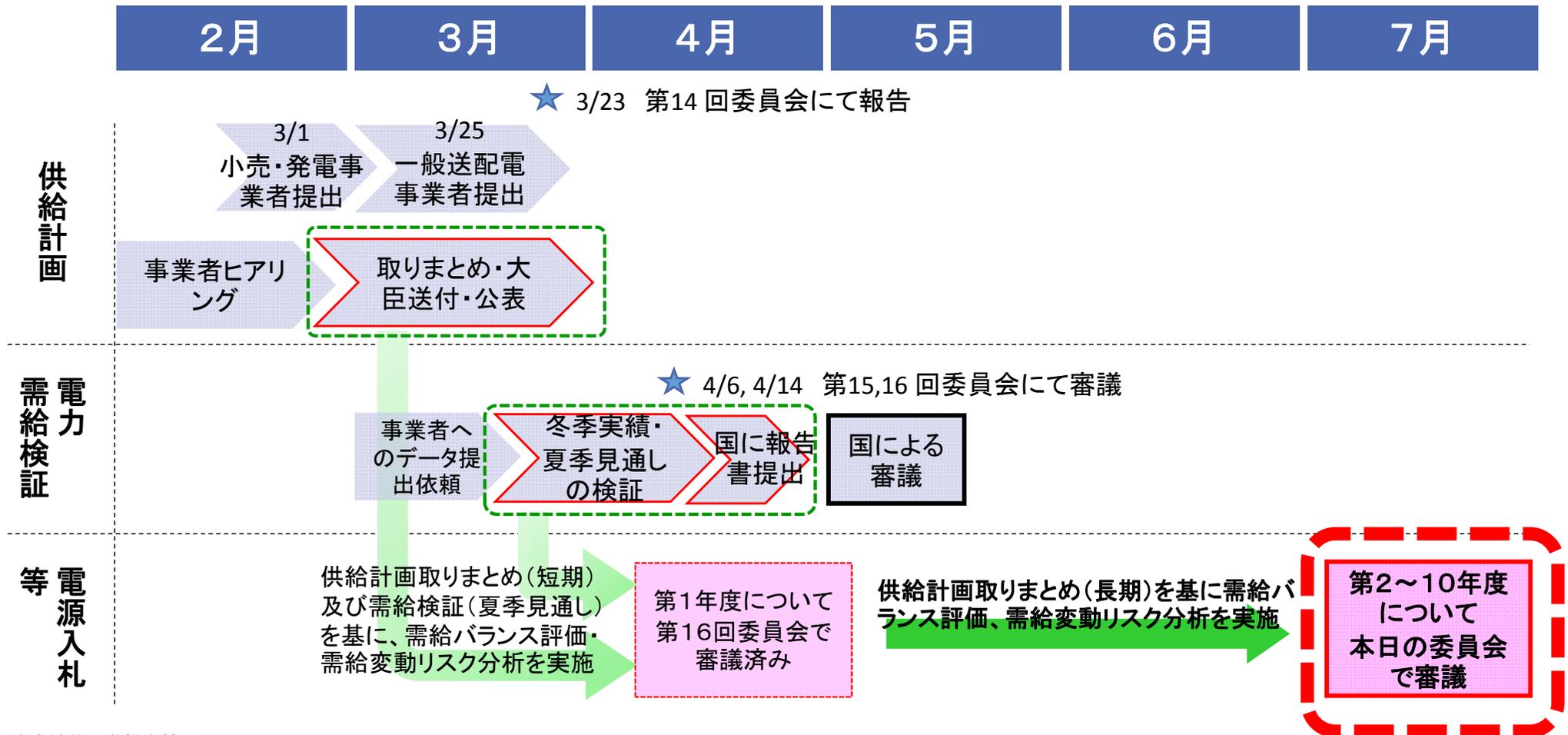


2018～2026年度を対象とした 電源入札等の検討開始の要否について

2017年7月28日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 第16回委員会(4/14開催)にて、平成29年度供給計画における第1年度(2017年度)を対象とした電源入札等検討開始の判断について審議。結果として電源入札等の検討開始は行わないことで決議。
- 今回の委員会では、第2～10年度(2018～2026年度)を対象とした電源入札等検討開始の判断について審議いただく。
- また、第16回委員会で意見のあった「検討開始の判断基準の明確化」及び「第1年度の検討の必要性」について、再検討を行ったため、併せてご審議いただく。(資料3)



(参考) 本機関による電源入札等の制度の概要

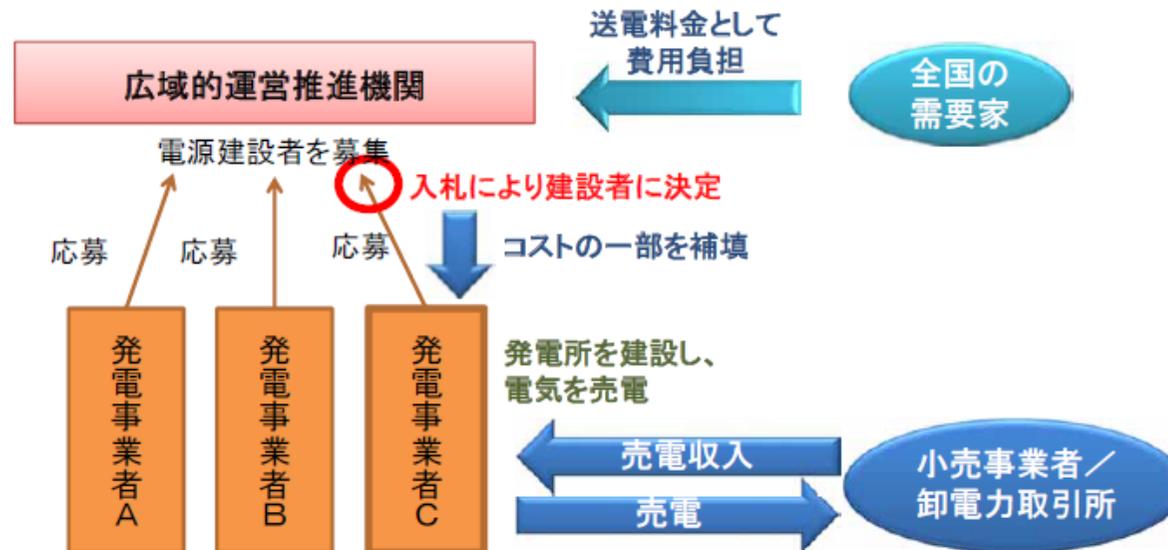
電気事業法第28条の40 推進機関は、第28条の4の目的を達成するため、次に掲げる業務を行う。
五 入札の実施その他の方法により発電用の電気工作物を維持し、及び運用する者を募集する業務その他の発電用の電気工作物の設置を促進するための業務を行うこと。

※電気工作物とは・・・「発電、変電、送電若しくは配電又は電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路その他の工作物(船舶、車両又は航空機に設置されるものその他の政令で定めるものを除く。)をいう。」(同法第2条第1項第16号)

【参考】 広域的運営推進機関による電源建設者の募集の仕組み

10

- 発電事業者に対し毎年度、向こう10年間の発電所の建設計画の提出を義務付ける。
- 広域的運営推進機関は10年間の日本全国の需要を予測し、発電所の建設計画と照らし合わせ、全国の長期の需給バランスを確認。
- 将来の供給力が不足すると見込まれる場合、電源の新規建設や維持・更新に必要な資金の一部を補填することを条件に、広域的運営推進機関が発電所の建設者を募集。そのための資金は、送電料金として全国の需要家から広く薄く回収。これにより、最終的には供給力が確保されることを担保。



(出所) 資源エネルギー庁ウェブサイト『「電気事業法等の一部を改正する法律」(第2弾改正)(平成26年6月11日成立)について』関連資料より抜粋
http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/system_reform004/pdf/20140611_03.pdf

(第2回委員会資料再掲) 電源入札等の実施判断までの業務フロー

- 電源入札等の実施の判断までの業務は、下表のSTEP0→STEP1→STEP2の順に実施。
- STEP1では、下表の評価内容・判断基準に基づき、STEP2に進むかどうかを判断。
- STEP2では、電源入札等以外の対策の有無を検討し、電源入札等の実施要否を慎重に判断。

	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	評議員会※1⇒理事会	理事会	評議員会⇒理事会
諮問委員会	—	本委員会	「入札委員会(仮称)」
実施時期	前年度3月末	6月末	12月まで (判断を翌年度に繰り延べることもあり得る)
評価内容	<ul style="list-style-type: none"> ・受領した供給計画(需要想定及び供給力算定)の適切性、広域系統長期方針・広域系統整備計画との整合性を確認 <p>〔需給バランス評価〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・適正な供給力の確保状況※2を確認 	<p>〔需給バランス評価〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・供給計画で捕捉できない供給力のうち期待可能な供給力も考慮 <p>〔需給変動リスク分析〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・社会情勢や電源構成等を鑑み、個別に注視すべきリスク要因を抽出し、必要に応じ考慮 	<ul style="list-style-type: none"> ・電源入札等以外の対策の有無について詳細検討(追加的な供給力及びネガワットの確保等) ⇒需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析
判断基準	<ul style="list-style-type: none"> ・需要想定要領、供給計画に関する国のガイドライン、広域系統長期方針、広域系統整備計画 <p>〔需給バランス評価〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・平年H3需要※3に対する基準 	<p>〔需給バランス評価〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・STEP0と同じ <p>〔需給変動リスク分析〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・厳気象H1需要※4に対する基準(第1年度のみ※5) 	<ul style="list-style-type: none"> ・平年H3需要※3に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる ・厳気象H1需要※4に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる(第1年度のみ) <p>上記を基本としつつ入札委員会で議論</p>

※1: 経済産業大臣への意見送付に関する事項 ※2: 火力発電所の燃料計画の確認を含む ※3: 平年並みの気象条件における最大3日平均需要 ※4: 厳しい気象条件(猛暑、厳寒)における最大電力需要 ※5: 第1年度は、期待可能な運用上の対策を考慮

- 今年度における第1～10年度を対象とした電源入札等検討開始の判断(STEP1)については、下表に従い評価・分析を行う。今回の対象は第2～10年度(2018～2026年度)となる。

	第1年度	第2～10年度	
需給バランス評価	<供給計画ベース> ■ 各月、 <u>平年H3需要に対し供給予備率8%以上</u> を確保	<供給計画ベース> ■ 各年、 <u>平年H3需要に対し供給予備率8%以上</u> を確保	電源入札等 検討開始の 判断
需給変動リスク分析	<電力需給検証ベース> ■ <u>厳気象H1需要に対し供給予備率3%以上</u> を確保 ■ 供給力減少リスク要因の把握 ■ 供給力に関する状況把握	■ 高需要発生リスク要因の把握 ■ 供給力減少リスク要因の把握 ■ 供給力に関する状況把握 ■ その他関連情報	
	審議済み (第16回委員会)	今回審議	上記の評価だけでは 捕捉できないリスク の定量的な把握  このリスクをもって電源 入札等の検討を開始する 必要があるかどうかを 確認

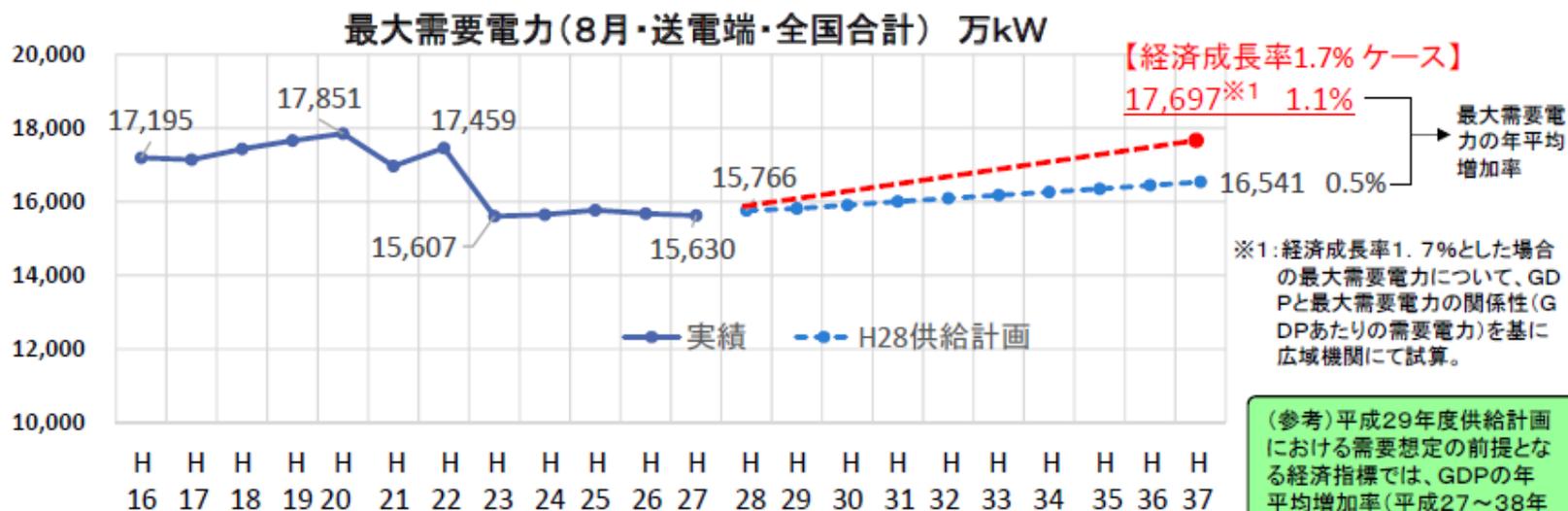
- 昨年度に実施した「第2～10年度における需給変動リスク分析」に基づき、今回も下記項目のうちリスク分析の必要性が有るものについて分析を行った。
- なお、高需要発生リスクについては、昨年度は経済指標の上振れケースとして、長期エネルギー需給見通しで需要の推計に適用した経済成長率1.7%(年率)を用いてリスク分析を実施したものの、需要上振れケースの考え方に関し新たな知見は得られていないことに加え、足元の需要実績は年々下がり続けている状況であることから、今回は新たな高需要発生リスクに関する分析は省略することとした。

需給変動リスク分析の必要性および考慮すべきリスクの検討				13
<ul style="list-style-type: none"> ■ 前述のとおり電源入札等の検討を行わないとしても、向こう10年間に起こり得る需給上のリスクによる需給バランスへの影響量を把握しておくことは重要であり、以下のひっ迫側のリスクについて検討を行った。 ■ 需要と供給力の両面において、需給バランスに影響を及ぼすと想定されるリスクは下表の通りであるが、このうち、必要予備率の算定に考慮されていないもの等、リスク分析の必要性があるものについて、次スライド以降で具体的に説明する。 				
リスク	具体的リスク	詳細	リスク分析の必要性	
高需要発生リスク	経済成長上振れ	需要想定における経済見通しは各種見通しの中間的な値を採用しているが、経済指標の上振れによって需要が上振れするリスクがある。	有	
	高気温	平年気温ベースで需要を想定しているため、気温上ぶれのリスクはあるが、必要予備率の算定において考慮されており、改めてリスクとして考慮する必要はない。	無	
供給力減少リスク	開発遅延	火力・水力	用地事情や工事遅延等により運転開始が計画より遅れることは考えられる。(但し、水力・太陽光・風力については、大規模新規開発がある場合のみリスクとして考慮)	有
		太陽光・風力		
	電源廃止	火力	運転期間に関する法的な規制は無いが、設備面、コスト面から、現時点では廃止の計画がない電源でも廃止される可能性は十分考えられる	有
		水力	原則、設備更新により維持されると考えられるため、リスクとして考慮しない。	無
		太陽光・風力	FIT買取期間は20年*であり、第10年度においても買取継続中のため、今回考慮する必要なし。(※:太陽光10kW未満は買取期間10年間であるが、影響は小さいと想定)	無
	計画外停止	原子力	「計画外停止」でリスクとして考慮することから、改めて考慮する必要はない。	無
		火力・水力	必要予備率の算定において考慮されており、改めてリスクとして考慮する必要はない。	無
太陽光・風力		太陽光の計画外停止は、現時点では、必要予備率の算定において考慮していないが、火力等に比べ単機あたりの発電出力が小さいことから、影響は小さいものと想定。風力発電は、出力の実績(計画外停止時を含む)をもとに出力の確率分布を設定し、必要予備率の算定を行っているため、改めて考慮する必要はない。	無	
	原子力	発電設備の故障による計画外停止(火力の計画外停止率を準用)は必要予備率の算定において考慮されているが、その他の設備故障又は設備故障以外の要因による想定外停止のリスクは考慮されていない。	有	

【経済の成長による需要上振れリスク】
(1-1)経済の成長による高需要発生について

16

- ここでは、経済指標の上振れによって需要が上振れするリスクについて分析する。
- 供給計画の需要想定に用いる経済指標(GDP)は、各シネクタンクが公表した短期(第1、2年度)見通しの平均を出発点とし、広域機関で中長期の潜在成長率を推計のうえ、中位的な見通しとして策定している。
(平成28年度供給計画では、GDP:年平均1.0%の増加、最大需要電力:年平均0.5%の増加)
- 経済指標の上振れの可能性を定量的(例えば超過確率90%の上振れなど)に示すことは困難であるため、一例として、長期エネルギー需給見通し(平成27年7月 経済産業省公表)の需要の推計において適用した経済成長率1.7%(年率)*を用い、需要上振れに対する予備率の変化を分析する。
※内閣府「中長期の経済財政に関する試算」(平成27年2月)の「経済再生ケース」で想定している平成25~34年度の実質経済成長率の平均値。
- なお、長期エネルギー需給見通しでは、経済成長による需要増加の他に、「徹底した省エネ」を見込んでいるが、本分析では、平成28年度需要想定における震災後の実績傾向を踏まえた省エネ等の見込みである点において異なることに留意が必要。



(参考)平成29年度供給計画における需要想定的前提となる経済指標では、GDPの年平均増加率(平成27~38年度)は0.9%(平成28年11月24日 広域機関HPIに公表済み)

(出所)第3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抜粋(一部追記)

(参考)昨年度に実施した需要上振れリスク分析について

【経済の成長による需要上振れリスク】
(1-2)高需要発生による予備率の状況

17

- 現時点で把握する供給力を織り込んだ需給バランスを基準に、経済再生ケースによる需要上振れを考慮した場合の各エリア予備率は下表の通り。
- 供給予備率8%を下回る断面が複数発生。特に予備率の低い断面は、平成34年度の東京で1.2%、平成37年度の中部で2.1%、北陸で2.5%、東北(1月)で2.5%であるが、「既設及び建設中の地域間連系線の活用※」及び「運転開始予定の供給計画未計上分」をそれぞれ考慮した場合には、予備率は下表右に示すように、3%を超えるまで回復する。
- なお、本検討で用いた需要上振れケースでは、長期エネルギー需給見通しで見込んでいる「徹底した省エネ」を明示的に見込んでいないことから、あくまで、需要増加時の需給バランスの一例を示したものであることに留意が必要。

※ 融通元エリアが予備率8%を下回らない範囲で連系線を活用

経済再生ケースにおける需要上振れ時の予備率

【8月】	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	下記対策実施後の予備率
北海道	18.9%	33.9%	45.0%	43.4%	37.9%	35.2%	35.8%	43.6%	41.3%	5.0%
東北	15.6%	13.9%	13.8%	14.5%	5.1%	4.4%	13.4%	12.5%	11.5%	
東京	8.7%	9.7%	6.1%	5.8%	4.1%	1.2%	4.2%	5.6%	4.1%	
東日本3社計	10.6%	12.0%	9.9%	9.7%	6.4%	3.9%	7.9%	9.3%	7.8%	4.5%
中部	6.7%	6.0%	5.9%	6.6%	6.7%	4.7%	3.9%	3.0%	2.1%	
北陸	11.3%	9.6%	9.6%	8.4%	7.0%	5.6%	4.4%	3.0%	2.5%	
関西	8.4%	10.7%	9.3%	6.5%	4.2%	5.8%	7.4%	6.8%	6.3%	4.5%
中国	19.5%	20.0%	10.8%	15.2%	8.7%	13.2%	17.9%	16.9%	15.7%	
四国	25.8%	24.1%	23.1%	22.8%	21.9%	18.7%	18.7%	18.0%	17.9%	
九州	15.0%	9.6%	9.1%	16.2%	15.0%	13.9%	12.8%	11.7%	10.6%	5.1%
中西日本6社計	11.6%	11.1%	9.3%	10.4%	8.5%	8.6%	9.1%	8.3%	7.5%	
9社計	11.2%	11.5%	9.6%	10.1%	7.6%	6.5%	8.6%	8.7%	7.6%	
沖縄	44.9%	47.2%	49.5%	35.4%	38.0%	36.7%	35.7%	43.0%	32.1%	5.1%
10社計	11.5%	11.8%	9.9%	10.3%	7.8%	6.7%	8.8%	9.0%	7.8%	
【1月】	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	
北海道	12.6%	10.2%	20.6%	19.0%	15.6%	13.8%	21.0%	19.0%	17.1%	2.5%
東北	9.0%	8.9%	8.1%	8.2%	6.6%	5.0%	5.6%	4.0%	2.5%	

(注釈)予備率8%を下回る場合、赤いセルとしている

需給バランス評価

4-2-6. 需給バランス評価(長期) ~エリア内事業者を集計した結果

35

- 平成29年度から平成38年度までの各エリアの年度ごとの予備率を下表に示す。なお、H3需要の年間最大値が冬季に想定される北海道・東北エリアは冬季の予備率も示す。
- ほとんどのエリアで予備率8%以上を確保できているが、夏季の東京・中部・関西エリアについては、複数の年度で予備率8%未満となっている。

平成29~38年度(夏季:8月)の予備率(%)

赤セル:予備率が8%未満のエリア・年度

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	19.7%	20.3%	43.8%	44.3%	43.7%	43.0%	41.5%	40.5%	39.5%	38.6%
東北	17.0%	18.4%	23.9%	24.2%	25.5%	25.7%	27.2%	27.1%	26.9%	26.9%
東京	8.0%	6.3%	5.4%	5.3%	1.7%	1.8%	6.3%	11.6%	11.5%	10.9%
東日本3社計	10.4%	9.4%	11.2%	11.2%	8.7%	8.8%	12.4%	16.3%	16.1%	15.6%
中部	8.2%	9.9%	6.5%	5.8%	6.0%	9.5%	9.6%	9.6%	9.6%	9.5%
北陸	9.1%	11.6%	18.8%	12.0%	12.0%	11.9%	11.7%	11.4%	11.2%	11.0%
関西	13.4%	9.8%	11.4%	10.9%	7.8%	10.5%	13.2%	13.5%	13.8%	14.6%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	20.1%	20.8%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西日本6社計	14.5%	13.2%	12.8%	12.5%	11.7%	13.5%	15.2%	15.4%	15.4%	15.7%
9社合計	12.7%	11.5%	12.1%	11.9%	10.4%	11.4%	13.9%	15.8%	15.7%	15.7%
沖縄	50.4%	53.5%	52.9%	49.0%	48.7%	52.2%	52.4%	51.8%	50.4%	49.1%
10社合計	13.0%	11.9%	12.4%	12.2%	10.7%	11.7%	14.3%	16.1%	16.1%	16.0%

(注)8.0%を下回っているが四捨五入の関係で8.0%と表記されているものも赤で記載

平成29~38年度(冬季:1月)の予備率(%)

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
北海道	17.0%	21.3%	20.4%	21.8%	20.4%	19.8%	19.2%	18.5%	17.4%	26.6%
東北	18.1%	16.2%	17.5%	16.6%	16.9%	16.1%	16.8%	15.7%	14.7%	13.9%

4-2-7. 需給バランス評価(長期) 連系線活用を考慮

38

- 地域間連系線を活用して、他エリアから予備率8%を下回らない範囲で、供給力を振り替えると、いずれの年度も予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

平成29～38年度(8月)の予備率(%) 地域間連系線の活用を考慮

	融通後									
	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	H38
8月のエリア予備率(エリア予備力/エリア需要)	応援したエリア 8%に改善したエリア									
北海道	19.7%	20.3%	43.8%	44.3%	34.3%	33.7%	41.5%	40.5%	39.5%	38.6%
東北	16.9%	11.6%	13.3%	13.2%	9.0%	8.8%	20.3%	27.1%	26.9%	26.9%
東京	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	11.6%	11.5%	10.9%
東3社計	10.4%	9.4%	11.2%	11.2%	9.8%	9.7%	12.4%	16.3%	16.1%	15.6%
中部	8.2%	9.9%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	9.6%	9.6%	9.6%	9.5%
北陸	9.1%	11.6%	18.8%	12.0%	8.0%	8.0%	11.7%	11.4%	11.2%	11.0%
関西	13.4%	9.8%	10.0%	8.7%	8.0%	10.2%	13.2%	13.5%	13.8%	14.6%
中国	28.4%	21.1%	19.1%	20.0%	9.4%	20.8%	27.0%	26.7%	26.2%	26.0%
四国	25.2%	35.7%	24.8%	29.9%	30.0%	25.3%	26.3%	26.4%	26.5%	26.6%
九州	15.3%	11.9%	15.0%	15.0%	15.7%	16.4%	16.8%	17.8%	17.9%	18.0%
中西計	14.5%	13.2%	12.8%	12.5%	10.8%	12.7%	15.2%	15.4%	15.4%	15.7%
9社合計	12.7%	11.5%	12.1%	11.9%	10.4%	11.4%	13.9%	15.8%	15.7%	15.7%
沖縄	50.4%	53.5%	52.9%	49.0%	48.7%	52.2%	52.4%	51.8%	50.4%	49.1%
10社合計	13.0%	11.9%	12.4%	12.2%	10.7%	11.7%	14.3%	16.1%	16.1%	16.0%

(注)本検討は、地域間連系線の空容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用。

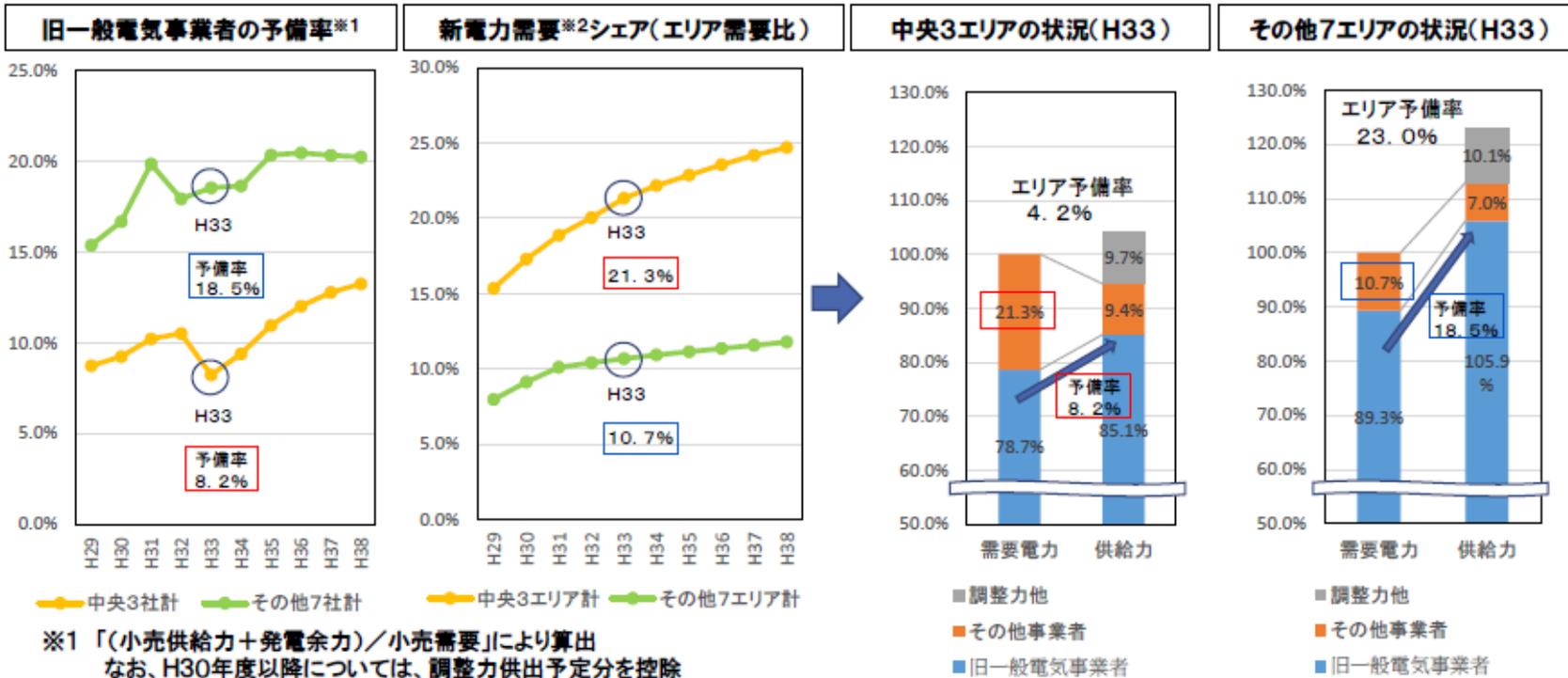
- 空容量=①(運用容量)-②(マージン)-③(8月15時断面の連系線利用計画値)
- ①:「平成29～38年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)(平成29年3月1日;本機関)」の平成29・30年度8月の平日・昼間帯の値、平成31～38年度(長期計画)の値
- ②:「平成29～30年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(年間計画)(平成29年3月1日;本機関)」の平成29・30年度8月の平日の値、「平成31～38年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(長期計画)(平成29年3月1日;本機関)」の値
- ③:平成29年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書(様式第32第8表)」に記載されている年毎の8月15時断面の計画潮流値



4-2-6(参考1) 東京・中部・関西エリアの予備率低下要因について

36

- 東京・中部・関西エリア(以下、中央3エリア)の予備率が低くなった要因を分析した。
- 中央3エリアの旧一般電気事業者3社(中央3者)は、自社需要に対する供給力は確保しているものの、その他7社(中央3者以外の旧一般電気事業者7者)に比べて予備率は低くなっている。
- また、中央3エリアでは、確保済供給力の保有が相対的に少ない特性を持つ新電力のシェアが高いため、エリア全体の予備率を押し下げている。(49頁参照)



※1 「(小売供給力+発電余力)/小売需要」により算出
 なお、H30年度以降については、調整力供出予定分を控除
 ※2 「エリア需要-旧一般電気事業者の小売需要」により算出

(注1) エリア需要を100%としたときの、需要電力と供給電力の内訳
 (注2) 調整力他には、FIT送配電買取分等を含む

需給変動リスク分析

<需給変動リスク分析>

新規開発電源の開発遅延リスクの把握

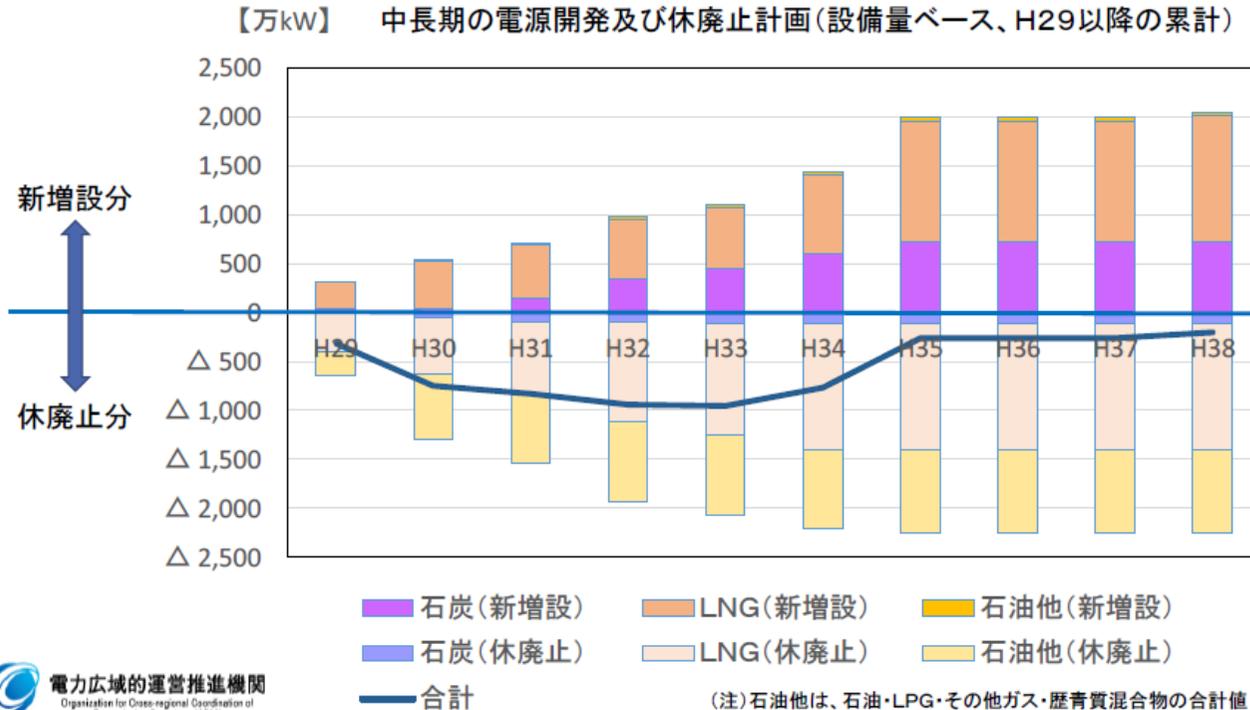
- 2023年度(平成35年度)までは毎年100万~500万kWの割合で電源の新增設が計画されているが、それ以降は新增設のペースは鈍化。
- 来年度の供給計画取りまとめまでに、仮に電源新增設の開発が遅延することが判明し、供給力の不足が懸念される場合には、電源の休廃止の繰り延べを事業者にお問い合わせすることも選択肢の一つと考えられる。
- 新增設と休廃止のペースが今後どのように変化していくか、供給計画とりまとめ等を通じて引き続き注視していくことが必要。

(参考)発電事業者の新增設及び休廃止計画

33

- 全国における火力発電の今後10年間の新增設及び休廃止計画を、燃料種別ごとに集計した。
- 新增設と休廃止の合計値は、開発に先行して行われる休廃止等に伴い、平成29年度から平成32年度まで減少傾向が続くが、平成33年以降、新規電源等の運転開始に伴い、増加に転じる。

供給計画取りまとめ資料
(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4)より



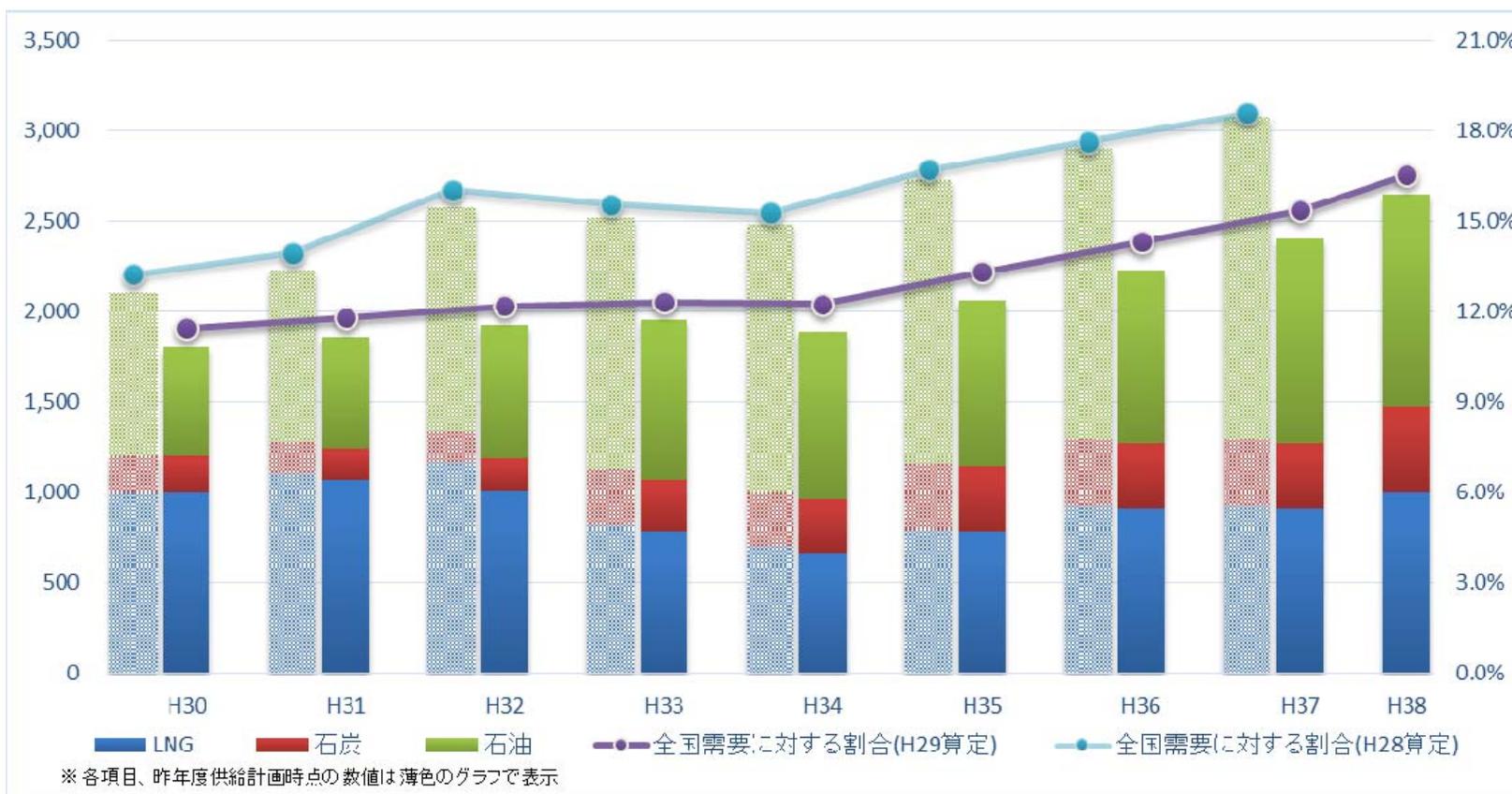
高経年火力の計画外停止リスクの把握

- 昨年度から今年度にかけて新たに休廃止が決定した電源の影響もあり、昨年度の供給計画時点と比較して、同一年度における高経年火力の量、全国需要に対する割合は減少。
- 上記より、電源が計画外に停止するリスクは減少傾向にある。一方で総需要に対する割合は年々増加傾向であることに変わりはないため、高経年火力の休廃止状況について注視が必要。

(注釈) 運転開始以降、40年を経過したものを高経年として設定。運転開始時期は、電気事業便覧および各社HP記載情報より把握

【送電端 万kW】

高経年火力の量(全国合計)及び全国需要に対する割合



(注釈) 全国需要は、全国10エリアの最大3日平均電力(8月)を合計したもの

<需給変動リスク分析>

原子力供給力の想定外停止における状況把握

- 原子力発電所の稼働状況等が見通せないことに伴い、当該供給力を「未定」と計上したものについては、平成29年度供給計画届出書の記載要領(平成28年12月:資源エネルギー庁発行)に従い、当該発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定している。なお、平成29年度供給計画では、届出時点で再稼働している原子力発電所を除き、供給力「未定」として届出されている。
※ 上記は平成29年3月の「平成29年度の供給計画取りまとめ」において公表済み。
(https://www.occto.or.jp/pressrelease/2016/170330_kyokyuukeikaku_torimatome.html)
- 供給計画届出時点で再稼働している原子力発電所が、仮に何らかの要因で停止した場合についての需給バランス評価を実施した。
- 上記評価の結果、原子力発電所が供給力に計上されているエリアでは、供給予備率8%を下回る断面が発生するものの、地域間連系線の空容量を活用した他エリアからの融通により、供給予備率8%を確保できる見通しであることを広域機関にて確認した。
- なお、今後原子力発電所の再稼働が進んだ場合、どの程度の停止リスクを評価するか(例えば運転中ユニット全てを停止とするのか、各エリア1サイト停止とするか等)については、将来的な課題とする。

- 平成29年度供給計画の取りまとめにおける需給バランス評価から、東京エリアの第2～7年度(2018～2023年度)、中部エリアの第3～5年度(2019～2021年度)、関西エリアの第5年度(2021年度)において、判断基準である供給予備率8%を下回る見通しであるが、地域間連系線を活用した他エリアからの供給力を考慮することにより、供給予備率8%を確保できる見通しであることを確認しており、この結果より、電源入札等の検討開始の必要性は認められないと考えられる。
- 更に上記評価だけでは捕捉できないリスクの分析及び状況把握を行ったが、この結果からも、現時点で緊急的に電源入札等の検討を開始する必要性は認められないと考えられる。一方で今後リスクが顕在化した時には、更なる対策の要否について検討が必要である。
 - ＜新規開発電源の開発遅延リスクの把握＞
 - ✓ 2023年度(平成35年度)までは毎年100万～500万kWの割合で電源の新增設が計画されているが、それ以降は新增設のペースは鈍化。
 - ✓ 来年度の供給計画取りまとめまでに、仮に電源新增設の開発が遅延することが判明し、供給力の不足が懸念される場合には、電源の休廃止の繰り延べを事業者にもお願いすることも選択肢の一つと考えられる。
 - ＜高経年火力の計画外停止リスクの把握＞
 - ✓ 昨年度から今年度にかけて、新たに休廃止が決定した電源の影響もあり、昨年度の供給計画時点と比較して、同一年度における高経年火力の量、全国需要に対する割合は減少しているため、電源が計画外に停止するリスクは減少傾向といえる。
 - ＜原子力供給力の想定外停止における状況把握＞
 - ✓ 原子力発電所が供給力に計上されているエリアにおいて、仮に何らかの要因で原子力が停止となった場合には、供給予備率8%を下回る断面が発生するものの、地域間連系線の空容量を活用した他エリアからの融通により、供給予備率8%を確保できる見通しである。
- 上記結果より、第2～10年度(2018～2026年度)を対象とした電源入札等の検討開始は不要と判断することで良いか。

【容量市場との関係について】

- 容量市場は、電源投資に関して一定の投資回収の予見性を確保するための仕組みであるが、仮に容量市場を通じても供給力が不足すると判断された場合には、電源入札等を活用して供給力を確保していくこととなる。

需給バランス評価に用いる基準

3

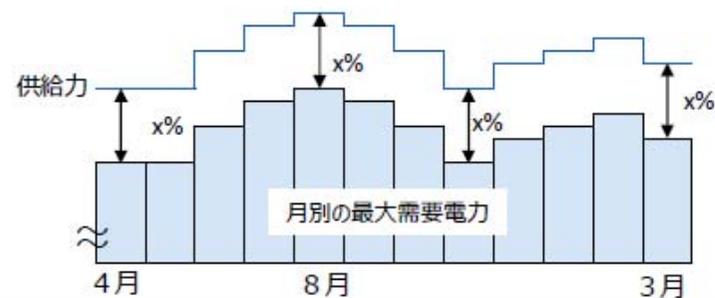
- 従来、偶発的な需給変動に対応するために必要な供給予備率(=最大3日平均電力想定値(以下、「H3需要」)の7%)と持続的な需要変動に対応するために必要な供給予備率(=H3需要の1~3%)の合計である、想定需要の8~10%が適正であるとされてきた。
- このうち、前者の偶発的な需給変動に対応するために必要な供給予備率については、後述(→P.8参照)のとおり種々の検討課題があるものの、現時点での分析結果を見る限りにおいては、従来の基準(=H3需要の7%)で評価することを否定するような結果ではないことから、6月に実施する評価では、従来の「H3需要の7%」を適用することとしてはどうか。
- また、後者の持続的な需要の変動に対応するために必要な供給予備率についても、昨年度の委員会で震災以降の3年間の実績を分析した結果でも1%程度以上の変動が見られることから、6月に実施する評価では、従来の基準の下限である「H3需要の1%」を適用することが考えられるのではないか。
- 上記を踏まえ、6月に実施する評価では、「エリアごとに供給予備率がH3需要に対して8%以上あること」を基準として評価することとしたい。

※ 沖縄については、小規模単独系統であることから、沖縄以外と同じ基準を適用するのではなく、6月に実施する評価では、従来の評価と同様に、最大電源ユニット脱落時に供給力がH3需要を上回ることを基準とする。

※ 上記の基準は、第1年度～第10年度の年度別、及び、第1年度の月別に共通の基準とする。

(補足説明)

確率論的手法による必要予備力の検討においては、8月の供給予備力を基準にしつつ、1年間で供給力不足が発生する頻度・量を算定し、当該供給予備力の適正な範囲を分析しており(右イメージ図)、昨年度の予備的検討で認められた「需要が最大となる時間帯以外のほうが需給上の厳しい断面となる可能性」も考慮した評価になっている。



(出所) 第2回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料(資料3: 供給計画とりまとめ時点での需給バランス評価の基準について)より抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/files/chousei_jukyu_02_03.pdf