

2019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

2019年7月10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37回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019.3.20）において、2019～2028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ご議論いただいた。
 - ここでは、全国の稀頻度リスク対応について、電力レジリエンス等に関する小委員会で議論中であった「平年H3需要の1%」を暫定的に活用して需給バランスを評価し、以下の結論を得た。（スライド3, 4 参照）
 - 2019年度冬季の北海道エリアを除き、各エリアで十分な供給予備率を確保できる見込みであることから、電源入札等の実施の判断（STEP2）へ移行する必要はない。
 - 2019年度冬季の北海道エリアに関しては、別途、2019年6月を目途に報告する。
- ※北海道エリアに関しては、以下2点を要因に別途検討することとした。
- ・ 電力レジリエンス等に関する小委員会において、北海道などエリアの特殊性があるケースの稀頻度リスクに対応するための供給力について議論中であること
 - ・ 北海道エリアは、2018年度冬季が事前の想定以上の厳気象であったこと
- 本資料では、稀頻度リスクを考慮した必要供給力に関する議論結果を報告するとともに、別途検討することとしていた2019年度冬季の北海道エリアを対象とした電源入札等の検討開始の要否についてご議論いただきたい。

- 第37回委員会では、全国の稀頻度リスク対応について、電力レジリエンス等に関する小委員会で議論中であった「平年H3需要の1%」を暫定的に活用し評価したところ。（①）
- 特殊性のある北海道エリアの稀頻度リスク対応については、同小委員会の検討結果を踏まえ別途検討するとした。（②）

2019年度 冬季見通しのまとめ

9

分析結果

- 厳気象H1需要が発生し、一定の電源の計画外停止が発生した場合においても、連系線の活用等により、全国的に安定的な電力供給に必要な予備率3%が確保できる見通しである。（スライド7参照）
- さらに、計画外停止などの一定の条件を上回るリスク（稀頻度リスク）が顕在化した場合でも、安定供給上最低限必要な予備率の水準は確保できていることを確認した。（スライド8参照）
- なお、稀頻度リスク対応については電力レジリエンス等に関する小委員会で検討中であり、北海道などエリアの特殊性があるケースについては、当該小委員会の検討結果を踏まえ、別途検討*する。

※ 北海道エリアは、事前に想定していた厳気象H1需要（525万kW）を上回る需要を記録した。

（詳細は、次回本委員会で2018年度冬季の電力需給実績として報告予定）

上述の電力レジリエンス等に関する小委員会における稀頻度リスク対応に係る検討結果および今冬の需要分析結果を踏まえ、北海道エリアの稀頻度リスク対応について6月頃を目途に報告させていただく。

①

②

- 電源入札等の検討開始の要否について、2019年度冬季の北海道エリアを除き、各エリアで十分な供給予備率を確保できる見込みであることから、電源入札等の実施の判断（STEP2）へ移行する必要はないとした。

電源入札等の検討開始の判断（STEP1）の結果

12

<2019年度（2019年度供給計画における第1年度）>

- 「2019年度供給計画取りまとめ」（本日議題1、資料2参照）において、全エリア各月とも供給予備率8%を確保可能な見通しであることを確認。
- 「2019年度夏季の猛暑H1需要発生時の電力需給見通し」（本日議題2、資料3参照）において、2019年度夏季が、過去10年間で最も厳しい気象条件となり、一定の電源の計画外停止が発生した場合でも、全エリアとも判断基準である供給予備率3%を確保できる見通しであること等を確認。
- 「2019年度冬季の需給変動リスク分析」（本資料）において、2019年度冬季が、過去10年間で最も厳しい気象条件となり、一定の電源の計画外停止が発生した場合においても、全エリアとも判断基準である供給予備率3%を確保できる見通しであること等を確認。
- 上記結果から、電源入札等の実施の判断（STEP2）へ移行する必要は無い。

<2020～2028年度（2019年度供給計画における第2～10年度）>

- 「2019年度供給計画取りまとめ」（本日議題1、資料2参照）において、全エリアすべての時間帯とも供給予備率8%を確保できる見通しであることを確認。
- 上記結果から、電源入札等の実施の判断（STEP2）へ移行する必要は無い。

(稀頻度リスク対応に係る議論結果)

- 第6回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019.4.26）において、全国の稀頻度リスクを考慮した必要供給力について議論され、電源入札等の検討開始の要否を議論する中で暫定的に活用した「平年H3需要の1%」を基準とすることが確認された。（スライド6参照）
これにより、第37回本委員会での議論（スライド7,8参照）は、妥当と判断できる。
- また、同小委員会にて北海道エリアの供給信頼度についても議論され、当面は北海道胆振東部地震発生時の電源脱落実績（▲154万kW）を踏まえた供給力を確保すること※と整理された。（スライド9,10参照）
 - ※ 電力需給検証においては、北海道エリアの稀頻度リスク評価として過去の大規模な電源脱落実績（▲129万kW）を踏まえた需給バランスを従来より評価しており、さらに2018年度冬季の見通し策定時には、北海道胆振東部地震発生時の電源脱落実績（▲154万kW）を踏まえた需給バランスも評価した。
 - ※ 北海道電力においては、地震発生時の事象の原因究明結果を踏まえ火力発電設備への対策等を進めていることから、これらの再発防止策等の実施状況を踏まえて、必要により見直しを検討することとしている。（スライド11参照）

(北海道エリアを対象とした電源入札等の検討開始の要否判断)

- 上記議論結果を踏まえ、北海道エリアの2019年度冬季需給バランスについて、稀頻度リスク対応として154万kWの大規模電源脱落時も厳寒H1需要に対して3%の供給予備率が確保できる見通しかどうかを評価する。

- 第6回電力レジリエンス等に関する小委員会において、全国の稀頻度リスクを考慮した必要供給力を「**平年H3需要の1%**」とすることが確認された。

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DR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）に反映することとする。
 - ※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する。
- 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、目標調達量を基準に、確率論的必要供給予備力算定手法に設定することとし、調達量について不断の見直しを図ることとする。
- 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。

（補足）111%の内訳
108 + 2〔厳気象対応〕 + 1〔稀頻度リスク対応〕

※（ ）内は、計画停止を踏まえた追加設備量（約5%）を含む数値

2019年度 冬季見通し：最大需要断面

7

■ 厳寒H1需要が発生した場合においても、予備率3%以上を確保できる見通しである。
 （連系線空容量の活用・最大需要発生時の不等時性・供給力の計画外停止を考慮）

(万kW,%)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中四6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	6,994	566	1,481	4,948	8,755	2,372	540	2,566	1,123	524	1,629	15,749	168	15,916
最大電力需要	6,320	511	1,338	4,471	8,374	2,269	516	2,454	1,075	502	1,558	14,694	110	14,804
供給予備力	674	55	143	477	380	103	23	111	49	23	71	1,054	58	1,112
供給予備率	10.7	10.7	10.7	10.7	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	7.2	52.4	7.5
予備率3%確保 に対する不足分	485	39	103	343	129	35	8	38	17	8	24	614	54	668
【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中四6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,575	566	1,534	5,475	9,089	2,502	571	2,652	1,158	531	1,657	16,644	172	16,816
最大電力需要	7,059	528	1,430	5,102	8,451	2,331	532	2,472	1,077	495	1,544	15,510	116	15,626
供給予備力	518	39	105	373	618	171	39	181	79	36	113	1,134	56	1,191
供給予備率	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	48.4	7.6
予備率3%確保 に対する不足分	305	23	62	220	365	101	23	107	46	21	67	669	53	722
【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中四6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,542	564	1,523	5,455	9,036	2,493	569	2,643	1,152	529	1,651	16,578	179	16,757
最大電力需要	7,053	528	1,424	5,102	8,451	2,331	532	2,472	1,077	495	1,544	15,504	116	15,620
供給予備力	489	37	99	354	586	162	37	171	75	34	107	1,075	63	1,137
供給予備率	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	53.9	7.3
予備率3%確保 に対する不足分	277	21	56	201	332	92	21	97	42	19	61	610	59	669
【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中四6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,269	555	1,528	5,186	8,793	2,497	553	2,567	1,117	512	1,549	16,062	175	16,237
最大電力需要	6,178	472	1,299	4,408	7,758	2,203	487	2,265	985	451	1,367	13,936	108	14,045
供給予備力	1,091	83	229	778	1,035	294	65	302	131	60	182	2,126	66	2,192
供給予備率	17.7	17.7	17.7	17.7	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	15.3	60.9	15.6
予備率3%確保 に対する不足分	905	69	190	646	802	228	50	234	102	47	141	1,708	63	1,771

※ 供給力は、計画外停止を考慮して全国一律で2.6%（計画外停止率）を減じた値
 ※ 需要は、最大需要発生時の不等時性を考慮した値
 ※ 連系線の活用は、空容量の範囲内で各エリアの予備率が均等化するように供給力を移動

※ 連系線の空容量は、2019年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定
 ※ 電源I'の供給力は、電源分・OR分ともに供給力として計上
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

2019年度 冬季見通し：追加検討

8

- 稀頻度リスク対応として必要な供給力の水準は、電力レジリエンス等に関する小委員会で議論中である。
- 今回、電源入札等の検討開始を判断する必要があるため、小委員会で提案している「**平年H3需要の1%程度**」を稀頻度リスクに対応するための供給力と仮定し、充足状況を試算した。
- **全国9エリアで見た場合、2019年度における平年H3需要の1%は「158万kW」である（※）。これに対して、2019年度冬季（厳寒H1）における最大需要断面の予備率3%超過分は最小でも2月の「610万kW」であり、最大需要断面では所要の供給力が確保されているといえる。**

※ ここでは、全国9エリアの合計が年間最大となる8月の値を用いて評価している

平年H3需要（2019年度）

(万kW)

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
平年H3需要	7,025	420	1,294	5,311	8,733	2,488	504	2,635	1,050	503	1,553	15,758	149	15,907
平年H3需要 ×1%	70	4	13	53	87	25	5	26	11	5	16	158	1	159

予備率3%に対する超過分の供給力

(万kW)

	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
12月	485	39	103	343	129	35	8	38	17	8	24	614	54	668
1月	305	23	62	220	365	101	23	107	46	21	67	669	53	722
2月	277	21	56	201	332	92	21	97	42	19	61	610	59	669
3月	905	69	190	646	802	228	50	234	102	47	141	1,708	63	1,771

※ 送電線活用・不等時性・計画外停止を考慮後の値

■ 北海道エリアの冬季需給検証で考慮している特殊性は以下の通り。

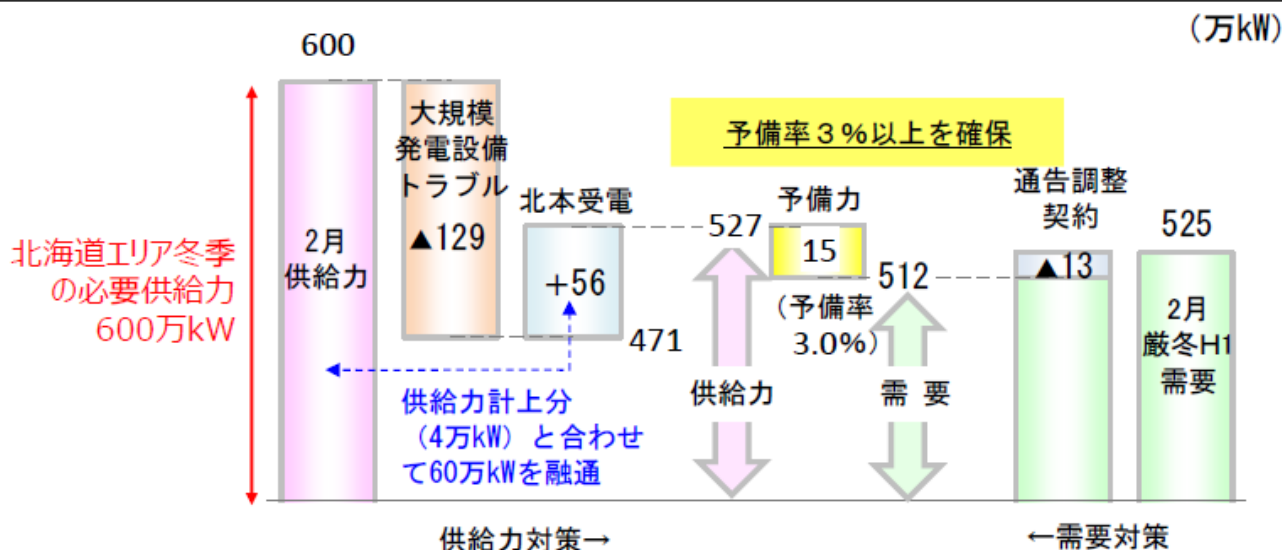
2. 北海道エリアの現状の供給信頼度の考え方

6

■ 北海道エリアの現状の供給信頼度としては、冬季の需給検証において、他エリアと同様な厳寒H1需要の103%の供給力を確保できることの検証のみではなく、以下の特殊性を考慮し、129万kWの大規模電源脱落時にも厳寒H1需要の103%の供給力を確保できることを確認している。

- ① 厳寒であり、電力需給のひっ迫が国民の生命・安全に及ぼす影響が甚大であること
- ② 他エリアからの電力融通に制約があること
- ③ 発電所1機の計画外停止が予備率に与える影響が大きいこと

➔129万kW電源脱落時にも厳寒H1需要の103%の供給力を確保するためには、北海道エリアの供給力は600万kW程度必要

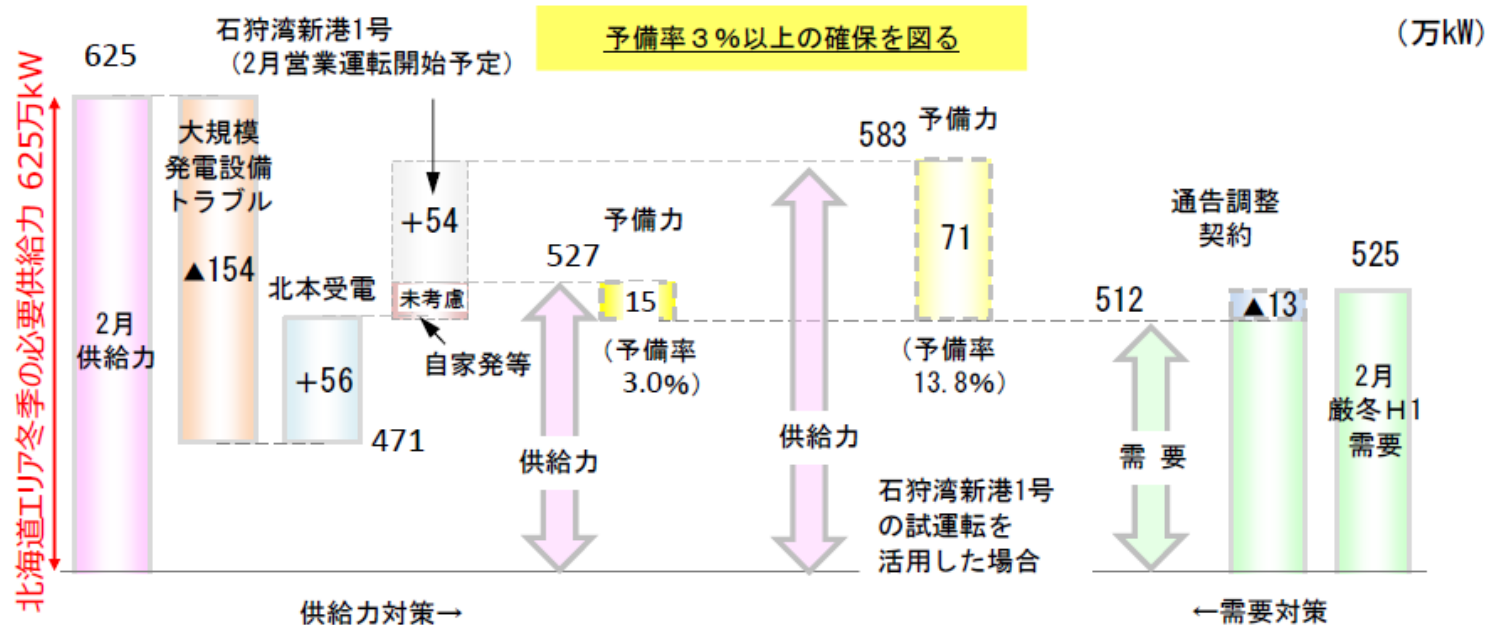


■ 北海道エリアの供給信頼度の考え方として、当面は154万kWの電源脱落を踏まえた供給力を確保することが確認された。

3. 北海道エリアの現状の供給信頼度の考え方（平成30年度地震発生以降）

7

- さらに、昨年度の北海道胆振東部地方地震発生時の電源脱落实績を踏まえ、154万kWの大規模電源脱落時にも厳寒H1需要の103%の供給力を確保できることを確認している。
 - 北海道エリアの供給信頼度の考え方としては、上記地震発生時の状況から、154万kWの電源脱落を踏まえた供給力を確保することとしてはどうか。
- ➔154万kW電源脱落時にも厳寒H1需要の103%の供給力を確保するためには、北海道エリアの供給力は625万kW程度必要



4. 北海道胆振東部地震対応検証結果における再発防止策

8

- 北海道電力では、地震発生時の事象の原因究明結果を踏まえて、火力発電設備の損傷部位の管形状を改良するなど、自主的な保安の向上や設備損傷からの早期復旧を目指し、必要な対策を進めている。
- 上記対策を実施することで、北海道エリア厳寒時に154万kW電源脱落が発生するリスクは低減し、また、万一発生しても設備損傷の回避により迅速に発電再開できる蓋然性が高まると考えられる。
- 北海道エリアにおいては、当面は、154万kW電源脱落を、考慮すべき電源脱落量として検討を実施し、上記のような再発防止対策等の実施状況を踏まえて、必要により見直しを検討してはどうか。

【ボイラー管損傷、タービン出火への取り組みについて】

当社が自主的に取り組む課題

・火力発電所は日本電気協会の「火力発電所の耐震設計規程」に基づき、適切な設計を行い建設しているが、今回の地震では過大な応力が発生したため、苫東厚真発電所1、2号機のボイラー管が損傷した。また、苫東厚真発電所4号機では、地震の影響でタービン軸とNo.1軸受油切り部が接触して隙間が通常よりも拡大し、当該部から漏洩した潤滑油が高温のケーシングと接触し出火した。そのため、発電設備の復旧まで2週間～1ヶ月程度を要した。

当社の取り組み

アクションプラン	実施スケジュール				
	2018年度			2019年度～	
対策	12	1	2	3月	
・広域委員会の検証結果および今回の事象の原因究明結果を踏まえて、損傷部位の管形状を改良するなど、自主的な保安の向上や設備損傷からの早期復旧を目指し、必要な対策を検討し、施す。	2018.9	着	手	済	2019～2020 対策完了

北海道電力HP：北海道胆振東部地震対応検証委員会最終報告(概要版)抜粋

(余白)

（厳寒H1需要）

- 2018年度冬季の北海道エリアは、事前に想定していた厳寒H1需要（525万kW）を上回る需要を記録した。北海道電力においては昨冬の需要分析結果を踏まえ、2019年度冬季の厳寒H1需要を昨冬実績相当の542万kWと想定。

（供給力）

- 2019年度供給計画をもとに、火力増出力分や電源の運転計画見直しを反映して算出。

（需給見通し）

- 2019年度冬季の北海道エリアの厳寒時の需給見通しは下表のとおりであり、厳寒H1需要に対して3%以上の供給予備率を確保。

厳寒時の需給見通し

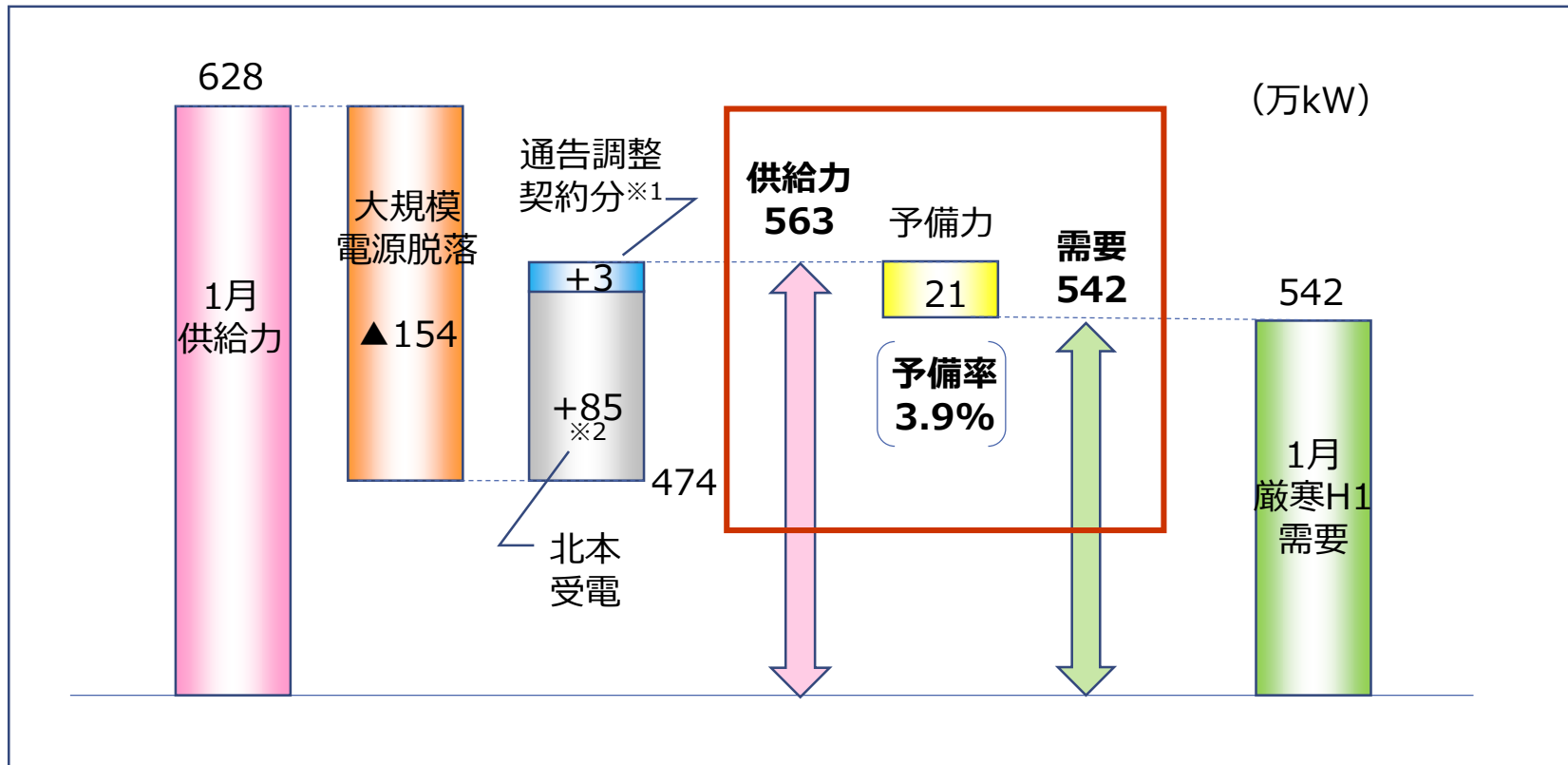
	12月	1月	2月	3月
厳寒H1需要（万kW）	519	542	542	482
供給力（万kW）※	604	628	630	595
供給予備力（万kW）	85	86	89	113
供給予備率（%）	16.3	15.9	16.4	23.4

※ 2019年度供給計画から電源の運転計画見直しとして、以下を反映。

- ・廃止時期「未定」火力の計上（12～3月、+15万kW）
- ・電源補修計画の変更を反映（12月、▲34万kW）

- 厳気象H1需要時の予備率が最も厳しい1月において、154万kWの大規模電源脱落が発生した場合でも、北海道本州間連系設備を介した他エリアからの受電（北本受電）や通告調整契約発動等の需給対策により、厳寒H1需要に対して3%以上の供給予備率を確保できる見通し。

大規模電源脱落時（▲154万kW）の需給状況（1月）



※1 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2019年度供給計画計上分）

※2 北本連系設備の運用容量は90万kWであるが、差分の5万kWはエリア外からの供給力として628万kWの供給力に含まれている。

- 2019年度冬季における154万kWの大規模電源脱落時の需給バランスは下表のとおり。
- いずれの月においても、北海道本州間連系設備を介した他エリアからの受電（北本受電）や通告調整契約発動等の需給対策により、厳寒H1需要に対して3%以上の供給予備率を確保できる見通し。

大規模電源脱落時（▲154万kW）の需給状況

		12月	1月	2月	3月
厳寒H1需要（万kW）		519	542	542	482
供給予備力（万kW）		20	21	23	18
供給予備力 増減内訳※1 （万kW）	リスク量	▲154			
	北本受電	+85	+85	+85	+55※2
	通告調整※3	+3			
供給予備率（%）		3.8	3.9	4.3	3.6

※1 スライド13の表中「供給予備力」からの増減の内訳。

※2 3月上旬～6月上旬で北本直流幹線（函館～上北ルート）2号線作業停止（運用容量▲30万kW）の計画あり。
昨冬の厳気象更新および大規模電源脱落時（▲154万kW）の需給バランスを考慮し、開始時期を変更（1/下→3/上）。

※3 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2019年度供給計画計上分）。

(まとめ)

- 北海道エリアの2019年度冬季需給バランスについて、厳寒H1需要に対して3%以上の供給予備率を確保できる見通し。(スライド13)
- さらに、154万kWの大規模電源脱落時の需給バランスを評価した結果、連系線を介した他エリアからの受電等の需給対策により、厳寒H1需要に対して3%以上の供給予備率を確保できる見通し。(スライド14)
- 以上から、2019年度冬季の北海道エリアを対象とした電源入札等の検討開始の要否について、「電源入札等の実施の判断 (STEP2) へ移行する必要は無い」と判断してはどうか。

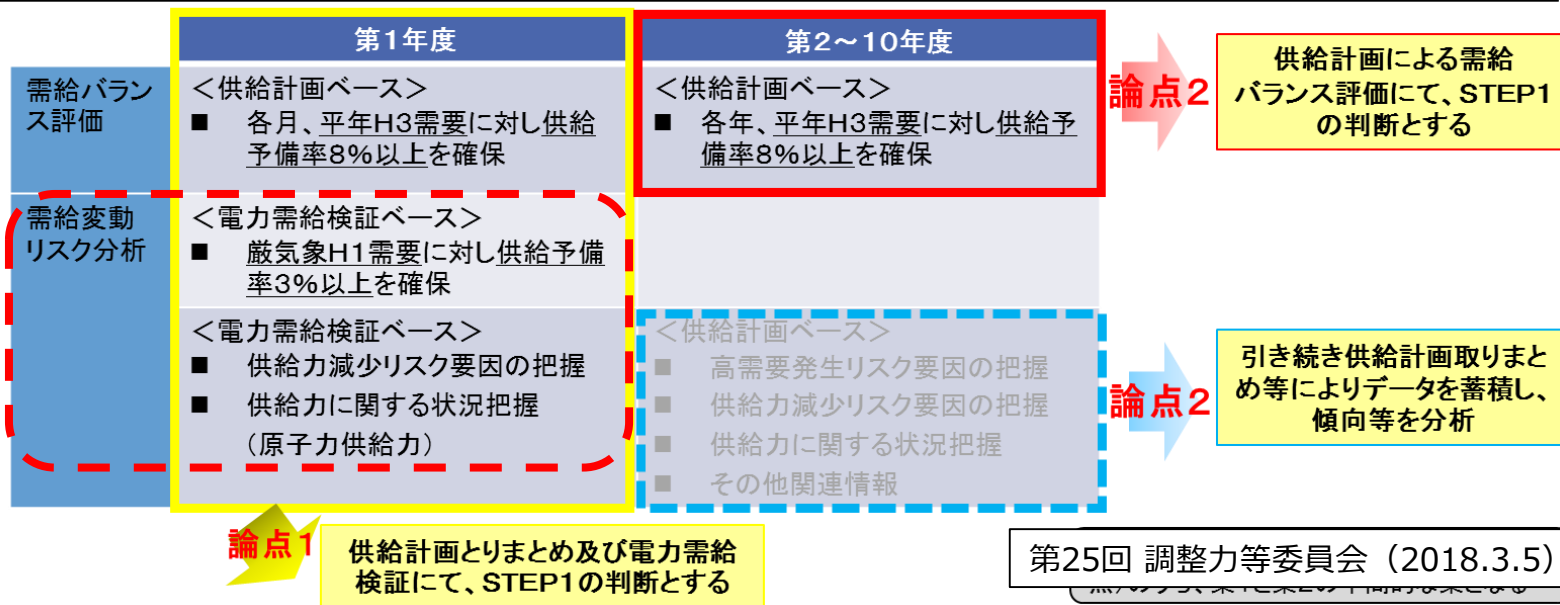
- 需給変動リスク分析について、電力需給検証をベースに電源入札等の検討開始を判断している
 - 厳気象H1需要に対し供給予備率3%以上を確保 ⇒ スライド13
 - 供給力減少リスク要因の把握 ⇒ スライド14

<論点1> 第1年度における電源入札等の検討要否と検討開始の判断基準について

- 需給バランス評価として「供給計画取りまとめ」、需給変動リスク分析として「電力需給検証」のそれぞれの結果をもって、電源入札等の検討開始判断(STEP1)の判断基準としてはどうか。

<論点2> 第2～10年度における電源入札等の検討開始の判断基準について

- 需給バランス評価として「供給計画取りまとめ」の結果のみをもって、電源入札等の検討開始判断(STEP1)の判断基準としてはどうか。
- これまで行ってきた「需要上振れリスクの把握」、「供給力下振れリスクの把握」については、引き続き供給計画とりまとめ等によりデータを蓄積し、傾向等を分析。
- 今後、新たに分析すべき事項を確認した場合は、関係するデータを蓄積し、傾向等を分析。



今回の再整理を踏まえた電源入札等の実施判断までの業務フロー見直し案

24

- 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	(第1年度):前年度3月末～4月上旬 (第2～10年度)6月末	(第1年度):4月まで (第2～10年度):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"> ・供給計画に準じた需要及び供給力による評価 <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