

2022年度冬季及び2023年度の需給見通しについて

2022年9月15日

電力広域的運営推進機関

- 2022年度冬季の需給見通しについて、6月時点では、1・2月に多くのエリアで厳寒H1需要に対して安定供給に最低限必要となる予備率3%を下回る見通しにあり、供給力対策が必要な状況であった。
- この対策として実施された一般送配電事業者によるkW公募結果をふまえ、電力需給検証の厳寒H1需要に対する冬季需給見通しを現時点において確認した。
- 2023年度の電力需給の見通しについても、今夏の実績が需給検証で想定した厳気象H1需要を上回ったエリアもあり、現時点において判明している発電機の補修計画の変更なども踏まえつつ、一定の仮定を置いて確認した。
- 本日は、現時点での確認結果と広域機関の取組みについてご報告する。

- 2022年度冬季の需給見通し
- 2023年度の需給見通し

（１）需要

- エリア別の最大電力需要（送電端）とする。
- エリア別の最大電力需要は、供給計画をベースに冬季において過去10年間で最も厳気象（厳冬）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する。

（２）供給力

- 本機関に提出された各電気事業者の供給計画のデータ、及び以下の対象となる事業者に対して追加的な報告を求め、得られたデータを基礎として分析を行う。
 - ✓ 小売電気事業者（計139社）
⇒ 2021年度の供給量が1.0億kWh以上（全エリアの供給量の約99%以上をカバー）
 - ✓ 発電事業者（計75社）
⇒ 2022年度の供給計画における2022年度の年度末電源構成に基づく火力発電出力合計が10万kW以上（全エリアの火力の設備量の約95%以上をカバー）
 - ✓ 一般送配電事業者（計10社）
- エリア内の供給力は、小売電気事業者および発電事業者が保有する供給力と一般送配電事業者の供給力（調整力、離島供給力）を合計したものに、電源Ⅰ'及び火力増出力分、kW公募分を加えた量を供給力として見込む。
- 再エネ・揚水の供給力は、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む。

（３）電力需給バランスの評価

- 評価基準としては、過去10年間で最も厳気象（厳冬）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）に対し103%以上（予備率3%以上）の供給力を有するか確認。
- 追加検証として供給力減少リスク（稀頻度リスク）が発生した場合の需給バランスも評価する。
- 電力需給バランスの評価にあたっては、以下の点を考慮。
 - ✓ 供給力は、地域間連系線を活用して、予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように供給力の振替え
 - ✓ 供給力は、全エリアであらかじめ計画外停止率
 - ✓ 需要は、エリア間の最大需要発生の不等時性

- 6月末以降に判明した、福島県沖の地震に伴う停止からの復旧工程前倒しを含む補修計画の変更等により、2022年度冬季の供給力は増加※1。
- 一般送配電事業者によるkW公募により、1月・2月の供給力が増加。

主要な発電機における供給力の変化要因※1

補修等に伴う停止期間（6月時点）

補修等に伴う停止期間（現時点）

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 [万kW]	2022年度													
			4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月		
東北	新地 (火力)	1号	100	2022/3/16 ~ 2022/10月末							2022/3/16 ~ 12/31					
		2号	100	2022/3/12 ~ 2023/1月中旬										2022/3/12 ~ 2023/3/31		
関西	高浜 (原子力)	3号	87	2022/3/1 ~ 7/26				2022/3/31 ~ 未定								

※1 表に記載した発電機のほかにも事業者の需給対策やトラブル等により補修計画が変更された発電機があり、需給バランスに反映している。

※2 新地火力の復旧工程前倒し等により、東北東京間連系線の運用容量が増加。

一般送配電事業者によるkW公募結果

エリア	募集量（最大量）[万kW]	応札量[万kW]	落札量[万kW]
東日本エリア（東北・東京）	103.0（170.0）	130.5	77.9
西日本エリア（中部・北陸・関西・中国・四国・九州）	99.0（190.0）	185.6	185.6

※ 東京電力パワーグリッドHPに基づき、事務局において作成

東京電力パワーグリッドHP：https://www.tepco.co.jp/pg/company/press-information/information/2022/1663793_8922.html

- 厳寒H1需要に対して、電源Ⅰ'、火力増出力運転、エリア間融通に加え、今冬向けのkW公募の落札結果を供給力として織り込むと、予備率は東北・東京エリアで3%以上、中西6エリアで4%以上を確保できる見通し。
- 安定供給に最低限必要な予備率3%は上回っているものの、今後の発電機の計画外停止等の供給力の変化を注視し、必要に応じて対策を講じる必要がある。

各エリアの予備率（厳寒H1）

（単位：％）

（6/30）

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	12.6	6.0	6.1	12.3
東北	7.8	1.5	1.6	12.3
東京	7.8	1.5	1.6	10.1
中部	5.5	1.9	3.4	10.1
北陸	5.5	1.9	3.4	10.1
関西	5.5	1.9	3.4	10.1
中国	5.5	1.9	3.4	10.1
四国	5.5	1.9	3.4	10.1
九州	5.5	1.9	3.4	10.1
沖縄	45.4	39.1	40.8	65.3

（現時点）

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	14.4	7.9	8.1	12.1
東北	9.2	3.4	4.1	11.5
東京	9.2	3.4	4.1	11.5
中部	7.3	4.8	6.4	11.5
北陸	7.3	4.8	6.4	11.5
関西	7.3	4.8	6.4	11.5
中国	7.3	4.8	6.4	11.5
四国	7.3	4.8	6.4	11.5
九州	6.4	4.8	6.4	11.3
沖縄	44.5	33.1	34.4	56.6

2022年度冬季の需給見通し（厳寒H1需要）

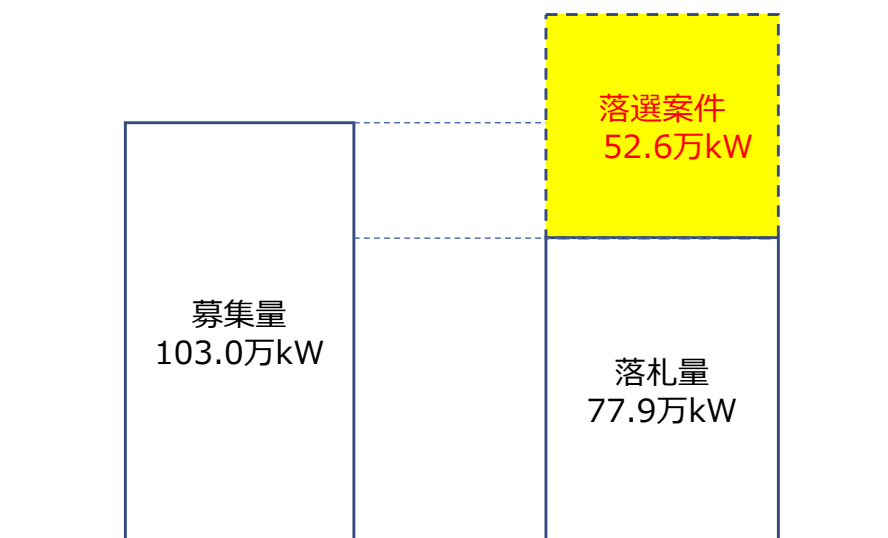
7

〈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	7,021	592	1,471	4,958	9,057	2,450	547	2,655	1,190	543	1,672	16,078	166	16,244
(内 電源Ⅰ′)	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)		(388)
最大需要電力	6,405	517	1,347	4,540	8,452	2,283	510	2,474	1,109	506	1,571	14,857	115	14,973
供給予備力	616	75	124	417	605	167	37	181	81	37	100	1,221	51	1,272
供給予備率	9.6	14.4	9.2	9.2	7.2	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	6.4	8.2	44.5	8.5
予備力3%確保 に対する余剰分	424	59	83	281	351	99	22	107	48	22	53	775	48	823
【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	7,745	585	1,534	5,626	9,229	2,535	574	2,749	1,174	530	1,666	16,974	158	17,132
(内 電源Ⅰ′)	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)		(388)
最大需要電力	7,470	542	1,484	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,274	119	16,392
供給予備力	276	43	50	183	425	117	26	127	54	24	77	701	39	740
供給予備率	3.7	7.9	3.4	3.4	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.3	33.1	4.5
予備力3%確保 に対する余剰分	52	27	5	20	161	44	10	48	20	9	29	212	36	248
【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	7,778	586	1,524	5,668	9,368	2,574	583	2,790	1,192	538	1,691	17,146	159	17,305
(内 電源Ⅰ′)	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)		(388)
最大需要電力	7,448	542	1,463	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,253	118	16,371
供給予備力	330	44	61	225	563	155	35	168	72	32	102	893	41	934
供給予備率	4.4	8.1	4.1	4.1	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	5.5	34.4	5.7
予備力3%確保 に対する余剰分	107	28	17	62	299	82	19	89	38	17	54	406	37	443
【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	7,072	560	1,445	5,067	8,458	2,363	529	2,481	1,092	493	1,500	15,530	173	15,702
(内 電源Ⅰ′)					(2)			(2)				(2)		(2)
最大需要電力	6,339	499	1,296	4,544	7,588	2,119	475	2,225	979	442	1,348	13,927	110	14,038
供給予備力	732	61	149	523	870	244	55	256	113	51	152	1,602	62	1,665
供給予備率	11.6	12.1	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.3	11.5	56.6	11.9
予備力3%確保 に対する余剰分	542	46	110	386	642	180	40	189	83	38	112	1,185	59	1,244

- 2022年度冬季向けのkW公募は、東北・東京エリアにおいて、落札量が募集量を下回っている。
- 国・一般送配電事業者において、落選案件の今後の対応について検討しているところ、落選案件が稼働した条件で予備率を試算した結果、東北・東京エリアの予備率は1月4.1%、2月4.9%となった。



(現時点)		
エリア	1月	2月
北海道	7.9	8.1
東北	3.4	4.1
東京	3.4	4.1
中部	4.8	6.4
北陸	4.8	6.4
関西	4.8	6.4
中国	4.8	6.4
四国	4.8	6.4
九州	4.8	6.4
沖縄	33.1	34.4

(落選案件稼働後)		
エリア	1月	2月
北海道	7.9	8.1
東北	4.1	4.9
東京	4.1	4.9
中部	4.8	6.4
北陸	4.8	6.4
関西	4.8	6.4
中国	4.8	6.4
四国	4.8	6.4
九州	4.8	6.4
沖縄	33.1	34.4

〈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)	7,021 (146)	592 (10)	1,471 (40)	4,958 (95)	9,057 (242)	2,450 (73)	547 (14)	2,655 (81)	1,190 (28)	543 (13)	1,672 (34)	16,078 (388)	166	16,244 (388)
最大需要電力	6,405	517	1,347	4,540	8,452	2,283	510	2,474	1,109	506	1,571	14,857	115	14,973
供給予備力	616	75	124	417	605	167	37	181	81	37	100	1,221	51	1,272
供給予備率	9.6	14.4	9.2	9.2	7.2	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	6.4	8.2	44.5	8.5
予備力3%確保 に対する余剰分	424	59	83	281	351	99	22	107	48	22	53	775	48	823
【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)	7,798 (146)	585 (10)	1,546 (40)	5,668 (95)	9,229 (242)	2,535 (73)	574 (14)	2,749 (81)	1,174 (28)	530 (13)	1,666 (34)	17,027 (388)	158	17,185 (388)
最大需要電力	7,470	542	1,484	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,274	119	16,392
供給予備力	329	43	61	225	425	117	26	127	54	24	77	753	39	792
供給予備率	4.4	7.9	4.1	4.1	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.6	33.1	4.8
予備力3%確保 に対する余剰分	104	27	17	61	161	44	10	48	20	9	29	265	36	301
【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)	7,831 (146)	586 (10)	1,535 (40)	5,710 (95)	9,368 (242)	2,574 (73)	583 (14)	2,790 (81)	1,192 (28)	538 (13)	1,691 (34)	17,198 (388)	159	17,358 (388)
最大需要電力	7,448	542	1,463	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,253	118	16,371
供給予備力	383	44	72	267	563	155	35	168	72	32	102	946	41	987
供給予備率	5.1	8.1	4.9	4.9	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	5.8	34.4	6.0
予備力3%確保 に対する余剰分	159	28	28	104	299	82	19	89	38	17	54	458	37	496
【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)	7,072 (146)	560 (10)	1,445 (40)	5,067 (95)	8,458 (2)	2,363 (73)	529 (14)	2,481 (81)	1,092 (28)	493 (13)	1,500 (34)	15,530 (388)	173	15,702 (388)
最大需要電力	6,339	499	1,296	4,544	7,588	2,119	475	2,225	979	442	1,348	13,927	110	14,038
供給予備力	732	61	149	523	870	244	55	256	113	51	152	1,602	62	1,665
供給予備率	11.6	12.1	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.3	11.5	56.6	11.9
予備力3%確保 に対する余剰分	542	46	110	386	642	180	40	189	83	38	112	1,185	59	1,244

- 稀頻度リスク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」（24万kW）を基準とし、均平化したブロック毎に、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。
- 東北・東京エリアにおいて、1月が42万kW不足している状況である。

※ 平年H3需要：2022年度供給計画の第1年度（2022年度）における各エリアの各月最大3日平均電力（H3需要）の最大需要

○平年H3需要（2022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	499	1,369	5,379	2,485	511	2,739	1,047	494	1,535	154
平年H3需要 ×1%	5	14	54	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）

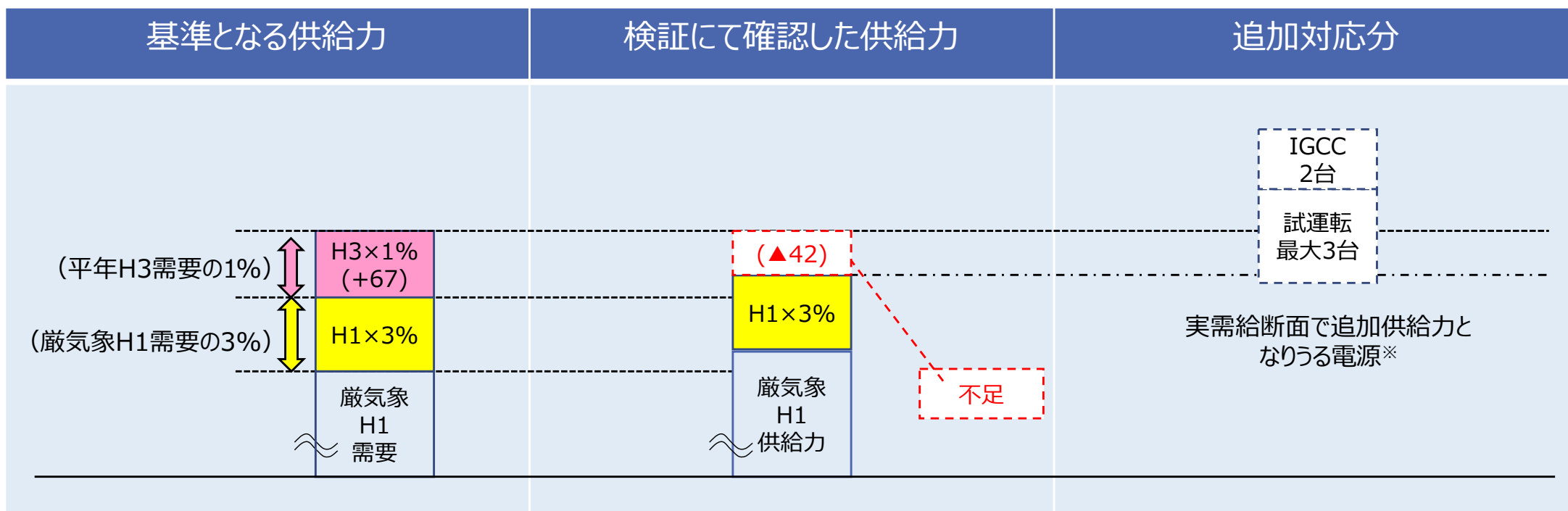
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	5	67				73			15	24
1月	5	67				88				24
2月	5	67				88				24
3月	5					156				24

○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	59	364				298			53	48
1月	27	25				160				36
2月	28	79				299				37
3月	46					1,138				59

1月 42万kWの不足

- 稀頻度リスクに必要な供給力を東北・東京エリアにおいて、1月が42万kW下回る見通しであることから、稀頻度リスク対応時には追加供給力が必要となる。
- 実需給断面においては、以下が追加供給力となりうる。
 - 東京エリアの石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）は、現時点でガス化炉関連設備の不具合対策未決定のため、復旧時期が見通せていないものの、復旧すれば供給力となり得る。
 - 火力新設機についても、工程が順調に進捗すれば試運転出力が供給力となり得る。



※ 全台運転の合計出力はH1需要の約4%

- 新設火力における試運転では、安定運転のために必要な燃焼試験などの制限はあるが、実機検証時のトラブルがなければ実需給断面で追加供給力となりうる。
- また、石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）は、ガス化炉関連設備の不具合で停止中であり、対策の検討に時間を要しており、現時点では復旧を見通せていない。

石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）

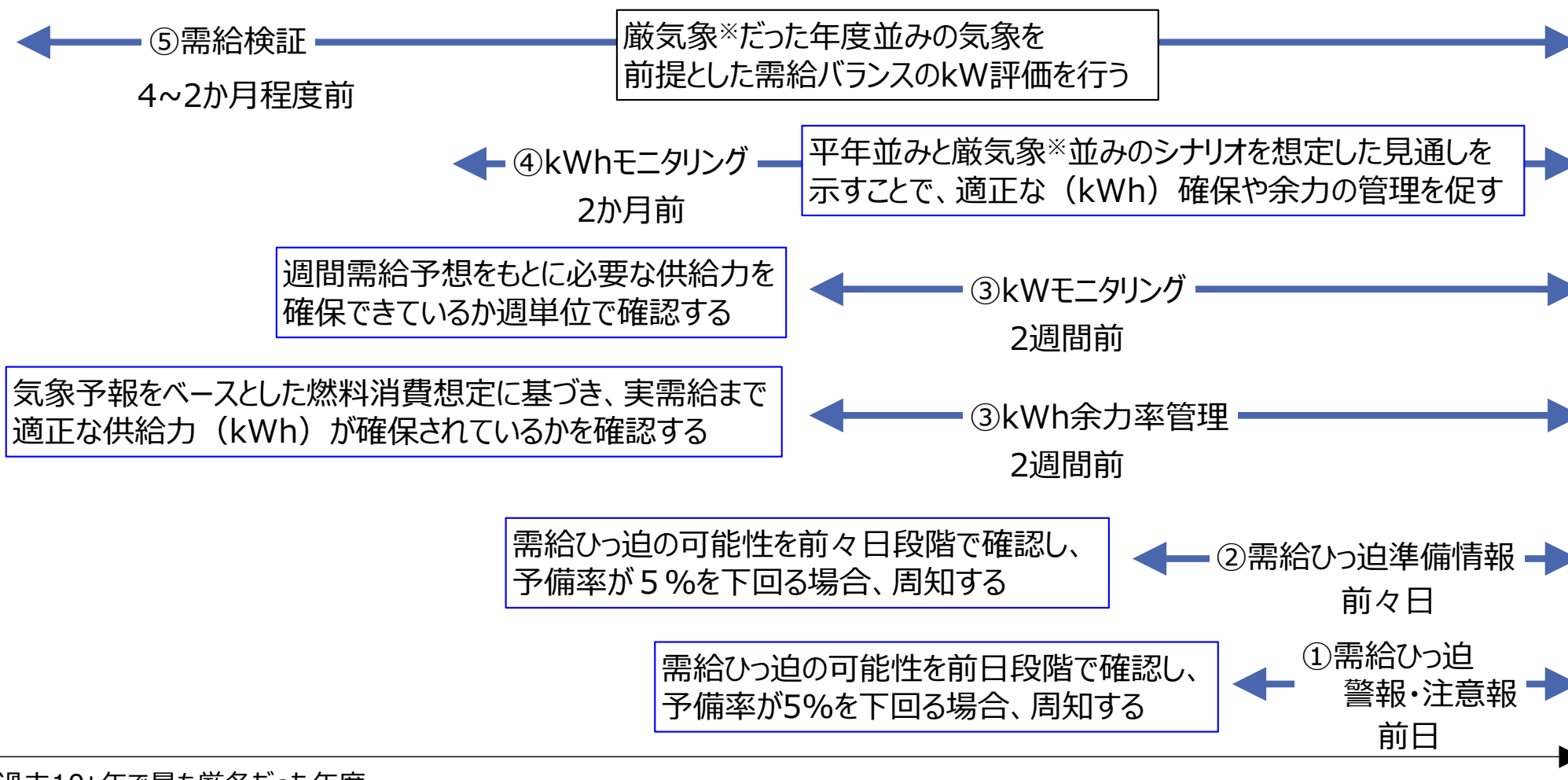
エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	運転状況（9月7日時点）
東京	勿来IGCC (火力)	52.5	ガス化炉関連設備の不具合で2022年8月19日から停止中。 対策の検討に時間を要しており、現時点では復旧を見通せていない。
	広野IGCC (火力)	54.3	ガス化炉関連設備の不具合で2022年8月5日から停止中。 対策の検討に時間を要しており、現時点では復旧を見通せていない。

2022年度冬季に試運転を実施する新設発電機※

※ 試運転開始後においても、作業停止などにより試運転不可となる期間がある

エリア	発電所名・号機 (電源種別)		設備容量 (万kW)	2022年度							2023年度				
				9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月
東京	姉崎 (火力)	新1号	64.7	8月～試運転						2023年2月営業運転開始					
		新2号	64.7				12月～試運転			2023年4月営業運転開始					
		新3号	64.7						3月～試運転			2023年8月 営業運転開始			
	横須賀 (火力)	1号	65	9月～試運転									2023年6月 営業運転開始		
四国	西条 (火力)	1号	50				12月中旬～試運転					2023年6月 営業運転開始			

- 今後の発電機の計画外停止や需要動向の変化により生じる需給ひっ迫に備え、広域機関ではkW・kWhの供給力の確保状況について、2022年度冬季も引き続き、モニタリングを実施する。
- また、前々日、前日において、需給ひっ迫の可能性がある場合には、国・一般送配電事業者と連携し、需給対策を講じるとともに、需給ひっ迫警報・注意報発令時には、SNSを通じて周知する。

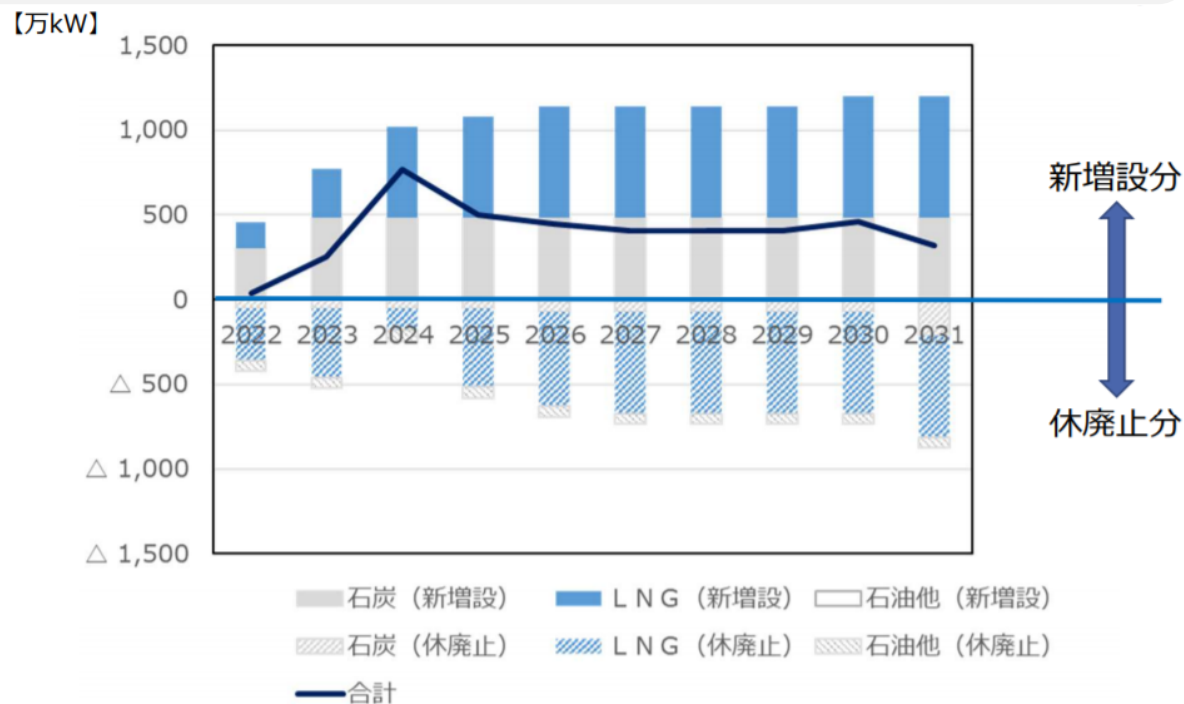


- 厳寒H1需要に対して、供給力では電源Ⅰ'、火力増出力運転、エリア間融通に加え、今冬向けのkW公募の落札結果等を考慮した結果、全エリアで最低限必要となる予備力3%を確保できる見通しであるものの、発電機の計画外停止等による供給力の変化を注視し、必要により対策を講じる必要がある。
- 実需給断面において、新設発電機の試運転や石炭ガス化複合発電プラントはトラブル等がなければ追加供給力となる可能性があるものの、発電機の計画外停止等の供給力変化の可能性もあるため、需給状況を注視していく必要がある。
- 本機関としては、kWモニタリングなどにより需給状況の監視を強化し、需給バランスの悪化が予見された場合には、国や一般送配電事業者と連携し需給対策を講じるとともに、需給ひっ迫の可能性がある場合には、SNS等を通じて周知する。

- 2022年度冬季の需給見通し
- 2023年度の需給見通し

- 2023年度の電力需給の見通しについて、2022年度供給計画とりまとめ時点（3月）では、火力発電の新增設（運転再開含む）が休廃止を上回るなどにより、厳気象H1需要発生時でも最低限必要となる予備率3%を確保できる見通しであった。
- 一方で、今夏の実績が需給検証で想定した厳気象H1需要を上回ったエリアもあり、現時点において判明している発電機の補修計画の変更などを考慮しつつ、一定の仮定を置いて電力需給の見通しを確認。

長期の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2022年度からの累計）



※1 供給計画の【発電所の開発等についての計画書】に基づいて原則1,000kW以上の発電設備（離島設備を除く）を対象に集計※3 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値

- 発電機の補修計画変更等※1,2により、東エリア（北海道～東京）において、夏季の供給力が減少し、中西エリア（中部～九州）において、夏季・冬季の供給力が増加。
- なお、事業者による休廃止計画・補修計画の変更や非電気事業者からの調達量の変化、調整力公募結果や調整係数の更新を含めた事業者が算定する水力供給力など、今後も複数の要因により、供給力が変化する可能性がある。

※1 2022年3月以降に提出された変更供給計画等の内容に基づく。

※2 火力増出力や太陽光・風力の調整係数の更新などを反映。

主な補修計画の変更

補修等に伴う停止期間（3月時点）

補修等に伴う停止期間（現時点）

エリア	発電所名・号機 (電源種別)		設備容量 (万kW)	2023年度											
				4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東京	磯子 (火力)	2号	60	4/10 4/1 ~ 10/19											
関西	美浜 (原子力)	3号	82.6	12/13~3/5 10/2 ~ 12/18											
	高浜 (原子力)	3号	87	7/12~9/29 9/18 ~ 12/6											
九州	玄海 (原子力)	3号	118	8/2~11/22 12/6 ~ 3/4											
		4号	118	11/18~1/31 3/27~											

- 3月時点の想定需要※に対し、夏季は、今夏の実績が需給検証で想定した厳気象H1需要を上回ったエリア（東京・北陸・沖縄）について、当該一般送配電事業者が現時点の分析結果に基づき見直し。冬季については、今冬の厳気象H1想定需要に合わせて見直し。
 - なお、今後の経済見通しの更新や実績分析等に応じて、想定需要が見直しされる可能性がある。
- ※ 2022年度の厳気象H1想定需要。

2023年度夏季厳気象H1想定等（現時点）

エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2023年度 夏季	需要想定※ ¹ (万kW)	469	1,450	5,930 ^{*1}	2,662	524 ^{*2}	2,917	1,109	526	1,658	164 ^{*2}
	2022年度想定差 (万kW)	—	—	+178	—	+6	—	—	—	—	+2
参考： 2022年度 夏季	エリア最大需要 発生日時	7/29 17:00	8/1 12:00	8/2 14:00	8/2 15:00	8/1 15:00	8/3 15:00	8/3 15:00	8/3 14:00	8/2 14:00	8/26 14:00
	需要想定※ ^{1,2} (万kW)	469	1,450	5,752	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	162
	需要実績※ ³ (万kW)	400	1,377	5,930	2,550	522	2,739	1,060	518	1,569	163
	差分 (万kW)	▲ 69	▲ 73	+ 178	▲ 112	+ 4	▲ 178	▲ 49	▲ 8	▲ 89	+ 0

*1 詳細分析中のため、今夏H1実績で想定

*2 現時点における気温感応度実績等に基づき想定

※1 不等時率を考慮していない値。

※2 電力需給検証報告書（2022年6月）における2022年度夏季見通し。

※3 系統情報サービスで登録されている情報

※ 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※ 四捨五入の関係で差分が合わない場合がある。

- 2022年度供給計画とりまとめ時点（3月）の需給見通しに発電機の補修計画変更及び需要増加等を考慮※すると、7～9月の東京エリアや9月の中部エリアで予備率が3%台の見通し。
- 今後も、需給両面での変化要素が残っており、今夏の需要増加の要因分析による想定需要の上方修正や発電機の稼働変更による供給力減少等に伴い、需給バランスが厳しくなる可能性がある。
- 上記のリスクを考慮し、広域機関としては、端境期の需給状況も確認しつつ、需給バランスが厳しいエリアや期間を中心に、補修点検時期のさらなる調整を進めていく必要があると考え、昨年同様早期に、事業者働きかけを行うよう準備を進めている。

※ 厳気象H1需要に対する需給バランス評価として、現状想定に基づく電源 I'や火力増出力、エリア間融通、計画外停止率、不等時性を考慮。

各エリアの予備率（厳気象H1）

（単位：％）

（3/22時点）

エリア	7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.5	8.9	16.0	13.6	6.5	8.3	12.1
東北	12.5	8.2	16.0	10.6	5.0	7.3	12.1
東京	6.9	7.3	3.5	10.6	5.0	7.3	12.1
中部	6.9	7.3	3.5	10.6	5.1	7.3	12.1
北陸	12.9	11.9	14.5	10.6	6.2	7.3	12.1
関西	12.9	11.9	14.5	10.6	6.2	7.3	12.1
中国	12.9	11.9	14.5	10.6	6.2	7.3	12.1
四国	12.9	19.7	14.5	10.6	6.6	7.3	19.4
九州	12.9	11.9	14.5	10.6	6.2	7.3	12.1
沖縄	23.3	25.0	27.6	37.2	38.9	60.3	69.1

（現時点）

エリア	7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	11.6	8.6	14.9	12.8	6.8	9.0	13.6
東北	11.6	8.3	14.9	11.3	4.6	7.2	13.6
東京	3.3	3.7	3.1	11.3	4.6	7.2	12.1
中部	4.9	6.1	3.1	11.3	4.7	7.2	12.1
北陸	14.0	14.5	17.7	11.3	7.4	7.2	12.1
関西	14.0	14.5	17.7	11.3	7.4	7.2	12.1
中国	14.0	14.5	17.7	11.3	7.4	7.2	12.1
四国	14.0	19.4	17.7	11.3	7.4	7.2	22.1
九州	14.0	14.5	17.7	11.3	7.4	7.2	12.1
沖縄	23.3	23.7	27.6	30.9	32.6	53.0	60.2

- 現在、発電事業者は来年度以降の補修計画を検討・調整している時期であることから、昨年同様早期に、事業者へ働きかけを行うよう準備を進めている。

事業者への依頼文書（2021年9月）

（広域計）第2021-97号
2021年9月8日

発電事業者、一般送配電事業者、小売電気事業者各位

電力広域的運営推進機関

2022年度夏季及び冬季の更なる供給力確保について

日頃より供給計画のとりまとめを始め本機関の取り組みにご理解、ご協力いただき誠にありがとうございます。

本機関は、電気事業法第29条に基づき電気事業者が国に届け出る供給計画について、同条及び業務規程第28条に基づきこれを取りまとめています。

2021年度においては、特に冬季の東京エリアで需要と供給力のバランス（以下、「需給バランス」）が厳しい見通しにあり、補修調整などの供給力対策を実施したうえでなお不足する状況にあります。

また、2022年度においても、一定の仮定をおいたうえでの需給バランスの現時点における試算では、必要とするレベルの供給力※を確保できないエリア・月がある見通しとなっております。

※ H3需要（ある月における毎日の最大電力（1時間平均）を上位から3日とり平均した需要）に対しては予備率8%、厳気象H1需要（10年に1回程度の猛暑・厳寒における最大電力需要）に対しては予備率3%を考慮した供給力確保が必要

- 2022年度供給計画とりまとめ時点（3月）以降、発電機の補修計画変更等はあるが、予備率8%を確保。
- なお、需給両面での変化要素が残っており、今夏の需要増加の要因分析による想定需要の上方修正や今後の発電機の稼働変更による供給力減少等の可能性がある。

各エリアの予備率（H3）（3/22時点）

	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	30.0%	45.3%	47.6%	29.2%	30.9%	29.7%	26.1%	20.6%	23.7%	18.1%	20.8%	25.1%
東北	30.0%	29.9%	21.1%	19.7%	22.0%	29.7%	26.1%	20.6%	16.5%	15.4%	16.4%	25.1%
東京	11.4%	22.1%	21.1%	13.6%	14.1%	15.8%	18.0%	10.4%	15.1%	14.6%	15.7%	19.6%
中部	28.9%	22.1%	22.5%	13.6%	14.1%	15.8%	18.0%	10.6%	15.1%	14.6%	15.0%	19.6%
北陸	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	18.0%	10.6%	15.1%	14.6%	15.0%	20.0%
関西	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	30.3%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
中国	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	30.3%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
四国	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	30.9%	25.2%	33.7%	28.6%	15.6%	22.0%	21.3%	41.5%
九州	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	31.0%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
沖縄	65.1%	59.2%	39.7%	38.7%	36.8%	31.4%	36.6%	52.6%	63.7%	63.2%	68.4%	78.5%

各エリアの予備率（H3）（現時点）

※ 需要について、今夏の需要増加による影響等は未反映

	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	29.2%	45.7%	47.3%	20.8%	23.2%	27.1%	27.2%	21.4%	17.5%	14.2%	15.9%	25.0%
東北	29.2%	29.4%	20.1%	18.4%	22.0%	27.5%	27.2%	21.4%	17.5%	14.2%	15.9%	25.0%
東京	10.3%	20.0%	20.1%	12.7%	13.4%	14.7%	18.7%	10.4%	15.1%	14.2%	15.7%	19.6%
中部	29.1%	20.2%	22.7%	12.7%	13.4%	14.7%	18.7%	10.7%	15.1%	14.2%	13.7%	19.6%
北陸	29.1%	34.2%	34.3%	20.6%	21.4%	24.4%	18.7%	10.7%	15.1%	14.2%	13.7%	20.0%
関西	29.1%	34.2%	34.3%	20.6%	21.4%	26.3%	25.9%	24.7%	15.1%	14.4%	13.7%	20.0%
中国	29.1%	34.2%	34.3%	20.6%	21.4%	26.3%	25.9%	24.7%	15.1%	14.4%	13.7%	20.0%
四国	29.1%	34.2%	34.3%	20.6%	28.5%	26.3%	34.3%	24.7%	15.1%	19.6%	19.2%	41.4%
九州	29.1%	34.2%	34.3%	20.6%	21.4%	27.4%	44.1%	36.3%	15.1%	14.4%	13.7%	20.0%
沖縄	65.1%	59.2%	39.7%	38.7%	36.8%	31.4%	36.6%	52.6%	63.7%	63.2%	68.4%	78.5%

- 2023年度の需給見通しについて、現時点で判明している発電機の補修計画の変更等を踏まえつつ、一定の仮定をおいた確認では、最低限必要な予備率3%を確保できる見込みである。
- ただし、今後も需給両面での変化要素が残っており、今夏の需要増加の要因分析による想定需要の上方修正や今後の補修計画変更による供給力減少等に伴い需給バランスが厳しくなる可能性がある。
- 上記のリスクを考慮し、現在、発電事業者等は来年度以降の補修計画を検討・調整している時期であることから、広域機関としては、端境期の需給状況も確認しつつ、需給バランスが厳しいエリアや期間を中心に、補修点検時期のさらなる調整を進める必要があると考え、昨年同様早期に、事業者へ働きかけを行うよう準備を進めている。