

2017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4月14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

(参考) 本機関による電源入札等の制度の概要

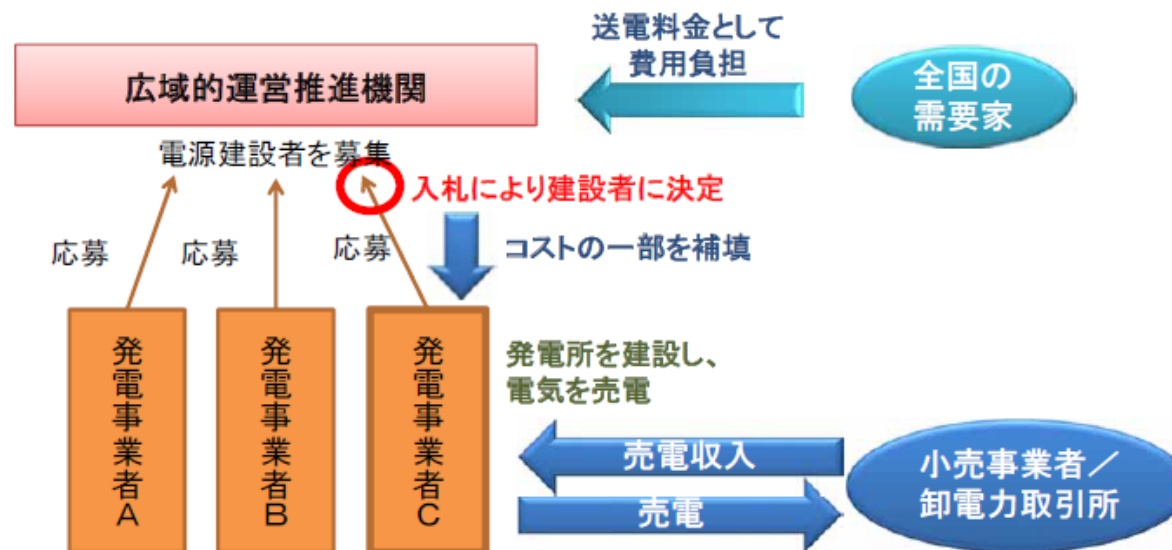
電気事業法第28条の40 推進機関は、第28条の4の目的を達成するため、次に掲げる業務を行う。
五 入札の実施その他の方法により発電用の電気工作物を維持し、及び運用する者を募集する業務その他の発電用の電気工作物の設置を促進するための業務を行うこと。

※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。



(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

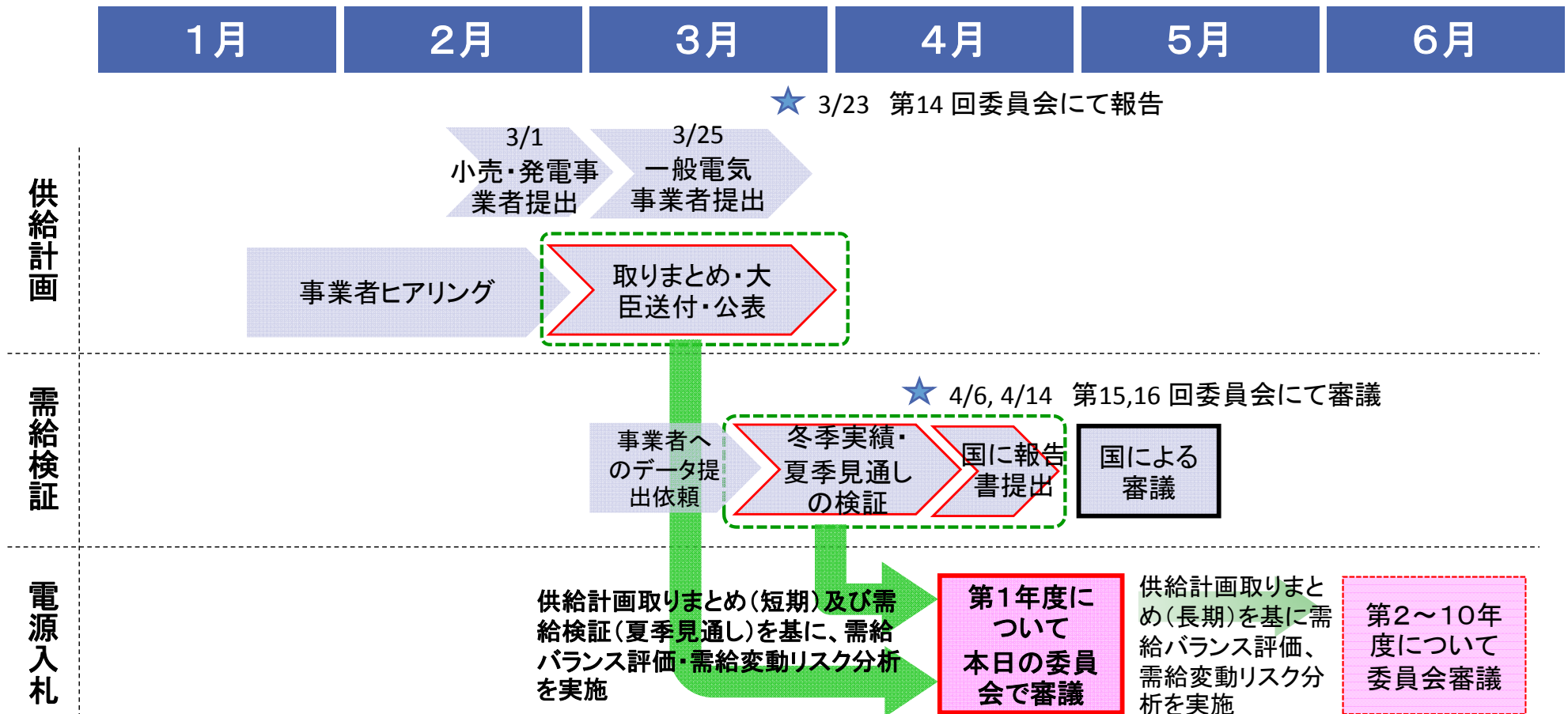
- 電源入札等の実施の判断までの業務は、下表のSTEP0→STEP1→STEP2の順に実施。
- STEP1では、下表の評価内容・判断基準に基づき、STEP2に進むかどうかを判断。
- STEP2では、電源入札等以外の対策の有無を検討し、電源入札等の実施要否を慎重に判断。

	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	・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〕 ・供給計画で捕捉できない供給力のうち期待可能な供給力も考慮 〔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〕 ・平年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) 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

検討時期について

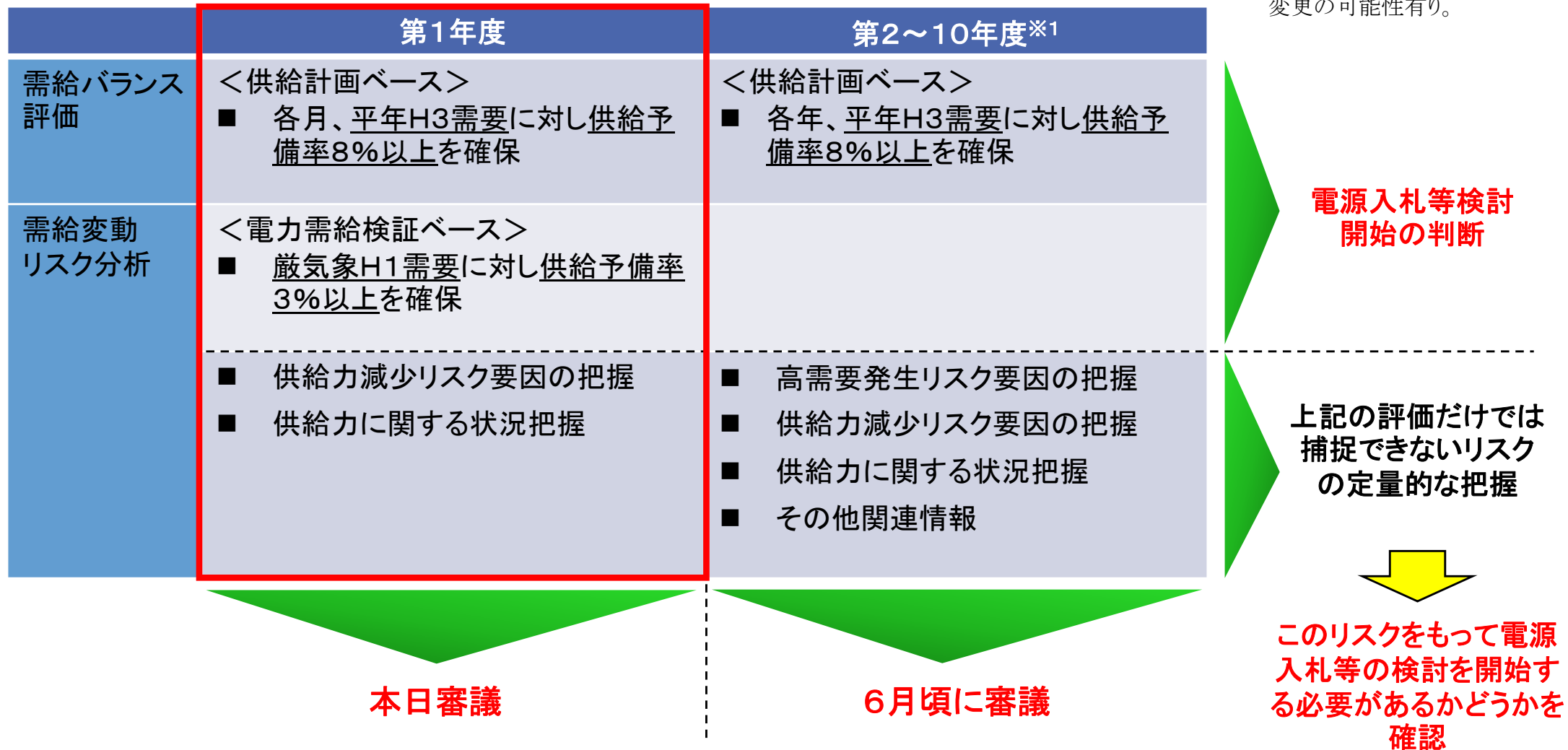
- 昨年度は、供給計画取りまとめが6月末であったこと等の事情から、6月末に第1年度(2016年度)を対象とした検討結果を、12月末に第2～10年度(2017～2025年度)を対象とした検討結果をそれぞれ本委員会で議論し、第1～10年度全てについて電源入札等の検討開始は不要と判断した。
- 今年度は、供給計画取りまとめを3月末に完了するとともに、夏季の需給見通しの策定作業が完了したことから、本日、第1年度(2017年度)を対象にした電源入札等の検討を開始する必要があるかどうかについて、ご審議いただきたい。
- なお、第2～10年度(2018～2026年度)を対象とした議論は6月頃に実施予定。



需給バランス評価・需給変動リスク分析の内容について

- 昨年度の議論を踏まえ、以下項目に従い評価・分析を実施。(今回は第1年度のみ対象)

※1: 昨年度の内容を記載しており、変更の可能性有り。



需給変動リスク分析の分析項目

- 昨年度は、国が旧一般電気事業者を対象に電力需給検証作業を行っていたことから、本検討においてエリアを対象とした分析を行ったが、今年度は、電力需給検証においてエリアを対象とした分析を実施済み。
- 「その他関連情報」については、STEP1の実施目的を踏まえて精査。

分析項目		昨年度	今年度
リスク要因	猛暑H1需要に対する需給バランス評価	実施	電力需給検証にて 確認済み
	電源N－1故障による最大脱落（猛暑H1需要を想定）	実施	
	送電線N－1故障による最大脱落（猛暑H1需要を想定）	実施	
	電源線N－2故障による最大脱落（H3需要を想定）	実施せず	電力需給検証における参考検討として確認済み
	新規開発供給力※1	実施	実施
供給力に関する 状況把握	高経年火力供給力（石油等）	休廃止が織り込まれた供給計画をベースとしており、第1年度にこれ以上の休廃止リスクはないとの考えから、第1年度の議論では省略	
	高経年火力供給力（上記以外）		
	原子力供給力※2	実施	実施
その他 関連情報	供給区域需要と小売電気事業者の想定需要の合計値とのギャップ	実施	電源入札等の開始判断には直接影響を及ぼさないため、今回から省略。 （供給計画取りまとめでは確認済み。）
	休止・長期計画停止※3	実施	STEP2の中で考慮すべき事項であるため、今回から省略。 （供給計画取りまとめでは確認済み。）
	補修による減少出力	実施	

※1:評価時点以降、評価対象月までに運転開始する電源の供給力（累計）。運転開始の遅延による供給力減少リスクの大きさを把握。

※2:供給力に計上された原子力供給力。 ※3: 供給計画で供給力に計上されていない休止・長期計画停止。

(余白)

需給バランス評価

4-2-3. 需給バランス評価(短期:平成29年度の月別バランス) 27

■ 平成29年度における各エリアの月ごとの予備率は下表のとおり。ほとんどのエリアで予備率8%以上を確保できているが、東京・中部エリアでは、一部の月において予備率8%を下回っている。

平成29年度 各エリアの月毎の予備率(%)

赤セル:予備率が8%未満のエリア・月

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	17.4%	30.7%	34.9%	24.0%	19.7%	16.0%	24.7%	19.5%	19.2%	17.0%	16.6%	21.6%
東北	13.6%	19.6%	19.4%	17.5%	17.0%	13.0%	19.8%	14.3%	13.0%	18.1%	19.5%	12.6%
東京	22.2%	25.6%	22.2%	7.0%	8.0%	15.9%	29.7%	22.2%	21.2%	17.3%	13.0%	19.8%
東日本 3社計	20.1%	24.8%	22.5%	9.9%	10.4%	15.4%	27.3%	20.4%	19.3%	17.5%	14.6%	18.4%
中部	12.1%	11.7%	18.2%	9.5%	8.2%	19.8%	14.8%	14.2%	7.7%	7.8%	5.9%	7.8%
北陸	9.4%	22.2%	8.5%	18.4%	9.1%	10.0%	10.8%	9.6%	8.2%	9.1%	9.9%	11.5%
関西	28.3%	30.1%	16.3%	13.6%	13.4%	16.9%	31.5%	28.0%	23.3%	19.1%	18.4%	27.2%
中国	35.2%	31.2%	27.2%	28.9%	28.4%	30.0%	30.2%	23.9%	21.5%	20.4%	19.9%	24.9%
四国	43.4%	56.1%	34.0%	28.4%	25.2%	31.1%	26.0%	17.1%	11.1%	16.2%	30.1%	37.5%
九州	19.6%	24.6%	26.5%	16.9%	15.3%	18.3%	16.9%	19.8%	8.6%	10.4%	9.6%	14.1%
中西日本 6社計	22.7%	24.9%	20.5%	16.0%	14.5%	20.0%	22.1%	20.3%	14.3%	13.7%	13.6%	18.6%
9社合計	21.5%	24.8%	21.4%	13.3%	12.7%	17.9%	24.4%	20.3%	16.5%	15.4%	14.1%	18.5%
沖縄	59.0%	49.3%	51.2%	46.5%	50.4%	54.6%	55.4%	58.2%	61.9%	56.4%	69.2%	81.9%
10社合計	21.8%	25.1%	21.7%	13.6%	13.0%	18.3%	24.8%	20.7%	16.9%	15.7%	14.4%	19.0%

(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

(送電端,万kW,%)

(送電端,万kW,%)

最大需要電力	5,253	5,253
供給力	5,620	5,672
供給予備力	367	419
供給予備率	7.0%	8.0%

最大需要電力	2,163	2,260	2,260	2,095
供給力	2,329	2,436	2,394	2,259
供給予備力	166	176	134	164
供給予備率	7.7%	7.8%	5.9%	7.8%

<需給バランス評価>

供給計画取りまとめに基づく月別H3需給バランス(連系線活用後)

4-2-4. 需給バランス評価(短期:今年度の月別バランス)～連系線活用後 28

- 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、いずれの月も予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

平成29年度 各エリアの月毎の連系線活用後の予備率(%)

融通後

各月のエリア予備率(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

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	17.4%	30.7%	34.9%	24.0%	19.7%	16.0%	24.7%	19.5%	19.2%	17.0%	16.6%	21.6%
東北	13.6%	19.6%	19.4%	13.3%	16.9%	13.0%	19.8%	14.3%	13.0%	18.1%	19.5%	12.6%
東京	22.2%	25.6%	22.2%	8.0%	8.0%	15.9%	29.7%	22.2%	21.2%	17.3%	13.0%	19.8%
東3社計	20.1%	24.8%	22.5%	9.9%	10.4%	15.4%	27.3%	20.4%	19.3%	17.5%	14.6%	18.4%
中部	12.1%	11.7%	18.2%	9.5%	8.2%	19.8%	14.8%	14.2%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
北陸	9.4%	22.2%	8.5%	18.4%	9.1%	10.0%	10.8%	9.6%	8.2%	9.1%	9.9%	11.5%
関西	28.3%	30.1%	16.3%	13.6%	13.4%	16.9%	31.5%	28.0%	23.0%	18.9%	16.3%	27.1%
中国	35.2%	31.2%	27.2%	28.9%	28.4%	30.0%	30.2%	23.9%	21.5%	20.4%	19.9%	24.9%
四国	43.4%	56.1%	34.0%	28.4%	25.2%	31.1%	26.0%	17.1%	11.1%	16.2%	30.1%	37.5%
九州	19.6%	24.6%	26.5%	16.9%	15.3%	18.3%	16.9%	19.8%	8.6%	10.4%	9.6%	14.1%
中西計	22.7%	24.9%	20.5%	16.0%	14.5%	20.0%	22.1%	20.3%	14.3%	13.7%	13.6%	18.6%
9社合計	21.5%	24.8%	21.4%	13.3%	12.7%	17.9%	24.4%	20.3%	16.5%	15.4%	14.1%	18.5%
沖縄	59.0%	49.3%	51.2%	46.5%	50.4%	54.6%	55.4%	58.2%	61.9%	56.4%	69.2%	81.9%
10社合計	21.8%	25.1%	21.7%	13.6%	13.0%	18.3%	24.8%	20.7%	16.9%	15.7%	14.4%	19.0%

(注)本検討は、地域間連系線の空き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した。

●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年度の平日・昼間帯の値

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年度平日の値

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36表)」に記載されている当該連系線を使用する月毎の計画潮流値

需給変動リスク分析

<需給変動リスク分析>

夏季の電力需給の見通し(猛暑H1需要発生時の需給バランス評価)

- 電力需給検証において、猛暑H1需要が発生した場合について、電源Ⅰ'及び火力増出力運転を考慮し、エリア間取引※を活用することで、各エリアにおいて最低限確保すべきとされた供給予備率3%を確保できる見通しであることを確認した。

※:供給計画時点では、供給力に計上されていなかった未契約のエリア間市場取引や相対取引。

2017年度夏季需給バランス(猛暑H1)〈電源Ⅰ'、火力増出力運転及びエリア間取引 考慮〉													(送電端,万kW,%)	
【7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	
供給力	7,724	498	1,510	5,717	9,917	2,675	593	2,896	1,331	644	1,779	17,641	212	
最大電力需要	7,348 (7,398)	426	1,372	5,550 (5,600)	8,991 (9,037)	2,568 (2,587)	522	2,671 (2,688)	1,095	530	1,606 (1,616)	16,340 (16,435)	152	
供給予備力	376	71	139	167	925	107	71	225	236	114	172	1,301	60	
供給予備率	5.1	16.7	10.1	3.0	10.3	4.2	13.7	8.4	21.6	21.4	10.7	8.0	39.9	
【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	
供給力	7,795	511	1,540	5,744	9,809	2,645	544	2,888	1,347	632	1,755	17,604	218	
最大電力需要	7,377 (7,427)	446	1,381	5,550 (5,600)	8,991 (9,037)	2,568 (2,587)	522	2,671 (2,688)	1,095	530	1,606 (1,616)	16,369 (16,465)	152	
供給予備力	417	65	159	193	818	77	22	217	252	102	149	1,235	66	
供給予備率	5.7	14.7	11.5	3.5	9.1	3.0	4.3	8.1	23.0	19.2	9.3	7.5	43.7	
【9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	
供給力	7,172	495	1,357	5,320	9,295	2,655	510	2,726	1,208	579	1,619	16,468	215	
最大電力需要	6,714 (6,764)	431	1,317	4,965 (5,015)	8,240 (8,286)	2,359 (2,378)	486	2,450 (2,467)	973	504	1,468 (1,478)	14,954 (15,050)	146	
供給予備力	458	64	40	355	1,055	296	24	275	235	75	151	1,514	69	
供給予備率	6.8	14.8	3.0	7.1	12.8	12.5	4.9	11.2	24.1	14.8	10.3	10.1	47.3	

※電源Ⅰ'、火力増出力運転及びエリア間取引による供給力移動(増減両側)を反映。

※エリア間取引は、東京(7月)、中部(8月)において、予備力3%程度確保するまでの量で試算。

※括弧の値は電源Ⅰ'(DR)考慮前の値

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

電力需給検証資料(第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2-1)を引用

＜需給変動リスク分析＞

猛暑H1需要と供給力減少リスク(N-1故障)の同時発生時の需給状況

- 電力需給検証において、猛暑H1需要とN-1故障が同時発生※した場合でも、追加的な需給対策(⇒P15参照)により供給予備率3%を確保できる見通しであることを確認した。

※:N-1故障が発生するのは1エリアで、その他エリアはN-1故障が発生していない状況での融通を想定。(P14、P16も同様の条件)

供給力減少リスク要因と、供給予備力(H1)との比較※¹

(送電端,万kW)

【7月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リ ス ク	電源N-1故障による最大脱落量	56	60	98	96	65	86	95	85	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量※ ²	-	-	209	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(猛暑H1)		3	37	-209	-66	-9	58	109	12	40	33
【8月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リ ス ク	電源N-1故障による最大脱落量	56	60	98	96	64	86	95	85	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※ ²	-	-	203	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(猛暑H1)		-4	57	-176	-96	-58	51	124	0.2	16	38
【9月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リ ス ク	電源N-1故障による最大脱落量	66	60	98	96	65	86	95	85	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※ ²	-	-	152	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(猛暑H1)		-15	-60	54	129	-55	116	111	-26	22	41

※¹:各エリア3%確保後のN-1事象発生を想定。最大脱落量には火力増出力分含む。また、四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※²:送電線N-1故障による脱落量が電源N-1故障による脱落量より大きい場合に記載

他エリアN-1事故時の融通可能余力

(万kW)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
猛暑H1需要時 エリア予備率3%超過量※ ³	7月	57	79	0	0	52	121	197	95	102
	8月	51	98	0	0	6	115	213	83	78
	9月	50	0	108	205	9	180	199	57	84

※³:電源I'及び火力増出力運転考慮前の値(電源I'のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上)

電力需給検証資料(第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2-1)を引用

- 新規開発供給力の運転開始が遅延した状態で、猛暑H1需要とN-1故障が同時発生した場合について確認した。
- 上記リスクが発現した場合、東京エリアの7、8月、中部エリアの8月において、供給予備率3%に対する不足量が大きくなるが、追加的な需給対策(⇒P15参照)により供給予備率3%を確保可能であることを確認。
(他エリアに関しても同様に、供給予備率3%を確保可能であることを確認)

供給力減少リスク要因と、供給予備力(H1)との比較 ^{※1}											(送電端,万kW)
【7月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	56	60	98	96	65	86	95	85	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	209	-	-	-	-	-	-	-
	【本検討にて追加】新規開発供給力 ^{※3}	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(猛暑H1)		3	37	-209	-66	-9	58	99	12	40	33
【8月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	56	60	98	96	64	86	95	85	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	203	-	-	-	-	-	-	-
	【本検討にて追加】新規開発供給力 ^{※3}	0	0	0	10	0	0	10	0	0	0
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(猛暑H1)		-4	57	-176	-106	-58	51	114	0.2	16	38
【9月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	60	98	96	65	86	95	85	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	152	-	-	-	-	-	-	-
	【本検討にて追加】新規開発供給力 ^{※3}	0	0	0	116	0	0	10	0	0	0
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(猛暑H1)		-15	-60	54	13	-55	116	101	-26	22	41

※1: 各エリア3%確保後のN-1事象発生を想定。最大脱落量には火力増出力分含む。また、四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
※2: 送電線N-1故障による脱落量が電源N-1故障による脱落量より大きい場合に記載
※3: 9月までに運転開始を予定している10万kW以上の電源を対象とする(累計)。

他エリアN-1事故時の融通可能余力											(万kW)
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	
猛暑H1需要時 エリア予備率3%超過量 ^{※4}	7月	57	79	0	0	52	121	197	95	102	
	8月	51	98	0	0	6	115	213	83	78	
	9月	50	0	108	205	9	180	199	57	84	

※4: 電源 I´ 及び火力増出力運転考慮前の値 (電源 I´ のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上)

■ 東京・中部エリアにおける運用上の追加的な対策メニューとその効果量は以下のとおり。

エリアの運用上の追加的な需給対策			効果量(万kW)			算定根拠	備考
			東京		中部		
			7月	8月	8月		
エリア間取引 (FC活用なし)			50Hz		60Hz	他エリア事業者余力 かつ連系線空容量 範囲内	平成29年度供給計 画に基づく連系線空 容量より
			28	43	244		
エリア間取引 (FC活用分)			60Hz		50Hz		
			27	11	43		
小計	エリア間取引 による需給対策	FC活用なし	28	43	244		
		FC活用あり	55	54	287		
本機関による 逼迫時の指示			50Hz			他エリア予備率3% 超過分かつ連系線 マージン範囲内	エリア向きの年間段 階のマージン分を使 用
			108	105	26		
			60Hz				
			79	83	38		
小計	本機関による需給対策		187	189	64		
合計			242	243	351		電力需給概

(注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

電力需給検証資料(第15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
-1)を引用(一部編集)

＜需給変動リスク分析＞

夏季H3需要における電源線N-2故障発生時の需給状況

(参考) 夏季H3需要における電源線N-2故障発生時の需給状況

2

- 電源線N-2故障による電源脱落后の状況を2017年度夏季H3需給バランスの供給予備率が最小となる月に対して事前に確認した。
- 関西、中国、四国、九州、沖縄エリアでは、エリア内で確保された予備力で供給予備率3%が確保可能であった。北海道、東北、東京、中部、北陸エリアでは、電源I'、火力増出力運転、他エリアとの取引等の追加的な需給対策や本機関による逼迫時の指示などにより供給予備率3%が確保可能であった。
- H3需要を上回る高需要発生と稀頻度リスクであるN-2故障による供給力減少が同時に発現した場合等には、本機関による逼迫時の指示を行うまでの追加的な需給対策で対応することとなるが、対策が後手にならないよう、広域機関と一般送配電事業者は各エリアの需給状況の把握とリスク発現の予見に努める。

供給力減少リスク要因と、供給予備力(H3)との比較

(送電端,万kW%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給予備率 最小月		9月	9月	7月	8月	8月	8月	8月	8月	8月	7月
供給予備力 ^{※1}		68	154	367	198	45	341	297	127	231	67
供給予備率		16.0%	13.0%	7.0%	8.2%	9.1%	13.4%	28.4%	25.2%	15.3%	46.5%
電源線N-2故障(または電源N-1)による最大脱落量		▲ 66	▲ 213	▲ 373	▲ 387	▲ 111	▲ 170	▲ 126	▲ 94	▲ 169	▲ 23
対 策 内 容	電源I' (供給力増)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	—	—	—	—	—
	電源I' (DR:需要減)	0 (0)	0 (0)	50 (50)	19 (19)	0 (0)	—	—	—	—	—
	火力増出力運転	0 (0)	7 (7)	48 (48)	8 (8)	0 (0)	—	—	—	—	—
	エリア間取引等 ^{※3}	0 (0)	89 (240)	64 (156)	234 (316)	81 (90)	—	—	—	—	—
	本機関による逼迫時の指示	11 (52)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	※2 契約に基づく需要抑制	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
対 策 後	供給予備力	13	36	156	72	15	171	171	32	62	44
	供給予備率	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	6.7%	16.4%	6.4%	4.1%	30.3%

※1 電源I'、火力増出力運転及びエリア間取引は含んでいない(電源I'のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上)。

※2 ()内は最大対策量。『—』は、供給予備率3%を確保できるため、対策不要箇所

※3 エリアの小売供給力と発電事業者の発電余力の合計からH1需要を超過した部分(電源I'および火力増出力分は控除)かつ連系線空容量範囲

- 平成29年度供給計画の取りまとめにおいて、東京エリアの7, 8月及び中部エリアの12～3月において、判断基準である供給予備率8%を下回る見通しであるが、地域間連系線の活用により、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いる。
- 今夏の電力需給見通しの策定(電力需給検証)において、今夏が至近10ヶ年で最も猛暑と同等の気象条件が発生した場合でも、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を確認した。
- 上記結果から、第1年度(2017年度)を対象とした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。
- また、上記の評価だけでは捕捉できないリスクについて以下の通り分析したが、この結果からも、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。
 - ✓ 「猛暑H1需要とN-1故障が同時発生した場合」及び「新規開発供給力の運転開始が遅延した状態で、猛暑H1需要とN-1故障が同時発生した場合」を想定し、供給予備率を確認した結果、両ケース共に、エリア間取引や本機関による需給対策等の追加的な需給対策を講ずれば、供給予備率3%を確保できる見通しであることを確認した。
 - ✓ 更に、夏季H3需要発生時においてN-2故障が発生したケースの供給予備率についても確認した結果、エリア間取引や本機関による需給対策等の追加的な需給対策を講ずれば、供給予備率3%を確保できる見通しであることを確認した。
- 以上の結果から、第1年度(2017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によいか。