（各エリアの「需要1kWあたりのEUE」を一律とするアデカシー評価）するという観点では、供給信頼度評価において、マージンとして確保する必要はないと考えられる。
 - 以上より、各エリアの供給信頼度評価は、電力システムを安定に保つためのマージン（B、C）^{※2}分を除いた連系線の空容量を活用することとしてはどうか。
なお、具体的なマージン（B、C）の確保量は、実運用の実態等を踏まえ設定することとする。
 - また、増強予定の東京中部間連系設備、および今後増強の検討がなされる新々北本連系設備にマージンが設定される場合は、整理されたマージン区分に応じて、上記の考え方を適用することとしてはどうか。
 - ※1 北海道胆振東部地震においても、北海道本州間連系設備(北海道向け)のマージンを使用した最大受電量の状態が継続していた状況で、更なる電源脱落が発生したことがブラックアウトの一因となったと考えられている。
 - ※2 現時点では、北海道本州間連系設備（北海道・東北向け）、東北東京間連系線（東北・東京向け）、東京中部間連系線（東京・中部向け）が対象
- 需給調整市場における広域調達の連系線容量確保分の扱いについては、需給調整市場小委員会において今後議論される予定であることから、検討状況を踏まえ、扱いを整理することとしてはどうか。

【出典】第2回電力レジリエンス等に関する小委員会 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_02_shiryu.html

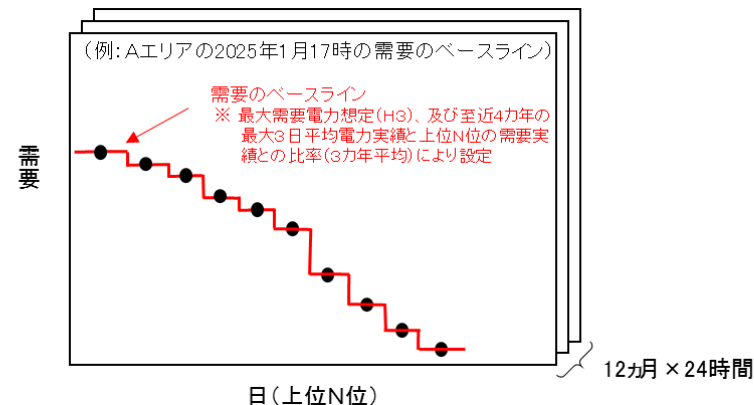
これまでの議論状況：(12)需要ベースライン

- 第1回調整力等委において、需要データのベースラインについて、震災以降の至近の需要実績について、年度ごとに各月H3需要とH1～H31の比率を平休日に分けて作成し、平均値を算出したものに、算定年度の各月H3需要を乗じることで算定年度の需要ベースラインを作成することを確認した。

- 需要のベースラインは、下図の通り、各月・時刻断面(例えば「2025年1月17時」)ごとに、需要の最上位から並べたものとして設定する(日付とは紐づいていない)。
- 従来は、実績データ(下図の各点)の近似直線を求め、これをベースラインとしていたが、至近の需要実績を見ると、必ずしも直線的であるとは言えないため、実績データの傾向をそのまま使う設定方法に変更した(詳細は次頁)。

※ただし、気温の影響が小さい月・時刻断面については、次頁の方法により設定した値の平均値を当該月・時刻断面の需要のベースライン(一定値)として設定。

【イメージ】



(補足説明) 日付に紐づけるのではなく、月・時間断面ごとに、最大電力(H1)から降順で設定している。これにより、年度ごとに異なる休日・特異日をそろえる必要がなくなるメリットがあるが、全国でH1のベースラインが同じ日に発生する評価となる。しかし、この方法であっても、年間最大電力需要が発生する月の違い(あるエリアは夏季、あるエリアは冬季)や発生時刻の違い(あるエリアは15時、あるエリアは17時)を考慮した評価はできる。また、その他要因による需要変動は独立に(エリア間で無相関で)変動させているため、「ベースライン+変動」の合計で見れば、必ずしも全国で同時に最大の需要が発生するわけではない。

【出典】第40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

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html

これまでの議論状況：(12)需要ベースライン(補足)

- 至近7カ年(2012～2018年度)の実績値をもとに、各年各月各時間の需要を設定
- 以下、2025年度1月17時の需要のベースラインの設定を例に説明

(1) 次の式により、2025年度1月のH3需要(次ページ点A)を算定

$$A = \text{2025年度8月のH3想定需要} \times \frac{\text{2019年度1月のH3想定需要}}{\text{2019年度8月のH3想定需要}^{\ast}}$$

2025年度1月のH3需要とみなす

※ 北海道、東北エリアは、1月(7、9月想定需要に対しては8月)のH3想定需要を適用

(2) 次の式により、1月17時の上位N位の需要の1月のH3需要に対する比率の7カ年平均値(実績)を算定

$$r_N = \left(\sum \frac{i \text{ 年度1月17時の上位N位の需要実績}}{i \text{ 年度1月のH3需要実績}} \right) \div 7 \quad (i = 2012 \sim 2018)$$

(3) 次の式により、2025年度1月17時の上位N位の需要を算定

$$\text{2025年度1月17時の上位N位の需要} = A \times r_N$$

【出典】第40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

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html

これまでの議論状況：(12)需要変動データ

- 第1回調整力等委において、需要変動データについて、以下のとおり整理することを確認した。
 - 気温影響による需要変動の確率分布は、至近30か年の気温実績と至近6か年の気温感応度(MW/°C)から気温影響による需要変動量を設定する。
 - なお、需要の上位と下位で気温のばらつきが異なる実態を踏まえ、需要上位から最下位までを複数のブロックに分割し、ブロック毎に確率分布を設定する。

- 「気温影響による需要変動」の確率分布については、下記の算定式を用い、至近30か年の気温実績(1989～2018年度)と至近6か年(2013～2018年度)の気温感応度(MW/°C)から気温影響による需要変動量のデータを作成し、その標準偏差をもとに確率分布(正規分布)を設定。

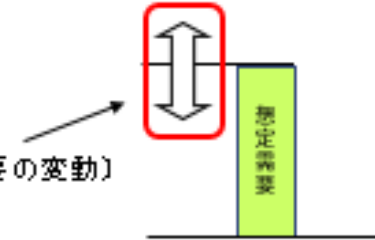
(算定式) 需要の変動量 = $\alpha * (X - X_0)$

α : 各年度(至近6か年分)の気温感応度(MW/°C)

X : 至近30か年の気温実績(°C)

X_0 : 至近30か年の気温実績の平均(°C)

(気温影響による需要の変動)



- ただし、需要の上位と下位で気温のばらつきが異なる実態があることを考慮(次頁参照)し、各月・時刻ごとに需要上位1日から需要最下位までを複数のブロックに分割し、至近6か年の気温感応度(MW/°C)と、過去30か年のブロック毎の需要発生時の気温実績から、ブロック毎に確率分布を設定。

※ 平日：需要の上位1～3日、上位4～6日、上位7～9日、上位10～12日、上位13～15日、上位16日以降の6ブロック

休日：需要の上位1～3日、上位4～6日、上位7日以降の3ブロック

- 確率変動のエリア間の相関の設定方法については、後述する。

これまでの議論状況：(12)需要変動データのエリア間相関

■ 第25回調整力等委において、気温影響による需要変動のエリア間相関について、従来はエリア間で完全相関(AエリアH1需要変動量とBエリアH1需要変動量)となっており、高需要が同じ日に発生するリスク側での評価であったため、エリア間の不等時性を考慮したロジックとする(同一年月日の需要変動量を抽出する)ことを確認した。

■ 気温影響による需要変動のロジック見直し

・過去30カ年の気温実績と至近6カ年の気温感応度(MW/°C)から気温影響(気温実績平均と気温実績との差)による需要変動量データを作成

⇒需要上位1~3日※の最大データ数：3日×30カ年×気温感応度6カ年分 = 540個

※需要の大きさと気温のばらつきを考慮し、エリア毎に需要上位1日から需要最下位までを複数ブロックに分割

【8月13時：北海道の需要上位1~3日の設定例】

・北海道の30カ年分の需要上位1~3日の需要変動量からランダムに1つを抽出し、他エリアも北海道と同一年月日の需要変動量を抽出して、エリア間の相関を考慮した需要変動量として設定

[2018年]

(単位:°C、MW/°C、MW)

需要	北海道			東北			東京			中部			北陸			関西			中国			四国			九州					
需要	北海道			東北			東京			中部			北陸			関西			中国			四国			九州					
[1989年]	北海道			東北			東京			中部			北陸			関西			中国			四国			九州					
需要	上位	月日	気温	平均気温	気温感応度	変動量	月日	気温	変動量	月日	気温	変動量	月日	気温	変動量	月日	気温	変動量	月日	気温	変動量	月日	気温	変動量	月日	気温	変動量			
1	8/9	31.8				100	8/8	32.0	192	8/7	32.9	-1013	8/25	32.9	-263	8/21	30.4	-321	8/7	34.2	512	8/8	34.8	450	8/11	33.9	110	8/9	34.3	614
2	8/8	32.3				125	8/21	29.6	-568	8/4	33.7	112	8/10	35.0	993	8/8	32.6	-66	8/11	33.8	273	8/9	35.3	600	8/9	34.3	153	8/10	32.6	-209
3	8/7	31.5	20.8	50		85	8/7	31.2	-67	8/24	31.0	-3844	8/9	34.7	803	8/9	31.5	-197	8/21	32.4	-682	8/10	34.6	402	8/10	33.5	68	8/8	33.9	432
4	8/10	28.1				-85	8/10	30.1	-416	8/21	30.9	-4031	8/7	33.1	-146	8/10	31.8	-159	8/22	31.6	-1205	8/11	34.1	234	8/25	32.3	-52	8/25	32.4	-297
5	8/4	28.3				-75	8/4	30.9	-161	8/10	32.0	-2344	8/24	32.3	-569	8/7	33.1	-15	8/10	33.5	68	8/7	33.4	36	8/22	31.8	-100	8/7	32.9	-34
6	8/21	27.9				-95	8/9	30.0	-447	8/9	30.5	-4669	8/11	34.4	613	8/3	32.0	-135	8/9	33.4	-11	8/4	33.5	66	8/8	34.0	118	8/1	32.9	-54
⋮																														
31	8/14	26	30.1	40		-164	8/14	27.6	-851	8/15	28.6	-4320	8/14	28.8	-2102	8/13	32.4	-84	8/14	31.6	-1037	8/27	33.0	-58	8/27	32.3	-26	8/14	32.6	-183

【出典】第40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

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html

これまでの議論状況：(13)供給力の計画外停止率

- 第18回調整力等委において、太陽光発電の導入量増加等に伴い8760時間を対象とした分析を行うことから、算定手法と整合した調査方法への見直し及び最新のデータへのアップデートを行うこと、また、旧一般電気事業者及び旧卸電気事業者以外の電源が増加していることを考慮し、調査対象電源を追加することを確認した。

- 下記算定式により求めた電源種別ごとの計画外停止率をもとに、二項分布にて計画外停止分布を模擬する。

$$\text{計画外停止率(火力)} = \frac{\text{認可出力} \times \text{計画外停止時間} + \text{出力抑制量} \times \text{出力抑制時間}}{\text{認可出力} \times (\text{運転時間} + \text{計画外停止時間})} \times 100\%$$

- ・対象設備：認可出力 100MW以上の火力設備とし、発電所内の原因による故障のみでなく、関連変電設備の故障など、ほかの原因により停止または出力制限した場合も含む
- ・対象期間：2017年度諸元(2014～2016年度)

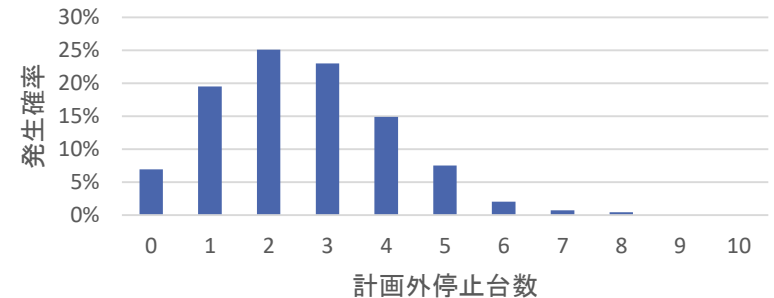
(参考)計画外停止率

		2016年度諸元	2017年度諸元
水力	自流式・調整池式	0.5%	3.7%
	貯水式		0.7%
	揚水	1.0%	1.0%
火力	初期期間 (運転後3年以内)	5.0%	2.6%
	325MW未満 (運転後4年以降)	2.0%	
	325MW以上 (運転後4年以降)	2.5%	
原子力		2.5%	2.6%
再生	風力	—	—
	太陽光	—	—
	地熱	2.0%	2.6%

【火力の例】

計画外停止率をもとに、
二項分布にて確率分布を模擬

計画外停止分布
(計画外停止率2.6%、発電機台数100台)



【出典】第40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

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html

これまでの議論状況：(14)(17)太陽光・風力のエリア間相関・需要との相関

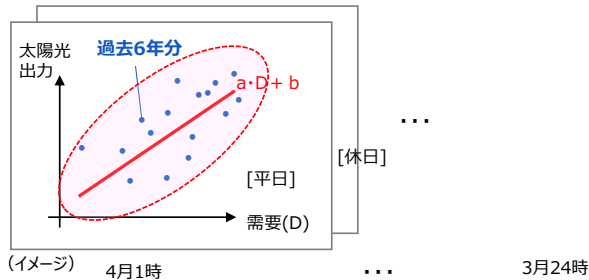
- 第18回調整力等委において、再エネ(太陽光、風力、水力)の変動量の確率分布は、過去の出力率※の実績に評価年度の設備量(供給計画)を乗じることで設定することを確認した。 ※設備量(kW)に対する出力の比率
- 第42回調整力等委において、太陽光発電及び風力発電と需要との相関について、実績から作成した近似式をもとに反映することを確認した。

1 課題の検討状況 (2) 再エネ供給力(kW価値)評価 (太陽光出力,風力出力と需要の相関の反映) 25

- 太陽光出力及び風力出力と需要の相関を反映した諸元作成方法を以下に示す。
- 太陽光出力及び風力出力(P)と需要の実績(D)から作成した近似式($a \cdot D + b$)と、近似式から算出される理論値と発電実績との差の分布(標準偏差 $\sigma_{誤差}$)をもとに需要に対する太陽光出力及び風力出力を算出する。
(需要変動データ($\sigma_{その他}$)の作成方法と同様)

太陽光出力 : $P = (a \cdot D + b) + \sigma_{誤差}$

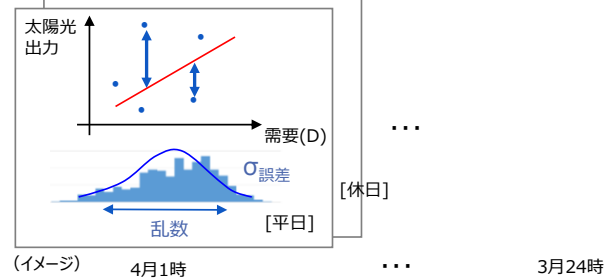
①太陽光出力-需要相関(近似値の作成)



$P = (a \cdot D + b) + \sigma_{誤差}$

- ①至近6年分実績を元に相関を作成
- ※各月各時の平・休日を作成

②近似値(理論値)と実績の標準偏差(変動量の作成)



$P = (a \cdot D + b) + \sigma_{誤差}$

- ②理論値と実績との差分の標準偏差を元に確率分布を作成
- ※各月各時の平・休日を作成

これまでの議論状況：(14)(17)水力のエリア間相関

- 第18回調整力等委において、再エネ(太陽光、風力、水力)の変動量の確率分布は、過去の出力率※の実績に評価年度の設備量(供給計画)を乗じることで設定することを確認した。 ※設備量(kW)に対する出力の比率
- 水力については、需要と同様に、全エリア同一年月日の出力実績データを抽出し、エリア間相関を考慮することを確認した。

- 過去20カ年の各エリアの出力率※1実績(30日×20カ年=600程度)の中から、シミュレーションを行う月・時刻と、同月、同時刻の出力率実績をランダムに抽出し、エリア間の相関を考慮した値とする
 - 変動量は、抽出した出力率実績に評価年度の設備量(想定)を乗じることで設定
- ※1 設備量(kW)に対する出力の割合

【各エリアの太陽光発電出力率の設定例(6月13時の設定)】

・過去20カ年の6月13時実績の中からランダムにデータを抽出し、各エリアの出力率として設定

乱数	年月	時刻	出力率実績 (%)													
			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州					
1	1995年6月1日	13時	27.0	28.4	48.0	60.3	28.6	40.5	61.9	66.4	73.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	1995年6月2日	13時	41.8									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
...														
551	2013年6月11日	13時	54.0									0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
...														
600	2014年6月30日	13時	55.6	551	2013年4月11日	1時	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
...														
600	2014年4月30日	1時				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

24時間×12カ月分
=288断面

【出典】第18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

これまでの議論状況：(17)再エネの供給力評価【各月評価】(1/3)

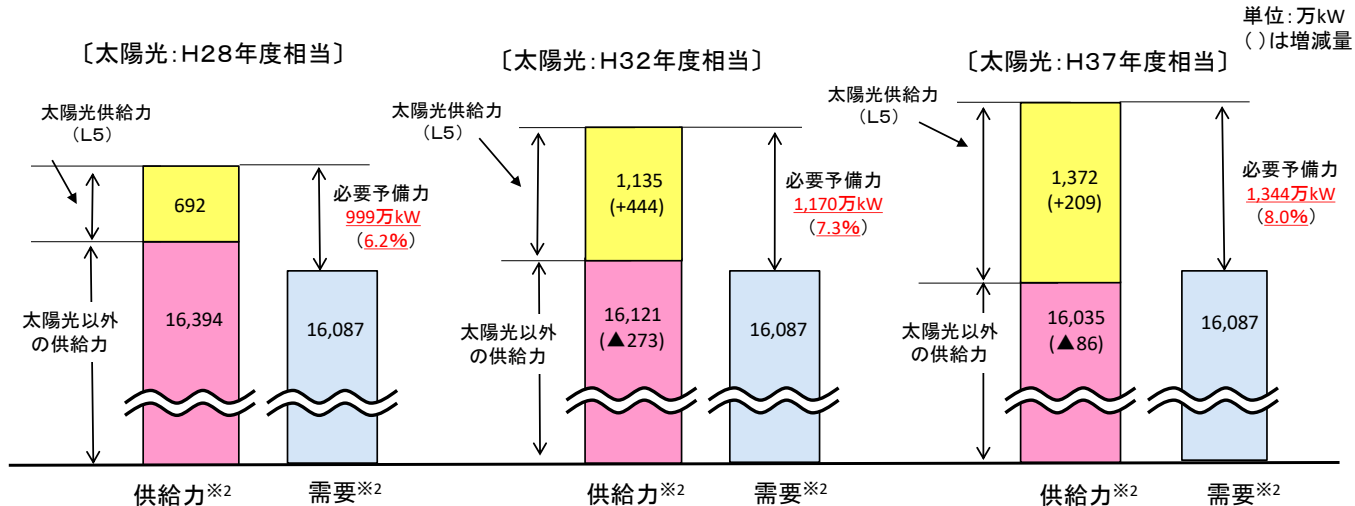
- 第11回調整力等委において、太陽光発電の導入量を変化させて分析した結果、太陽光発電の導入量が多いほど、必要供給予備力(率)が増加する結果を確認した。
- 第29回調整力等委において、これから太陽光発電が増えた場合に必要供給予備率が増えるというより、太陽光発電をいまL5でkW価値評価していることが評価し過ぎていたという見方が正しい理解ではないかとの意見があった。

(参考2-3) 太陽光発電の導入量が必要供給予備力(率)に与える影響

31

- 需要を変えず(平成32年度の需要に固定)、太陽光発電の導入量を変化(平成28,32,37年度データ相当)させて分析した結果、太陽光発電の導入量が多いほど、必要供給予備力(率)が増加する結果となった。
- 内訳をみると、太陽光発電の導入量の増加に伴う太陽光発電の供給力(L5)の増加に比べて、「太陽光以外の供給力」の必要量の減少が小さいことが分かる。

〔太陽光発電の導入量と必要供給予備力(率)との関係(1kWあたりのEUE一律※1)〕



※1 1kWあたりのEUE(9社計EUE=15百万kWh/年)が一律となるよう算定
 ※2 各エリアの最大需要電力発生時の供給力と需要の合計
 ※3 四捨五入の関係で数字が合わない場合がある

これまでの議論状況：(17)再エネの供給力評価【各月評価】(2/3)

- 第32回調整力等委において、再エネ供給力は、同じ供給信頼度基準(需要1kWあたりのEUE)を満たす条件において、再エネ導入によって減少することができる火力等の系統電源量と考えることとし、現状のL5出力を見直すことを確認した。

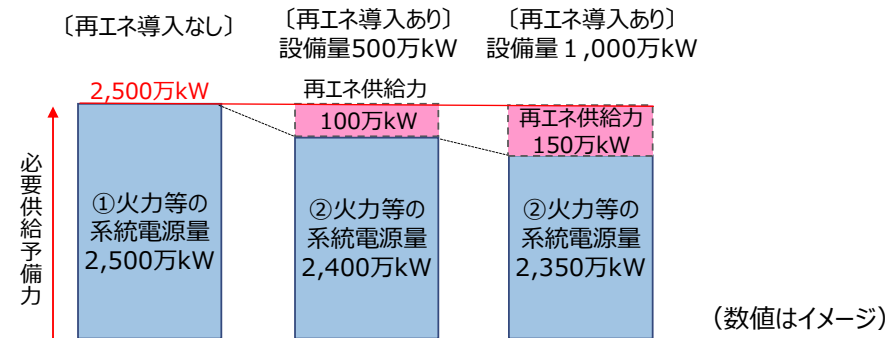
3 再エネ供給力の評価について (3) 再エネ供給力の評価方法

18

- 確率論的の必要供給予備力算定手法においては、再エネ供給力は、同じ供給信頼度基準(需要1kWあたりのEUE)を満たす条件において、再エネ導入によって減少することができる火力等の系統電源量と考えることができるのではないかと。
- 具体的には、再エネ有無のケースで、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再エネ導入ありの差が再エネ供給力)
- その場合、再エネ導入量の変化によって、必要供給予備力が増えることはない。

【再エネ供給力の評価イメージ】

※供給信頼度基準は同一とする。



再エネ500万kW導入時
再エネ供給力 = ① - ②
= 2,500 - 2,400 = 100万kW

再エネ1,000万kW導入時
再エネ供給力 = ① - ②
= 2,500 - 2,350 = 150万kW

【出典】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

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_32_haifu.html

これまでの議論状況：(17)再エネの供給力評価【各月評価】(3/3)

- 第32回調整力等委において、再エネの供給力は、太陽光発電、風力発電、水力発電ごとに算定が必要であり、また、エリア毎に算定が必要となるため、再エネの供給力合計を算定（系統電源を減らすことができる量を算定）し、太陽光発電、風力発電、水力発電ごとにエリア毎に按分することを確認した。

3 再エネ供給力の評価について (4) 具体的な再エネ供給力の算定方法

21

- 再エネの供給力は、太陽光発電、風力発電、水力発電ごとに算定が必要である。
 - また、エリア毎に算定が必要となる。
 - したがって、再エネの供給力合計を算定（系統電源を減らすことができる量を算定）し、太陽光発電、風力発電、水力発電ごとにエリア毎に按分する必要がある。
- 今回、2017年度供給計画の1年目、5年目、10年目の諸元を用いて算定を行った。

〔再エネ設備量〕 (単位 万kW)

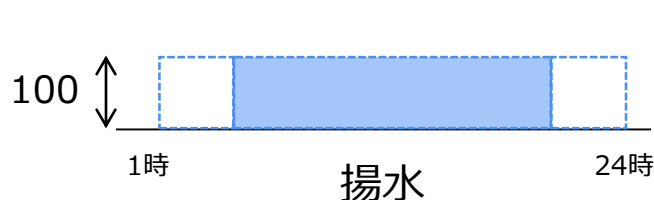
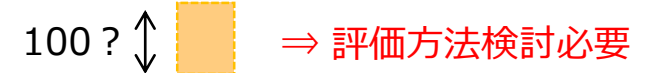
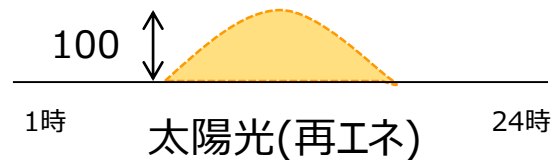
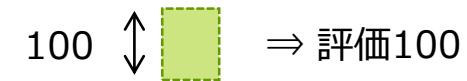
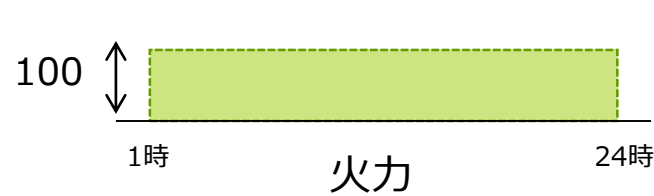
	FIT導入前	2017年度供給計画		
	2012年6月末	2017年度 (1年目)	2021年度 (5年目)	2026年度 (10年目)
太陽光	560	4,256	6,169	7,011
風力	260	383	576	767
水力※	1,691	1,691	1,690	1,692
合計	2,511	6,330	8,435	9,471

※水力は、自流水・調整池式水力の設備量
(2012年度は、調査データがないため2017年度と同値とした)

- 供給力とは、需要に対して電力を供給する能力のことであり、停電リスクを回避するために評価できる発電力とも言い換えることができる。
- 火力など一日に安定的に出力できるものを電源対象（以下、安定電源）については、発電出力がどの時間においても停電リスクを回避することができるため、発電出力 = 供給力とする。（EUE及びこれまでのLOLP評価でも同様）
- 一方、気象状況などにより発電出力が異なる再エネや上池容量に応じて同じ発電容量であっても発電出力が異なる揚水については時間帯によって発電出力が異なるため、EUEのもと新たに評価が必要となる。

<発電出力>

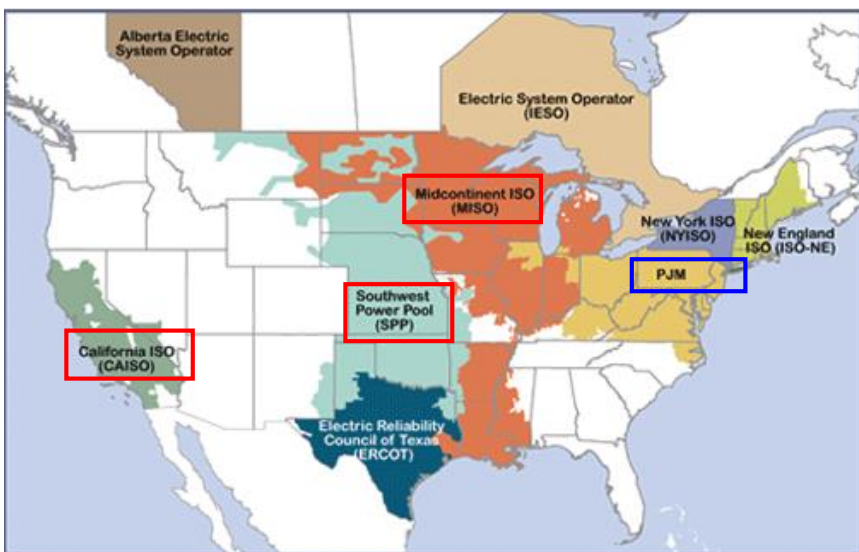
<供給力評価>



- 米国ISOでは、再エネの供給力評価として、再エネ導入量の増加に伴いLOLEによる安定電源代替価値への見直しを実施している※。
- 具体的には、日本のEUEによる安定電源代替価値と同様に、目標LOLE(0.1h/年など)における再エネ導入有無による安定電源の必要量の差分で再エネの供給力評価を求めている。

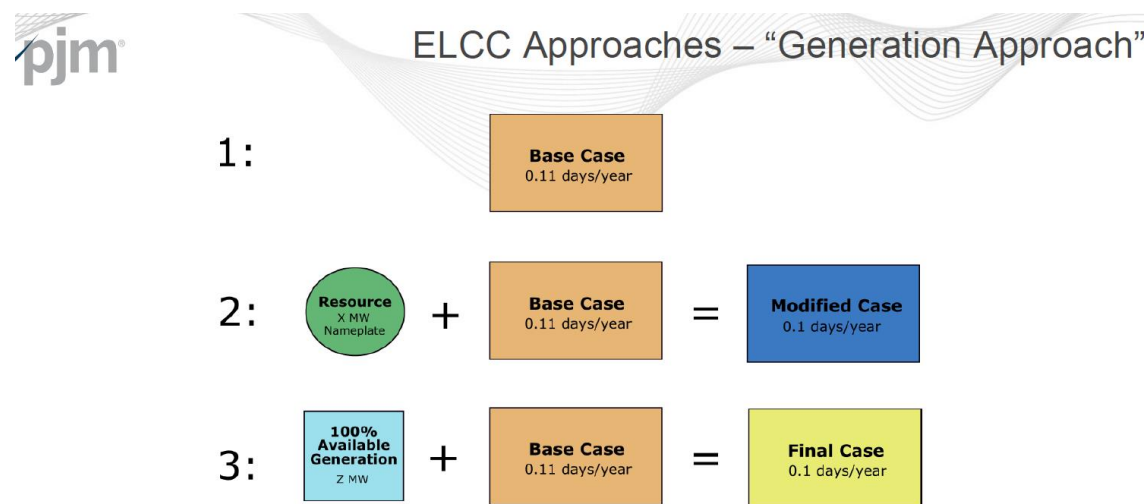
※ISOによっては、一部の再エネについて安定電源代替価値で供給力評価を行っている。

<安定電源代替価値の導入箇所>



導入
 ※MAISO,CAISOは容量市場導入
 導入検討中

<安定電源代替価値の算出概要>



The ELCC of the Resource added in Step 2 is the amount of 100% Available Generation added in Step 3 (Z MW). It can be expressed as percent of the Resource's nameplate (i.e., Z / X)

【出典】FERC HP 抜粋

<https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp>

【出典】PJM Market Implementation Committee

<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2020/20200224-capacity-market/20200224-item-02-effective-load-carrying-capability-elcc.ashx>

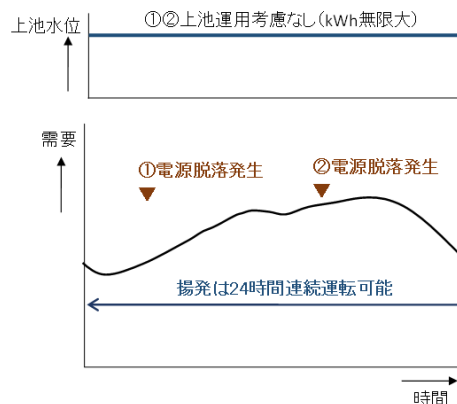
- 第25回調整力等委において、揚水発電については、従来は24時間いつでも供給力として期待できることを前提としているが、池運用を考慮すると、最大の供給力で運転できる時間は限定されており、高需要が長時間継続する場合には供給力が減少することとなること、また、太陽光発電の連系増加に伴い、揚発の運転する時間帯も夕刻にシフトしていることから、揚水発電を運用するうえでの制約についても、その考慮の必要性を含めた検討を行うことを確認した。

■ 現状のシミュレーション

現状は、24時間いつでも供給力として期待できることを前提としているが、池運用を考慮すると、最大の供給力で運転できる時間は限定されており、高需要が長時間継続する場合には供給力が減少することとなる。

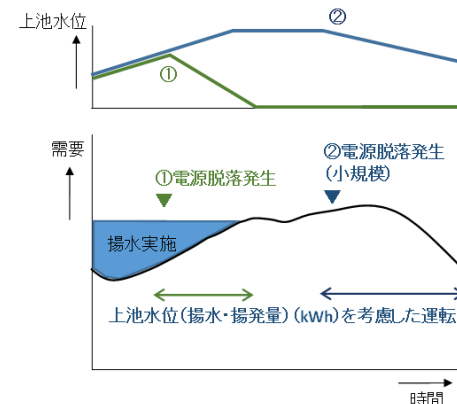
また、太陽光発電の連系増加に伴い、揚発の運転する時間帯も夕刻にシフトしている。

このような揚水発電機を運用するうえでの制約についても、その考慮の必要性を含めた検討を行う必要がある。



■ 揚発運用を考慮した手法(検討中)

上池水位(揚水・揚発量)のkWhを考慮したシミュレーションの方法について検討中。



- 第41回調整力等委において、上池水位のkWh制約を考慮した揚水の供給力評価について、再エネ供給力評価と同様に、火力代替価値相当として算定していくことを確認した。

1 課題の検討状況

16

(2) 揚水供給力 (kW価値) 評価について

- 前回の本委員会において揚水供給力 (kW価値) の評価方法は、再エネ供給力 (kW価値) の評価方法と同様、揚水導入有無のケースで、同じ供給信頼度基準を満たすように必要供給予備力を算定し、火力等の系統電源設備必要量の差異から算定することを提案した。
- 今回、その基本的な考え方および具体的な算定方法を検討したので、ご議論いただきたい。

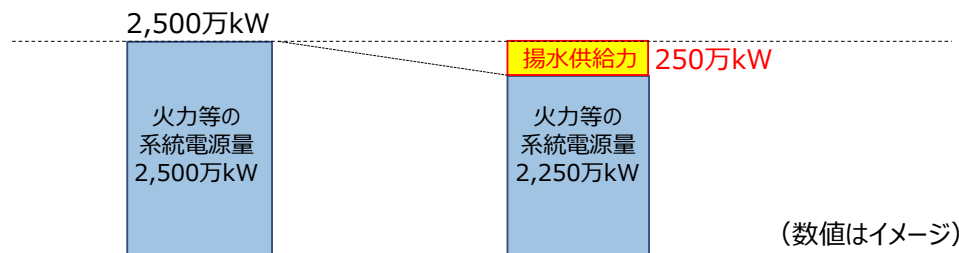
【揚水供給力 (kW価値) の評価イメージ】

※供給信頼度基準は同一とする

〔①揚水導入なし〕

〔②揚水導入あり〕

揚水設備量300万kW



【揚発供給力 (kW価値) 評価】

$$2,500 - 2,250 = \text{調整係数} \times 300 \text{万kW}$$

$$\Rightarrow \text{調整係数} = 83\%$$

※再エネと同様に、年間評価、各月評価を算定する

これまでの議論状況：(15)(18)揚水の供給力評価【各月評価】(3/3)

- 第41回調整力等委において、揚水発電については、揚発以外の供給力に余力があれば、上池容量の範囲で揚水運転(ポンプアップ)を実施し、揚発以外の供給力が不足する場合、上池容量の範囲で揚水発電による供給力不足を解消することで、供給信頼度評価では揚水発電を最大限供給力として活用することを確認した。

1 課題の検討状況

20

(2) 揚水供給力 (kW価値) 評価について (前提条件)

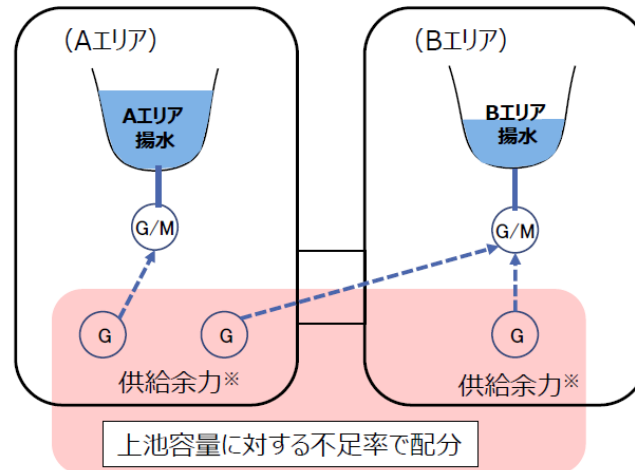
■ 揚水 (ポンプアップ) 運用

- 揚発以外の供給力に余力があれば、揚水可能量 (計画外停止を考慮したエリア内の1時間の揚水動力) を考慮した上で、上池容量の範囲で揚水運転 (ポンプアップ) を実施する。
- 揚発以外の余力で複数エリアの揚水運転 (ポンプアップ) を行う場合、揚水原資の配分は、上池容量に対する不足率にて配分する。

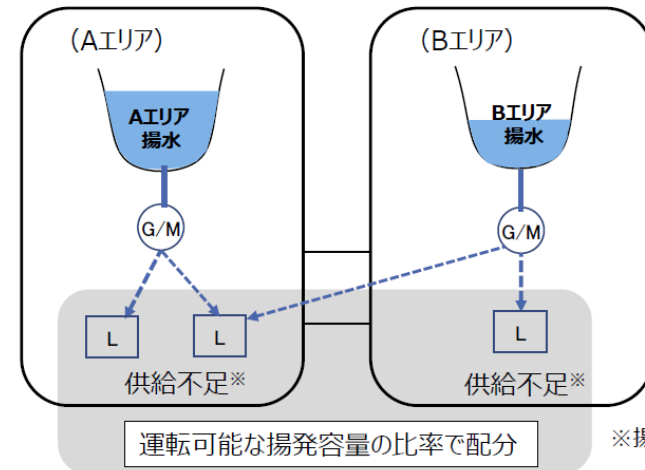
■ 揚発運用

- 揚発以外の供給力が不足する場合、揚発可能量 (計画外停止および上池水位を考慮したエリア内の1時間の揚発運転可能量) を考慮した上で、供給力不足を解消する。
- 複数エリアの揚発運転を行う場合、発電量の配分は、各エリアの揚発可能量の比率で配分する。

【揚水 (ポンプアップ) 運用】



【揚発運用】

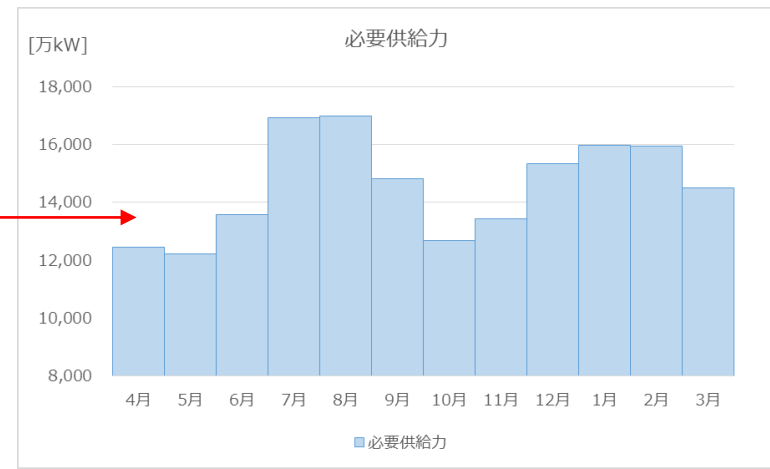
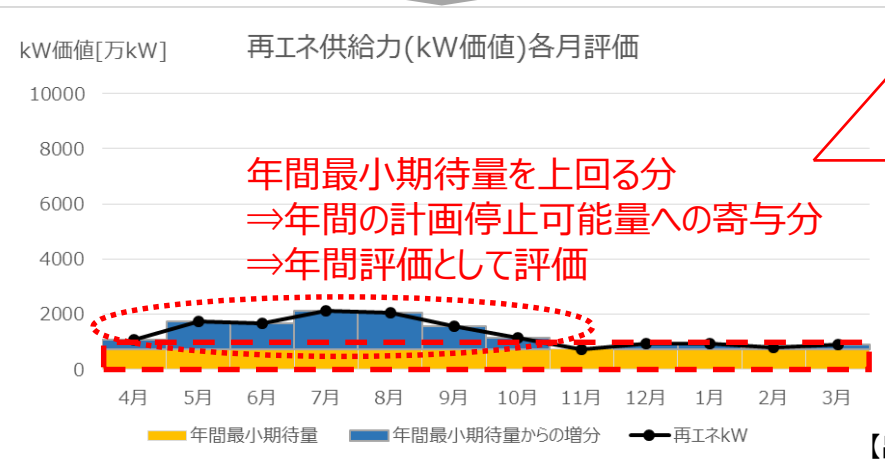
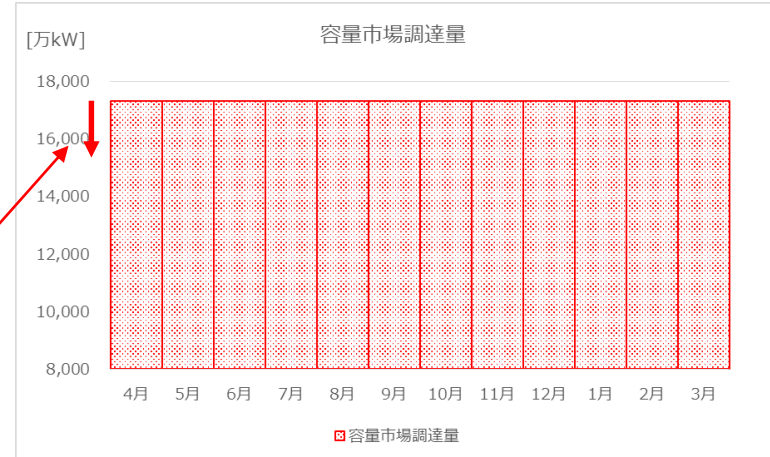


【出典】第41回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_41_haifu.html

これまでの議論状況：(21)再エネの供給力評価【年間評価】

- 第43回調整力等委にて、再エネの供給力(kW価値)の年間評価として、まずは供給力(kW価値)の各月評価の最小値については、年間を通して供給力として期待できる量（以下、年間最小期待量と呼ぶ）であると整理した。
- そして、上記の年間最小期待量を上回る供給力についても、年間の計画停止可能量に寄与する分については、年間評価として評価することとした。



年間最小期待量 (742万kW)

- 第43回調整力等委にて、揚水や火力ガスタービン等の供給力(kW価値)の年間評価としては、再エネと同様に、まずは供給力(kW価値)の各月評価の最小値については、年間を通して供給力として期待できる量であると整理した。
- 一方で、上記の年間最小期待量を上回る供給力についても、年間の計画停止可能量に寄与する分については、再エネと同様に、年間評価として評価することとした。

