

2023年度冬季における厳寒H1需要時の 需給見通しについて

2023年9月22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

- 2023年度冬季需給見通しは第84回本委員会（2023.3.22）時点において、厳寒H1需要※1に対して各エリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を上回る状況であった。
- 前回報告以降の供給力変化を踏まえ、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で確認したのでご報告する。
- なお、需給検証報告書案は夏季の実績分析を含め、本委員会で別途ご審議いただく。

※1 供給計画における各エリアの各月最大3日平均電力（H3需要）をベースに厳気象（厳寒）の影響を考慮した需要

（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129社）
⇒ 2022年度の供給量が0.8億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79社）
⇒ 2023年度の供給計画における2023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。
 - ✓ 各エリアの予備率が均平化するよう、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、供給力を振替え
 - ✓ 全エリアで供給力の計画外停止率による供給力の控除
 - ✓ エリア間の最大需要発生日時の違いを考慮した各エリア需要の不等時性

- 第84回本委員会（2023年3月22日）以降に判明した発電機作業の延長、トラブル停止等を反映した。

主要な発電機における供給力の変化要因※

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)		定格出力 (送電端) [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	葛野川 (揚水)	2号	40		5/15 ~ 2024/3/31												
	広野 (火力)	2号	57.2		5/15 ~ 7/15		kW公募		長期計画停止取り止め								
中部	新豊根 (揚水)	4号	22.5	2020/4 ~ 長期計画停止				5/4 ~ 未定									
関西	姫路第二 (火力)	6号	47.8									7/26 ~ 未定					

※ 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。

- 1月・2月の北海道・東北・東京エリアの予備率は、広野2号等の供給力増加により、前回報告時の4%台から、5%台となる見通し
- 12月および3月の予備率は、補修調整等による増減があるが、各エリアとも10%以上は確保
- 各月とも、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）

（前回報告(3/22)）

（単位：％）

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	13.0	4.6	5.3	14.2
東北	13.0	4.6	5.3	14.2
東京	12.4	* 4.6	* 4.9	14.2
中部	12.4	9.4	8.9	14.2
北陸	12.4	9.4	8.9	14.2
関西	12.4	9.4	8.9	14.2
中国	12.4	9.4	8.9	14.2
四国	12.4	9.4	8.9	21.0
九州	12.4	9.4	8.9	14.2
沖縄	51.6	42.8	40.8	59.3

（現時点）

（単位：％）

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	13.1	5.2	5.7	13.7
東北	13.1	5.2	5.7	11.4
東京	12.3	* 5.2	* 5.7	11.2
中部	12.3	8.7	8.4	11.2
北陸	12.3	8.7	8.4	11.2
関西	12.3	8.7	8.4	11.2
中国	12.3	8.7	8.4	11.2
四国	12.3	8.7	8.4	18.9
九州	12.3	8.7	8.4	11.2
沖縄	49.9	41.3	39.2	57.5

※今後の需給両面での変化や連系線の空容量を考慮し、不等時率を考慮せず評価

2023年度冬季の需給見通し（厳寒H1需要）

〈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 〃)	7,277 (191)	564 (12)	1,583 (41)	5,130 (139)	9,200 (256)	2,497 (79)	564 (11)	2,682 (81)	1,210 (28)	557 (13)	1,690 (44)	16,477 (448)	171	16,648 (448)
最大需要電力	6,465	499	1,399	4,567	8,191	2,223	502	2,388	1,078	496	1,505	14,657	114	14,771
供給予備力	812	66	184	562	1,009	274	62	294	133	61	185	1,820	57	1,877
供給予備率	12.6	13.1	13.1	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.4	49.9	12.7
予備力3%確保 に対する余剰分	618	51	142	425	763	207	47	222	100	46	140	1,381	53	1,434

【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 〃)	7,935 (191)	591 (12)	1,587 (41)	5,757 (139)	9,550 (256)	2,647 (79)	603 (11)	2,814 (81)	1,214 (28)	546 (13)	1,724 (44)	17,486 (448)	173	17,658 (448)
最大需要電力	7,544	562	1,509	5,473	8,785	2,435	555	2,589	1,117	503	1,586	16,329	122	16,451
供給予備力	392	29	78	284	765	212	48	226	97	44	138	1,157	50	1,207
供給予備率	5.2	5.2	5.2	5.2	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	7.1	41.3	7.3
予備力3%確保 に対する余剰分	165	12	33	120	502	139	32	148	64	29	91	667	47	714

【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 〃)	7,939 (191)	594 (12)	1,563 (41)	5,782 (139)	9,521 (256)	2,639 (79)	602 (11)	2,806 (81)	1,211 (28)	545 (13)	1,719 (44)	17,460 (448)	162	17,623 (448)
最大需要電力	7,514	562	1,479	5,473	8,785	2,435	555	2,589	1,117	503	1,586	16,299	117	16,416
供給予備力	425	32	84	309	736	204	47	217	94	42	133	1,161	46	1,206
供給予備率	5.7	5.7	5.7	5.7	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	7.1	39.2	7.3
予備力3%確保 に対する余剰分	199	15	39	145	472	131	30	139	60	27	85	672	42	714

【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 〃)	7,210 (191)	573 (12)	1,460 (41)	5,177 (139)	8,567 (2)	2,386 (79)	530 (11)	2,522 (81)	1,090 (28)	529 (13)	1,510 (44)	15,777 (448)	176	15,953 (448)
最大需要電力	6,469	504	1,311	4,654	7,670	2,145	477	2,267	980	445	1,357	14,140	112	14,251
供給予備力	741	69	149	523	896	241	54	255	110	84	153	1,638	64	1,702
供給予備率	11.5	13.7	11.4	11.2	11.7	11.2	11.2	11.2	11.2	18.9	11.2	11.6	57.5	11.9
予備力3%確保 に対する余剰分	547	54	110	384	666	177	39	187	81	71	112	1,213	61	1,274

- 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。
- 各エリアにおいて、稀頻度リスクに必要な供給力を確保できる見通し。

※ 平年H3需要：2023年度供給計画の第1年度（2023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（2023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	498	1,369	5,499	2,455	518	2,741	1,043	497	1,537	161
平年H3需要 ×1%	5	14	55	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	19		143						24	
1月	74			88						24
2月	74			88						24
3月	5	14	138					5	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	192		1,188						53	
1月	165			502						47
2月	199			472						42
3月	54	110	979					71	61	

※ 四捨五入の関係で合計値が合致しないことがある

- 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、大規模な不具合対策工事を実施中の石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）については、供給力に織り込まれていないものの、2024年2月に定格運転を予定しているものは、実需給断面で稼働できれば追加供給力となりうる。

2023年度冬季に試運転を実施する新設発電機※

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	横須賀 (火力)	2号	65.0		5月～試運転										2024年2月 営業運転開始予定
	五井 (火力)	1号	78.0												2024年3月 試運転開始予定

※ 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

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1日時点）
東京	勿来IGCC (火力)	52.5	現在、2024年1月末まで大規模対策工事を実施中。以降は定格運転予定。
	広野IGCC (火力)	54.3	現在、2024年3月末まで大規模対策工事を実施中。以降は定格運転予定。

- 厳寒H1需要に対して、供給力では電源 I'、火力増出力運転、エリア間融通を供給力に織り込むと、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。
- 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、電力需給モニタリング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準備を進めていく。