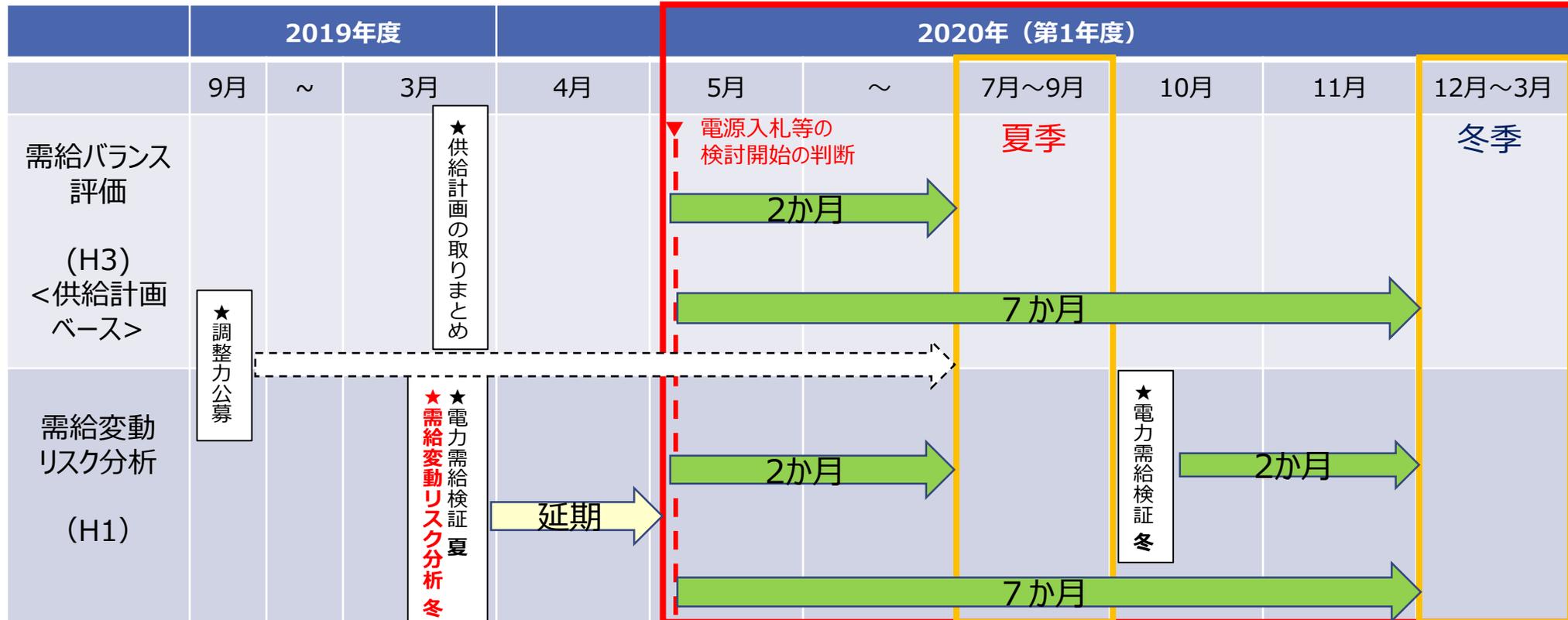


# 2020～2029年度を対象とした 電源入札等の検討開始の要否について（案）

2020年5月15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

- 本資料では、本日の議題 1 でご報告した「電力需給検証報告書（案）」の内容に加えて、「2020年度冬季の需給変動リスク分析」の内容に基づき、2020～2029年度（2020年度供給計画における第1～10年度）を対象とした電源入札等の検討開始の判断（STEP1）についてご報告する。



## 電源入札等の検討開始の判断（STEP 1）の結果について

## < 2020年度（2020年度供給計画における第1年度） >

- 「2020年度供給計画取りまとめ」において、全エリア各月とも平年H3需要に対し、安定供給上必要とされる供給予備率8%以上を確保可能な見通しである。
  - 「2020年度夏季の猛暑H1需要発生時の電力需給見通し」において、2020年度夏季が、過去10年間で最も猛暑となった年度並みの気象条件となり、一定の電源の計画外停止が発生した場合でも、全エリアとも猛暑H1需要に対し、安定供給上必要とされる供給予備率3%以上、及び稀頻度リスク分を確保できる見通しである。
  - 「2020年度冬季の需給変動リスク分析」（本資料）において、2020年度冬季が、過去10年間で最も厳寒となった年度並みの気象条件となり、一定の電源の計画外停止が発生した場合でも、必要な措置を講ずることで、全エリアとも厳寒H1需要に対し、安定供給上必要とされる供給予備率3%以上、及び稀頻度リスク分を確保できる見通しである。
- 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ということで良いか。

## < 2021～2029年度（2020年度供給計画における第2～10年度） >

- 「2020年度供給計画取りまとめ」において、全エリアすべての時間帯とも平年H3需要に対し、安定供給上必要とされる供給予備率8%以上を確保できる見通しである。
- 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ということで良いか。

## ■ 短期（2020年度、2021年度）の需給バランス評価

- ▶ すべてのエリア・月において、電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できている。

## ■ 中長期（2022年度～2029年度）の需給バランス評価

- ▶ すべてのエリア・年度において、電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できている。
- ▶ 今後とも、変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行う。

- 2020年度夏季が、過去10年間で最も猛暑となった年度並みの気象条件となり、一定の電源の計画外停止が発生した場合でも、電源 I'・火力増出力運転・連系線の活用により、全国で安定的な電力供給に必要な予備率3%を確保できる見通しである。
- 稀頻度リスク（N-1相当の事象）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を確保できる見通しである。

※ 大飯原子力発電所3号機のように、新型コロナウイルス感染防止対策の影響で定期点検作業の実施時期が延伸になった事例もあるが、その影響を踏まえても、全国で安定供給上必要とされる予備率3%を確保できる見通し（大飯3号機については、5/8～7/15で予定していた定期検査の2～3ヶ月の延期を発表。仮に8月に供給力として見込めない場合、中西日本6エリアの予備率は6.9%となるが、その場合においても、予備率3%は確保できる見込み。）。

- 2020年度冬季が、過去10年間で最も厳寒となった年度並みの気象条件となり、一定の電源の計画外停止が発生した場合でも、電源 I'・火力増出力運転・連系線の活用等により、厳寒H1需要に対し、安定供給上必要とされる供給予備率3%が確保できる見通しである。
- 稀頻度リスク（N-1相当の事象）が顕在化した場合でも、必要な処置をすることで、安定供給上必要とされる供給予備率3%を確保できる見通しである。
- 北海道エリアにおいては、154万kWの大規模電源脱落時（N-2以上の事象）においても厳寒H1需要に対して予備率3%を確保できる見通しである。

※ 現在、新型コロナウイルス感染症の影響により今秋予定されている定期検査等の工程に影響が生じうるが、この点については、今秋に行う2020年度冬季電力需給検証の中で、影響を踏まえた確認を進めていくこととする。

# 2020年度冬季の需給変動リスク分析について

## 今回の需給変動リスク分析の前提条件等

- 2020年度冬季の需給変動リスク分析は、2019年度冬季の需要実績や気象影響の要因分析等のデータがないため、現時点で把握可能なデータ等を用いて実施。
- 評価基準は、電力需給検証における2020年度夏季見通しと同様、「想定した最大電力需要（厳気象H1需要）の103%の供給力確保」とする。

### （前提条件）

#### ➤ 需要

エリア別の最大電力需要（送電端）は供給計画（2020年度需要想定）をベースに冬季において過去10年間で最も厳気象（厳寒）であった年度並みの気象条件での最大電力需要（厳気象H1需要）を一般送配電事業者にて想定

※想定時点（2月末）では、想定に必要な2019年度冬季の需要実績や気象影響の要因分析等のデータが揃っていない状況であるため、その時点で把握しているデータ（過去実績等）を用いて想定。

※今回の想定値は、2019年度の需要実績や気象影響の要因分析の確定等に伴い、値が変わり得る。

→4月現在（速報値ベース）において想定需要に大きな変化がないことは確認済み。

#### ➤ 供給力

エリア内の供給力は、2020年度供給計画をもとに算出。

■ 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。

〈電源I' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮〉

(送電端,万kW,%)

【12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
供給力 (内 電源I')	7,087 (174)	566 (77)	1,483 (26)	5,039 (70)	8,804 (200)	2,434	525 (5)	2,584 (122)	1,116 (11)	522 (12)	1,623 (50)	15,892 (373)	157	16,048 (373)
最大需要電力	6,369	509	1,332	4,528	8,402	2,274	505	2,486	1,073	502	1,561	14,771	111	14,882
供給予備力	719	57	150	511	402	160	20	98	42	20	62	1,121	46	1,167
供給予備率	11.3	11.3	11.3	11.3	4.8	7.0	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	7.6	41.8	7.8
予備率3%確保 に対する余剰分	528	42	110	375	150	92	5	24	10	5	15	677	43	720
【1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
供給力 (内 電源I')	7,566 (174)	565 (77)	1,524 (26)	5,477 (70)	9,099 (200)	2,492	560 (5)	2,705 (122)	1,159 (11)	530 (12)	1,653 (50)	16,665 (373)	158	16,823 (373)
最大需要電力	7,294	536	1,446	5,313	8,593	2,353	529	2,555	1,095	501	1,561	15,887	115	16,002
供給予備力	271	29	78	164	506	139	31	151	64	29	92	778	43	820
供給予備率	3.7	5.4	5.4	3.1	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	4.9	37.0	5.1
予備率3%確保 に対する余剰分	53	13	35	5	248	68	15	74	32	14	45	301	39	340
【2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
供給力 (内 電源I')	7,561 (174)	559 (77)	1,505 (26)	5,497 (70)	9,185 (200)	2,515	565 (5)	2,731 (122)	1,170 (11)	535 (12)	1,669 (50)	16,746 (373)	166	16,912 (373)
最大需要電力	7,105	526	1,415	5,165	8,593	2,353	529	2,555	1,095	501	1,561	15,698	114	15,812
供給予備力	457	34	91	332	592	162	36	176	75	34	107	1,048	52	1,100
供給予備率	6.4	6.4	6.4	6.4	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.7	45.4	7.0
予備率3%確保 に対する余剰分	244	18	48	177	334	91	21	99	43	19	61	577	48	626
【3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
供給力 (内 電源I')	6,984 (174)	528 (77)	1,451 (26)	5,004 (70)	8,835 (200)	2,472	545 (5)	2,623 (122)	1,117 (11)	518 (12)	1,560 (50)	15,819 (373)	172	15,991 (373)
最大需要電力	6,224	471	1,293	4,460	7,701	2,155	475	2,286	973	451	1,360	13,925	107	14,032
供給予備力	760	57	158	545	1,134	317	70	337	143	66	200	1,894	65	1,960
供給予備率	12.2	12.2	12.2	12.2	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	13.6	61.1	14.0
予備率3%確保 に対する余剰分	573	43	119	411	903	253	56	268	114	53	159	1,476	62	1,539

- ※ 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平化するように供給力を移動
- ※ 連系線の空容量は、2020年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定

- ※ 1、2月については、需給ひっ迫時には中止が予定されている作業等の中止を反映した運用容量・マージンで算出。
- ※ 電源I'の供給力は、電源分・DR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

- 稀頻度リスク（N-1相当の事象）を考慮した必要供給力の確保状況について、沖縄を除く9エリアについては「平年H3需要の1%」、沖縄エリアについては「エリア内単機最大ユニット（送電端）」（24万kW）を基準とし、連系線制約が顕在化するブロック毎に、10スライドの需給バランス評価における予備率3%に対する余剰分の供給力と比較することで評価した。
- 東京エリアについては1月で48万kW、中西5エリア（北陸、関西、中国、四国、九州）については、12月で4万kWが不足している状況である。
- その他のエリアについては、所要の供給力が確保されている。

## ○平年H3需要（2020年度）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
平年H3需要	500	1,369	5,319	2,464	497	2,672	1,043	498	1,539	150
平年H3需要 ×1%	5	14	53	25	5	27	10	5	15	2

## ○稀頻度リスクに必要な供給力（連系線制約が顕在化するブロック毎の必要量）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月		72		25	62					24
1月	19		53			87				24
2月		72				87				24
3月		72				87				24

48万kWの不足  
5-53=▲48万kW

4万kWの不足  
58-62=▲4万kW

## ○予備率3%に対する余剰分の供給力

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月		528		92	58					43
1月	48		5			248				39
2月		244				334				48
3月		573				903				62

※ 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮後の値

## ■ 東京エリアの1月の見通しについて

- ・ 厳寒H1需要が発生した場合においても、予備率3%は確保できる見通し
- ・ 稀頻度リスク（N-1相当の事象）を考慮すると、1月に48万kWの供給力が不足

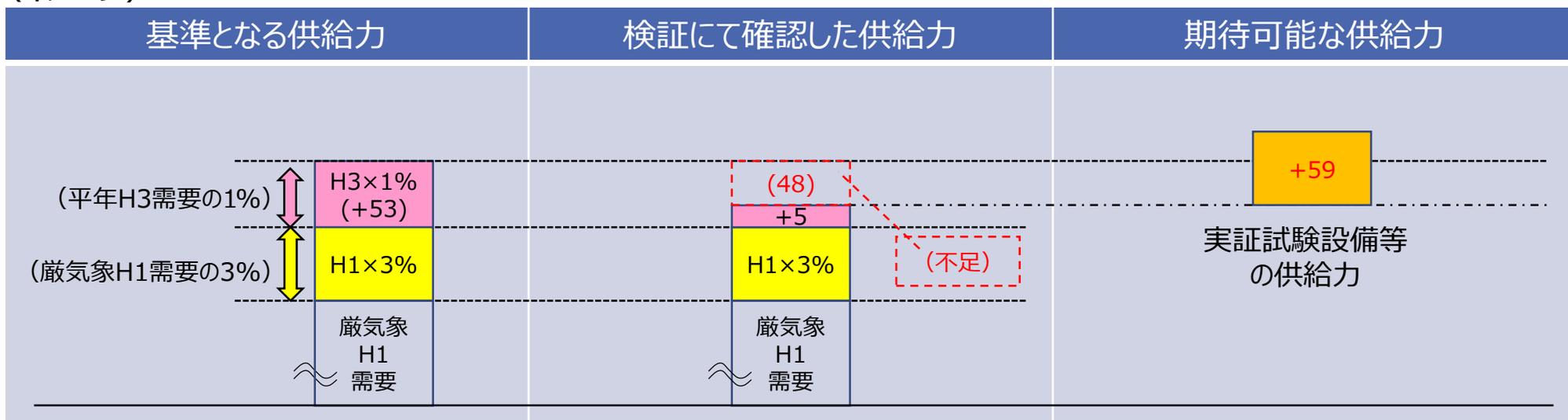
⇒ 追加で供給力を最大で59万kW見込むことが可能であり、稀頻度リスク分を確保できる見通しである。

### 【追加分】

- 供給計画における需給バランス評価上では供給力として計上していない実証試験設備等※を供給力として見込む（約59万kW）

※東京エリアにおいて出力一定運転等の比較的安定に出力される試験が予定されている発電機

(イメージ)



■ 中西5エリア（北陸、関西、中国、四国、九州）の12月の見通しについて

- ・ 厳寒H1需要が発生した場合においても、予備率3%は確保できる見通し
- ・ 稀頻度リスクを考慮すると4万kWの供給力が不足

⇒ 追加で供給力を約60万kW見込むことが可能であり、稀頻度リスク分を確保できる見通しである。

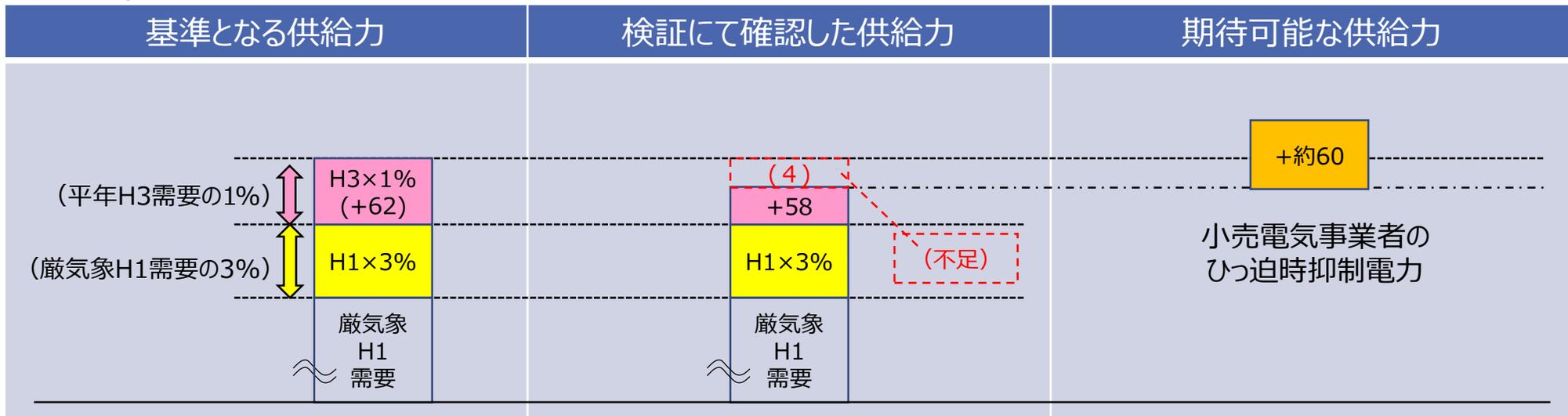
【追加分】

○ 供給計画における需給バランス評価上では供給力として計上していない小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力※」を供給力として見込む。（+約60万kW）

※ 随時調整契約やDR等により、需給ひっ迫時等に一定の需要抑制効果が見込める電力

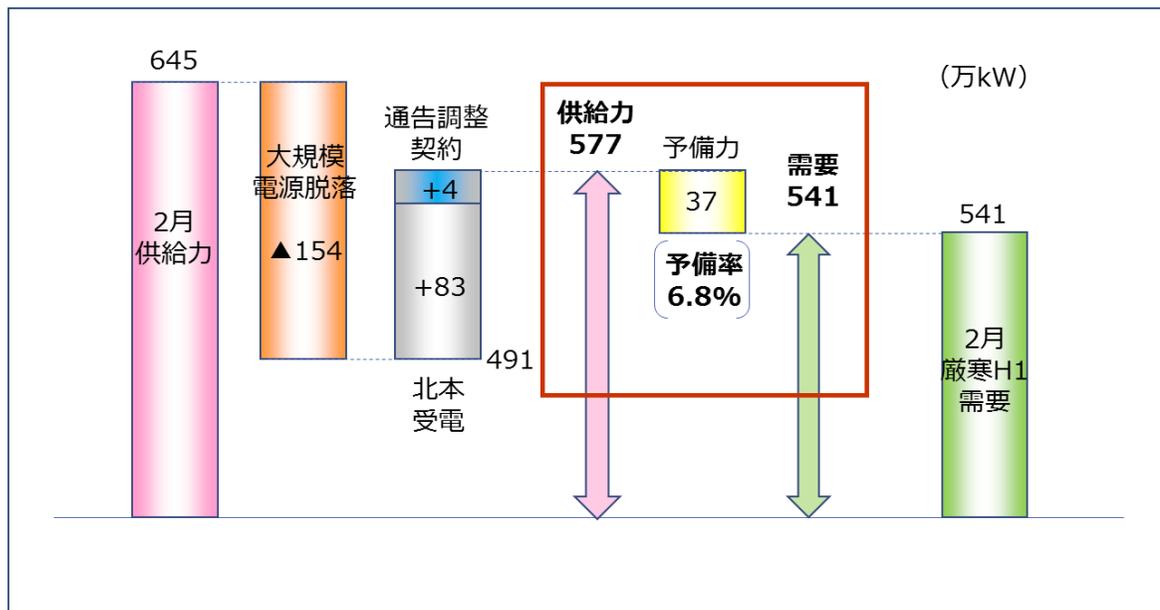
※ 一般送配電事業者と電源 I 'として契約したものは含まれていない

(イメージ)



- 厳気象H1需要時（最大時）が最大となる2月において、154万kWの大規模電源脱落（N-2以上の事象）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（2月）



## 各月の予備率状況

月	予備率
12月	12.4%
1月	8.3%
2月	6.8%
3月	6.5%

- ※1 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2020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7万kWはエリア外からの供給力として645万kWの供給力に含まれている。
- ※3 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある
- ※ 需給検証では北海道エリアの稀頻度リスク評価として、以下のエリア特殊性を考慮し、北海道胆振東部地震発生時の電源脱落実績を踏まえた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。
  - 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

## 分析結果

- 2020年度冬季が、過去10年間で最も厳寒となった年度並みの気象条件となり、一定の電源の計画外停止が発生した場合でも、電源 I'・火力増出力運転・連系線の活用等により、厳寒H1需要に対し、安定供給上必要とされる供給予備率3%が確保できる見通しである。(スライド10参照)
- 稀頻度リスク (N-1相当の事象) が顕在化した場合でも、必要な処置をすることで、安定供給上必要とされる供給予備率3%を確保できる見通しである。(スライド11・12・13参照)
- 北海道エリアにおいては、154万kWの大規模電源脱落時 (N-2以上の事象) においても厳寒H1需要に対して予備率3%を確保できる見通しである。(スライド14参照)

※ 現在、新型コロナウイルス感染症の影響により今秋予定されている定期検査等の工程に影響が生じうるが、この点については、今秋に行う2020年度冬季電力需給検証の中で、影響を踏まえた確認を進めていくこととする。

(余白)

(以降、需給バランス算定手順)

- 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮しない場合の各エリアの需給バランス結果が初期データとなる。
- 北陸（12月）・関西（12月）・九州（12月）・東京（1月）エリアで予備率3%を下回る。

<電源 I 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 未活用>

(送電端,万kW,%)

【12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
供給力 (内 電源 I )	7,309 (174)	655 (77)	1,569 (26)	5,085 (70)	9,007 (200)	2,646	509 (5)	2,570 (122)	1,154 (11)	558 (12)	1,570 (50)	16,316 (373)	161	16,477 (373)
最大需要電力	6,552	523	1,371	4,658	8,463	2,274	510	2,511	1,084	507	1,576	15,015	111	15,125
供給予備力	757	132	198	427	544	372	▲2	59	70	51	▲6	1,301	50	1,352
供給予備率	11.6	25.3	14.5	9.2	6.4	16.3	▲0.3	2.4	6.4	10.1	▲0.4	8.7	45.6	8.9
予備力3%確保 に対する余剰分	561	116	157	287	290	304	▲17	▲16	37	36	▲54	851	47	898
【1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
供給力 (内 電源 I )	7,720 (174)	653 (77)	1,635 (26)	5,432 (70)	9,390 (200)	2,672	562 (5)	2,719 (122)	1,197 (11)	574 (12)	1,668 (50)	17,110 (373)	162	17,272 (373)
最大需要電力	7,313	541	1,459	5,313	8,701	2,383	535	2,587	1,108	507	1,581	16,014	115	16,129
供給予備力	406	112	176	119	690	289	26	132	88	67	87	1,096	47	1,143
供給予備率	5.6	20.7	12.0	2.2	7.9	12.1	4.9	5.1	8.0	13.2	5.5	6.8	40.7	7.1
予備力3%確保 に対する余剰分	187	96	132	▲41	429	218	10	54	55	52	39	616	43	659
【2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
供給力 (内 電源 I )	7,738 (174)	645 (77)	1,613 (26)	5,480 (70)	9,455 (200)	2,667	570 (5)	2,757 (122)	1,183 (11)	561 (12)	1,718 (50)	17,193 (373)	170	17,364 (373)
最大需要電力	7,309	541	1,455	5,313	8,701	2,383	535	2,587	1,108	507	1,581	16,010	114	16,124
供給予備力	429	104	158	167	755	284	34	170	75	54	137	1,184	56	1,240
供給予備率	5.9	19.2	10.8	3.2	8.7	11.9	6.4	6.6	6.7	10.7	8.6	7.4	49.3	7.7
予備力3%確保 に対する余剰分	210	88	114	8	494	213	18	93	41	39	89	703	53	756
【3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
供給力 (内 電源 I )	7,164 (174)	583 (77)	1,550 (26)	5,031 (70)	9,077 (200)	2,597	566 (5)	2,558 (122)	1,164 (11)	530 (12)	1,662 (50)	16,241 (373)	177	16,418 (373)
最大需要電力	6,403	484	1,330	4,588	7,797	2,182	481	2,315	985	457	1,377	14,200	107	14,307
供給予備力	761	99	220	443	1,280	416	84	243	178	73	285	2,041	70	2,111
供給予備率	11.9	20.4	16.5	9.7	16.4	19.1	17.5	10.5	18.1	16.0	20.7	14.4	65.4	14.8
予備力3%確保 に対する余剰分	569	84	180	305	1,046	350	70	174	149	59	243	1,615	67	1,682

# 手順2 連系線活用の考慮 (不等時性・計画外停止：未考慮)

■ 連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させる。

〈電源 I 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用〉

(送電端,万kW%)

【12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
供給力 (内 電源 I )	7,277 (174)	581 (77)	1,522 (26)	5,174 (70)	9,038 (200)	2,503	539 (5)	2,651 (122)	1,145 (11)	535 (12)	1,665 (50)	16,316 (373)	161	16,477 (373)
最大需要電力	6,552	523	1,371	4,658	8,463	2,274	510	2,511	1,084	507	1,576	15,015	111	15,125
供給予備力	726	58	152	516	576	229	29	141	61	28	88	1,301	50	1,352
供給予備率	11.1	11.1	11.1	11.1	6.8	10.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	8.7	45.6	8.9
予備力3%確保 に対する余剰分	529	42	111	376	322	161	13	65	28	13	41	851	47	898
【1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
供給力 (内 電源 I )	7,766 (174)	581 (77)	1,567 (26)	5,619 (70)	9,343 (200)	2,558	575 (5)	2,778 (122)	1,190 (11)	544 (12)	1,698 (50)	17,110 (373)	162	17,272 (373)
最大需要電力	7,313	541	1,459	5,313	8,701	2,383	535	2,587	1,108	507	1,581	16,014	115	16,129
供給予備力	453	40	108	306	643	176	40	191	82	37	117	1,096	47	1,143
供給予備率	6.2	7.4	7.4	5.8	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	6.8	40.7	7.1
予備力3%確保 に対する余剰分	234	24	64	146	382	105	23	113	49	22	69	616	43	659
【2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
供給力 (内 電源 I )	7,763 (174)	574 (77)	1,546 (26)	5,643 (70)	9,431 (200)	2,582	580 (5)	2,804 (122)	1,201 (11)	550 (12)	1,713 (50)	17,193 (373)	170	17,364 (373)
最大需要電力	7,309	541	1,455	5,313	8,701	2,383	535	2,587	1,108	507	1,581	16,010	114	16,124
供給予備力	454	34	90	330	730	200	45	217	93	43	133	1,184	56	1,240
供給予備率	6.2	6.2	6.2	6.2	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	7.4	49.3	7.7
予備力3%確保 に対する余剰分	235	17	47	170	469	128	29	139	60	27	85	703	53	756
【3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
供給力 (内 電源 I )	7,170 (174)	542 (77)	1,490 (26)	5,138 (70)	9,071 (119)	2,538	560 (5)	2,693 (62)	1,146 (1)	532 (7)	1,602 (50)	16,241 (119)	177	16,418 (119)
最大需要電力	6,403	484	1,330	4,588	7,797	2,182	481	2,315	985	457	1,377	14,200	107	14,307
供給予備力	767	58	159	550	1,274	356	79	378	161	75	225	2,041	70	2,111
供給予備率	12.0	12.0	12.0	12.0	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	14.4	65.4	14.8
予備力3%確保 に対する余剰分	575	44	120	412	1,040	291	64	309	131	61	184	1,615	67	1,682

- 最大需要発生時の不等時性を考慮して需要を評価する。
  - ✓ 前述の手順2における連系線活用（予備率の均平化）の結果より、各月でブロック化するエリアを判定（連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化）
  - ✓ 「ブロックの合成最大需要実績」と、「ブロックを構成する各エリアの最大需要実績の合計」から、不等時性による需要の減少率（以下、需要減少率とする）を算出する
  - ✓ 各エリアの厳気象H1需要想定値に、ブロックの需要減少率分だけ需要を減じる

## 各ブロックの需要減少率

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	▲2.79 %			0%	▲0.98%					0 %
1月	▲0.94%		0%	▲1.24%						
2,3月	▲2.79 %									

## 不等時性考慮前後の需要値（1月）

(万kW)

【1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
考慮前	7,313	541	1,459	5,313	8,701	2,383	535	2,587	1,108	507	1,581	16,014	115	16,129
考慮後	7,294	536	1,446	5,313	8,593	2,353	529	2,555	1,095	501	1,561	15,887	115	16,002
差分	▲ 19	▲ 5	▲ 14	0	▲ 108	▲ 29	▲ 7	▲ 32	▲ 14	▲ 6	▲ 20	▲ 126	0	▲ 126

# 【参考】不等時性（需要減少率）の考慮のバックデータ

各エリアの最大需要実績※（2017年度冬季）

(万kW)

	①北海道	②東北	③東京	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄
日付	1/25	1/24	2/2	1/25	1/25	1/24	1/25	1/24	2/6	2/5
時間帯	10:00	18:00	11:00	18:00	10:00	19:00	10:00	19:00	19:00	20:00
需要※	525	1,462	5,293	2,378	514	2,560	1,103	508	1,575	110

ブロック化による需要減少率の例（2017年度冬季）

(万kW)

	ブロック1	ブロック2	ブロック3	ブロック4	ブロック5	補足
ブロック構成エリア	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)	北海道・東北・東京・中部	北陸・関西・中国・四国・九州	北海道・東北	—
日付	1/25	1/24	1/25	1/24	1/25	—
時間帯	19:00	19:00	19:00	19:00	10:00	—
合成最大需要※ (⑪)	7,076	8,557	9,444	6,225	1,968	合成の最大
各エリアの最大需要※ の合計(⑫)	7,280 $\Sigma(①\sim③)$	8,665 $\Sigma(④\sim⑨)$	9,657 $\Sigma(①\sim④)$	6,287 $\Sigma(⑤\sim⑨)$	1,986 $\Sigma(①\sim②)$	最大の合計
差分(⑬)	▲203	▲107	▲214	▲62	▲19	⑪ - ⑫
需要減少率	▲2.79 %	▲1.24 %	▲2.21 %	▲0.98 %	▲0.94 %	⑬ ÷ ⑫

※ 需要は、広域機関の「系統情報サービス」の需要実績を使用し、電源 I' を発動していた時間帯については、電源 I' のDRの実績値を系統情報サービスの需要実績に上乗せすることで補正

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 計画断面で計上した供給力のうち、幾つかは計画外停止等を要因に実運用断面では供給力に見込めなくなることが考えられるため、全エリアであらかじめ計画外停止を考慮して供給力を評価する。
- ここで考慮する計画外停止は、主要な電源である火力発電の計画外停止率2.6%※を採用し、その分だけ全国の供給力から一律で控除する。

※2014～2016年度分の3か年実績から算定した値

(詳細は、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4参考資料 電源の計画外停止率の調査結果 (2018.3.5) 参照)

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei\\_jukyu\\_25\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html)

## 計画外停止考慮前後の供給力 (1月)

(万kW)

【1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
考慮前	7,720	653	1,635	5,432	9,390	2,672	562	2,719	1,197	574	1,668	17,110	162	17,272
考慮後	7,519	636	1,593	5,290	9,146	2,602	547	2,648	1,166	559	1,624	16,665	158	16,823
差分	▲ 201	▲ 17	▲ 43	▲ 141	▲ 244	▲ 69	▲ 15	▲ 71	▲ 31	▲ 15	▲ 43	▲ 445	▲ 4	▲ 449

※ 予備率均平化前 (手順1) の供給力

# 手順5 最終的な評価結果（再掲）

- 不等時性を考慮した需要（手順3）および計画外停止を考慮した供給力（手順4）において、連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させる。

〈電源Ⅰ' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮〉

(送電端,万kW,%)

【12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
供給力	7,087	566	1,483	5,039	8,804	2,434	525	2,584	1,116	522	1,623	15,892	157	16,048
(内 電源Ⅰ')	(174)	(77)	(26)	(70)	(200)		(5)	(122)	(11)	(12)	(50)	(373)		(373)
最大需要電力	6,369	509	1,332	4,528	8,402	2,274	505	2,486	1,073	502	1,561	14,771	111	14,882
供給予備力	719	57	150	511	402	160	20	98	42	20	62	1,121	46	1,167
供給予備率	11.3	11.3	11.3	11.3	4.8	7.0	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	7.6	41.8	7.8
予備力3%確保 に対する余剰分	528	42	110	375	150	92	5	24	10	5	15	677	43	720
【1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
供給力	7,566	565	1,524	5,477	9,099	2,492	560	2,705	1,159	530	1,653	16,665	158	16,823
(内 電源Ⅰ')	(174)	(77)	(26)	(70)	(200)		(5)	(122)	(11)	(12)	(50)	(373)		(373)
最大需要電力	7,294	536	1,446	5,313	8,593	2,353	529	2,555	1,095	501	1,561	15,887	115	16,002
供給予備力	271	29	78	164	506	139	31	151	64	29	92	778	43	820
供給予備率	3.7	5.4	5.4	3.1	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	4.9	37.0	5.1
予備力3%確保 に対する余剰分	53	13	35	5	248	68	15	74	32	14	45	301	39	340
【2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
供給力	7,561	559	1,505	5,497	9,185	2,515	565	2,731	1,170	535	1,669	16,746	166	16,912
(内 電源Ⅰ')	(174)	(77)	(26)	(70)	(200)		(5)	(122)	(11)	(12)	(50)	(373)		(373)
最大需要電力	7,105	526	1,415	5,165	8,593	2,353	529	2,555	1,095	501	1,561	15,698	114	15,812
供給予備力	457	34	91	332	592	162	36	176	75	34	107	1,048	52	1,100
供給予備率	6.4	6.4	6.4	6.4	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.7	45.4	7.0
予備力3%確保 に対する余剰分	244	18	48	177	334	91	21	99	43	19	61	577	48	626
【3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
供給力	6,984	528	1,451	5,004	8,835	2,472	545	2,623	1,117	518	1,560	15,819	172	15,991
(内 電源Ⅰ')					(119)			(62)	(1)	(7)	(50)	(119)		(119)
最大需要電力	6,224	471	1,293	4,460	7,701	2,155	475	2,286	973	451	1,360	13,925	107	14,032
供給予備力	760	57	158	545	1,134	317	70	337	143	66	200	1,894	65	1,960
供給予備率	12.2	12.2	12.2	12.2	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	13.6	61.1	14.0
予備力3%確保 に対する余剰分	573	43	119	411	903	253	56	268	114	53	150	1,476	62	1,539

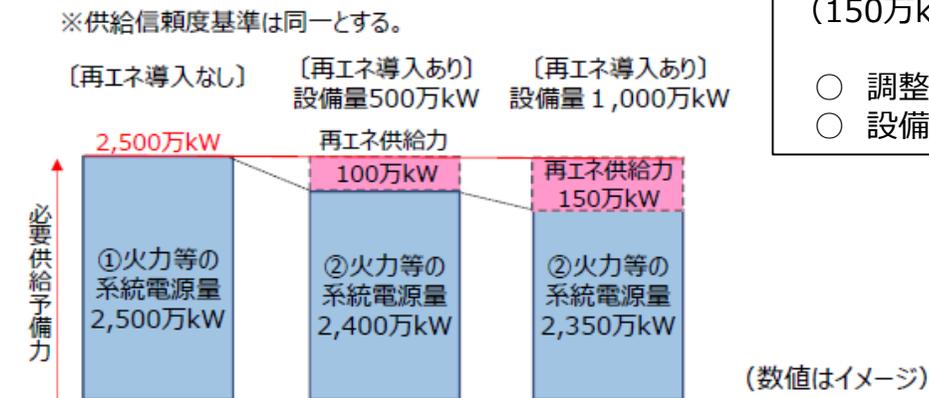
- 再エネ（一般水力、太陽光発電、風力発電）の供給力はL5値を採用していたが、今年度からEUE算定による火力等の安定電源代替価値(kW価値)へ見直しされた。

## 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】



再エネ導入設備量1,000万kWのときの調整係数：15%  
(150万kW/1,000万kW=0.15)

- 調整係数は広域機関で公表
- 設備量×調整係数として供給力を算出

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

- 揚水発電は、夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯水能力、放水時間の長さ等によって供給力が変化する。このことを考慮して時間毎に供給力を算出していたが、今年度から上池水位のkWh制約（揚水の運転継続時間）を考慮したEUE算定による火力等の安定電源代替価値(kW価値)へ見直された。

## （1）揚水の供給力(kW価値)【各月評価】

13

～上池容量に応じた供給力(kW価値)各月評価の算定方法案～

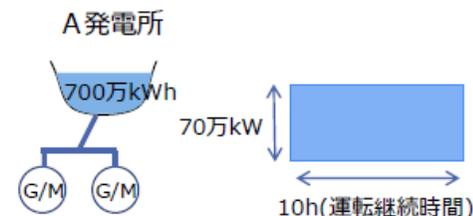
- 揚水発電所は、上池容量に応じて運転継続時間（運用容量で連続運転可能な時間）が異なり、その上池容量制約によって揚水の安定電源代替価値は異なると推定される。
- そのため、揚水供給力(kW価値)評価の算定に当たっては、運転継続時間毎に応じた上池容量を設定し、揚水導入なしと揚水導入ありにて、同じ供給信頼度（同じ停電期待量EUE）とした場合の、火力等の安定電源の必要量の差を揚水供給力(kW価値)として算定してはどうか。

【運転継続時間毎の揚水供給力(kW価値)評価方法】

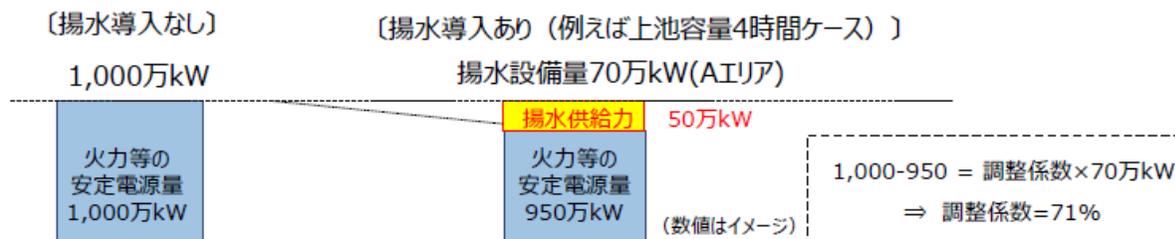
- ① 各エリアの揚水発電出力に運転継続時間（4,6,8,10時間等）を乗じて上池容量を設定

エリア	発電出力 (万kW)	上池容量(万kWh)			
		4時間	6時間	8時間	10時間
A	70	280	420	560	700
B	80	320	480	640	800
C	90	360	540	720	900

(数値はイメージ)



- ② 設定した運転継続時間毎の上池容量において、揚水導入なしケースと揚水導入ありケースにて同じ供給信頼度（同じ停電期待量EUE）とした場合の、火力等の安定電源の必要量の差を揚水供給力として算定



今回の再整理を踏まえた見直し案

23

＜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。

	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、平年H3需要に対し供給予備率8%以上を確保	<供給計画ベース> ■ 各年、平年H3需要に対し供給予備率8%以上を確保	論点2 供給計画による需給バランス評価にて、STEP1の判断とする
需給変動リスク分析	<電力需給検証ベース> ■ 厳気象H1需要に対し供給予備率3%以上を確保  <電力需給検証ベース> ■ 供給力減少リスク要因の把握 ■ 供給力に関する状況把握(原子力供給力)	<供給計画ベース> ■ 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	

論点1  
供給計画とりまとめ及び電力需給検証にて、STEP1の判断とする

第18回委員会で提示した3つの案(P11参照)のうち、案1と案2の中間的な案となる

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	・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 [需給バランス評価] ・適正な供給力の確保状況※2を確認	[需給バランス評価] ・供給計画に準じた需要及び供給力による評価 [需給変動リスク分析] ・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	・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	・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 [需給バランス評価] ・平成H3需要※3に対する基準	[需給バランス評価] ・STEP0と同じ [需給変動リスク分析] ・厳気象H1需要※4に対する基準(第1年度のみ※5)	・平成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) 上記を基本としつつ入札委員会で議論

※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:平成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

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。
- 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でどうか。

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、対応が出来ているのだろうと思うが、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）

本日の議論の対象（② 更なる供給力等の対応力確保策の検討）

54

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\\_shiryou.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_01_shiryou.html)

（2）本小委員会での審議内容

