

電力需給検証報告書（案）について

2026年5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

- 2025年度冬季の電力需給実績、及び2026年度夏季の厳気象H1需要※1発生時の電力需給見通しを取りまとめたので、ご審議いただきたい。
- なお、2026年度夏季見通しについては、3/16報告以降の供給力変化を反映している。

※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）をベースに厳気象の影響を考慮した需要

電力需給検証の検討スケジュール

			2025年度 第4Q	2026年度 第1Q	2026年度 第2Q	2026年度 第3Q
電力需給検証	広域機関	・見通し ・実績	夏季見通し ↓ 冬季実績 夏季見通し	★ 国に報告	冬季見通し ↓ 夏季実績 冬季見通し	★ 国に報告
	本委員会	内容の審議	報告	審議 本日	報告	審議

(1) 2025年度冬季の電力需給実績の検証

(2) 2026年度夏季の電力需給見通し

(1) 2025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(2月9日 9～10時)

■ 全国最大需要は2月9日9～10時に発生し、需要は15,418万kW、予備率は8.7%であった。

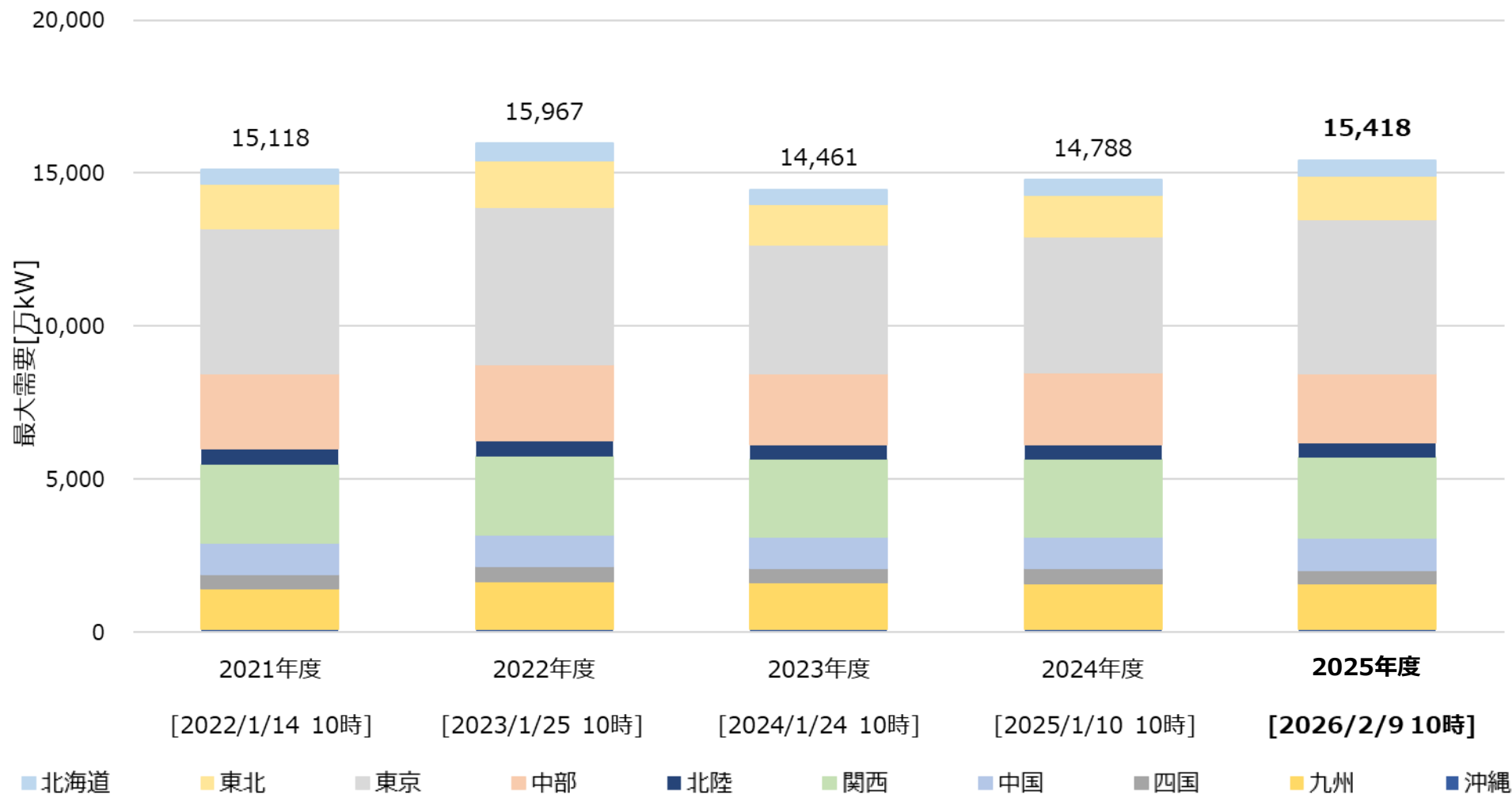
エリア	実績					厳気象H1想定 ^{※3}		
	最大需要日	時間 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 ^{※2} 【万kW】	予備率 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 【万kW】	予備率
北海道	2月9日 (月)	9～10時 [18～19時]	492	555	12.7% [12.7%]	571	591	3.4%
東北			1,436	1,563	8.9% [1.9%]	1,477	1,528	3.4%
東京			5,029	5,613	11.6% [12.2%]	5,396	5,582	3.4%
中部			2,259	2,384	5.5% [8.9%]	2,411	2,589	7.4%
北陸			499	529	6.0% [6.0%]	537	577	7.4%
関西			2,610	2,755	5.5% [5.5%]	2,571	2,760	7.4%
中国			1,061	1,107	4.4% [4.4%]	1,070	1,149	7.4%
四国			449	522	16.3% [15.7%]	476	575	20.8%
九州			1,486	1,586	6.7% [6.3%]	1,608	1,726	7.4%
全国9エリア			15,320	16,612	8.4% [8.4%]	16,118	17,078	6.0%
沖縄 ^{※4}			98	148	52.2% [38.2%]	113	162	43.4%
全国10エリア			15,418	16,760	8.7% [8.7%]	16,231	17,240	6.2%

※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 最大需要実績発生月に対応する2025年度冬季見通しでの想定値。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。

(1) 2025年度冬季の電力需給実績の検証 : 2021~2025年度における全国最大需要実績の推移

■ 今冬の全国最大需要は、昨年度を上回り、至近5年間で2番目の実績であった。



※ 括弧内は全国最大需要発生日

- 1月は加重平均気温が下回り、平均日電力量は上回った。
- 2月は月初の寒波により最大需要は上回ったが、後半は暖かい日が多く、平均日電力量は下回った。

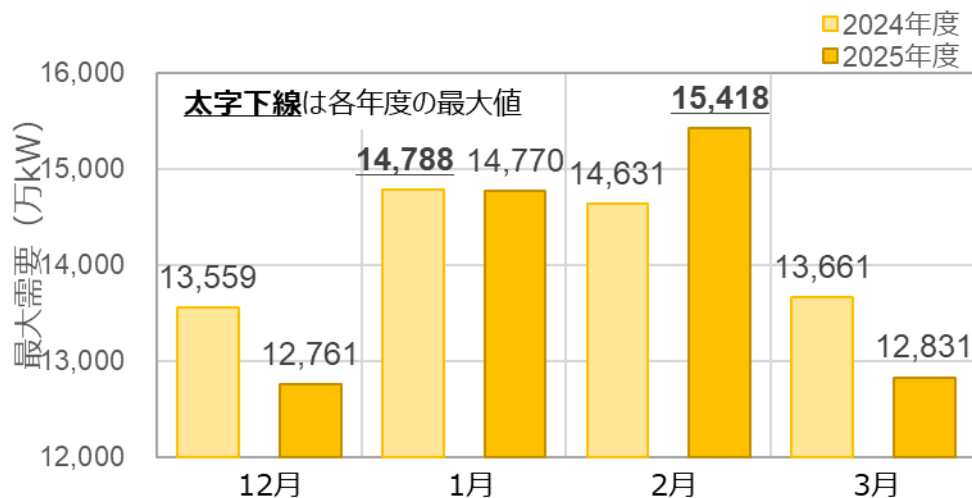
【各月の加重平均気温】※1

	12月	1月	2月	3月	単位：℃
2025年度(A)	8.2	5.0	7.5	10.3	
2024年度(B) ※2	7.3	5.8	5.0	10.1	
(括弧内の気温差はA-B)	(+ 0.9)	(▲ 0.8)	(+ 2.5)	(+ 0.2)	
平年気温(C)	7.3	5.0	5.6	8.9	
(括弧内の気温差はA-C)	(+ 0.9)	(+ 0.0)	(+ 1.9)	(+ 1.4)	

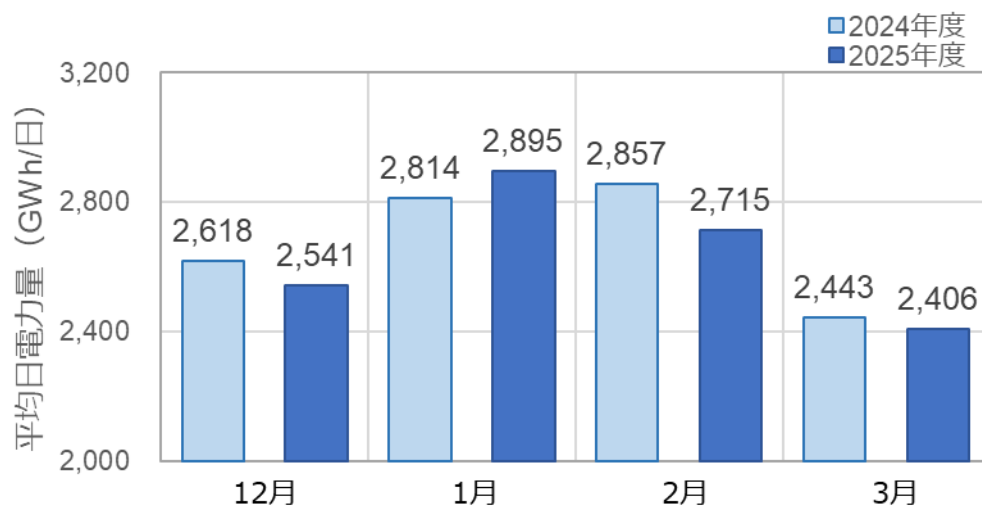
※1 一般送配電事業者の本店所在地の日平均気温の需要比率を用いて算出した気温

※2 2025年度の暦日と曜日に合わせて算定した気温

【各月の最大需要】

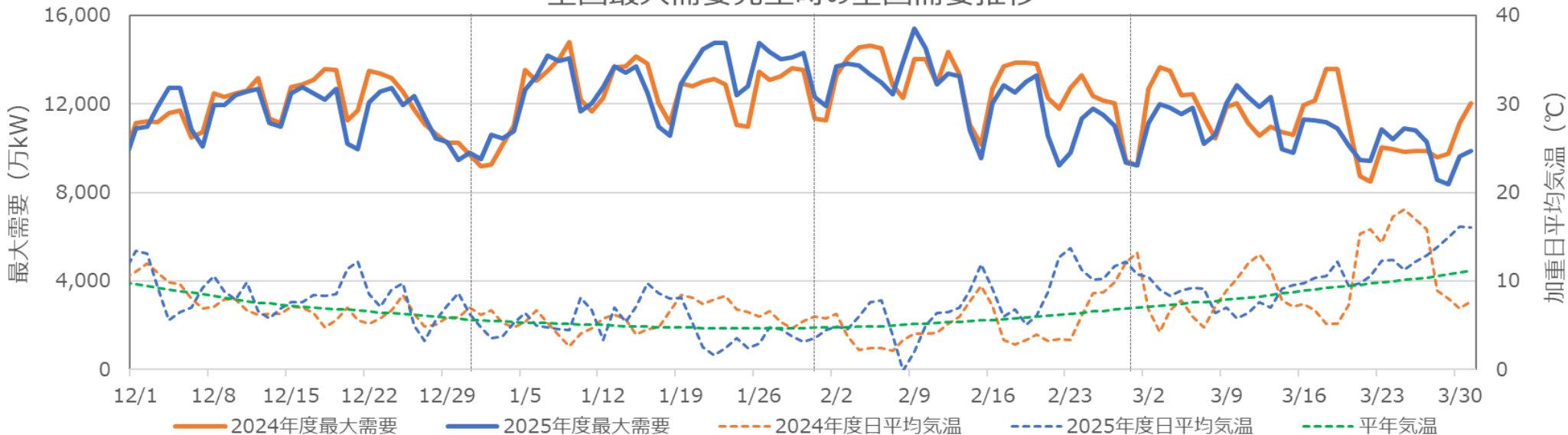


【各月の平均日電力量(平日)】

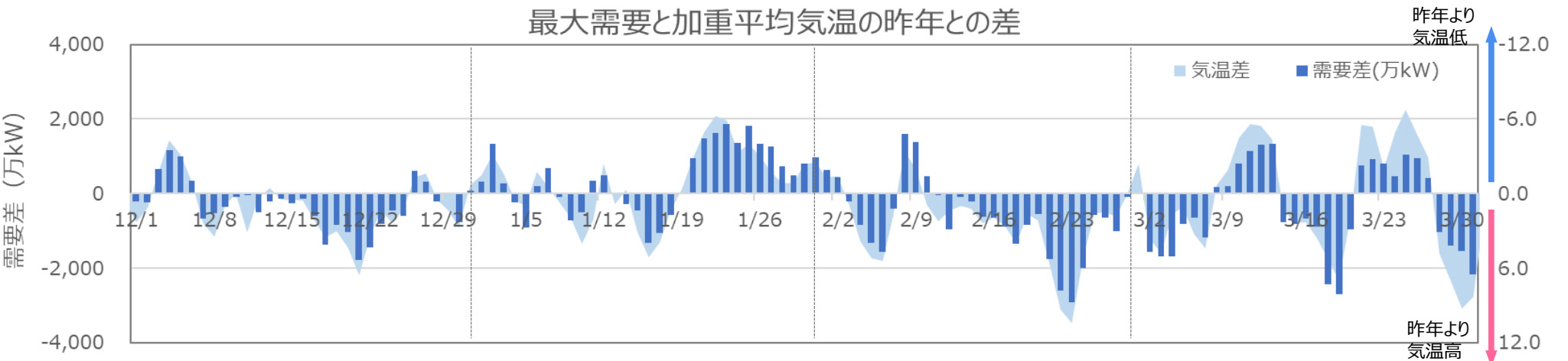


■ 1月中旬～2月上旬は昨年より気温が低く、需要増となった。

全国最大需要発生時の全国需要推移



最大需要と加重平均気温の昨年との差



(1) 2025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(2月9日 9～10時)

■ 10エリア合計の供給力について想定と実績を比較した結果、▲940万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	16,760	17,700	▲ 940	
原子力	987	956	+ 31	
火力	11,147	12,203	▲ 1,056	計画外停止 ^{※2} ▲ 283(▲2.4%) 需給停止 ^{※3} ▲ 281 火力増出力未実施分 ▲ 99 その他 ^{※4} ▲ 393 計画外停止、需給停止、 火力機増出力未実施分等による減
水力	744	979	▲ 235	出水状況および貯水池運用による減
揚水 ^{※5}	1,367	1,650	▲ 283	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	1,836	724	+ 1,112	
風力	289	249	+ 40	
地熱	35	35	+ 0	
その他 ^{※6}	355	904	▲ 549	

※1 前回の電力需給検証報告書（2025年10月）における2025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÷（実績+計画外停止+需給停止）」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。

(1) 2025年度冬季の電力需給実績の検証 9

: 全国最大需要日における最小予備率時の供給力実績(2月9日 18~19時)

- 太陽光の発電量が減少する最小予備率時の想定と実績の比較では、供給力は▲1,598万kWの差であり、予備率は1.2%減の8.7%であった。

(送電端 万kW、%)

	実績	想定 ^{※1}	実績－想定
需要	14,142	15,446	▲ 1,304
供給力	15,366	16,964	▲ 1,598
原子力	988	956	+ 32
火力	11,363	12,203	▲ 840
水力	878	979	▲ 101
揚水 ^{※2}	1,296	1,335	▲ 39
太陽光	1	0	+ 1
風力	341	249	+ 92
地熱	34	35	▲ 1
その他 ^{※3}	465	1,207	▲ 742
予備率	8.7	9.8	▲ 1.2

※1 前回の電力需給検証報告書（2025年10月）における2025年度冬季見通し。

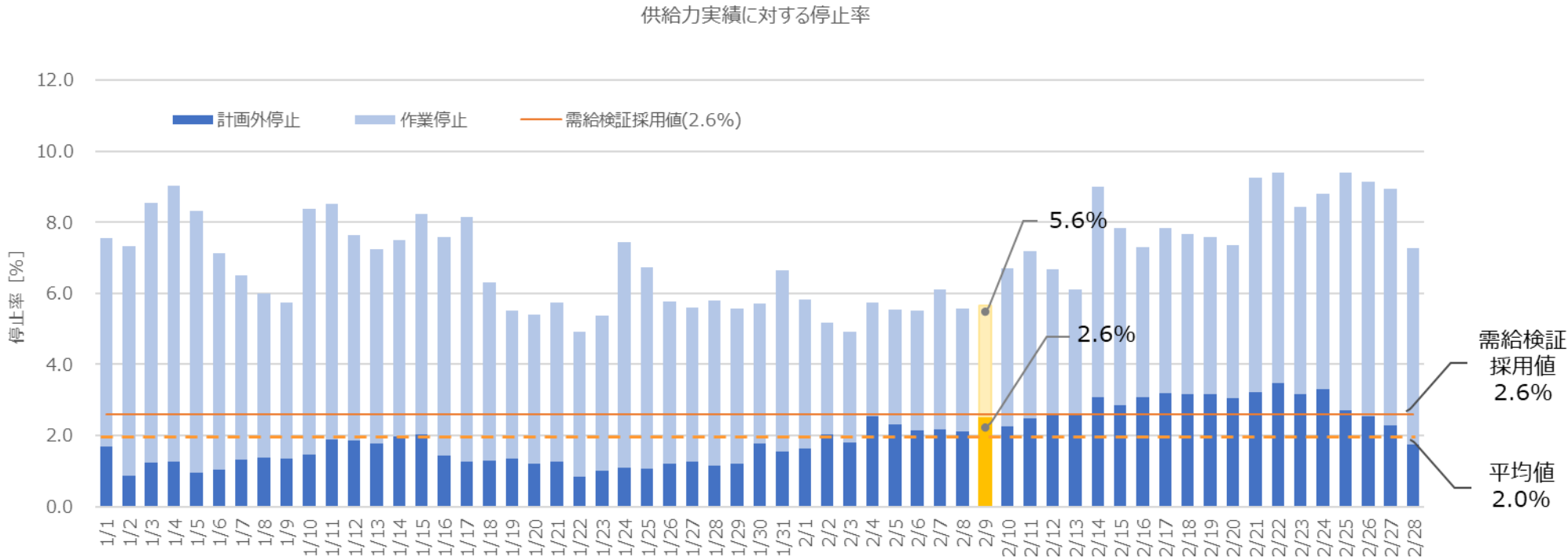
供給力は計画外停止率を考慮していない値。

※2 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。

※3 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。

- 計画外停止率は最大需要発生日 (2月9日) で2.6%、期間平均で2.0%であった。また、作業停止分も含めた最大需要発生日の供給力減少は5.6%であった。
- 計画外停止率については、引き続きデータを収集していき、検証を行っていく。



※ 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 (2025年10月) において計画されていない作業に伴う供給力の変化量

- 本報告書において計画外停止率の実績検証を始めた2022年度冬季以降の計画外停止率を平均すると2.2%であり、概ね現在採用している計画外停止率（2.6%）と同程度。
- 一方、作業停止については、厳気象が発生する状況において運用で対応可能な部分等を考慮し、現在は停止率を考慮していないが、至近年で発生している東京エリアの事例等も踏まえ、事業者の協力を得ながら、作業停止に関わる詳細データの収集を行っており、今後の検証に向けて検討を進める。

【需給検証における計画外停止と作業停止】

計画外停止	<ul style="list-style-type: none"> ・前日計画から当日計画にかけて発生した供給力の低下 ・HJKSで「計画停止」と入力されていても、前日計画以降に発生したものは、計画外停止としてカウント
作業停止	<ul style="list-style-type: none"> ・需給検証以降に発生した作業等に伴う供給力低下のうち、計画外停止を除くもの ・需要の低い休日等に実施する早期補修も含まれる。

【2022～2025年度の実績平均】

実績年度		計画外停止率	(参考) 作業停止を含む停止率
2022	冬季	1.9	3.0
2023	夏季	2.7	5.6
	冬季	2.8	6.6
2024	夏季	2.9	4.8
	冬季	1.1	6.3
2025	夏季	2.2	6.5
	冬季	2.0	7.0
平均値		2.2	5.7

(1) 2025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。

エリア	実績					厳気象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 【万kW】	予備率
北海道	1月26日(月)	10～11時 [18～19時]	507	548	7.9% [7.9%]	571	601	5.2%
東北	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	1,436	1,563	8.9% [1.9%]	1,501	1,569	4.6%
東京	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	5,029	5,613	11.6% [12.2%]	5,482	5,732	4.6%
中部	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	2,259	2,384	5.5% [8.9%]	2,425	2,658	9.6%
北陸	1月22日(木)	9～10時 [18～19時]	517	577	11.6% [11.6%]	540	593	9.8%
関西	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	2,610	2,755	5.5% [5.5%]	2,586	2,834	9.6%
中国	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	1,061	1,107	4.4% [4.4%]	1,076	1,180	9.6%
四国	2月9日(月)	8～9時 [18～19時]	466	535	14.7% [15.7%]	476	595	24.8%
九州	2月9日(月)	8～9時 [18～19時]	1,506	1,600	6.2% [6.3%]	1,617	1,772	9.6%
沖縄 ^{※4}	2月9日(月)	19～20時 [19～20時]	103	142	38.2% [38.2%]	113	167	47.3%

※1 括弧内は、各エリア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 最大需要実績発生月に対応する2025年度冬季見通しでの想定値。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る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。

(1) 2025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

- 関西エリアは、前日からの気温低下等の影響により、冬季の厳気象H1需要想定を上回った。
- その他エリアの冬季最大需要は、1・2月に発生。気温影響等により、厳気象H1需要想定を下回った。

エリア (万kW)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国 10エリア
エリア最大需要 発生日時	1/26 11:00	2/9 10:00	2/9 10:00	2/9 10:00	1/22 10:00	2/9 10:00	2/9 10:00	2/9 9:00	2/9 9:00	2/9 20:00	—
需要想定 ^{※1}	571	1,501	5,482	2,425	540	2,586	1,076	490	1,617	113	16,401
需要実績 ^{※2}	507 (492)	1,436 (1,436)	5,029 (5,029)	2,259 (2,259)	517 (499)	2,610 (2,610)	1,061 (1,061)	466 (449)	1,506 (1,486)	103 (98)	15,494 (15,418)
差分	▲ 64	▲ 65	▲ 453	▲ 166	▲ 23	+ 25	▲ 16	▲ 24	▲ 111	▲ 10	▲ 906
気温影響等	▲ 58	▲ 60	▲ 445	▲ 126	▲ 22	▲ 83	▲ 73	▲ 36	▲ 93	▲ 13	▲ 1,009
発動指令電源 ^{※3※4}	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)
その他	▲ 6	▲ 6	▲ 8	▲ 41	▲ 1	+ 108	+ 57	+ 12	▲ 17	+ 3	+ 103

<厳気象対象年度の設定>

○厳気象条件は、北海道・東北・中部・北陸・九州エリアは2022年度並み、東京エリアは2021年度並み、関西エリアは2017年度並み、中国・沖縄エリアは2015年度並み、四国エリアは2020年度並みとした。

※1 最大需要実績発生月に対応する2025年度冬季見通しでの想定値。不等時率を考慮していない値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2026年2月9日 9～10時）の需要実績値。

※3 発動指令電源のうち、最大需要発生時における需要側での期待値。

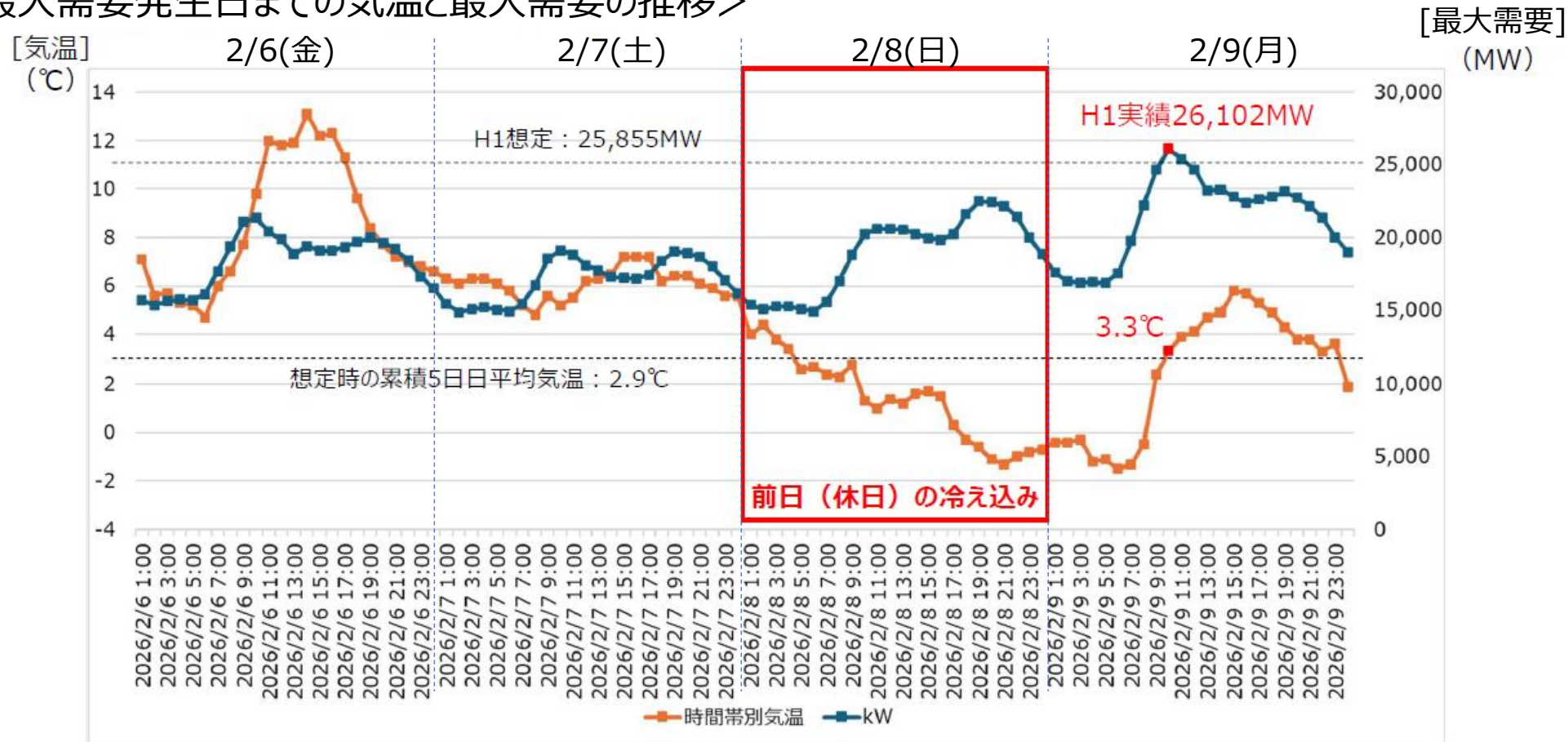
※4 括弧内の数値は、当該一日を通じた最大値。

※ 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。

■ 関西エリアでは、最大需要発生時の気温は、厳気象年度（2017年度）より高かったものの、前日に例年より気温が低下したことや、最大需要発生日が月曜日であり、週始めの立ち上がりによる暖房需要等が増加したことで、想定より実績が上回った。

＜最大需要発生日までの気温と最大需要の推移＞



- 2月に、関西エリアで厳気象H1想定を超える需要が発生した。

12～3月における厳気象H1想定の超過日数

単位：日

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
12月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2月	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
3月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1

※ 各月の日需要実績に対し、需給検証で想定した月毎の厳気象H1需要を超過した日数をカウント

- 全国最大需要時の実績は、2月9日9～10時の15,418万kWであり、至近5年間で見ると、2番目の実績となった。
- 全国最大需要日の予備率は、最大需要時および最小予備率時ともに8.7%であり、各エリアとも安定供給を確保した。
- エリア別の最大需要実績では、2月の関西エリアで、冬季の厳気象H1想定を超える需要となった。
- 2026年度冬季の需給検証に向け、厳気象H1想定を超過した上記のエリアについては、当該エリアの一般送配電事業者とともに、今回実績を踏まえた需要想定とするように検討していく。

- (1) 2025年度冬季の電力需給実績の検証
- (2) 2026年度夏季の電力需給見通し

(2) 2026年度夏季の電力需給見通し ：第117回本委員会からの供給力の変化

- 第117回（2026年3月16日）の本委員会以降に判明した発電機作業のトラブル停止、および東京エリアのkW公募落札量（97.6万kW）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（3/16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]	2026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	
北海道	知内1号 (火力)	-	33.9	4/14 ~ 未定 (付帯設備点検による停止) 2/7 ~ 未定 (付帯設備点検による出力ハーフ制約)											
東京	根岸IGCC (火力)	-	34.2	4/1 ~ 未定 (燃料制約) 9/1 ~ 9/30 (定期点検)											
関西	高砂2号 (火力)	-	23.3	4/2 ~ 7/6 (定期点検) 4/2 ~ 6/10 (定期点検)											
中国	竹原新1号 (火力)	+	57.1	12/8 ~ 5/21 (補修による出力制約) 12/8 ~ 8/31 (補修による出力制約)											

※ 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。

■ 第117回の本委員会で公表している予備率の諸元に、一部誤りがあったため再算出※を実施。

各エリアの予備率（厳気象H1）

上段：今回（再算出）
下段：前回（3/16）

※3月時点の再算出のため東京エリアkW公募は未考慮

最大需要時【15時】

（単位：％）

エリア	7月	8月	9月
北海道	14.8 (16.5)	12.8 (14.4)	16.0
東北	14.8 (16.5)	12.8 (14.4)	16.0
東京	8.2 (9.9)	6.0 (7.9)	6.4
中部	8.8 (10.7)	6.0 (7.9)	6.4
北陸	8.8 (10.7)	6.0 (7.9)	6.4
関西	8.8 (10.7)	6.0 (7.9)	6.4
中国	11.6 (13.7)	12.0 (14.0)	8.3
四国	30.5 (32.6)	12.0 (14.0)	18.0
九州	21.0 (22.6)	12.0 (14.0)	8.3
沖縄	17.0	16.8	31.6

最小予備率時【17時】

（単位：％）

エリア	7月	8月	9月
北海道	8.3 (10.0)	7.2 (8.9)	11.0
東北	8.3 (10.0)	7.2 (8.9)	11.0
東京	3.5 (5.2)	2.4 (4.1)	4.0
中部	9.5 (11.3)	5.4 (7.3)	4.0
北陸	9.5 (11.3)	5.4 (7.3)	4.5
関西	9.5 (11.3)	5.4 (7.3)	4.5
中国	9.5 (11.3)	8.7 (10.5)	4.5
四国	22.8 (24.6)	8.7 (10.5)	18.0
九州	9.5 (11.3)	8.7 (10.5)	4.5
沖縄	14.6	12.0	28.4

(2) 2026年度夏季の電力需給見通し : 2026年度夏季需給見通しの予備率の変化（最大需要時）

- 期間を通じて、各エリアとも予備率3%以上を確保できる見通し。

各エリアの予備率（厳気象H1）

再算出（3/16時点）

（単位：％）

エリア	7月	8月	9月
北海道	14.8	12.8	16.0
東北	14.8	12.8	16.0
東京	8.2	6.0	6.4
中部	8.8	6.0	6.4
北陸	8.8	6.0	6.4
関西	8.8	6.0	6.4
中国	11.6	12.0	8.3
四国	30.5	12.0	18.0
九州	21.0	12.0	8.3
沖縄	17.0	16.8	31.6

今回（最大需要時【15時】）

（単位：％）

エリア	7月 前半	7月 後半	8月 前半	8月 後半	9月 ^{※1}
北海道	14.3	13.9	13.3	10.1	14.5
東北	14.3	13.9	13.3	12.5	14.5
東京	7.0	7.8	6.1	5.9	5.1
中部	7.0	8.8	8.2	5.9	5.1
北陸	7.0	8.8	8.2	5.9	5.1
関西	7.0	8.8	8.2	5.9	5.1
中国	10.6	12.4	16.8	12.3	7.2
四国	18.4	30.5	25.8	12.3	18.0
九州	10.6	21.0	16.8	12.3	7.2
沖縄	15.3	17.0	16.8	16.8	31.6

※1 9/1～18の期間で評価

※全国で最大需要となる時間帯で評価

(2) 2026年度夏季の電力需給見通し

: 2026年度夏季需給見通しの予備率の変化 (最小予備率時)

- 最大需要時と同様に、各エリアとも予備率3%以上を確保できる見通し。
- なお、最小予備率時は東京エリアのkW公募落札量 (97.6万kW) を織り込み。

各エリアの予備率 (厳気象H1)

再算出 (3/16時点)

(単位: %)

エリア	7月	8月	9月
北海道	8.3	7.2	11.0
東北	8.3	7.2	11.0
東京	3.5	2.4	4.0
中部	9.5	5.4	4.0
北陸	9.5	5.4	4.5
関西	9.5	5.4	4.5
中国	9.5	8.7	4.5
四国	22.8	8.7	18.0
九州	9.5	8.7	4.5
沖縄	14.6	12.0	28.4

今回 (最小予備率時【17時】)

(単位: %)

エリア	7月 前半	7月 後半	8月 前半	8月 後半	9月 ^{※1}
北海道	6.1	7.4	7.7	6.3	8.3
東北	6.1	7.4	7.7	6.3	10.0
東京	6.1	4.6	3.5	3.7	4.2
中部	6.1	9.6	8.3	5.4	4.2
北陸	6.1	9.6	8.3	5.4	4.2
関西	6.1	9.6	8.3	5.4	4.2
中国	6.1	9.7	10.6	9.0	4.2
四国	11.3	22.8	14.6	9.0	18.0
九州	6.1	9.7	10.6	9.0	4.2
沖縄	12.8	14.6	12.0	12.0	28.4

※1 9/1~18の期間で評価

※全国で最小予備率となる時間帯で評価

※発動指令電源の考慮等により、最小予備率時の予備率が最大需要時を上回ることがある

(2) 2026年度夏季の電力需給見直し ：需給検証における9月断面の評価期間の整理

- 供給計画前後半化に伴い、需給検証においても、これまで検証期間としていた月は基本的に前後半で評価するが、9月については、9月後半のうち一部期間のみ高需要となる特異性を鑑みて、9月後半の厳気象と想定される期間※を9月前半に含め、9月断面として検証する。 ※2026年度は9/16～18
- 9月後半の残りの期間は、休祝日も多いことや需要の低下が顕著であるため、軽負荷期となる断面は、これまでと同様に供給計画による平年H3需給バランスの評価で確認していく。
- なお、9月の需給検証に含める期間は、需要実績や曜日回りを踏まえた実態を振り返りながら、毎年度、適切に評価を行えるよう選定する。

【（再掲）9/1～9/18を対象期間とした広域予備率】

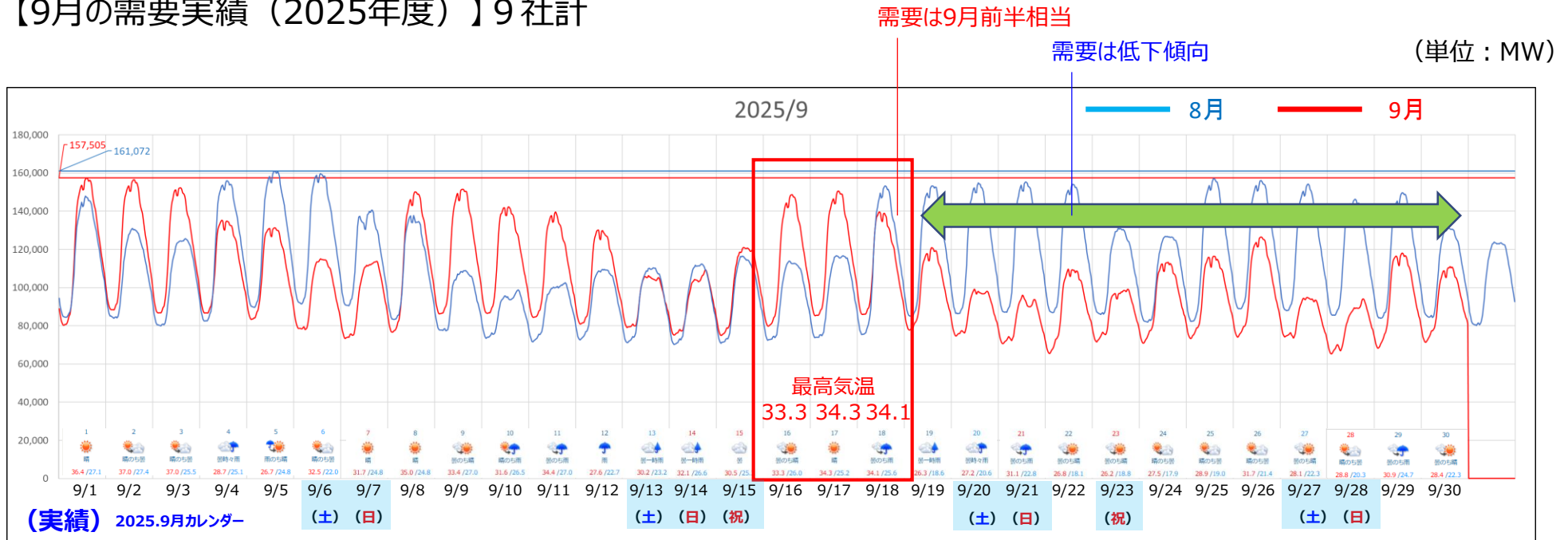
（単位：％）

9月	最大 需要時	最小 予備率時
北海道	14.5	8.3
東北	14.5	10.0
東京	5.1	4.2
中部	5.1	4.2
北陸	5.1	4.2
関西	5.1	4.2
中国	7.2	4.2
四国	18.0	18.0
九州	7.2	4.2
沖縄	31.6	28.4

(参考) 9月需要実績の傾向から見た期間選定

- 2025年度9月後半実績では、16～18日に高需要となる一方、19日以降は休祝日が多く、気温も落ち着いていることから、需要は低下傾向となっており、差が大きい。
- このような需要実績や傾向から、9月後半の全期間ではなく、高需要と想定される期間を厳気象として評価する必要がある。

【9月の需要実績（2025年度）】9社計



(出典)需要：各社公表データを集計
 天気：日本気象協会HP 東京(大手町)

(参考) 最大需要および気温の過年度実績から見た需要の傾向

- 過去10か年の実績から、高需要となるのは概ね9/20までであり、厳気象相当と判断できる。
- 一方、9月後半における需要の低下傾向は顕著であり、軽負荷となる期間は、これまでと同様に端境期相当として判断できる。

【最大需要（エリア10社）】

130,000 MW以上 140,000 MW以上 150,000 MW以上

【気温（東京・大手町）】 (出典：気象庁)

30℃以上 33℃以上 35℃以上

	FY2016	FY2017	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2023	FY2024	FY2025	10年平均
9月1日	133,421	122,520	114,227	106,508	143,438	129,744	141,515	146,661	107,350	158,776	130,416
9月2日	135,528	100,214	104,779	138,155	148,929	123,949	128,455	121,622	145,114	158,013	130,476
9月3日	118,138	98,169	134,288	137,879	151,353	116,680	106,620	117,786	129,674	153,503	126,409
9月4日	113,354	113,183	130,615	133,165	149,252	98,695	109,005	143,943	135,210	136,684	126,311
9月5日	137,836	120,879	138,718	135,891	128,148	97,289	141,016	150,282	141,813	132,845	132,472
9月6日	143,173	120,843	130,123	147,912	110,337	118,875	143,355	137,005	146,618	116,249	131,449
9月7日	141,717	125,120	132,305	127,402	138,007	117,744	133,088	132,332	125,284	115,047	128,804
9月8日	133,045	125,805	112,211	123,534	151,318	115,878	124,931	121,725	118,031	151,521	127,800
9月9日	131,566	106,811	105,902	155,001	142,202	121,390	131,169	108,749	149,790	153,065	130,565
9月10日	111,474	105,980	125,075	159,066	136,239	128,706	111,476	110,945	152,560	143,510	128,503
9月11日	104,853	125,808	116,968	152,101	139,896	102,237	106,608	134,783	156,933	140,616	128,080
9月12日	125,551	125,477	114,999	133,697	108,569	100,086	142,368	138,863	157,485	131,613	127,871
9月13日	123,075	129,354	119,076	120,780	101,128	122,645	146,234	142,147	154,188	107,337	126,596
9月14日	121,837	124,669	119,565	105,031	120,334	115,173	147,479	142,134	127,009	110,441	123,367
9月15日	124,534	114,905	103,616	108,195	123,471	121,421	133,870	144,904	116,066	122,180	121,316
9月16日	124,925	96,092	104,274	113,769	121,184	118,940	135,093	124,122	124,160	150,184	121,274
9月17日	111,855	94,398	113,656	133,606	127,888	114,318	110,960	113,102	150,978	151,956	122,272
9月18日	103,274	108,818	124,671	122,860	133,693	101,593	105,205	127,404	155,651	140,811	122,398
9月19日	107,766	119,742	121,782	117,779	100,527	95,627	115,538	147,392	151,017	122,061	119,923
9月20日	113,986	115,247	114,749	114,780	90,957	104,892	118,054	140,124	153,430	100,252	116,647
9月21日	112,061	116,584	114,480	96,213	96,676	122,941	106,884	133,034	116,097	97,092	111,206
9月22日	108,581	113,894	102,509	96,639	100,137	129,294	109,192	127,336	97,012	110,728	109,532
9月23日	114,398	98,225	98,490	111,701	113,467	119,405	101,218	94,828	99,982	100,122	105,184
9月24日	102,356	95,994	109,708	119,911	112,361	121,788	97,589	91,682	113,482	114,661	107,953
9月25日	103,189	118,112	114,640	119,341	109,736	97,615	93,445	118,201	113,453	117,838	110,557
9月26日	125,539	120,193	110,339	120,039	92,784	91,996	122,865	121,351	125,885	127,846	115,884
9月27日	132,544	118,022	109,007	122,332	89,429	112,099	120,442	128,507	122,497	96,100	115,098
9月28日	130,500	113,915	109,050	103,859	106,562	114,494	115,043	133,540	98,236	95,263	112,046
9月29日	124,242	107,483	96,090	103,334	105,331	118,926	112,799	124,607	92,608	119,316	110,474
9月30日	111,845	95,499	91,012	126,183	104,171	119,049	115,391	102,014	114,148	112,188	109,150

東京

月日	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
9月1日	32.5	27.4	31.4	32.1	27.4	23.5	32.7	33.4	30.5	36.4
9月2日	29.8	24.5	23.7	31.8	32.1	20.6	25.1	34.9	34.1	37.0
9月3日	32.5	27.2	26.1	28.5	32.7	21.4	29.1	34.6	27.4	37.0
9月4日	31.9	22.5	28.7	26.5	35.1	22.9	31.8	30.3	30.0	28.7
9月5日	33.0	27.3	32.0	29.6	34.2	24.7	31.3	34.8	31.8	26.7
9月6日	32.4	22.8	31.5	32.9	29.5	21.8	32.0	33.4	33.5	32.5
9月7日	30.3	24.0	30.4	33.5	31.2	24.4	30.0	30.0	33.8	31.7
9月8日	30.4	28.2	33.0	33.3	34.2	25.0	26.0	25.2	33.6	35.0
9月9日	32.5	29.2	32.1	36.2	33.6	22.5	28.8	29.6	33.7	33.4
9月10日	31.2	29.9	30.6	35.6	31.7	30.0	30.6	33.0	33.7	31.6
9月11日	25.1	29.8	23.9	32.3	32.5	29.1	28.3	32.9	34.2	34.4
9月12日	27.7	27.0	24.4	28.7	27.7	26.9	30.9	32.0	34.5	27.6
9月13日	23.9	31.2	27.3	23.6	27.8	30.7	31.2	33.4	33.9	30.2
9月14日	26.6	31.0	24.9	25.1	27.2	25.7	32.3	32.7	34.5	32.1
9月15日	26.4	28.5	22.2	31.1	27.7	28.5	27.1	32.8	34.4	30.5
9月16日	24.4	22.9	27.4	25.3	28.1	27.4	31.1	31.7	28.3	33.3
9月17日	29.4	20.9	31.2	31.1	28.4	25.2	31.1	32.9	33.4	34.3
9月18日	26.9	33.3	28.1	24.8	33.4	26.0	26.7	33.3	35.1	34.1
9月19日	22.9	28.2	27.4	27.7	27.1	29.2	30.8	33.5	33.6	26.3
9月20日	20.1	25.7	24.0	27.3	23.7	28.3	27.8	32.3	33.9	27.2
9月21日	23.2	29.5	19.0	24.1	26.1	27.9	24.2	29.5	32.6	31.1
9月22日	20.9	26.1	25.8	28.5	27.7	29.5	24.9	29.4	28.9	26.8
9月23日	22.1	24.0	28.4	30.7	22.7	31.7	25.1	24.3	27.7	26.2
9月24日	23.9	26.3	28.6	30.9	22.2	30.6	25.8	26.8	25.3	27.5
9月25日	28.4	28.9	25.2	28.9	20.8	24.5	27.6	27.7	23.7	28.9
9月26日	30.1	28.2	19.9	27.4	20.0	21.3	29.1	29.7	29.1	31.7
9月27日	29.8	26.5	17.5	28.1	23.5	24.8	29.0	30.2	24.8	28.1
9月28日	30.6	24.7	26.0	29.6	27.4	26.6	27.5	33.2	27.4	28.8
9月29日	27.9	24.2	21.3	27.7	23.1	26.3	26.7	28.9	25.0	30.9
9月30日	24.7	24.2	27.0	29.7	25.4	29.2	28.3	28.5	25.3	28.4

↑ 高需要傾向 ↓ 軽負荷傾向

(参考) 9月軽負荷となる期間の広域予備率概算値

- 9月軽負荷となる期間について、需要実績を用いた厳しめの条件においても、最小予備率時で約10%程度確保できている。

(概算にあたっての算定条件)

- 需要 : 過去10カ年の各エリア需要実績のうち、9月21日～30日で最大日を参照
- 供給力 : 2026年度の供給力見込みのうち、9月19日～9月30日の平均値を参照

【需給検証対象外とした9/19～30の広域予備率 (概算値)】

(単位: %)

9月 軽負荷期	最大 需要時	最小 予備率時
北海道	22.8	17.3
東北	22.8	17.3
東京	13.3	9.9
中部	13.3	9.9
北陸	21.4	21.8
関西	21.4	21.8
中国	21.4	21.8
四国	21.4	21.8
九州	16.9	16.5
沖縄	31.6	28.3

(2) 2026年度夏季の電力需給見通し ：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。
- 7月前半の沖縄エリアにおいて、稀頻度リスクに必要な供給力を2万kW下回る見通しであるが、電源I' 厳気象対応調整力を活用することで対応可能。

※ 平年H3需要：2026年度供給計画の第1年度(2026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（2026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	506	1,347	5,501	2,368	491	2,688	1,002	469	1,586	162
平年H3需要×1%	5	13	55	24	5	27	10	5	16	2

○稀頻度リスク評価（連系線制約が顕在化するブロックにおいて評価）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月前半	稀頻度リスクに必要な供給力	19			110			26	5	26	24
	予備率3%確保に対する余力	193			455			204	71	204	22
7月後半	稀頻度リスクに必要な供給力	19		55		55		10	5	16	24
	予備率3%確保に対する余力	206		282		335		99	134	300	25
8月前半	稀頻度リスクに必要な供給力	19		55		55		26	5	26	24
	予備率3%確保に対する余力	195		181		301		375	111	375	25
8月後半	稀頻度リスクに必要な供給力	5	13		110				31		24
	予備率3%確保に対する余力	34	134		337				297		25
9月	稀頻度リスクに必要な供給力	19			110			26	5	26	24
	予備率3%確保に対する余力	200			232			110	70	110	46

※ 四捨五入の関係で合計値が合致しないことがある

- 3/16見通し時以降に判明した供給力変化を反映して再評価した結果、厳気象H1需要に対して、供給力では発動指令電源、火力増出力運転、エリア間融通、東京エリアのkW公募落札量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率3%を確保できる見通し。
- 実需給断面において、発電機の計画外停止等の供給力変化の可能性もある。
- 本機関としては、広域予備率が8%を下回った場合の「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」等を週間計画、翌々日段階から実施するなど、容量市場の枠組みも最大限活用し、供給力確保に資する取り組みを実施していく。
- また、夏季期間中は、電力需給モニタリングによりkW・kWhの両面から需給状況を監視し、最新の気象予報等から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、必要な追加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。

電力需給検証報告書（案）

2026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) 2025年度冬季の電力需給実績の検証

(参考) 2024年度と比較した今冬の全国電力需要動向

(参考) 2025年度冬季の発電所停止状況

(参考) 関西エリアの2025年度冬季の最大需要

(参考) 各エリアにおける厳気象H1想定 of 超過日数

(3) 2025年度冬季の電力需給実績の検証まとめ

(4) 2026年度夏季の電力需給見通しの基本的な考え方 (概要)

(5) 2026年度夏季の電力需給見通し

(6) 2026年度夏季の電力需給見通しまとめ

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

(1) 電力需給検証の概要

- 2025年度冬季の電力需給実績
2025年度冬季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2026年度夏季の電力需給見通し
厳気象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需要をベースに厳気象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追加供給力公募等を反映
電力需給 バランスの検証	<p>厳気象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、厳気象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> <p>※ 太陽光の出力が減少する時間帯の予備率も確認するため、2024年度夏季の需給見通しから、最大需要時と最小予備率時の評価を行うこととした</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) 2025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(2月9日 9～10時)

■ 全国最大需要は2月9日9～10時に発生し、需要は15,418万kW、予備率は8.7%であった。

エリア	実績					厳気象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 【万kW】	予備率
北海道	2月9日 (月)	9～10時 [18～19時]	492	555	12.7% [12.7%]	571	591	3.4%
東北			1,436	1,563	8.9% [1.9%]	1,477	1,528	3.4%
東京			5,029	5,613	11.6% [12.2%]	5,396	5,582	3.4%
中部			2,259	2,384	5.5% [8.9%]	2,411	2,589	7.4%
北陸			499	529	6.0% [6.0%]	537	577	7.4%
関西			2,610	2,755	5.5% [5.5%]	2,571	2,760	7.4%
中国			1,061	1,107	4.4% [4.4%]	1,070	1,149	7.4%
四国			449	522	16.3% [15.7%]	476	575	20.8%
九州			1,486	1,586	6.7% [6.3%]	1,608	1,726	7.4%
全国9エリア			15,320	16,612	8.4% [8.4%]	16,118	17,078	6.0%
沖縄 ^{※4}			98	148	52.2% [38.2%]	113	162	43.4%
全国10エリア			15,418	16,760	8.7% [8.7%]	16,231	17,240	6.2%

※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)

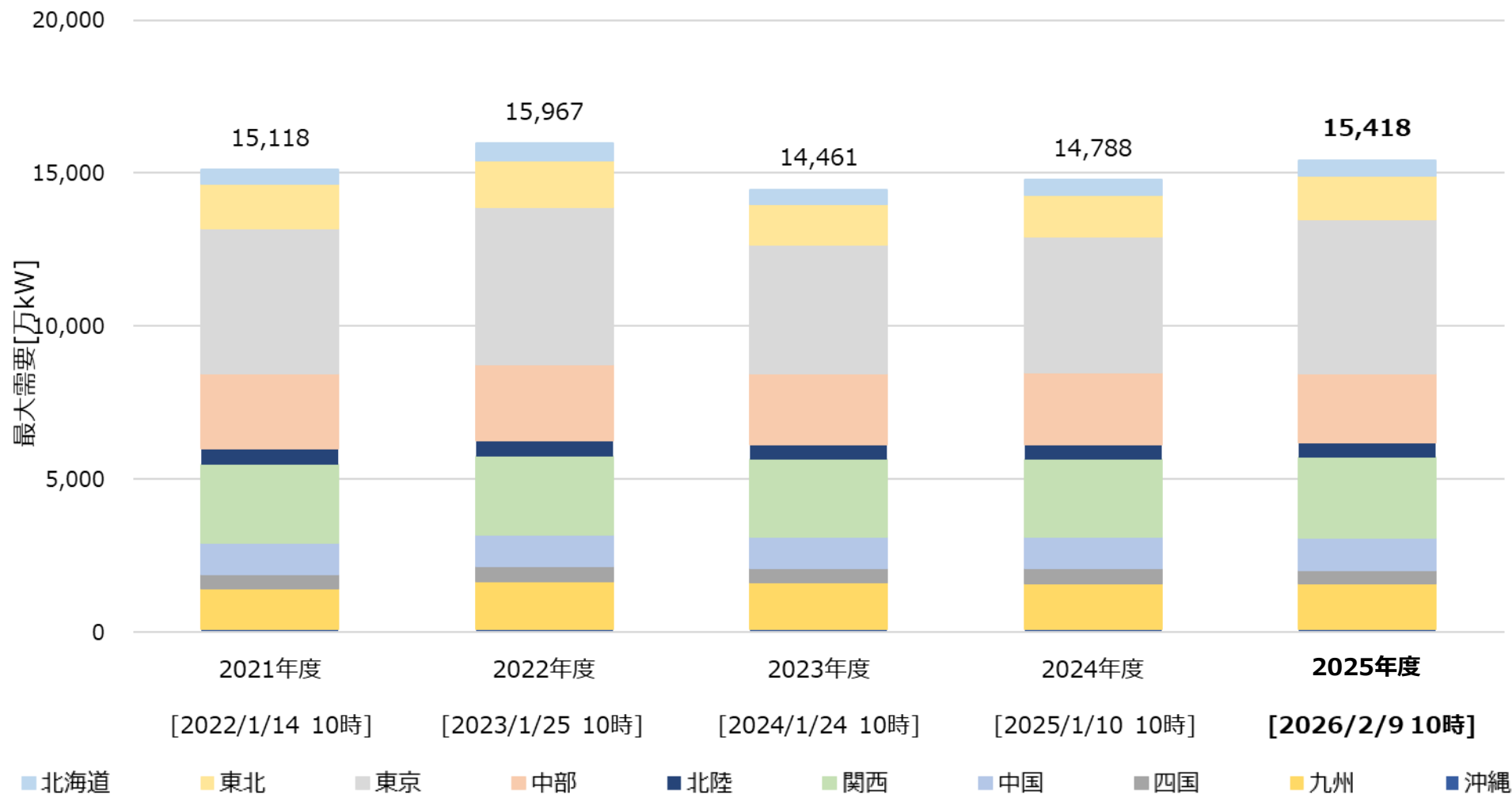
※3 最大需要実績発生月に対応する2025年度冬季見通しでの想定値。供給力および予備率は連系線活用後（予備率均平化後）の値。不等時率・計画外停止率を考慮した値。

※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る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) 2025年度冬季の電力需給実績の検証 : 2021~2025年度における全国最大需要実績の推移

■ 今冬の全国最大需要は、昨年度を上回り、至近5年間で2番目の実績であった。



※ 括弧内は全国最大需要発生日

- 1月は加重平均気温が下回り、平均日電力量は上回った。
- 2月は月初の寒波により最大需要は上回ったが、後半は暖かい日が多く、平均日電力量は下回った。

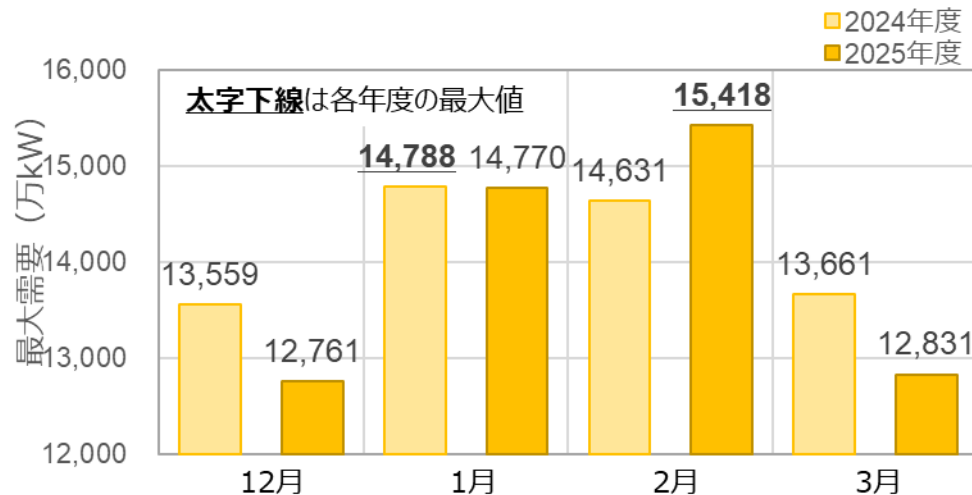
【各月の加重平均気温】※1

	12月	1月	2月	3月	単位：℃
2025年度(A)	8.2	5.0	7.5	10.3	
2024年度(B) ※2	7.3	5.8	5.0	10.1	
(括弧内の気温差はA-B)	(+ 0.9)	(▲ 0.8)	(+ 2.5)	(+ 0.2)	
平年気温(C)	7.3	5.0	5.6	8.9	
(括弧内の気温差はA-C)	(+ 0.9)	(+ 0.0)	(+ 1.9)	(+ 1.4)	

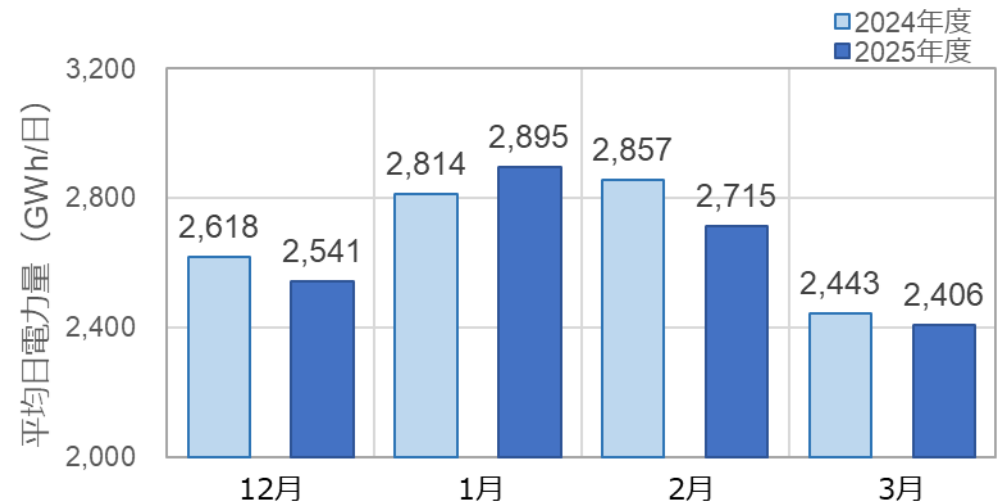
※1 一般送配電事業者の本店所在地の日平均気温の需要比率を用いて算出した気温

※2 2025年度の暦日と曜日に合わせて算定した気温

【各月の最大需要】

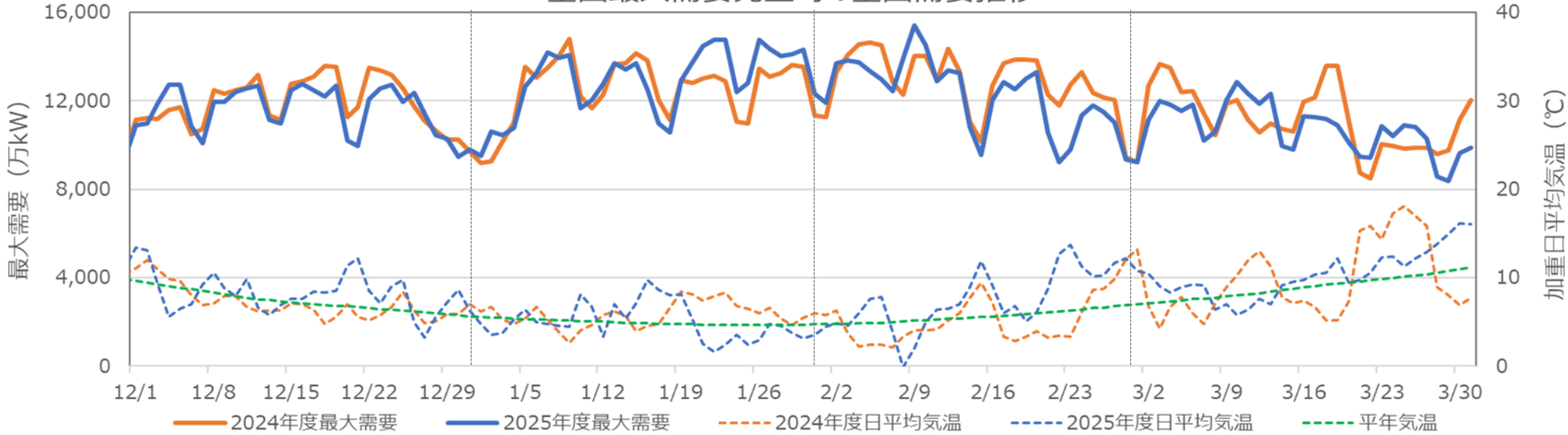


【各月の平均日電力量(平日)】

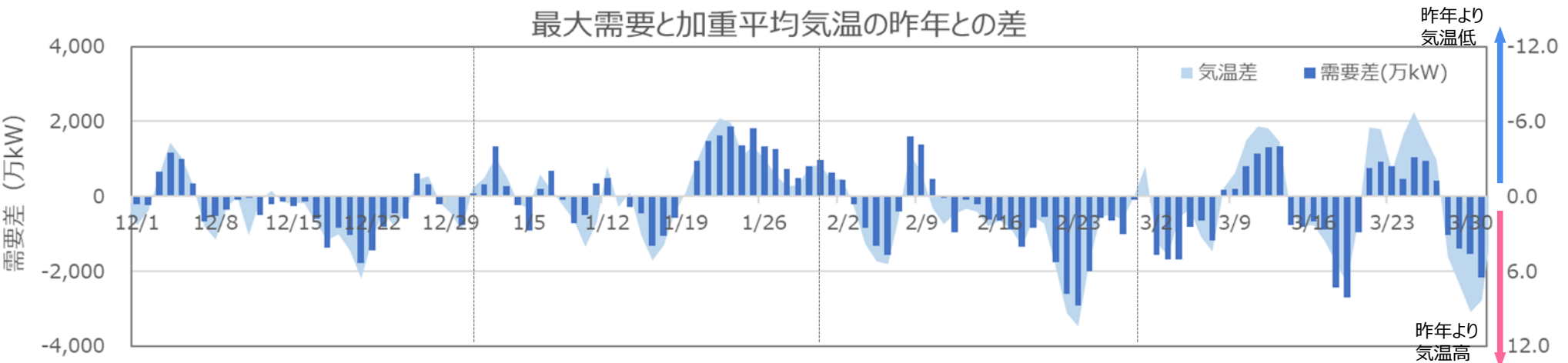


■ 1月中旬～2月上旬は昨年より気温が低く、需要増となった。

全国最大需要発生時の全国需要推移



最大需要と加重平均気温の昨年との差



(2) 2025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(2月9日 9～10時)

■ 10エリア合計の供給力について想定と実績を比較した結果、▲940万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	16,760	17,700	▲ 940	
原子力	987	956	+ 31	
火力	11,147	12,203	▲ 1,056	計画外停止 ^{※2} ▲ 283(▲2.4%) 需給停止 ^{※3} ▲ 281 火力増出力未実施分 ▲ 99 その他 ^{※4} ▲ 393 計画外停止、需給停止、 火力機増出力未実施分等による減
水力	744	979	▲ 235	出水状況および貯水池運用による減
揚水 ^{※5}	1,367	1,650	▲ 283	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	1,836	724	+ 1,112	
風力	289	249	+ 40	
地熱	35	35	+ 0	
その他 ^{※6}	355	904	▲ 549	

※1 前回の電力需給検証報告書（2025年10月）における2025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÷（実績+計画外停止+需給停止）」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。

(2) 2025年度冬季の電力需給実績の検証

: 全国最大需要日における最小予備率時の供給力実績(2月9日 18~19時)

37

- 太陽光の発電量が減少する最小予備率時の想定と実績の比較では、供給力は▲1,598万kWの差であり、予備率は1.2%減の8.7%であった。

(送電端 万kW、%)

	実績	想定 ^{※1}	実績 - 想定
需要	14,142	15,446	▲ 1,304
供給力	15,366	16,964	▲ 1,598
原子力	988	956	+ 32
火力	11,363	12,203	▲ 840
水力	878	979	▲ 101
揚水 ^{※2}	1,296	1,335	▲ 39
太陽光	1	0	+ 1
風力	341	249	+ 92
地熱	34	35	▲ 1
その他 ^{※3}	465	1,207	▲ 742
予備率	8.7	9.8	▲ 1.2

※1 前回の電力需給検証報告書(2025年10月)における2025年度冬季見通し。

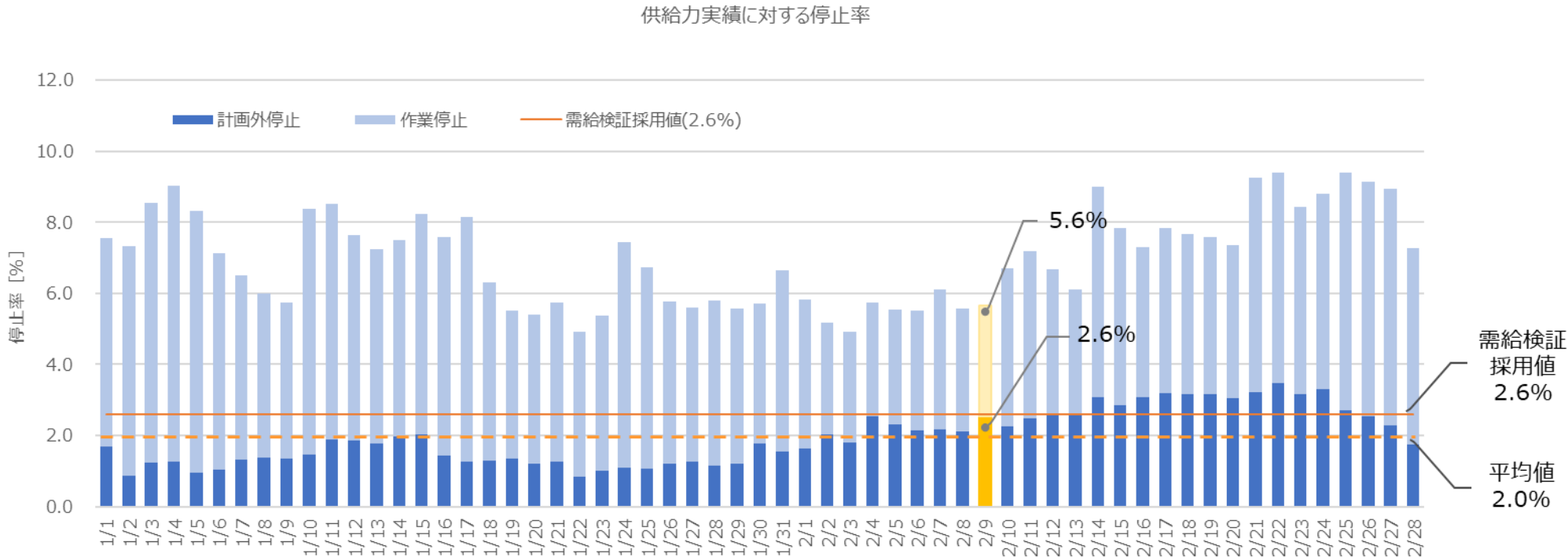
供給力は計画外停止率を考慮していない値。

※2 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。

※3 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。

- 計画外停止率は最大需要発生日 (2月9日) で2.6%、期間平均で2.0%であった。また、作業停止分も含めた最大需要発生日の供給力減少は5.6%であった。
- 計画外停止率については、引き続きデータを収集していき、検証を行っていく。



※ 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 (2025年10月) において計画されていない作業に伴う供給力の変化量

(2) 2025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。

エリア	実績					厳気象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 【万kW】	予備率
北海道	1月26日(月)	10～11時 [18～19時]	507	548	7.9% [7.9%]	571	601	5.2%
東北	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	1,436	1,563	8.9% [1.9%]	1,501	1,569	4.6%
東京	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	5,029	5,613	11.6% [12.2%]	5,482	5,732	4.6%
中部	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	2,259	2,384	5.5% [8.9%]	2,425	2,658	9.6%
北陸	1月22日(木)	9～10時 [18～19時]	517	577	11.6% [11.6%]	540	593	9.8%
関西	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	2,610	2,755	5.5% [5.5%]	2,586	2,834	9.6%
中国	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	1,061	1,107	4.4% [4.4%]	1,076	1,180	9.6%
四国	2月9日(月)	8～9時 [18～19時]	466	535	14.7% [15.7%]	476	595	24.8%
九州	2月9日(月)	8～9時 [18～19時]	1,506	1,600	6.2% [6.3%]	1,617	1,772	9.6%
沖縄 ^{※4}	2月9日(月)	19～20時 [19～20時]	103	142	38.2% [38.2%]	113	167	47.3%

※1 括弧内は、各エリア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 最大需要実績発生月に対応する2025年度冬季見通しでの想定値。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る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) 2025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

- 関西エリアは、前日からの気温低下等の影響により、冬季の厳気象H1需要想定を上回った。
- その他エリアの冬季最大需要は、1・2月に発生。気温影響等により、厳気象H1需要想定を下回った。

エリア (万kW)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国 10エリア
エリア最大需要 発生日時	1/26 11:00	2/9 10:00	2/9 10:00	2/9 10:00	1/22 10:00	2/9 10:00	2/9 10:00	2/9 9:00	2/9 9:00	2/9 20:00	—
需要想定 ^{※1}	571	1,501	5,482	2,425	540	2,586	1,076	490	1,617	113	16,401
需要実績 ^{※2}	507 (492)	1,436 (1,436)	5,029 (5,029)	2,259 (2,259)	517 (499)	2,610 (2,610)	1,061 (1,061)	466 (449)	1,506 (1,486)	103 (98)	15,494 (15,418)
差分	▲ 64	▲ 65	▲ 453	▲ 166	▲ 23	+ 25	▲ 16	▲ 24	▲ 111	▲ 10	▲ 906
気温影響等	▲ 58	▲ 60	▲ 445	▲ 126	▲ 22	▲ 83	▲ 73	▲ 36	▲ 93	▲ 13	▲ 1,009
発動指令電源 ^{※3※4}	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)
その他	▲ 6	▲ 6	▲ 8	▲ 41	▲ 1	+ 108	+ 57	+ 12	▲ 17	+ 3	+ 103

<厳気象対象年度の設定>

○厳気象条件は、北海道・東北・中部・北陸・九州エリアは2022年度並み、東京エリアは2021年度並み、関西エリアは2017年度並み、中国・沖縄エリアは2015年度並み、四国エリアは2020年度並みとした。

※1 最大需要実績発生月に対応する2025年度冬季見通しでの想定値。不等時率を考慮していない値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2026年2月9日 9～10時）の需要実績値。

※3 発動指令電源のうち、最大需要発生時における需要側での期待値。

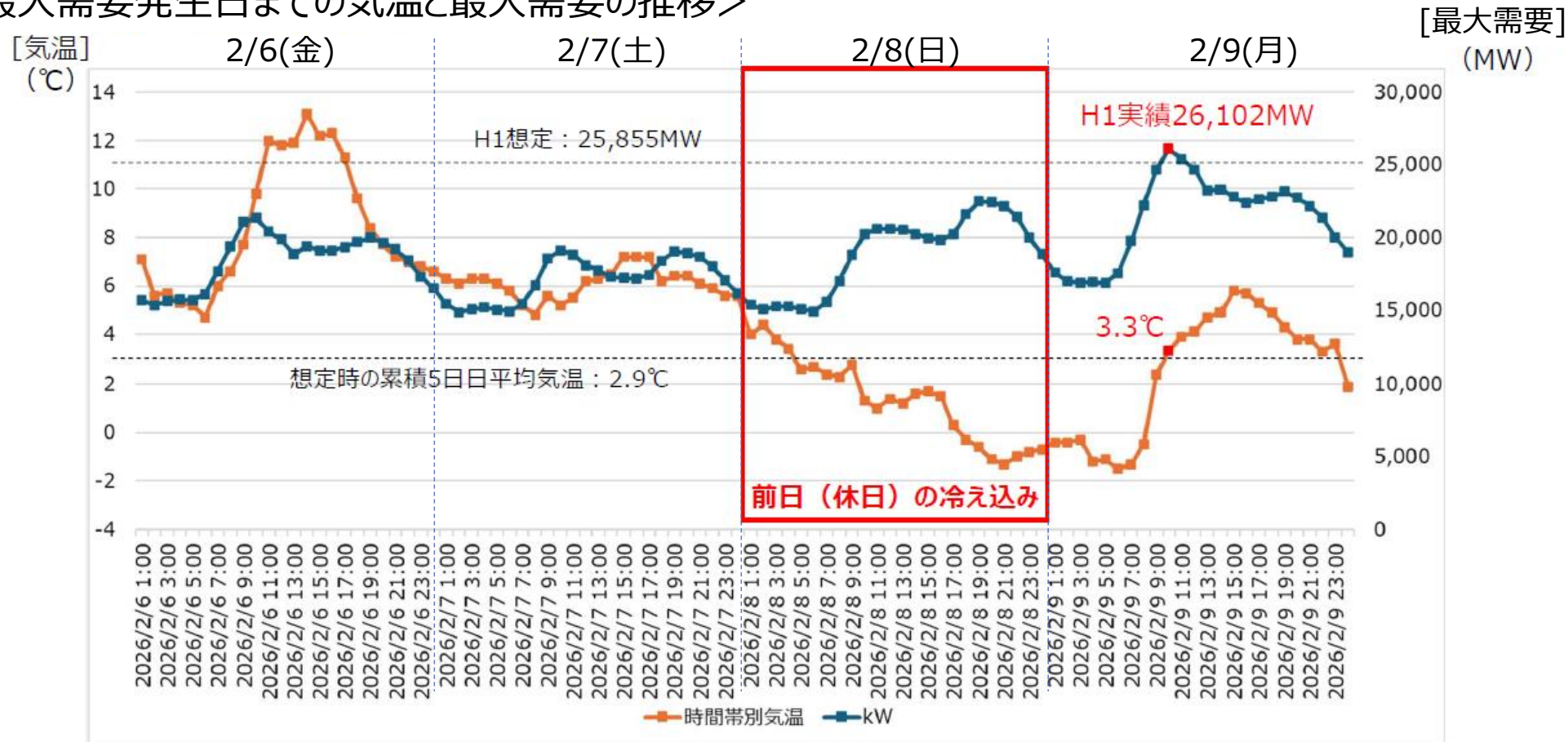
※4 括弧内の数値は、当該一日を通じた最大値。

※ 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。

■ 関西エリアでは、最大需要発生時の気温は、厳気象年度（2017年度）より高かったものの、前日に例年より気温が低下したことや、最大需要発生日が月曜日であり、週始めの立ち上がりによる暖房需要等が増加したことで、想定より実績が上回った。

＜最大需要発生日までの気温と最大需要の推移＞



- 2月に、関西エリアで厳気象H1想定を超える需要が発生した。

12～3月における厳気象H1想定の超過日数

単位：日

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
12月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2月	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
3月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1

※ 各月の日需要実績に対し、需給検証で想定した月毎の厳気象H1需要を超過した日数をカウント

- 全国最大需要時の実績は、2月9日9～10時の15,418万kWであり、至近5年間で見ると、2番目の実績となった。
- 全国最大需要日の予備率は、最大需要時および最小予備率時ともに8.7%であり、各エリアとも安定供給を確保した。
- エリア別の最大需要実績では、2月の関西エリアで、冬季の厳気象H1想定を超える需要となった。
- 2026年度冬季の需給検証に向け、厳気象H1想定を超過した上記のエリアについては、当該エリアの一般送配電事業者とともに、今回実績を踏まえた需要想定とするように検討していく。

(1) 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時（厳気象H1需要）、および最小予備率時に103%以上（予備率3%以上）の供給力を有するか確認。
 - ✓ 最小予備率時：太陽光の出力が減少する夕刻から夜間を対象に広域機関が指定した時間帯
- 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に、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

(2) 需要

- エリア別の電力需要（送電端）は、各一般送配電事業者にて想定する。

(3) 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。
 - ✓ 発電事業者 (計79社)
 - ⇒ 2025年度の供給計画における2025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、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、発動指令電源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・揚水の供給力は以下の通り評価する。
 - ✓ 太陽光 : 過去10年程度の各月前後半最大3日需要日において、1σ以下の低位な実績を平均
 - ✓ 水力・風力 : EUE算定による火力等の安定電源代替価値
 - ✓ 揚水 : 潜在計算により、予備率一定となるよう配分

(5) 2026年度夏季の電力需給見通し

: 2026年度夏季需給見通し (最大需要時) (1/2)

〈発動指令電源 **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月前半】	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	7,873	500	1,448	5,925	9,615	2,630	511	2,974	1,106	549	1,845	17,488	207	17,695
最大需要電力	7,239	438	1,266	5,535	8,844	2,457	477	2,778	999	464	1,668	16,082	180	16,262
供給予備力	634	63	182	390	771	173	34	196	106	85	177	1,406	28	1,433
供給予備率	8.8	14.3	14.3	7.0	8.7	7.0	7.0	7.0	10.6	18.4	10.6	8.7	15.3	8.8
予備力3%確保 に対する余剰分	417	50	144	224	506	99	19	112	76	71	127	923	22	945

【7月後半】	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	8,521	553	1,589	6,379	10,164	2,703	545	3,082	1,179	637	2,019	18,685	211	18,896
最大需要電力	7,799	486	1,395	5,919	9,025	2,485	501	2,834	1,048	488	1,669	16,825	180	17,004
供給予備力	722	68	194	460	1,139	217	44	248	130	149	350	1,861	31	1,891
供給予備率	9.3	13.9	13.9	7.8	12.6	8.8	8.8	8.8	12.4	30.5	21.0	11.1	17.0	11.1
予備力3%確保 に対する余剰分	488	53	153	282	868	143	29	163	99	134	300	1,356	25	1,381

【8月前半】	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	8,411	550	1,583	6,277	10,081	2,688	542	3,066	1,223	614	1,948	18,492	214	18,706
最大需要電力	7,801	486	1,396	5,919	9,023	2,485	501	2,834	1,047	488	1,668	16,824	183	17,008
供給予備力	609	65	186	358	1,058	203	41	232	176	126	280	1,667	31	1,698
供給予備率	7.8	13.3	13.3	6.1	11.7	8.2	8.2	8.2	16.8	25.8	16.8	9.9	16.8	10.0
予備力3%確保 に対する余剰分	375	50	144	181	787	129	26	147	145	111	230	1,163	25	1,188

- ※ 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

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(5) 2026年度夏季の電力需給見通し : 2026年度夏季需給見通し (最大需要時) (2/2)

〈発動指令電源 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,%)

【8月後半】	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	8,339	535	1,577	6,227	9,764	2,634	531	3,004	1,176	547	1,873	18,103	214	18,317
最大需要電力	7,769	486	1,401	5,881	9,029	2,488	501	2,837	1,047	488	1,668	16,797	183	16,981
供給予備力	570	49	176	346	735	146	29	167	128	60	205	1,305	31	1,336
供給予備率	7.3	10.1	12.5	5.9	8.1	5.9	5.9	5.9	12.3	12.3	12.3	7.8	16.8	7.9
予備力3%確保 に対する余剰分	337	34	134	169	464	72	14	82	97	45	155	801	25	827

【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	7,833	477	1,525	5,831	9,305	2,582	516	2,878	1,085	548	1,697	17,139	211	17,350
最大需要電力	7,299	417	1,332	5,550	8,746	2,457	491	2,739	1,011	464	1,583	16,045	161	16,206
供給予備力	534	60	193	281	559	125	25	139	73	84	114	1,094	51	1,144
供給予備率	7.3	14.5	14.5	5.1	6.4	5.1	5.1	5.1	7.2	18.0	7.2	6.8	31.6	7.1
予備力3%確保 に対する余剰分	315	48	153	115	297	51	10	57	43	70	67	612	46	658

- ※ 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

- ※ 9月は、9/1~18の期間で評価
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(5) 2026年度夏季の電力需給見通し

: 2026年度夏季需給見通し (最小予備率時) (1/2)

〈発動指令電源 **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月前半】	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	7,454	454	1,340	5,660	9,262	2,536	494	2,940	1,039	508	1,745	16,715	200	16,915
最大需要電力	7,023	428	1,262	5,333	8,705	2,389	465	2,770	979	456	1,645	15,728	177	15,905
供給予備力	430	26	77	327	557	146	28	170	60	52	101	987	23	1,010
供給予備率	6.1	6.1	6.1	6.1	6.4	6.1	6.1	6.1	6.1	11.3	6.1	6.3	12.8	6.4
予備力3%確保 に対する余剰分	220	13	39	167	296	75	15	87	31	38	51	516	17	533

【7月後半】	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	8,042	505	1,458	6,079	9,765	2,643	533	3,048	1,139	589	1,812	17,807	203	18,010
最大需要電力	7,636	470	1,358	5,809	8,851	2,412	487	2,781	1,039	480	1,652	16,487	177	16,664
供給予備力	406	35	101	270	914	231	47	267	100	110	160	1,320	26	1,345
供給予備率	5.3	7.4	7.4	4.6	10.3	9.6	9.6	9.6	9.7	22.8	9.7	8.0	14.6	8.1
予備力3%確保 に対する余剰分	177	21	60	96	649	159	32	183	69	95	110	825	20	846

【8月前半】	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	7,995	506	1,477	6,012	9,683	2,616	527	3,013	1,149	550	1,827	17,678	203	17,881
最大需要電力	7,651	470	1,372	5,809	8,855	2,415	487	2,782	1,039	480	1,652	16,505	182	16,687
供給予備力	344	36	105	203	828	201	40	231	110	70	175	1,173	22	1,194
供給予備率	4.5	7.7	7.7	3.5	9.4	8.3	8.3	8.3	10.6	14.6	10.6	7.1	12.0	7.2
予備力3%確保 に対する余剰分	115	22	64	29	563	128	26	148	79	56	126	677	16	694

※ 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、最小予備率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

※ 供給力には、発動指令電源および東京エリアのkW公募落札量を含める
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(5) 2026年度夏季の電力需給見通し

: 2026年度夏季需給見通し (最小予備率時) (2/2)

〈発動指令電源 **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,%)

【8月後半】	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	7,985	499	1,463	6,022	9,444	2,545	513	2,931	1,132	523	1,801	17,428	203	17,632
最大需要電力	7,654	470	1,376	5,809	8,855	2,415	487	2,782	1,039	480	1,652	16,509	182	16,691
供給予備力	330	30	87	213	589	129	26	149	93	43	148	919	22	941
供給予備率	4.3	6.3	6.3	3.7	6.7	5.4	5.4	5.4	9.0	9.0	9.0	5.6	12.0	5.6
予備力3%確保 に対する余剰分	101	16	46	39	323	57	11	65	62	29	99	424	16	440

【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	7,434	453	1,414	5,566	8,936	2,484	487	2,825	1,017	516	1,606	16,370	202	16,572
最大需要電力	7,044	419	1,285	5,340	8,515	2,383	467	2,710	976	437	1,541	15,560	157	15,717
供給予備力	390	35	129	226	420	101	20	115	41	79	65	810	45	855
供給予備率	5.5	8.3	10.0	4.2	4.9	4.2	4.2	4.2	4.2	18.0	4.2	5.2	28.4	5.4
予備力3%確保 に対する余剰分	178	22	91	66	165	29	6	33	12	65	19	343	40	383

- ※ 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、最小予備率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

- ※ 9月は、9/1~18の期間で評価
- ※ 供給力には、発動指令電源および東京エリアのkW公募落札量を含める
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(2) 2026年度夏季の電力需給見通し ：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。
- 7月前半の沖縄エリアにおいて、稀頻度リスクに必要な供給力を2万kW下回る見通しであるが、電源I' 厳気象対応調整力を活用することで対応可能。

※ 平年H3需要：2026年度供給計画の第1年度(2026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（2026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	506	1,347	5,501	2,368	491	2,688	1,002	469	1,586	162
平年H3需要×1%	5	13	55	24	5	27	10	5	16	2

○稀頻度リスク評価（連系線制約が顕在化するブロックにおいて評価）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月前半	稀頻度リスクに必要な供給力		110				26	5	26	24
	予備率3%確保に対する余力		455				204	71	204	22
7月後半	稀頻度リスクに必要な供給力		55	55			10	5	16	24
	予備率3%確保に対する余力		282	335			99	134	300	25
8月前半	稀頻度リスクに必要な供給力		55	55			26	5	26	24
	予備率3%確保に対する余力		181	301			375	111	375	25
8月後半	5	13	110				31			24
	34	134	337				297			25
9月	稀頻度リスクに必要な供給力		110				26	5	26	24
	予備率3%確保に対する余力		232				110	70	110	46

※ 四捨五入の関係で合計値が合致しないことがある

- 3/16見通し時以降に判明した供給力変化を反映して再評価した結果、厳気象H1需要に対して、供給力では発動指令電源、火力増出力運転、エリア間融通、東京エリアのkW公募落札量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率3%を確保できる見通し。
- 実需給断面において、発電機の計画外停止等の供給力変化の可能性もある。
- 本機関としては、広域予備率が8%を下回った場合の「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」等を週間計画、翌々日段階から実施するなど、容量市場の枠組みも最大限活用し、供給力確保に資する取り組みを実施していく。
- また、夏季期間中は、電力需給モニタリングによりkW・kWhの両面から需給状況を監視し、最新の気象予報等から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、必要な追加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。

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 執行役員系統運用部長

加藤 和男

電源開発株式会社 常務執行役員

藤岡 道成

関西電力送配電株式会社 理事 工務部担当、系統運用部担当

増川 武昭

一般社団法人太陽光発電協会 事務局長

(敬称略・五十音順)

オブザーバ (経済産業省)

黒田 嘉彰

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

山田 努

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

小柳 聡志

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力産業・市場室長

佐久 秀弥

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)

(2025年10月現在)

○第117回委員会（2026年3月16日）

（議題）

- ・2026年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて

○第118回委員会（2026年5月14日）

（議題）

- ・電力需給検証報告書（案）について