

電力需給検証報告書

2023年5月

電力需給検証報告書の取りまとめ

- (1) 電力需給検証の概要
 - (2) 2022年度冬季の電力需給実績の検証
 - (参考)全国最大需要日の点灯帯の需給実績
 - (参考)2022年度冬季の電力需要動向
 - (参考)2022年度冬季の発電所停止状況
 - (3) 2022年度冬季の電力需給実績の検証のまとめ
 - (参考) 北海道エリアの2022年度冬季の最大需要分析
 - (4) 2023年度夏季の電力需給見通しの基本的な考え方 (概要)
 - (5) 2023年度夏季の電力需給の見通し
 - (6) 2023年度夏季の電力需給の見通しのまとめ
 - (参考) 需給バランス算定手順
- 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 委員名簿
- 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 審議経過

【参考資料】電力需給検証詳細データ

- (1) 2022年度冬季の電力需要実績
- (2) 2022年度冬季の電力供給力実績
- (3) 2023年度夏季の需要見通し
- (4) 2023年度夏季の供給力見通し

(1) 電力需給検証の概要

- 2022年度冬季の電力需給実績
2022年度冬季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2023年度夏季の電力需給見通し
猛暑となった場合の需要の想定、及び安定的に見込める供給力の積み上げを行い、安定供給が可能かどうか、需給バランスを検証した。

電力需給検証^{※1}の概要について

需要	供給計画のH3需要をベースに猛暑・厳寒H1需要を想定
供給力	供給計画をベースに、エリアにおける小売電気事業者の供給力及び発電事業者の発電余力の積み上げ並びに一般送配電事業者の公募調達調整力等を反映
電力需給 バランスの検証	<p>猛暑・厳寒H1需要に対して予備率3%の確保の確認</p> <p>※ 電力需給検証は、東日本大震災以降の電力需給に関する状況を踏まえ、電力需給が厳しくなる夏・冬の直近3ヶ月前を目安に、猛暑・厳寒という供給計画より高需要となる状況でも安定供給確保が可能であることを検証するもの</p>

※1 供給力は保守的に見込むこと、データや分析手法を明らかにすること、「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」の第三者の専門家による検証を公開し、客観性・透明性を確保することに意を用いている。

(2) 2022年度冬季の電力需給実績の検証 ：全国最大需要時の電力需給実績(1月25日 9～10時)

- 全国最大需要は1月25日9～10時に発生し、需要は15,967万kWと東日本大震災以降の冬季全国最大需要を更新した。予備率は10.5%であった。

エリア	実績					厳寒H1想定 ^{※3}		
	最大需要日	時間 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 ^{※2} 【万kW】	予備率 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 (内 電源 I ') 【万kW】	予備率
北海道	1月25日 (水)	9～10時 [18～19時]	569	623	9.5% [12.5%]	542	585 (10)	7.9%
東北			1,524	1,618	6.2% [5.6%]	1,484	1,546 (40)	4.1%
東京			5,137	5,695	10.9% [10.3%]	5,443	5,668 (95)	4.1%
中部			2,464	2,688	9.1% [7.2%]	2,419	2,554 (73)	5.6%
北陸			536	569	6.2% [11.9%]	548	579 (14)	5.6%
関西			2,540	2,915	14.8% [15.1%]	2,623	2,770 (81)	5.6%
中国			1,025	1,137	10.9% [8.9%]	1,120	1,183 (28)	5.6%
四国			505	564	11.7% [6.8%]	506	534 (13)	5.6%
九州			1,574	1,681	6.8% [5.7%]	1,589	1,678 (34)	5.6%
全国9エリア			15,873	17,490	10.2% [9.6%]	16,274	17,096 (388)	5.1%
沖縄 ^{※4}			94	149	57.6% [44.6%]	119	158 (0)	33.1%
全国10エリア			15,967	17,638	10.5% [9.8%]	16,392	17,254 (388)	5.3%

※1 括弧内は、全国最大需要日の点灯帯の予備率を示している。

※2 発電事業者の合計値。需給停止をしていた火力は供給力に含まれていない。

需給停止：電力需要に対して供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。(電気学会技術報告 第977号)

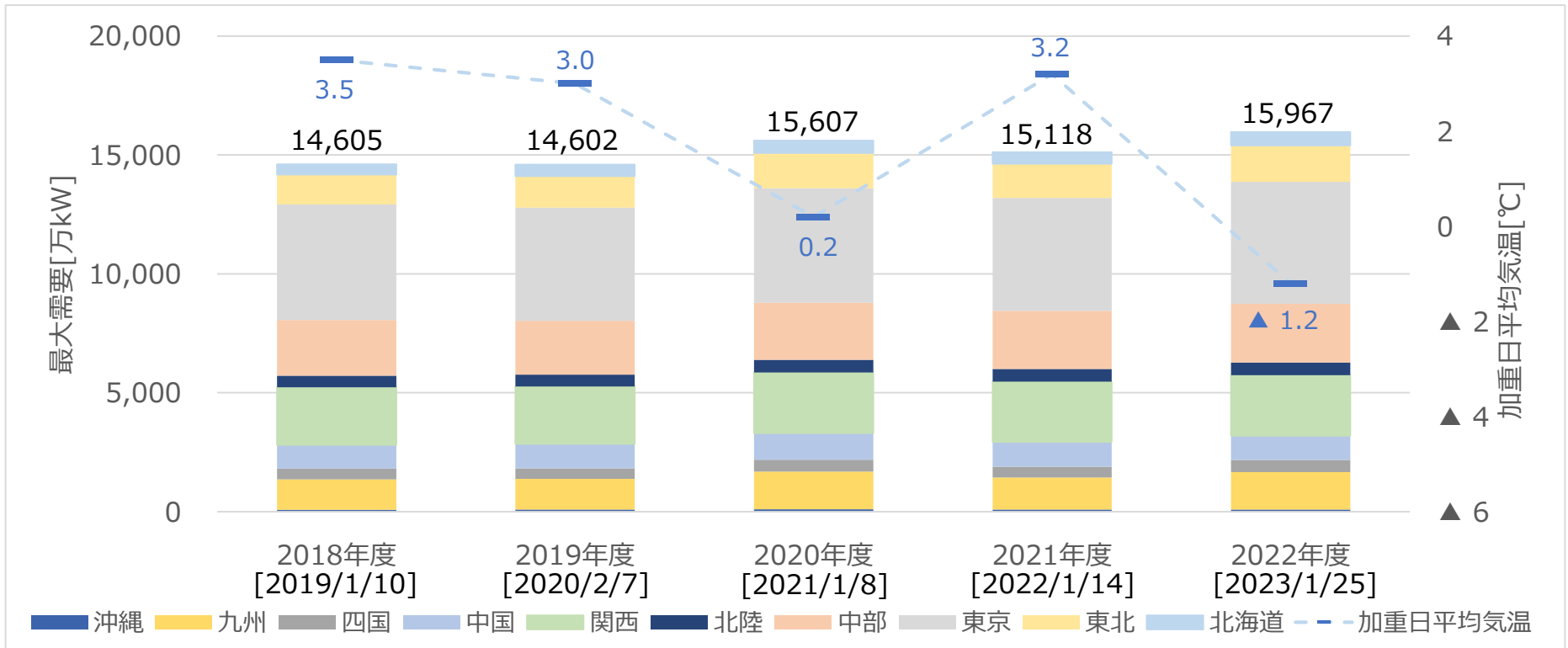
※3 前回の電力需給検証報告書(2022年10月)における2022年度冬季見通し。供給力および予備率は連系線活用後(予備率均平化後)の値。不等時率・計画外停止率を考慮した値。

※4 沖縄エリアについては、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くならざるを得ない面があることに留意する必要がある。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2022年度冬季の電力需給実績の検証 ：全国最大需要時の電力需給実績(1月25日 9～10時)

- 2023年1月25日の全国最大需要は、2021年1月8日の全国最大需要15,607万kWを360万kW上回り、東日本大震災以降の冬季最大需要を記録した。
 - 日本列島への強い寒気の流入により、日平均気温は2021年1月8日の日平均気温を全国5エリア※¹で下回った。
- ※¹ 北海道、東北、東京、中部、北陸



※ 加重平均気温は一般送配電事業者の本店所在地の日平均気温の需要比率を用いて算出
括弧内は全国最大需要発生日

(2) 2022年度冬季の電力需給実績の検証 ：全国最大需要時の供給力実績(1月25日 9～10時)

- 全国最大需要時における10エリア合計の供給力について、2022年度冬季の実績（1月25日 9～10時）と昨年10月の電力需給検証で想定した1月の供給力を比較した結果、▲68万kWの差であった。

(送電端 万kW)

電源	実績	想定 ^{※1}	実績－想定	差の主な要因
全国合計	17,638	17,706	▲ 68	
原子力	857	854	+ 3	
火力	11,729	12,086	▲ 357	計画外停止 ^{※2} ▲ 303(▲2.5%) 需給停止 ^{※3} ▲ 23 火力増出力 未実施分 ▲ 107 その他 ^{※4} 76 計画外停止、需給停止等による減
水力	897	1,008	▲ 111	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲4万kW含む)
揚水 ^{※5}	1,774	2,027	▲ 253	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	1,510	321	+ 1,189	出力比率が想定以上になったことによる増 (想定では安定的に見込める量として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んでいる)
風力	273	179	+ 93	
地熱	29	37	▲ 8	
その他 ^{※6}	571	1,194	▲ 624	

※1 前回の電力需給検証報告書（2022年10月）における2022年度冬季見通し。供給力は計画外停止率を考慮していない値。

※2 計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止または出力抑制。括弧内の計画外停止の比率は、「計画外停止303÷（実績11,729+計画外停止303+需給停止23）」より算出。

※3 需給停止：電力需要に対して、供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。（電気学会技術報告 第977号）

※4 補修差、試運転機等を含む。

※5 供給力実績は1日の予備率が一定となるよう算出。広域予備率Web公表システムと値が異なる。

※6 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者およびkW公募電源の供給力等。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(参考) 全国最大需要日の点灯帯の需給実績(1月25日 18~19時)

- 点灯帯は太陽光の発電量が減少することから、全国最大需要日の点灯帯（18~19時）の需給実績を確認した。
- 全国最大需要時（9~10時）の供給力、需要と比較した結果、供給力は▲771万kW、需要は▲612万kWの差であった。予備率は9.8%であった。

(送電端 万kW、%)

	18~19時	9~10時	(18~19時) - (9~10時)
需要	15,356	15,967	▲ 612
供給力	16,868	17,638	▲ 771
原子力	857	857	± 0
火力	11,820	11,729	+ 91
水力	1,023	897	+ 127
揚水 ^{※1}	2,081	1,774	+ 307
太陽光	0	1,510	▲ 1,510
風力	232	273	▲ 41
地熱	29	29	± 0
その他 ^{※2}	826	571	+ 255
予備率	9.8	10.5	▲ 0.7

※1 揚水実績は24時間予備率一定となるように算出。広域予備率Web公表システムと値が異なる。

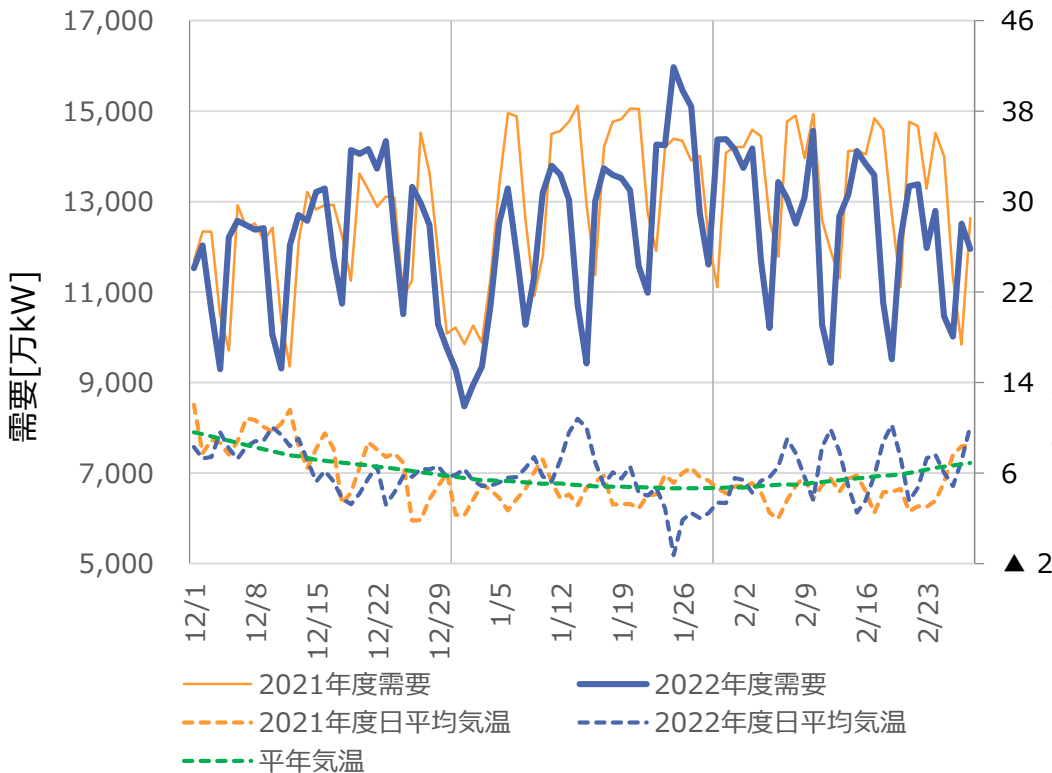
※2 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者の供給力等。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

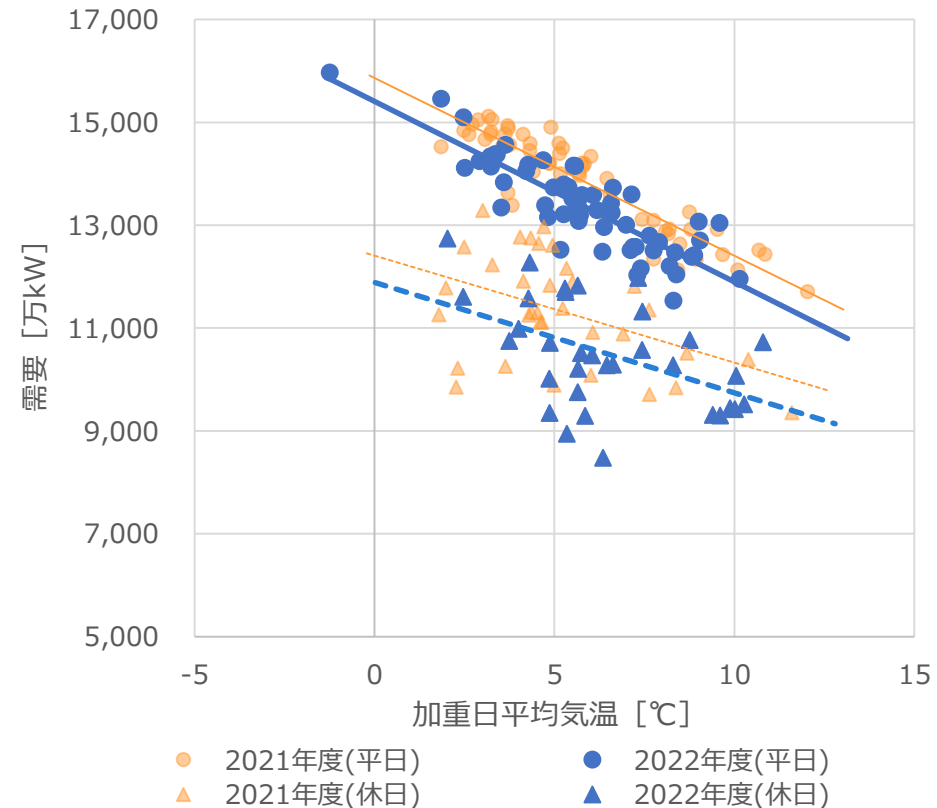
- 2022年度冬季の全国最大需要発生時（9～10時）と2021年度冬季の同時刻の需要動向を確認した。
- 具体的には、全国最大需要発生時の需要推移、および同時刻の需要と気温の散布図と近似直線を確認した。
 - 需要推移からは2022年度は強い寒気の流入のあった1月末を除き電力需要が低く推移したこと、散布図からは2022年度の需要がやや低くなっていることを確認した。
 - この背景として、鉱工業の生産水準の変化や電気料金価格の影響、節電の効果等が考えられる。

※1 9～10時の電力需要は平均で全日：601万kW、平日：508万kW、休日：839万kWの低下傾向が確認された。

全国最大需要発生時の全国需要の推移

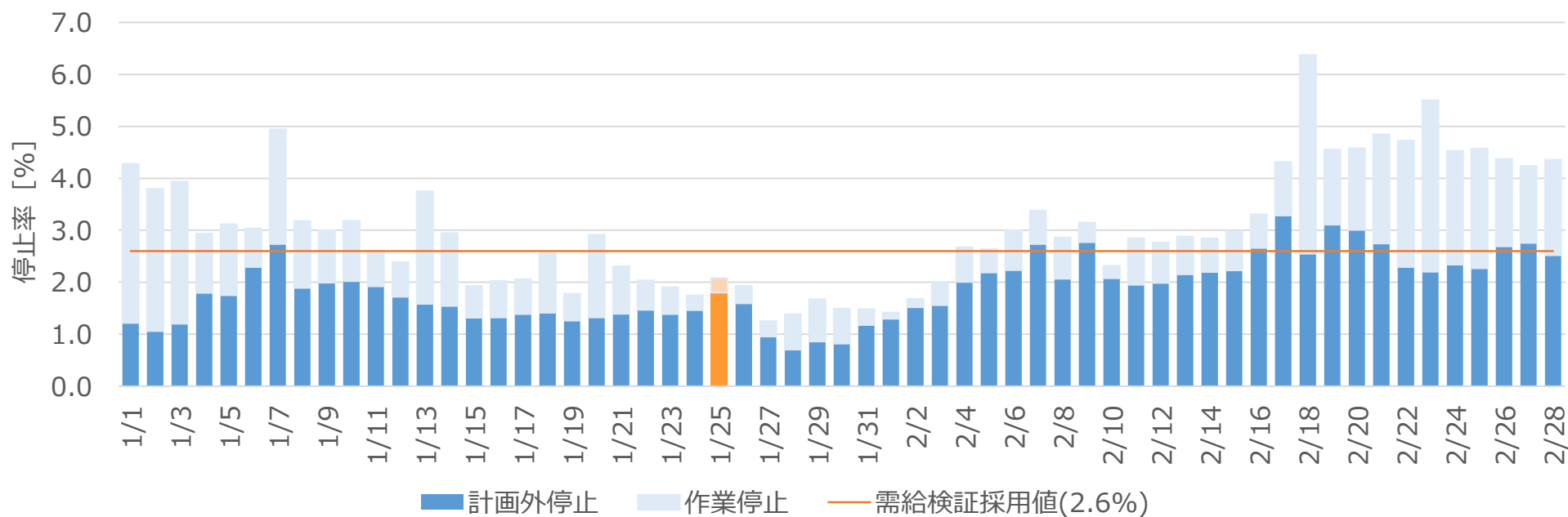


全国最大需要発生時の全国需要の散布図



※ 加重日平均気温は一般送配電事業者の本店所在地の日平均気温の需要比率を用いて算出

- 2022年度冬季の発電所計画外停止率を確認した。
- 計画外停止率は最大需要発生日（1月25日）で1.8%、平均で1.9%であった。
- また、厳気象が予見される場合でも実施しなければならない作業もあることから、前回の需給検証から追加となった作業停止を確認した結果、計画外停止を含む供給力減少は最大需要発生日で2.1%であった。
- 前回の需給検証からの供給力減少は単年度のみ確認結果であることから、継続的にデータを収集していく。



※ 全電源種の供給力に対する計画外停止量および前回の需給検証報告書（2022年10月）において計画されていなかった作業に伴う供給力の変化量

(2) 2022年度冬季の電力需給実績の検証 ：各エリア最大需要時の電力需給実績

- 各エリアとも、最大需要発生時において安定供給を確保した。
- 北海道・東北・中部エリアは東日本大震災以降の冬季最大需要を記録した。

エリア	実績					厳寒H1想定 ^{※3}		
	最大需要日	時間 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 ^{※2} 【万kW】	予備率 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 (内 電源 I ')	予備率
北海道	1月25日 (水)	9～10時 [18～19時]	569	623	9.5% [12.5%]	542	602 (10)	11.0%
東北	1月25日 (水)	9～10時 [18～19時]	1,524	1,618	6.2% [5.6%]	1,484	1,562 (40)	5.2%
東京	2月10日 (金)	11～12時 [18～19時]	5,179	5,633	8.8% [8.2%]	5,443	5,756 (95)	5.7%
東3エリア	—	—	7,272	7,874	8.3% [8.0%]	7,470	7,920 (146)	6.0%
中部	1月25日 (水)	9～10時 [18～19時]	2,464	2,688	9.1% [7.2%]	2,449	2,570 (73)	4.9%
北陸	1月25日 (水)	10～11時 [18～19時]	542	582	7.4% [11.9%]	555	582 (14)	4.9%
関西	1月27日 (金)	11～12時 [18～19時]	2,559	2,884	12.7% [14.0%]	2,655	2,787 (81)	4.9%
中国	12月23日 (金)	9～10時 [18～19時]	1,051	1,135	8.0% [8.0%]	1,123	1,222 (28)	8.8%
四国	1月25日 (水)	9～10時 [18～19時]	505	564	11.7% [6.8%]	512	537 (13)	4.9%
九州	1月25日 (水)	9～10時 [18～19時]	1,574	1,681	6.8% [5.7%]	1,609	1,689 (34)	4.9%
中西6エリア	—	—	8,695	9,534	9.6% [9.3%]	8,903	9,387 (242)	5.4%
全国9エリア	—	—	15,966	17,407	9.0% [8.7%]	16,373	17,307 (388)	5.7%
沖縄 ^{※4}	1月28日 (土)	19～20時 [18～19時]	103	138	33.7% [34.5%]	119	162 (0)	36.6%
全国10エリア	—	—	16,069	17,545	9.2% [8.8%]	16,491	17,469 (388)	5.9%

※1 括弧内は、各エリアの最大需要日の点灯帯の予備率を示している。

※2 発電事業者の合計値。需給停止をしていた火力は供給力に含まれていない。

需給停止：電力需要に対して供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために

発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。(電気学会技術報告 第977号)

※3 前回の電力需給検証報告書(2022年10月)における最大需要実績発生月の2022年度冬季見通し。供給力および予備率は連系線活用後(予備率均平化後)の値。不等時率・計画外停止率を考慮していない値。

※4 沖縄エリアについては、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くならざるを得ない面があることに留意する必要がある。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2022年度冬季の電力需給実績の検証 ：各エリア最大需要時の需要実績

- 需要実績は、北海道・東北・中部の3エリアで厳寒H1需要想定を上回った。
- 他エリアは強い寒気の影響はあったものの、厳寒H1想定を下回り、全国10エリア合計の冬季最大需要実績も想定を下回った。

(送電端 万kW)

エリア (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	全国 9エリア	沖縄	全国 10エリア
エリア最大需要 発生日時	—	1/25 10:00	1/25 10:00	2/10 12:00	—	1/25 10:00	1/25 11:00	1/27 12:00	12/23 10:00	1/25 10:00	1/25 10:00	—	1/28 20:00	—
需要想定 ^{※1}	7,470	542	1,484	5,443	8,903	2,449	555	2,655	1,123	512	1,609	16,373	119	16,491
需要実績 ^{※2}	7,272 (7,229)	569 (569)	1,524 (1,524)	5,179 (5,137)	8,695 (8,644)	2,464 (2,464)	542 (536)	2,559 (2,540)	1,051 (1,025)	505 (505)	1,574 (1,574)	15,966 (15,873)	103 (94)	16,069 (15,967)
差分	▲ 198	+ 27	+ 39	▲ 264	▲ 209	+ 15	▲ 13	▲ 97	▲ 71	▲ 8	▲ 35	▲ 407	▲ 15	▲ 422
気温影響等	▲ 196	▲ 2	+ 42	▲ 236	▲ 130	+ 0	+ 10	▲ 93	▲ 12	▲ 22	▲ 14	▲ 326	▲ 13	▲ 340
DR ^{※3}	▲ 49	+ 0	+ 0	▲ 49	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	▲ 49	+ 0	▲ 49
その他	+ 47	+ 29	▲ 3	+ 21	▲ 78	+ 15	▲ 23	▲ 4	▲ 60	+ 14	▲ 21	▲ 32	▲ 2	▲ 34

<厳気象対象年度の設定>

○厳気象条件は、北海道は2018年度並み、東北・中部・関西・中国エリアは2017年度並み、東京エリアは2021年度並み、北陸・四国・九州エリアは2020年度並み、沖縄エリアは2015年度並みとした。

※1 前回の電力需給検証報告書（2022年10月）における最大需要実績発生日の2022年度冬季見直し。不等時率を考慮していない。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生日（2023年1月25日 9～10時）の需要実績値。

※3 電源 I' 発動によるDRの影響。

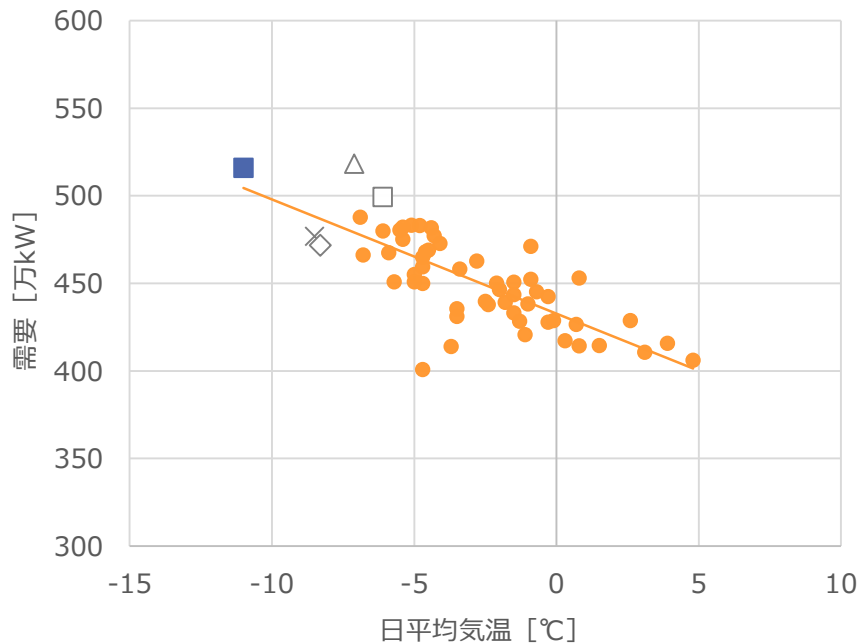
※ 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

- 全国最大需要時の実績は、1月25日9~10時の15,967万kWであり、予備率は10.5%と各エリアとも安定供給を確保した。
- エリア別最大需要実績は、北海道・東北・中部の3エリアで厳寒H1想定を上回り、東日本大震災以降の冬季最大需要を記録した。
- 他エリアは厳寒H1想定を下回り、全国10エリア合計の冬季最大需要実績も想定を下回った。

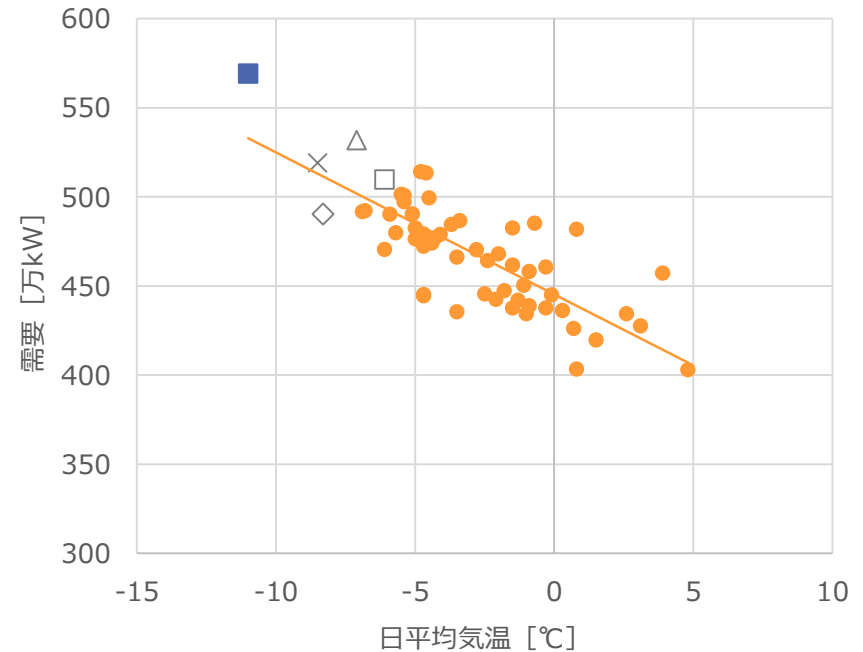
- 時間帯別の需要と気温の散布図を確認したところ、最大需要発生日9～10時の需要は日平均気温との相関だけでは説明できない需要の上振れが発生している。
- この背景としては、暴風雪による交通機関の運休・休校等による普段からの在宅率向上、前日からの低気温継続による業務用・産業用施設の稼働開始時間の暖房需要などが考えられる。
- 2023年度冬季の厳寒H1需要想定については、今回の事象を踏まえ、引き続き北海道電力ネットワーク殿と検討を進めてまいりたい。

北海道エリアの4～5時の散布図



■ 2023/1/25 ◇ 2023/1/23 × 2023/1/24
△ 2023/1/26 □ 2023/1/27

北海道エリアの9～10時の散布図



■ 2023/1/25 ◇ 2023/1/23 × 2023/1/24
△ 2023/1/26 □ 2023/1/27

(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夏季において過去10年間で最も厳気象 (猛暑) 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134社)
⇒ 2022年度上期の供給量が0.5億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78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およびバイオマス発電出力合計が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' 及び火力増出力分ならびにkW公募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。
- 7・8月は9エリア (北海道~九州) で太陽光と需要の相関等をふまえた追加供給力を見込む。

(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（猛暑）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

(5) 2023年度夏季の電力需給の見通し : 2023年度 夏季見通し

- 猛暑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、kW公募の落札電源を見込むと、全エリアで安定供給に最低限必要となる予備率3.0%以上を確保できる見通しとなった。
- 東京エリアはkW公募により予備率3.0%以上を確保できる見通しとなったものの、厳しい水準であり、発電機の計画外停止等の供給力変化などをふまえ、国や一般送配電事業者と連携し追加対策を検討していく。

〈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,%)

【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	10エリア
供給力	8,076	493	1,469	6,114	10,223	2,868	571	3,189	1,201	588	1,807	18,299	209	18,507
(内 電源 I')	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,796	469	1,397	5,931	9,306	2,612	520	2,905	1,094	529	1,646	17,102	171	17,273
供給予備力	279	24	72	183	917	255	51	284	107	59	161	1,196	38	1,234
供給予備率	3.6	5.2	5.2	3.1	9.9	9.8	9.8	9.8	9.8	11.2	9.8	7.0	22.3	7.1
予備力3%確保 に対する余剰分	45	10	30	5	638	177	35	197	74	43	112	683	33	716
【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
供給力	8,299	504	1,578	6,216	10,422	2,917	582	3,251	1,225	605	1,842	18,720	206	18,926
(内 電源 I')	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,866	469	1,466	5,931	9,306	2,612	520	2,905	1,094	529	1,646	17,172	173	17,345
供給予備力	432	36	112	285	1,116	305	62	346	130	76	196	1,548	32	1,580
供給予備率	5.5	7.6	7.6	4.8	12.0	11.7	11.9	11.9	11.9	14.4	11.9	9.0	18.7	9.1
予備力3%確保 に対する余剰分	196	22	68	107	836	226	46	259	98	60	147	1,033	27	1,060
【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	10エリア
供給力	7,702	480	1,571	5,651	9,269	2,656	515	2,758	1,092	544	1,704	16,971	204	17,175
(内 電源 I')	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,135	415	1,357	5,364	8,310	2,463	463	2,477	981	489	1,437	15,445	167	15,613
供給予備力	567	66	215	287	959	193	52	281	111	55	266	1,526	36	1,562
供給予備率	7.9	15.8	15.8	5.3	11.5	7.8	11.3	11.3	11.3	11.3	18.5	9.9	21.6	10.0
予備力3%確保 に対する余剰分	353	53	174	126	710	119	39	206	82	41	223	1,063	31	1,094

※ 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、2023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・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

(5) 2023年度夏季の電力需給の見通し ：稀頻度リスク評価

- 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。
- 東京エリアで稀頻度リスクに必要な供給力を7月に50万kW下回る見通し。

※ 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）

（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
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）

（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
7月	19	19	55	25	83	27	10	5	15	24
8月	19	19	55	25	58	27	10	5	15	24
9月	19	19	55	25	48	27	10	5	15	24

○予備率3%に対する余剰分の供給力

50万kWの不足
5 - 55 = ▲50万kW

（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
7月	41	41	5	226	595	27	10	43	15	33
8月	89	89	107	226	550	27	10	60	15	27
9月	227	227	126	119	367	27	10	223	15	31

※ 四捨五入の関係で合計値が合致しないことがある

- 新設火力の試運転は、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。
- なお、石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）は、これまでのトラブル等の原因を踏まえた大規模な対策工事を実施中であり、2023年夏季の稼働は厳しい状況となっている。

2023年度夏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												
			1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	
東京	姉崎 (火力)	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)	2号	65.0					5月～試運転						2024年2月 営業運転開始	

※ 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（5月24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。

- 2023年度夏季は猛暑H1需要（過去10年間で最も猛暑となった年度並みの気象条件）が発生した場合、電源 I'、火力増出力運転、エリア間融通、夏季向けのkW公募の落札案件を供給力として見込むと、全エリアで安定供給に最低限必要となる予備率3.0%以上を確保できる見通しとなった。
- 東京エリアはkW公募により供給力が増加したものの、予備率は依然として厳しい水準。
- 引き続き、発電機の計画外停止等の供給力変化などをふまえ、国や一般送配電事業者と連携し追加対策を検討していく。
- また、広域機関は、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。

(参考) 需給バランス算定手順

(参考) 需給バランス算定手順

手順1 連系線活用・不等時性・計画外停止：未考慮

- 連系線空容量・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が初期データとなる。
- 東京エリア（7月、8月）および関西エリア（7月）で予備率3%を下回っている。

〈電源 I´ 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 未活用、計画外停止率 未考慮、不等時性 未考慮〉 (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	10エリア
供給力 (内 電源 I´)	8,208 (191)	492 (12)	1,720 (41)	5,996 (139)	10,520 (256)	2,813 (79)	582 (11)	3,001 (81)	1,483 (28)	727 (13)	1,914 (44)	18,728 (448)	214 (7)	18,942 (455)
最大需要電力	7,798	469	1,398	5,931	9,353	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	17,150	171	17,321
供給予備力	410	23	322	65	1,167	187	59	81	383	198	259	1,578	44	1,621
供給予備率	5.3	4.9	23.0	1.1	12.5	7.1	11.3	2.8	34.8	37.5	15.7	9.2	25.5	9.4
予備力3%確保 に対する余剰分	176	9	280	▲113	887	108	43	▲7	350	183	210	1,063	38	1,102

【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
供給力 (内 電源 I´)	8,385 (191)	495 (12)	1,820 (41)	6,069 (139)	10,776 (256)	2,915 (79)	560 (11)	3,117 (81)	1,484 (28)	743 (13)	1,957 (44)	19,161 (448)	211 (7)	19,372 (455)
最大需要電力	7,868	469	1,467	5,931	9,353	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	17,220	173	17,393
供給予備力	517	26	353	138	1,423	289	37	197	384	214	302	1,940	38	1,978
供給予備率	6.6	5.6	24.1	2.3	15.2	11.0	7.1	6.7	34.9	40.4	18.3	11.3	21.9	11.4
予備力3%確保 に対する余剰分	281	12	309	▲40	1,143	210	22	109	351	198	253	1,424	33	1,457

【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	10エリア
供給力 (内 電源 I´)	7,882 (191)	470 (12)	1,683 (41)	5,728 (139)	9,543 (256)	2,592 (79)	491 (11)	2,712 (81)	1,273 (28)	639 (13)	1,835 (44)	17,425 (448)	209 (7)	17,634 (455)
最大需要電力	7,135	415	1,357	5,364	8,339	2,463	466	2,493	987	492	1,437	15,474	167	15,642
供給予備力	746	56	326	364	1,204	129	26	219	286	147	398	1,950	42	1,992
供給予備率	10.5	13.4	24.1	6.8	14.4	5.2	5.5	8.8	28.9	29.9	27.7	12.6	24.8	12.7
予備力3%確保 に対する余剰分	532	43	286	203	954	55	12	144	256	132	355	1,486	37	1,523

(参考) 需給バランス算定手順

手順2 不等時性の考慮

- 最大需要発生の不等時性を考慮して需要を評価する。
 - ✓ 不等時性の評価をするためのエリアのブロック化については、国の審議会において今夏の供給力対策としてのkW公募が決定されたことを踏まえ、当該時点の需要値を基準として評価するため、3月の本委員会時点のものとする。
 - ✓ 「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
7月	▲0.07%		0%	▲0.53%				0%	▲0.53%	0%
8月	▲0.07%		0%	▲0.53%				0%	▲0.53%	0%
9月	0%	0%	0%	0%	▲0.65%				0%	0%

不等時性考慮前後の需要値（8月）

(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
考慮前	7,868	469	1,467	5,931	9,353	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	17,220	173	17,393
考慮後	7,866	469	1,466	5,931	9,306	2,612	520	2,905	1,094	529	1,646	17,172	173	17,345
差分	▲ 1	▲ 0	▲ 1	0	▲ 47	▲ 14	▲ 3	▲ 15	▲ 6	0	▲ 9	▲ 48	0	▲ 48

(参考) 需給バランス算定手順

手順3 連系線活用の考慮 (不等時性・計画外停止 : 考慮)

■ 不等時性を考慮した需要 (手順2) および計画外停止を考慮した供給力*を用いて、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,%)

【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	10エリア
供給力	8,018	493	1,469	6,056	10,223	2,868	571	3,189	1,201	588	1,807	18,241	209	18,450
(内 電源 I)	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,796	469	1,397	5,931	9,306	2,612	520	2,905	1,094	529	1,646	17,102	171	17,273
供給予備力	222	24	72	125	917	255	51	284	107	59	161	1,139	38	1,177
供給予備率	2.8	5.2	5.2	2.1	9.9	9.8	9.8	9.8	9.8	11.2	9.8	6.7	22.3	6.8
予備力3%確保 に対する余剰分	▲12	10	30	▲53	638	177	35	197	74	43	112	626	33	659

【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
供給力	8,241	504	1,578	6,159	10,422	2,917	582	3,251	1,225	605	1,842	18,662	206	18,868
(内 電源 I)	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,866	469	1,466	5,931	9,306	2,612	520	2,905	1,094	529	1,646	17,172	173	17,345
供給予備力	375	36	112	228	1,116	305	62	346	130	76	196	1,490	32	1,523
供給予備率	4.8	7.6	7.6	3.8	12.0	11.7	11.9	11.9	11.9	14.4	11.9	8.7	18.7	8.8
予備力3%確保 に対する余剰分	139	22	68	50	836	226	46	259	98	60	147	975	27	1,002

【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	10エリア
供給力	7,702	480	1,571	5,651	9,269	2,656	515	2,758	1,092	544	1,704	16,971	204	17,175
(内 電源 I)	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,135	415	1,357	5,364	8,310	2,463	463	2,477	981	489	1,437	15,445	167	15,613
供給予備力	567	66	215	287	959	193	52	281	111	55	266	1,526	36	1,562
供給予備率	7.9	15.8	15.8	5.3	11.5	7.8	11.3	11.3	11.3	11.3	18.5	9.9	21.6	10.0
予備力3%確保 に対する余剰分	353	53	174	126	710	119	39	206	82	41	223	1,063	31	1,094

* 計画断面で計上した供給力の一部が、計画外停止等により実需給断面で供給力として見込めなくなる可能性があるため、主要な電源である火力発電の計画外停止量を全国一律に控除した供給力。計画外停止率は2.6%を採用。

(参考) 需給バランス算定手順

手順4 最終的な評価結果 (再掲)

■ 前述の手順3に、kW公募量（東京エリア 57.6万kW、7月・8月）を追加し、改め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,%)

【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	10エリア
供給力	8,076	493	1,469	6,114	10,223	2,868	571	3,189	1,201	588	1,807	18,299	209	18,507
(内 電源 I´)	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,796	469	1,397	5,931	9,306	2,612	520	2,905	1,094	529	1,646	17,102	171	17,273
供給予備力	279	24	72	183	917	255	51	284	107	59	161	1,196	38	1,234
供給予備率	3.6	5.2	5.2	3.1	9.9	9.8	9.8	9.8	9.8	11.2	9.8	7.0	22.3	7.1
予備力3%確保 に対する余剰分	45	10	30	5	638	177	35	197	74	43	112	683	33	716

【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
供給力	8,299	504	1,578	6,216	10,422	2,917	582	3,251	1,225	605	1,842	18,720	206	18,926
(内 電源 I´)	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,866	469	1,466	5,931	9,306	2,612	520	2,905	1,094	529	1,646	17,172	173	17,345
供給予備力	432	36	112	285	1,116	305	62	346	130	76	196	1,548	32	1,580
供給予備率	5.5	7.6	7.6	4.8	12.0	11.7	11.9	11.9	11.9	14.4	11.9	9.0	18.7	9.1
予備力3%確保 に対する余剰分	196	22	68	107	836	226	46	259	98	60	147	1,033	27	1,060

【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	10エリア
供給力	7,702	480	1,571	5,651	9,269	2,656	515	2,758	1,092	544	1,704	16,971	204	17,175
(内 電源 I´)	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,135	415	1,357	5,364	8,310	2,463	463	2,477	981	489	1,437	15,445	167	15,613
供給予備力	567	66	215	287	959	193	52	281	111	55	266	1,526	36	1,562
供給予備率	7.9	15.8	15.8	5.3	11.5	7.8	11.3	11.3	11.3	11.3	18.5	9.9	21.6	10.0
予備力3%確保 に対する余剰分	353	53	174	126	710	119	39	206	82	41	223	1,063	31	1,094

委員長

大橋 弘

東京大学 副学長 大学院経済学研究科 教授

(敬称略)

委員

秋元 圭吾

公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー・主席研究員

安藤 至大

日本大学 経済学部 教授

小宮山 涼一

東京大学大学院 工学系研究科 教授

馬場 旬平

東京大学大学院 新領域創成科学研究科 教授

松村 敏弘

東京大学 社会科学研究所 教授

(敬称略・五十音順)

オブザーバ (事業者)

池田 克巳

株式会社エネット 取締役 東日本本部長

市村 健

エナジープールジャパン株式会社 代表取締役社長 兼 CEO

岸 栄一郎

東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部長

西田 篤史

関西電力送配電株式会社 執行役員 工務部・系統運用部担当

野村 京哉

電源開発株式会社 取締役 常務執行役員

増川 武昭

一般社団法人太陽光発電協会 企画部長

(敬称略・五十音順)

オブザーバ (経済産業省)

鍋島 学

電力・ガス取引監視等委員会事務局 ネットワーク事業監視課長

日野 由香里

資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギーシステム課長

吉瀬 周作

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力産業・市場室長

迫田 英晴

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力供給室長

(敬称略)

(2023年3月現在)

○第84回委員会（2023年3月22日）

（議題）

- ・2023年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて

○第86回委員会（2023年5月29日）

（議題）

- ・電力需給検証報告書（案）について

【参考資料】電力需給検証詳細データ

(1) 2022年度冬季の電力需要実績

: 厳寒H1需要想定の前提条件と実績 (エリア毎の詳細)

■ 今後の電力需給検証において冬季の見通しを検討する際には、2022年度の需要想定の内訳の検討結果、および2022年度冬季の実績をふまえ検討していく。

厳寒H1想定方法		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
対象年度 (至近10カ年)		感応度式※1	H1/H3比率	感応度式※1	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式※1	H1/H3比率	
気象感応度 (万kW/℃, 万kW/pt)	想定	-8 11	-30	-79 -31	-34	-10	-51	-22	-8	-35	-4	
	実績	-8 11	-32	-98 -26	-44	-10	-61	-22	-9	-35	-3	
気象考慮要素		・日平均気温 ・降水量	・日平均気温	・最大時発生気温 ・前3日平均気温	・日平均気温 (最大3日日平均気温)	・日平均気温 (最大3日日平均気温)	・日平均気温	・日平均気温	・日最高気温	・最大時発生気温	・日平均気温	
H3気温 (℃,pt)	想定	-5.6℃ 0.47mm	-1.6℃	2.6℃ 4.8℃	1.3℃	0.2℃	3.0℃	2.1℃	6.8℃	3.2℃	14.6℃	
	実績	H1	-11.0℃ 0.38mm	-6.2℃	0.9℃ 8.0℃	-1.1℃	-3.0℃	3.3℃	0.0℃	4.1℃	-0.4℃	12.4℃
		H3平均	-8.9℃ 0.21mm	-3.4℃	0.9℃ 4.9℃	0.7℃	-0.4℃	2.5℃	1.9℃	6.8℃	0.0℃	14.0℃
H3需要 (万kW)	想定	499	1,369	4,765	2,342	511	2,515	1,040	461	1,464	102	
	実績	H1	569	1,524	5,179	2,464	542	2,559	1,051	505	1,574	103
		H3平均	540	1,475	5,097	2,391	524	2,541	1,024	497	1,545	102
H3想定気温 (再掲) (℃)		-5.6℃ 0.47mm	-1.6℃	2.6℃ 4.8℃	1.3℃	0.2℃	3.0℃	2.1℃	6.8℃	3.2℃	14.6℃	
厳寒H3前提気温等		-11.5℃ 0.00mm ※1	-4.4℃	0.3℃ 4.5℃ ※1	-0.5℃	-1.6℃	1.0℃	-0.5℃	4.4℃	-1.0℃ ※1	10.7℃	
厳寒H3想定 (万kW)		※1	1,467	※1	2,404	545	2,617	1,110	503	※1	116	
H1/H3比率 (5カ年実績平均)		※1	1.01	※1	1.02	1.02	1.01	1.02	1.02	※1	1.02	
厳寒H1想定 (万kW)		542	1,484	5,443	2,449	555	2,655	1,134	512	1,609	119	
厳寒H1/H3比率 (結果) (2022年度冬季想定)		1.09	1.08	1.14	1.05	1.09	1.06	1.09	1.11	1.10	1.16	
H1/H3比率 (2022年度冬季実績)		1.05	1.03	1.02	1.03	1.03	1.01	1.03	1.02	1.02	1.01	

※1 北海道、東京、九州エリアは、厳寒設定年のH1発生日の気象条件と供給計画想定値 (過去10年平均) の差分から直接気象影響を算出。2023年度冬季からは中部、北陸、関西、沖縄エリアは感応度式に変更。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

(2) 2022年度冬季の電力供給力実績 ：計画外停止・老朽火力の状況

- 全国最大需要時における計画外停止（火力以外も含む）は318万kWであり、当該日の予備率に与える影響は▲2.0%であった。
- 老朽火力を2022年3月31日時点で運転開始から40年を経過したものとし、2022年度冬季（1月～2月）実績について発電事業者78社よりデータを収集したところ、発電電力量は129億kWh、設備利用率は27.5%であった。

1月～2月における計画外停止※1	全国計 (万kW)	発生日	全国最大需要日に発生した場合の予備率への影響
全国最大需要時の実績値	318	1月25日	▲2.0%
最大値	579	2月17日	▲3.6%
平均値	334	—	▲2.1%

全国最大需要	日時	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率
	1月25日 9時～10時	15,967	17,638	10.5%

	火力計画外停止件数	うち、老朽火力※2	うち、報告対象※3		老朽火力発電電力量 [億kWh]	設備利用率 [%]※4
冬季（1月～2月）	219件	47件	5件	冬季（1月～2月）	129	27.5

※1 火力以外も含む。ここでの計画外停止量は定格出力（送電端）と実績との差で、実際に停止した設備量を表している。

※2 2022年3月31日時点で運転開始から40年を経過した火力。

※3 電気事業法電気関係報告規則に基づき、感電等による死傷事故やボイラータービン等、主要電気工作物の破損事故は産業保安監督部への報告対象。電気集塵機の性能低下や異音発生等に伴う計画外停止は、産業保安監督部への報告対象外。

※4 老朽火力の設備利用率は以下に基づき算出。

$$\text{設備利用率 [\%]} = \frac{\text{発電電力量 (発電端) [kWh]}}{\text{定格出力 (発電端) [kW]} \times \text{暦日数} \times 24[\text{h}]} \times 100$$

(2) 2022年度冬季の電力供給力実績 ：原子力と火力供給力実績

- 全国最大需要時（1月25日 9～10時）における原子力供給力の合計は857万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である854万kWを3万kW上回った。
- 火力供給力の合計は11,726万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である11,976万kWを250万kW下回った。
- 火力増出力実績は3万kWであり、前回の電力需給検証で確認した1月の増出力可能量110万kWを107万kW下回った。

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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
原子力 供給力 (万kW)	①想定 ^{※1}	0	0	0	0	854	0	0	470	0	85	299	854	0	854
	②実績	0	0	0	0	857	0	0	470	0	88	299	857	0	857
	差分 (②-①)	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 3	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 3	+ 0	+ 3	+ 0	+ 3
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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
火力 供給力 (万kW)	①想定 ^{※1}	5,647	437	1,568	3,643	6,168	1,814	401	1,567	807	465	1,114	11,815	162	11,976
	②実績	5,535	358	1,582	3,595	6,053	1,767	383	1,579	786	435	1,104	11,588	138	11,726
	差分 (②-①)	▲ 112	▲ 79	+ 15	▲ 47	▲ 115	▲ 47	▲ 18	+ 12	▲ 22	▲ 30	▲ 10	▲ 226	▲ 24	▲ 250
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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
火力 増出力 (万kW)	①想定 ^{※1}	56	6	16	34	53	7	9	15	6	5	11	110	0	110
	②実績	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	3
	差分 (②-①)	▲ 54	▲ 6	▲ 14	▲ 34	▲ 53	▲ 7	▲ 9	▲ 15	▲ 6	▲ 5	▲ 11	▲ 107	+ 0	▲ 107

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2022年度冬季の電力供給力実績 ：水力供給力・揚水供給力実績

- 全国最大需要時（1月25日 9～10時）における水力供給力の合計は897万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である1008万kWを111万kW下回った。
- 揚水供給力の合計は1,774万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である2,027万kWを253万kW下回った。

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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
水力 供給力 (万kW)	①想定※1	368	52	125	192	639	118	148	241	31	46	55	1,008	0	1,008
	②実績	334	57	133	144	563	132	125	214	28	38	26	897	0	897
	差分 (②-①)	▲ 35	+ 6	+ 8	▲ 48	▲ 76	+ 14	▲ 23	▲ 28	▲ 3	▲ 8	▲ 29	▲ 111	+ 0	▲ 111

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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
揚水 供給力 (万kW)	①想定※1	1,005	78	36	891	1,022	341	11	283	153	36	197	2,027	0	2,027
	②実績	998	80	46	872	776	324	0	268	29	32	123	1,774	0	1,774
	差分 (②-①)	▲ 7	+ 2	+ 10	▲ 19	▲ 246	▲ 17	▲ 11	▲ 15	▲ 124	▲ 4	▲ 74	▲ 253	+ 0	▲ 253

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。
※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2022年度冬季の電力供給力実績 ：太陽光供給力実績

- 全国最大需要時（1月25日 9～10時）における太陽光供給力の合計は1,510万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である321万kWを1,189万kW上回った。
- なお、太陽光発電は、電力需要のピーク時間帯に十分な日射量が見込めるとは限らないことから、事前の想定においては、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んだ。

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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
太陽光 供給力 (万kW)	①想定※ ¹	112	3	49	61	207	80	4	35	38	21	29	319	1	321
	②最大需要日 の実績	595	26	52	517	911	354	10	105	77	106	259	1,506	4	1,510
	差分	+483	+ 23	+3	+456	+704	+273	+7	+70	+39	+85	+230	+1,187	+2	+1,189
調整係数 (%)	①調整係数	-	1.2	6.0	3.6	-	7.8	3.0	5.0	5.9	6.8	2.6	-	3.4	-
	②最大需要日 の実績比率	-	13.4	7.0	28.4	-	33.3	8.1	17.0	12.5	33.1	22.7	-	9.4	-
	差分	-	+ 12.2	+ 1.0	+ 24.8	-	+ 25.5	+ 5.1	+ 12.0	+ 6.6	+ 26.3	+ 20.1	-	+ 6.0	-

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2022年度冬季の電力供給力実績 ：風力供給力実績

- 全国最大需要時（1月25日 9～10時）における風力供給力の合計は273万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である179万kWを93万kW上回った。
- なお、風力発電は、電力需要のピーク時間帯に風が吹くとは限らないことから、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んだ。

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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
風力 供給力 (万kW)	①想定※ ¹	114	16	87	11	65	14	4	10	9	12	16	179	1	179
	②最大需要日 の実績	207	42	150	15	65	15	10	11	9	11	10	272	1	273
	差分	+ 93	+ 26	+ 63	+ 4	+ 0	+ 2	6	+ 0	+ 0	▲ 1	▲ 7	+ 93	0	+ 93
調整係数 (%)	①調整係数	-	23.9	44.1	23.6	-	32.8	24.2	33.1	24.4	43.3	24.6	-	39.8	-
	②最大需要日 の実績比率	-	72.4	68.5	34.9	-	41.1	59.8	50.3	25.6	39.9	15.6	-	35.0	-
	差分	-	+ 48.5	+ 24.4	+ 11.3	-	+ 8.3	+ 35.6	+ 17.2	+ 1.2	▲ 3.4	▲ 9.0	-	▲ 4.8	-

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2022年度冬季の電力供給力実績 ：地熱供給力実績

- 全国最大需要時（1月25日 9～10時）における地熱供給力の合計は29万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である37万kWを8万kW下回った。

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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
地熱 供給力 (万kW)	①想定 ^{※1}	19	1	17	0	18	0	0	0	0	0	18	37	0	37
	②最大需要日 の実績	14	1	13	0	15	0	0	0	0	0	15	29	0	29
	差分	▲5	▲0	▲5	+0	▲3	+0	+0	+0	+0	+0	+0	▲3	▲8	+0

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(3) 2023年度夏季の需要見通し

: 2023年度夏季（8月）の需要見通し（エリア毎の詳細）

■ 供給計画におけるH3需要に対する厳気象時の気温影響及びH1/H3比率等を考慮し、猛暑H1需要を想定した。

2022年度夏季	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
想定時間帯	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	11-12時
猛暑H1 想定方法	感応度式※1	感応度式※1	感応度式※1	感応度式※1	感応度式※1	感応度式※1	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式※1	感応度式※1
対象年度 (至近10か年)	2021	2018	2022	2020	2019	2020	2020	2020	2013	2017
気温感応度 (万kW/℃,万kW/%, 万kW/pt)	4 8	43 8 3	197 91	71	17	92 20	27 10 2	15 5 1	55 22	5 2
気象考慮要素	・最高気温 ・前3日平均気温	・最高気温 ・前2日最高気温平均 ・最小湿度	・累積暑さ指数 ・最高気温	・累積不快指数	・当日不快指数と前5日不快指数の合成不快指数	・累積5日最高気温 ・累積5日露点気温	・当日最高気温 ・前3日最高気温平均 ・当日平均湿度	・最高気温 ・前5日最高気温平均 ・最小湿度	・日最高気温 ・前5日最高気温平均	・最高気温 ・前3日平均気温
供給計画 H3前提気温等	31.1℃ 25.2℃	33.2℃ 32.4℃ 53.1%	30.7pt 35.4℃	84.3pt	83.4pt	36.1℃ 22.3℃	35.9℃ 35.1℃ 66.6%	34.9℃ 34.2℃ 50.3%	34.9℃ 34.0℃	33.1℃ 29.7℃
供給計画 H3需要	416	1,338	5,499	2,455	495	2,741	1,043	497	1,537	161
猛暑H3 前提気温等	35.0℃ 27.7℃ ※1	36.8℃ 33.5℃ 40.1% ※1	32.1pt 36.4℃ ※1	86.7pt ※1	85.0pt ※1	38.1℃ 22.1℃ ※1	36.7℃ 36.6℃ 67.6%	36.0℃ 36.1℃ 48.6%	36.5℃ 35.3℃ ※1	35.0℃ 30.9℃ ※1
猛暑H3需要	-	-	-	-	-	-	1,090	521	-	-
算定に用いた H1/H3比率	-	-	-	-	-	-	1.01	1.02	-	-
猛暑H1需要	469	1,467	5,931	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	173
猛暑H1/H3比率 (結果)	1.13	1.10	1.08	1.07	1.06	1.07	1.05	1.06	1.08	1.08

※1 北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、九州、沖縄エリアは、猛暑設定年のH1発生日の気象条件と供給計画想定値（過去10か年平均）の差分から直接気象影響量を算出。

※ 想定需要の10エリア計が最大となる8月のケースを記載。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

※ H3需要とは、各一般送配電事業者が送配電等業務指針及び需要想定要領に基づき、需要の時系列傾向または経済指標を反映した回帰式を用いつつ、節電や省エネルギーの進展、必要に応じ地域特性や個別需要家の動向等を考慮して想定したものである。

(4) 2023年度夏季の供給力見通し ：原子力供給力と火力供給力

- 保安の観点から必要な定期点検やその他の作業による停止を考慮する（すなわち供給力として計上しない）こととし、その他は稼働するものとして、供給力として見込むこととする。
- 原子力発電については、3エリア955万kW（8月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア11,559kW（8月）を見込む。
- 火力発電の増出力は、過負荷運転等により行われる。2023年夏季（8月）は10エリア73万kWが可能であることを確認した。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
原子力供給力 (万kW)	0	0	0	0	0	466	0	85	404	-	955

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
火力供給力 (万kW)	279	1,573	3,460	1,796	379	1,543	747	504	1,081	197	11,559

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
火力の増出力 (万kW)	1	13	31	9	6	1	6	2	3	0	73

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
 ※ 広域機関から追加的な報告を求めた事業者からの提出データ合計値を記載。

(4) 2023年度夏季の供給力見通し ：水力供給力

- 水力発電については、9エリア1,168万kW（8月）を見込む。
- 水力発電には、貯水池式と自流式があり、その合計値を供給力として見込む。
- 貯水池式については、補修停止等を見込んだ発電可能量を見込む。
- 自流式については、降雨等によって出水量が日々変化するため、EUE算定による火力等の安定電源との代替価値を供給力として見込む。
- なお、水力発電についても火力発電と同様に、保安の観点から必要な定期検査を織り込み、その他は稼働するものとして供給力に見込むこととする。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
水力供給力 (万kW)	59	134	239	165	122	276	38	56	80	-	1,168
内訳	自流式 (万kW)	37	124	206	153	57	78	41	54	-	786
	貯水池式 (万kW)	22	10	33	12	65	198	16	26	-	381
調整係数(%)	41.0	40.3	53.7	44.4	43.5	47.9	33.2	49.7	39.0	-	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※ 広域機関から追加的な報告を求めた事業者からの提出データ合計値を記載。

※ 調整係数の詳細な数値は、本機関HP「2023年度供給計画で用いる太陽光・風力・自流式水力・揚水式水力のエリア別調整係数」参照。

https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2023_choseikeisu_ichiran.xlsx

(4) 2023年度夏季の供給力見通し ：揚水供給力

- 揚水発電については、9エリア2,348万kW（8月）を供給力として見込む。
- 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、発電所毎の上池水位の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との代替価値を供給力として見込む。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
定格出力 (万kW)	79	46	1,127	410	11	510	211	68	229	-	2,692
揚水供給力 (万kW)	70	46	997	365	11	411	190	68	190	-	2,348
【参考】調整係数(%) (運転継続時間8h)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	-	-
【参考】調整係数(%) (運転継続時間4h)	84.7	89.1	70.5	78.0	91.4	79.7	87.2	89.4	86.8	-	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※ 揚水発電では、発電所毎の運転継続時間により使用する調整係数が異なる。表中には参考で運転継続時間 8時間、4時間の場合の2パターンを記載している。

※ 調整係数の詳細な数値は、本機関HP「2023年度供給計画で用いる太陽光・風力・自流水水力・揚水式水力のエリア別調整係数」参照。

https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2023_choseikeisu_ichiran.xlsx

(4) 2023年度夏季の供給力見通し ：太陽光供給力と風力供給力と地熱供給力

- 太陽光発電は、電力需要のピーク時間帯に十分な日射量が見込めるとは限らないこと、また、風力発電は、電力需要のピーク時間帯に風が吹くとは限らないことから、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。
- 太陽光については、10エリア2,029kW（8月）を見込む。
- 風力については、10エリア60万kW（8月）を見込む。
- 地熱については、3エリア27万kW（8月）を見込む。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
太陽光供給力(万kW)	23	235	565	380	51	256	214	116	180	7	2,029
調整係数(%)	6.6	24.9	25.3	30.4	33.3	28.5	28.9	34.0	13.0	18.0	-

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
風力供給力(万kW)	8	27	3	6	1	2	3	4	5	0	60
調整係数(%)	9.9	11.4	5.7	12.3	8.3	11.0	9.3	13.7	7.5	12.6	-

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
地熱供給力(万kW)	1	12	-	-	-	-	-	-	15	-	27

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※ 調整係数の詳細な数値は、本機関HP「2023年度供給計画で用いる太陽光・風力・直流式水力・揚水式水力のエリア別調整係数」参照。

https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2023_choseikeisu_ichiran.xlsx