

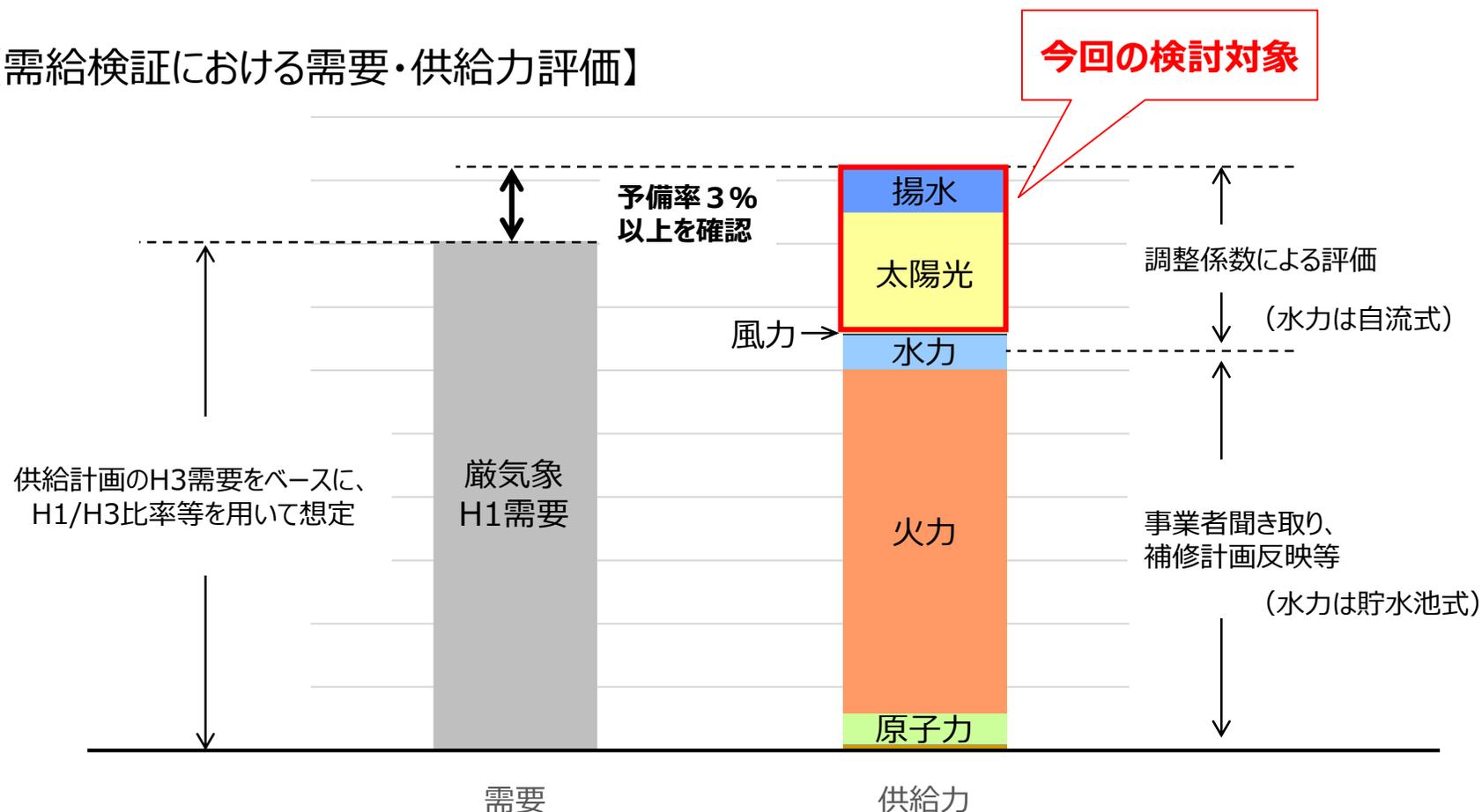
電力需給検証における供給力評価方法の見直しについて

2023年12月22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

- 広域機関では、夏季・冬季の数か月前に、廠気象H1需要と供給力の比較を目的とする、需給検証を行っている。
- 現在、需給検証で調整係数を採用している太陽光および揚水の供給力評価について、今回見直しを検討したので、その採否についてご議論いただきたい。

【需給検証における需要・供給力評価】



- 調整係数で評価した想定値と、特定の時刻 (最大需要時) の実績値には差が生じるが、特に、夏季の太陽光および揚水においては、その差が大きくなっている。

(2022年度夏季実績)

(2023年度夏季実績)

電源	実績	想定 ^{※6}	実績 - 想定	差の主な要因
全国合計	18,533	18,219	+ 314	
原子力	688	570	+ 118	高浜・大飯の補修工程見直しによる増
火力	10,820	11,122	▲ 302	計画外停止 ^{※1} ▲ 242(▲2.2%) 需給停止 ^{※2} ▲ 191 火力増出力未実施分 ▲ 36 その他 ^{※3} 167 計画外停止、需給停止等による減
水力	1,146	1,202	▲ 57	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲12万kW含む)
揚水	1,543	2,315	▲ 772	需給状況を考慮した日々の運用による減 (計画外停止 ▲55万kW含む)
太陽光 ^{※5}	4,183 [792]	1,942	+ 2,241 [▲1150]	出力比率が想定以上になったことによる増 (想定では安定的に見込める量としてEUE算定による火力等の安定電源代替価値を供給力として見込んでいる)
風力	107	53	+ 54	
地熱	24	34	▲ 10	
その他 ^{※4}	21	980	▲ 959	

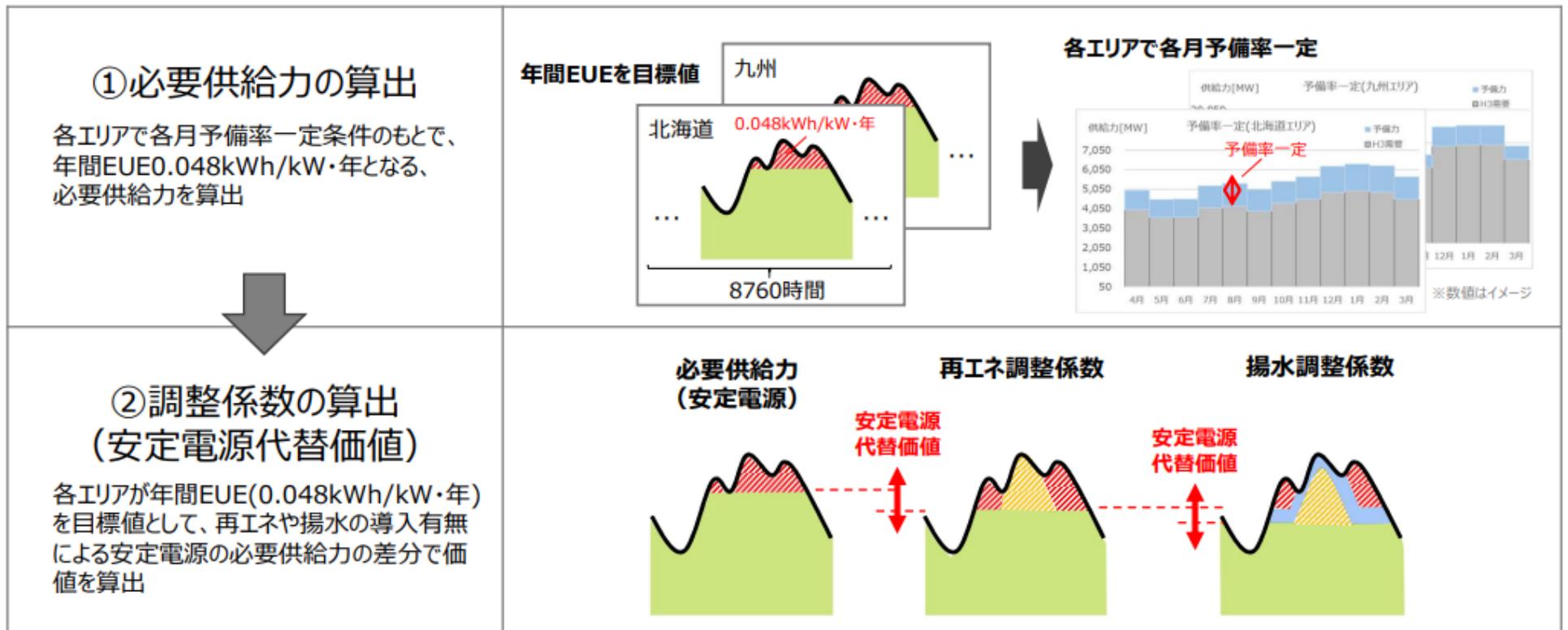
電源	実績	想定 ^{※1}	実績 - 想定	差の主な要因
全国合計	18,414	18,999	▲ 585	
原子力	966	927	+ 39	
火力	10,868	11,359	▲ 491	計画外停止 ^{※2} ▲ 521(▲4.5%) 需給停止 ^{※3} ▲ 63 火力増出力未実施分 ▲ 70 その他 ^{※4} 163 計画外停止、需給停止等による減
水力	1,057	1,227	▲ 170	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲14万kW含む)
揚水 ^{※5}	1,430	2,377	▲ 947	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	3,806	1,797	+ 2,010	出力比率が想定以上になったことによる増 (想定では安定的に見込める量としてEUE算定による火力等の安定電源代替価値を供給力として見込んでいる)
風力	69	58	+ 11	
地熱	27	29	▲ 2	
その他 ^{※6}	191	1,225	▲ 1,035	

【出典】2022年度10月 需給検証報告書

【出典】2023年度10月 需給検証報告書

※同じく調整係数で評価している水力・風力については、現時点では太陽光・揚水と比較して大きな差異は生じておらず、今後、その差異が大きくなった時に別途検討を行う予定

- 調整係数の算出にあたっては、**年間EUE(0.048kWh/kW・年)を目標値**として、各エリア・各月の**①必要供給力の算出**を行い、**②その必要供給力において、再エネや揚水の導入前後の安定電源の差分として、安定電源代替価値 (=調整係数) を算出**する。
- EUE評価は、**年間見込み不足電力量(kWh)を信頼度の基準**としており、想定する需要や計画外停止などの変化に伴い、**必要供給力 (必要予備力) も変化**し、またそれに応じて**再エネや揚水の調整係数も変化**することとなる。
- 信頼度基準を満足する供給力を確保していくことから、**調整係数については必要供給力が確保されていることを前提とした価値として算出**している。



- 東日本大震災以降から行っている需給検証では、予備率の確認を、夏季・冬季の最大需要時1点に着目していたが、再エネ大量導入により、特に夏季は、太陽光の出力が減少し残余需要がピークとなる、点灯帯の予備率が厳しくなる傾向が顕在化
- このため、容量市場による必要供給力確保が始まった2020年度のタイミングで、供給計画で年間8,760時間を評価するEUE評価を採用。これに伴い、再エネ・揚水の評価を、従来手法（下位5日平均や潜在計算）から、調整係数による算定に切替え
これに伴い、需給検証における再エネ・揚水の評価も調整係数による算定に切替え

- 再エネの導入量は太陽光を中心にさらに増加。太陽光の出力が減少する夕刻から夜間の需給バランスを、より適切に評価する必要性が増加
- 2021.3.3の第58回本委員会における議論でも、需給検証では、時間単位の評価で供給力の確保状況を確認する方向性が示されている。

- 太陽光の出力が減少する時間帯の予備率も確認するため、最大需要時と最小予備率時の評価を行うこととしてはどうか。
- その際、太陽光については上記の時刻を踏まえた供給力とし、これに伴い、揚水についても実運用に即した供給力とすることとしてはどうか。

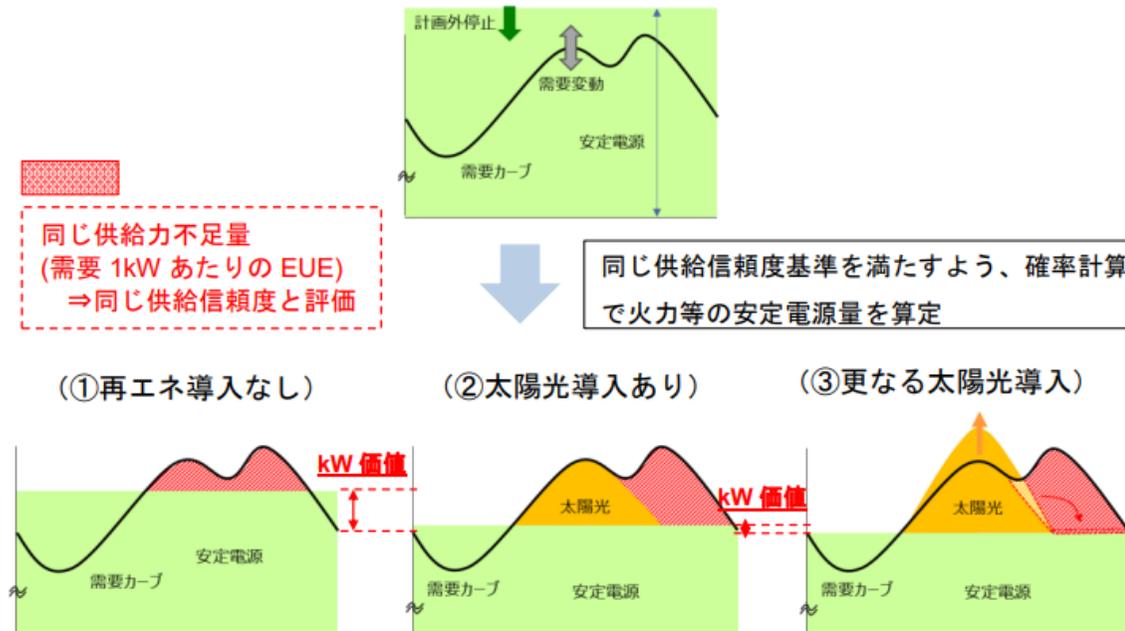
- 2020年度の供給計画から、再エネ・揚水の評価に調整係数が用いられている。

供給信頼度評価と再エネの供給力評価の概要									5
<p>■ これまでの需給バランス評価では、夏季・冬季の最大需要ピーク時に予備率7%※の供給力を確保していることを供給信頼度基準として評価(以下、供給信頼度評価)してきたが、再エネの導入量拡大に伴い、最大需要ピーク時のみではなく、暫定的に点灯帯などの予備率最小時刻でも予備率7%※の供給力を確保していることを評価してきた。</p> <p>■ また、再エネの供給力評価としては、震災後にピーク時(8月15時)または予備率最小時刻の太陽光発電や風力発電のL5値を用いて評価してきたが、<u>2020年度供給計画から8760時間評価(指標はEUE)をもとに安定電源代替価値として算定した調整係数を用いた評価に変更しているところ。</u></p>									
※持続的需要変動対応分(1%)を除く									
年度	~2011	2012~ 2016	2017~ 2019	2020	2021 需給調整市場開設	2022~ 2023	2024 容量市場開設	2025~	
評価方法 供計など	評価予備率	全国最大需要の予備率7%※ (各エリア予備率H3需要7%※以上)							
	評価断面	ピーク断面	ピーク& 予備率最小時刻		ピーク断面				
供給力評価 (kW価値)	水力:L5 揚水:潜在	太陽光:L5 風力:L5 水力:L5 揚水:潜在		太陽光:調整係数 風力:調整係数 水力:調整係数 揚水:調整係数					

- 供給計画と同じ2020年度から、需給検証でも再エネ・揚水の評価に調整係数が用いられている。

(参考) 再エネ供給力の EUE 算定による火力等の安定電源代替価値について

従来、夏季は、最大需要発生時（15時）に予備率が低くなり、需給が厳しくなる傾向であった。そのため、再エネ供給力は、これまで8月15時の過去発電実績データを基とする「L5値」を用いて評価していた。しかし、近年は、再生可能エネルギーの普及に伴い、太陽光発電の供給力が減少する夕刻から夜間の点灯ピーク帯の方が、予備率が厳しい現状にある。したがって、今年度より最大需要発生時（8月15時）だけではなく、8760時間(365日×24時間)を対象に適切な評価ができるように手法を変更した。その手法では、再生可能エネルギーを火力等の安定電源に代替したkW価値を求める「調整係数」によって評価を行うことにした。（図7）

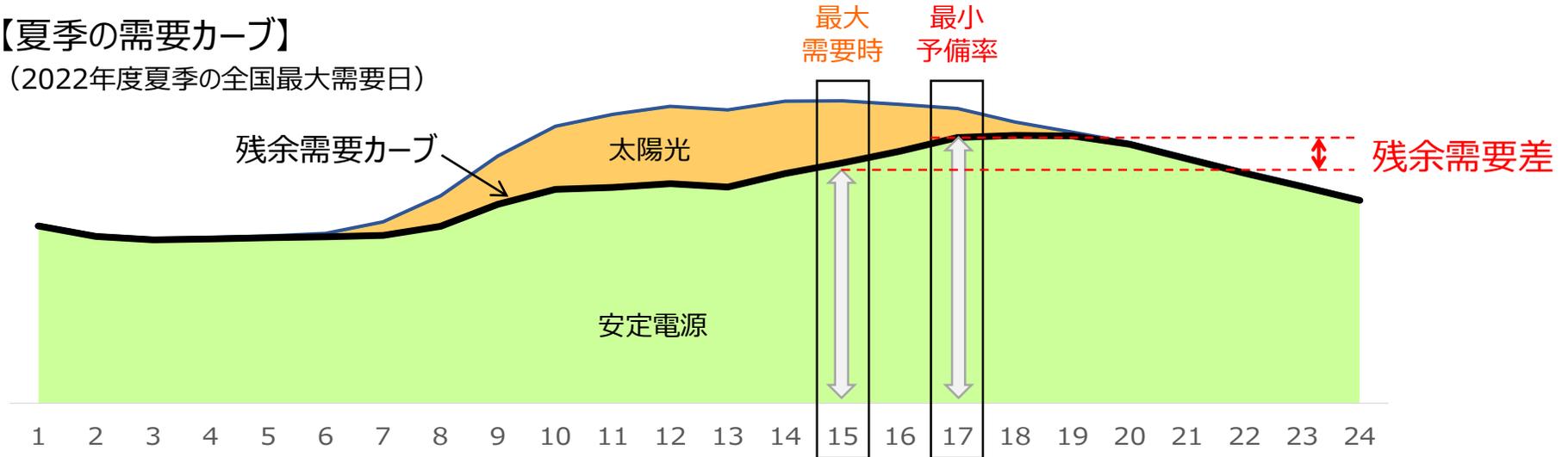


【図7 再エネ供給力の EUE 算定による火力等の安定電源代替価値】

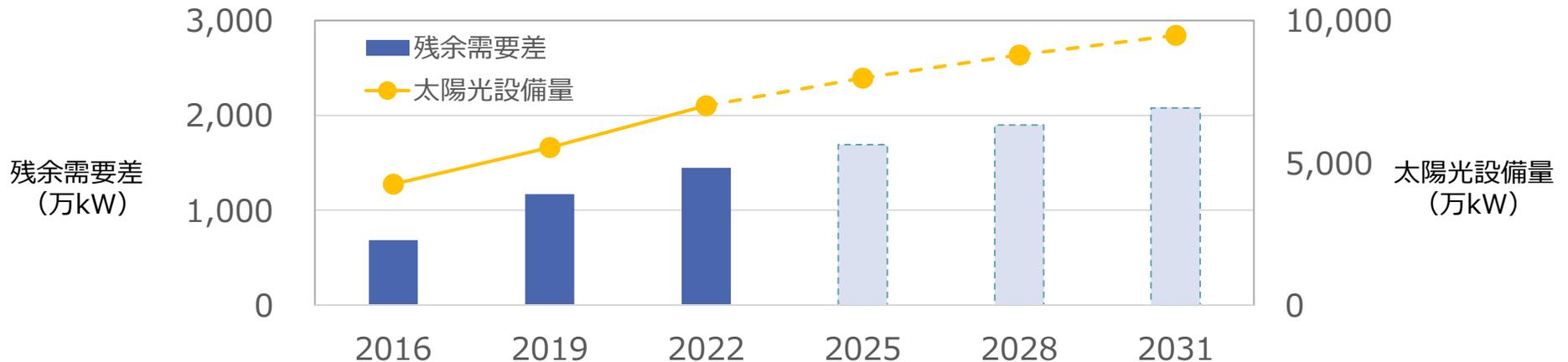
- 近年、太陽光の増加で、最大需要時と最小予備率時の残余需要の差が拡大傾向にある。
- 実需給に近い需給検証では、上記の傾向を踏まえ、最小予備率時の評価をする必要が高まった。

【夏季の需要カーブ】

(2022年度夏季の全国最大需要日)



【残余需要差の推移】 (各年度夏季の全国最大需要日)



(注) 2025以降の残余需要差は、供計の太陽光設備量データ等を用いた試算値

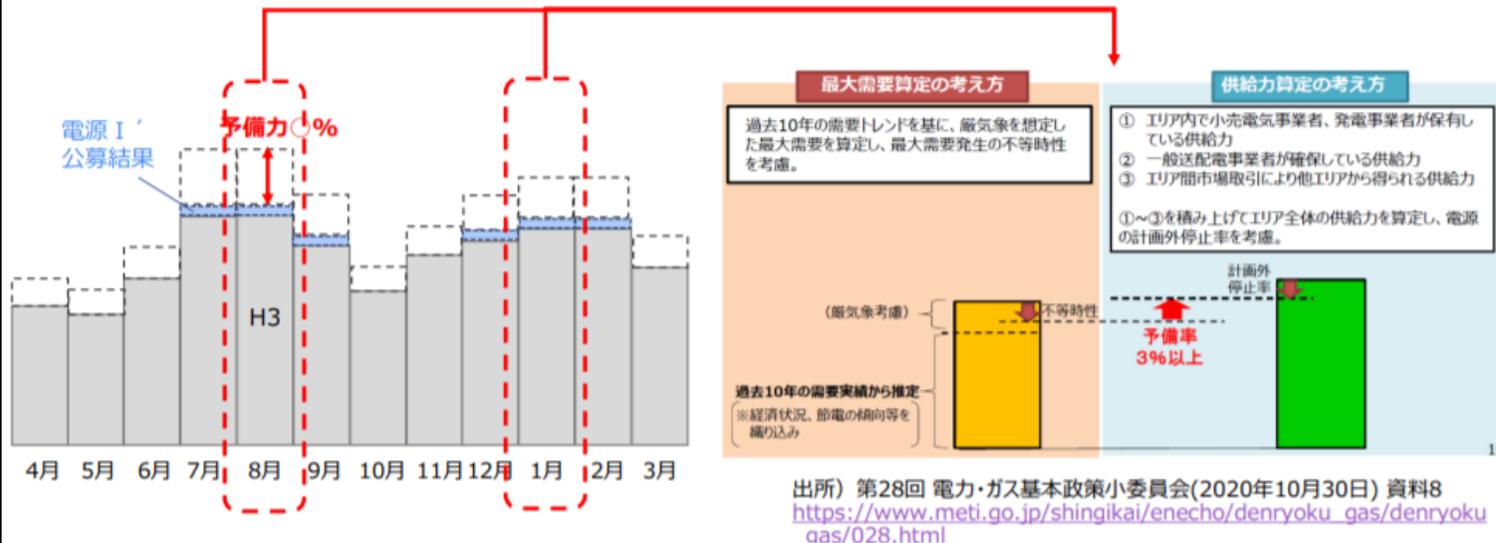
- 需給検証では、厳気象需要が発生する時間帯の供給力を、蓋然性のある需要と供給力で確認する評価方法を志向

【論点3】今後の供給信頼度評価方法について (3/3)

論点3 25

～夏季・冬季の需給検証～

- 前述のとおり、供給計画については、従来は確率論的なLOLP評価と同義と考えていた各月のH3需要の7%※以上を基準とする評価方法を、再エネ(太陽光)大量導入を踏まえて確率論的な年間EUE評価に見直すこととした。
- 他方で、需給検証では夏・冬の各エリアのH1需要(厳気象需要)発生時間帯に十分な供給力を確保していることを確定論的に確認することを目的としている。また、確率論的なEUE評価については、再エネ(太陽光)大量導入を踏まえて、原則として、年間単位・月単位に評価するものであり、時間単位に評価するものではない。
- 以上のことから、需給検証は確率論的なEUE評価ではなく、蓋然性のある需要と供給力を積み上げて評価する確定論的な評価とすることが望ましいか。その場合、容量市場の落札結果から需給検証までが整合的な評価となるように「蓋然性のある需要と供給力」について再確認を実施することとしてはどうか。



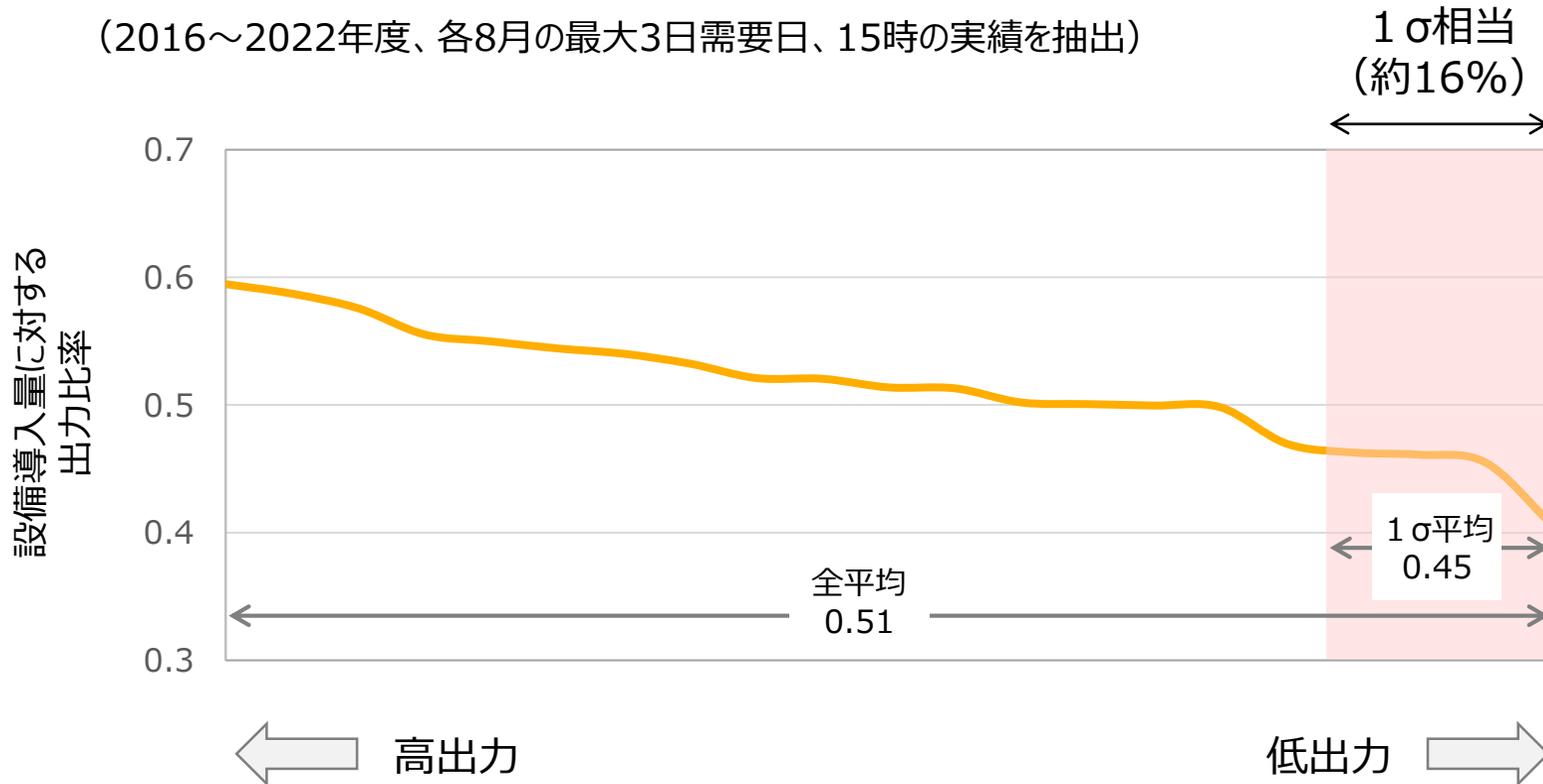
- 時間単位での太陽光出力を想定するにあたり、以下の点を考慮した想定方法とする。
 - 蓋然性のある供給力想定とすること
 - 天候によって出力が変動する特性があるため、安定的に見込める量を想定すること
 - 需要との相関を考慮すること
 - 利用率向上等の動きを反映させること

考慮すべき事項	対応
供給力想定における蓋然性	過去実績を採用（1時間単位値）
安定的に見込める量	低位な実績の1σ相当(約16%)を平均
需要との相関	最大3日需要日の実績を採用
利用率向上等の動きの反映	実績の対象期間を10年とする (H1需要の評価期間に合わせる)

- 2022年度までのデューレーションカーブで見た、出力比率の平均範囲は下図のとおり

【太陽光の出力比率デューレーションカーブ】

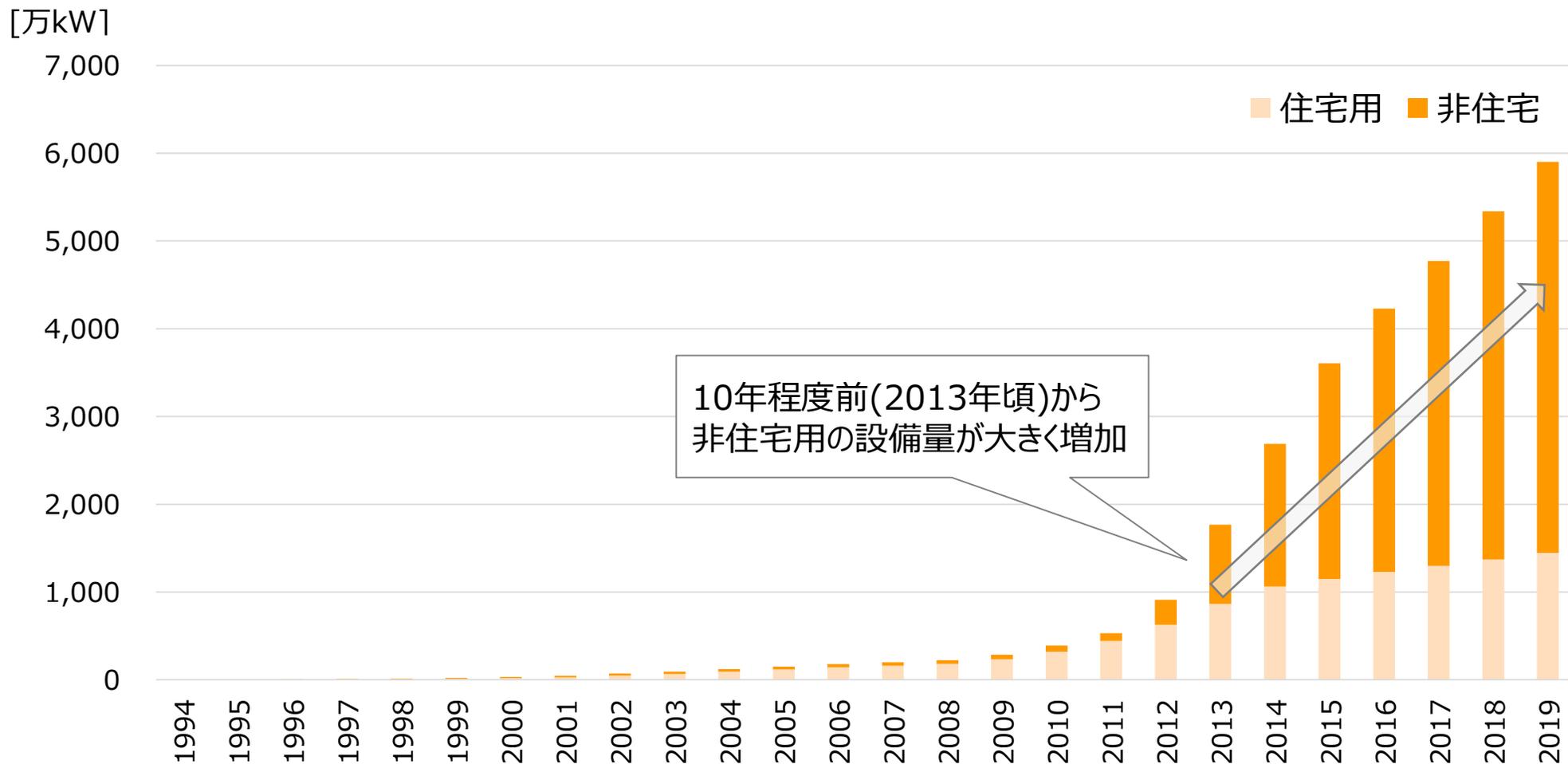
(2016~2022年度、各8月の最大3日需要日、15時の実績を抽出)



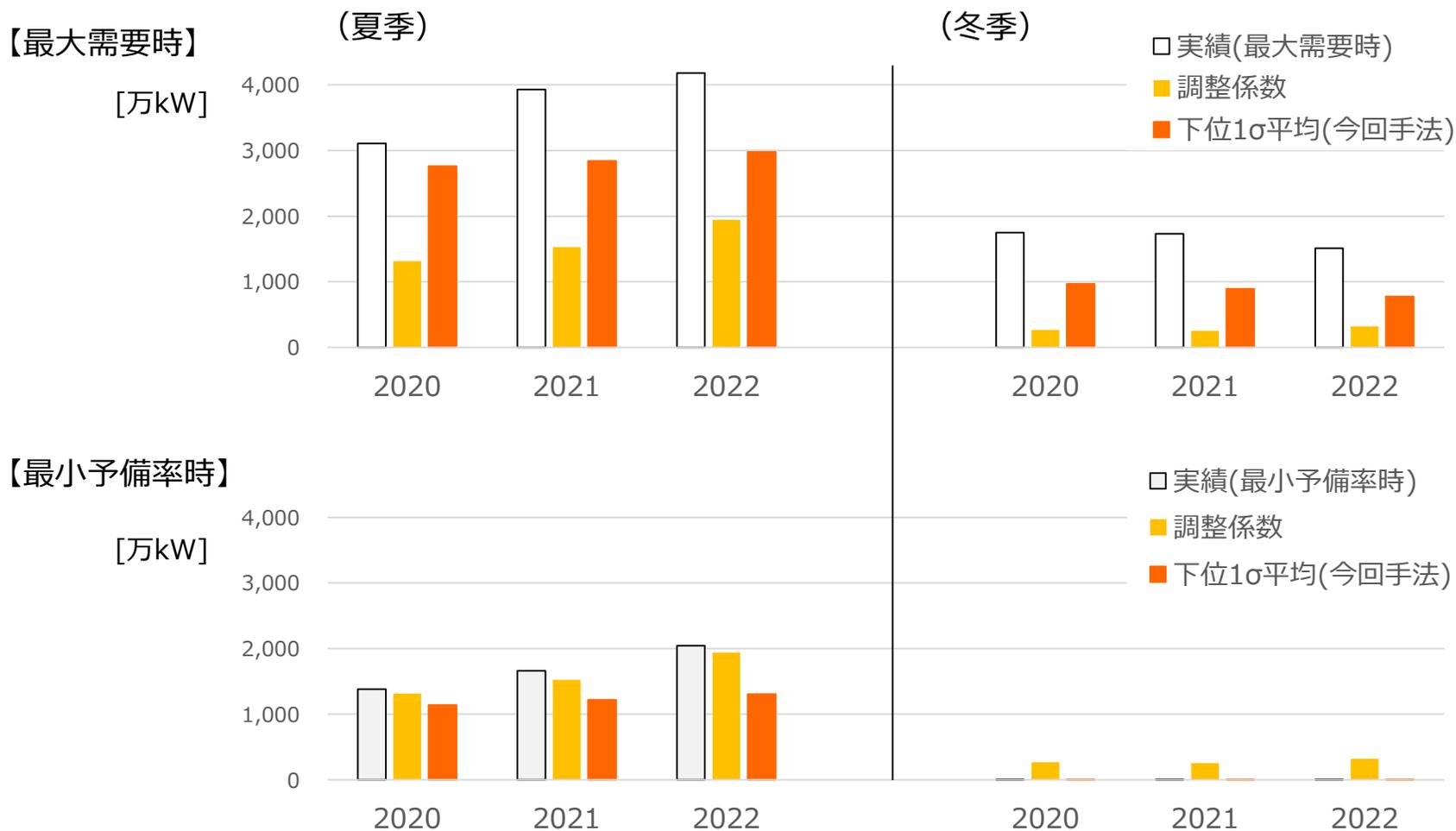
(注) 出力比率は、広域機関で保有する2016年以降のデータを用いて算定

■ 10年程度前は、太陽光で非住宅用が大きく増加し始めた時期とも一致する。

【太陽光の設備導入量】

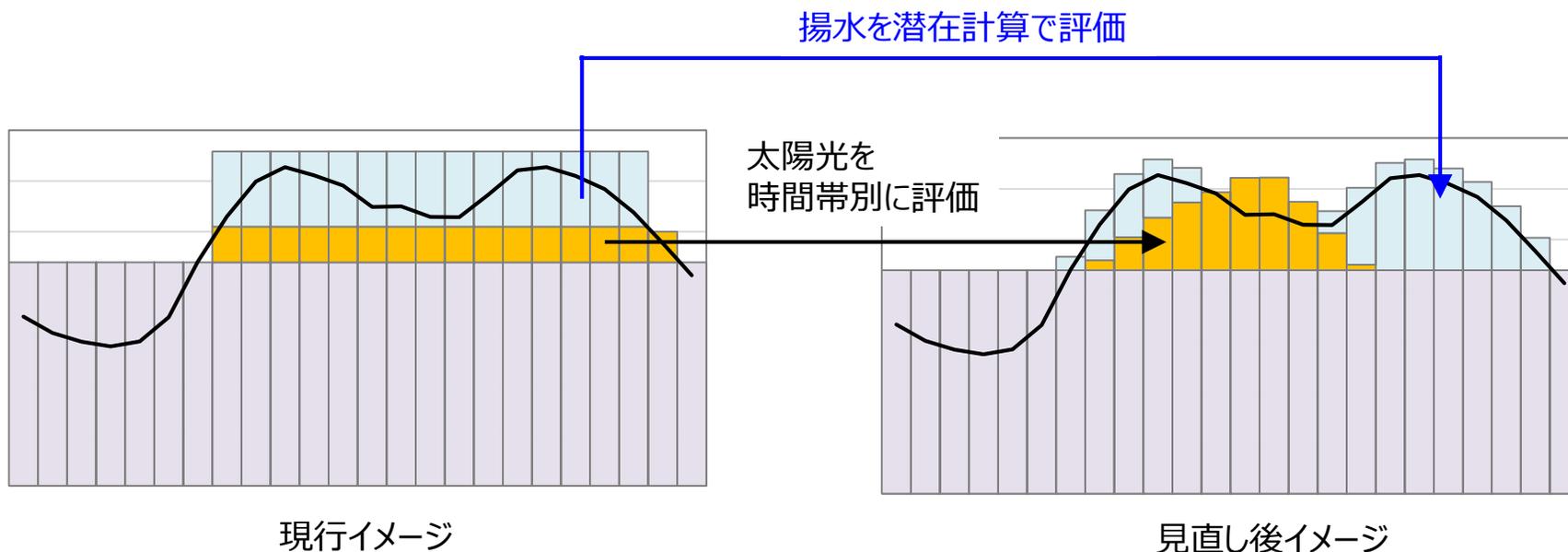


■ 調整係数による想定と比較し、実績を超えない安定的に見込める範囲で、時間毎の特徴を反映した出力想定ができています。



(注) 今回手法値は、広域機関で保有する2016年以降のデータを用いて試算

- 太陽光の供給力評価を時間帯別に行うことから、揚水の供給力評価についても、実運用に即し、時間毎に予備率が一定になるように配分（潜在計算）した評価へ見直す。
- 揚水の潜在計算では、揚水発電可能量の想定が必要となるが、需給検証で評価するH 1 需要時は、揚水を最大限活用することが想定されるため、各エリアとも、上池満水を基本として算出
- 揚水や再エネ以外の供給力については、時間毎に変化がないものとして算出
 （需給運用計画上も、特に高需要時の揚水発電が稼働している時間帯は、揚水や再エネ以外の供給力は、基本的に最大出力で運転することで見込んでおり、実務上とも整合）

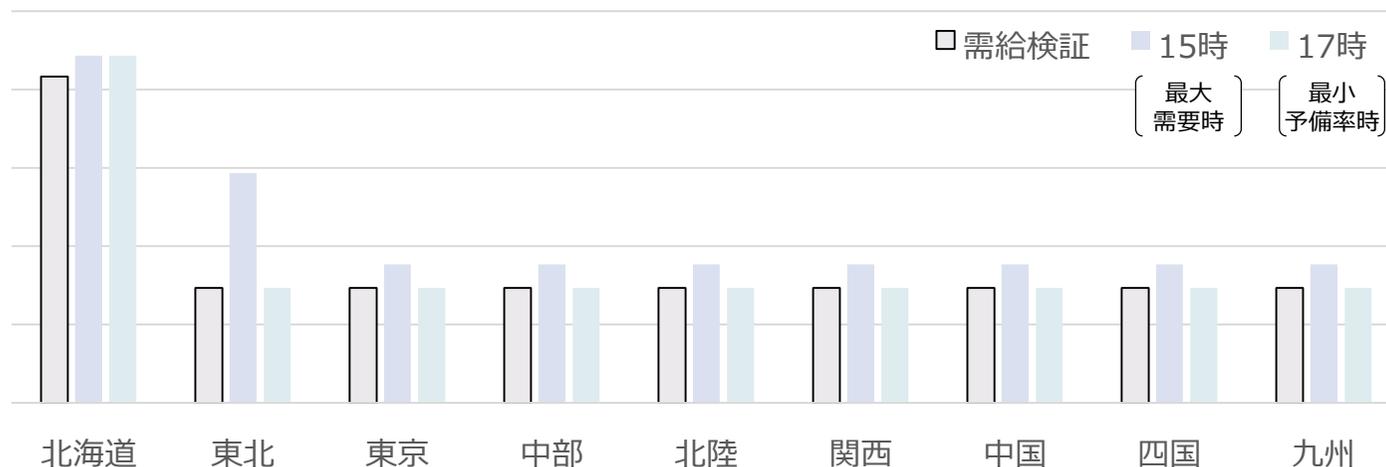


- 予備率でみた場合、見直し後の供給力評価では、最大需要時・最小予備率時ともに、現在の需給検証値と大きな差がない結果となった。

2022年度 夏季（8月）

[単位：%]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	
需給検証 (調整係数)	12.5	4.4								
15時	13.3	8.8	5.3							
17時	13.3	4.4								

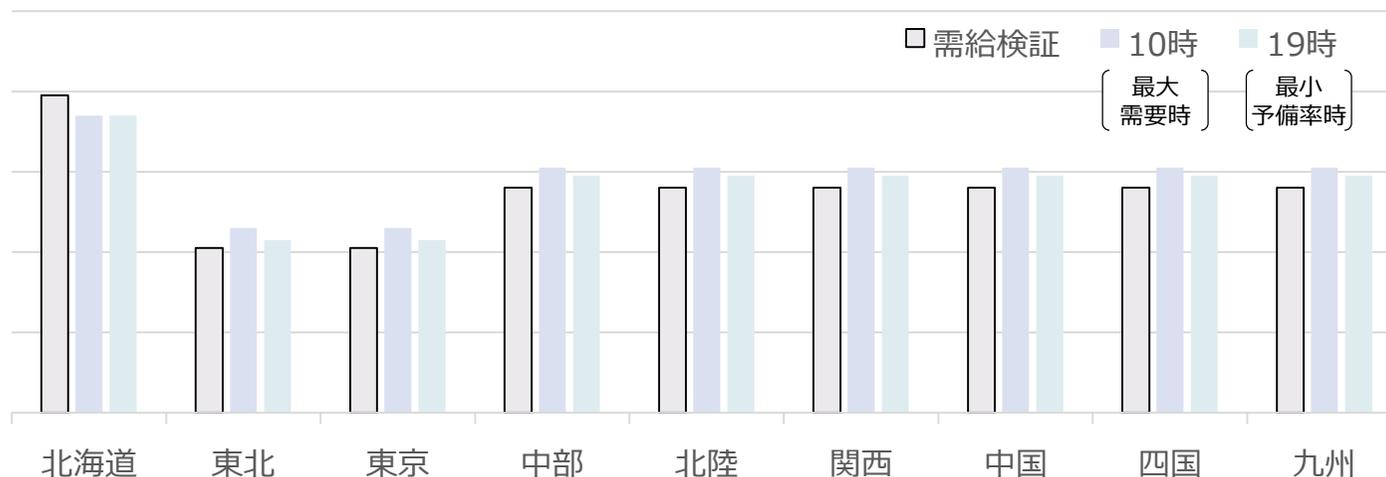


- 冬季においても、夏季と同様の傾向となった。

2022年度 冬季（1月）

[単位：%]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
需給検証 (調整係数)	7.9	4.1		5.6					
10時	7.4	4.6		6.1					
19時	7.4	4.3		5.9					



- 2022年度の需給検証における、需給見通しでの予備率算定で検証した結果、調整係数を用いる現行手法と今回の手法は、夏季・冬季ともに、予備率という面で、ほぼ同じ傾向となった。
- これは、現時点の需要と供給力の構成比率が、両手法でバランスしていることによるものと考察する。
- さらなる再エネ導入等の環境変化により、今後も同じ傾向が続くとは限らず、両手法がバランスしている間が、より蓋然性の高い時間単位での供給力評価へ見直す適切なタイミングであると考ええる。

- 需給検証における予備率評価について、太陽光のさらなる増加により、太陽光の出力が減少する夕刻から夜間の需給バランスを適切に評価する必要性の増加を踏まえ、最大需要時と最小予備率時を評価することとした。
- その際、太陽光については上記の時刻を踏まえた供給力とし、あわせて揚水についても潜在計算により、実運用に即した供給力とすることとした。
- 検討した今回手法を、過去の需給検証における需給見通しでの予備率算定で検証した結果、ほぼ同じ傾向となることを確認した。
- 検討結果を踏まえ、今回手法による太陽光・揚水の供給力評価を、2024年度の猛暑・厳寒時のH1需要に対する需給見通しから適用することとしたい。

※なお、見直しに伴い必要となるデータ収集等については、今後、関係する事業者と調整を進めていく。