

2027年度の需給見通しについて (報告)

2026年8月24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

- 2027年度の需給見通しは、2026年度供給計画取りまとめ時点（2026年3月）において、年間EUEは基準値以内であったが、容量市場の追加オークションの状況を踏まえ、需給対策の要否を検討していくこととした。
- 2026年度供給計画取りまとめ以降、容量市場の追加オークションの約定結果等を踏まえ、**現時点で把握可能な最新データを用いて2027年度の需給見通しを確認**したため、ご報告する。
- 供給計画の取りまとめにおいては、年間EUEによる供給信頼度評価を行っているが、本算定においては、実需給断面における予備率管理の考え方との接続性を踏まえ、**確定論的手法によるH1予備率評価により確認を行った。**
- 2027年度供給計画取りまとめ（2027年3月）に向け、需給両面の変化を踏まえて需給バランスを見直し、需給状況を引き続き注視していく。

- 2026年度供給計画に基づき、現時点で把握可能な最新のデータを用いて、夏季冬季の需給検証での需給バランス評価と同様の考え方を適用した。

（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。
- 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

- 昨年度に各一般送配電事業者で想定した2026年度のH1需要を採用

（3）供給力

- 2026年度供給計画のデータを基礎とし、事業者による変更届出や新規届出、容量市場の追加オークションの約定結果等を反映
- 厳気象・稀頻度対応として、火力増出力や容量市場の発動指令電源の約定分等を考慮
- 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年程度の各月最大3日需要日において、1 σ 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

■ 2026年度供給計画取りまとめ（2026年3月）以降の電源の最新見通しを反映。

主な供給力の変化

休止等に伴う停止期間（3月時点）
休止等に伴う停止期間（現時点）

エリア	発電所名・号機 （電源種別）	設備容量 （万kW）	2027年度												変更理由
			4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸	七尾大田 （火力）	2号 + 70	補修停止												補修停止計画 変更
			2027年度春頃復旧見込 （停止期間は仮置き）												

※2026年3月以降に提出された供給計画の変更届出等に基づく

- 厳気象H1需要に対する広域予備率は下表のとおりとなるが、予備電源（知多2）を稼働させることで3%を超える予備率を確保できる見込み。
- **中部・北陸・関西・中国・九州エリアの1月前半を中心に補修調整による対策を実施**し、必要に応じて相対的に予備率が低い断面（7月前半・12月前半～1月後半）に対しても補修の状況を確認する。

厳気象H1需要に対する予備率（最小予備率時）

（単位：％）

エリア	夏 季					冬 季							
	7月		8月		9月	12月		1月		2月		3月	
	前半	後半	前半	後半		前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	13.4	11.4	11.2	9.1	9.1	14.1	19.0	6.9	4.9	5.4	9.4	8.0	13.3
東北	13.4	11.4	11.2	9.1	9.0	10.5	19.0	6.9	4.9	5.4	6.8	8.0	6.8
東京	13.4	11.4	11.2	9.1	9.0	10.5	19.0	6.9	4.9	5.4	6.8	6.0	6.8
中部	4.9	11.4	11.8	9.1	9.0	3.4	4.9	2.3	3.9	5.4	6.8	9.6	7.7
北陸	4.9	11.4	11.8	9.1	9.0	3.4	4.9	2.3	3.9	5.4	6.8	9.6	7.7
関西	4.9	11.4	11.8	9.1	9.0	3.4	4.9	2.3	3.9	5.4	6.8	9.6	7.7
中国	9.0	11.4	15.3	11.1	9.0	3.4	4.9	2.3	3.9	5.4	6.8	9.6	7.7
四国	10.5	15.6	16.7	13.1	9.0	3.4	4.9	6.5	13.5	7.6	8.6	29.1	27.1
九州	9.0	11.4	15.3	11.1	9.0	3.4	4.9	2.3	3.9	5.4	6.8	9.6	7.7
沖縄	15.6	16.7	13.3	13.3	26.6	31.6	31.6	27.0	27.0	51.0	49.1	51.2	41.9

※ 全国で最小予備率となる時間帯で評価（北海道～九州：夏季は17時断面、冬季は19時断面／沖縄：夏季は20時断面、冬季は19時断面）

※ 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

※ 2027年度の9月は9/1-9/17を厳気象対象として見込む

- 厳気象H1需要に対する広域予備率は下表のとおりとなるが、予備電源（知多2）を稼働させることで3%を超える予備率を確保できる見込み。
- **中部・北陸・関西・中国・九州エリアの1月前半を中心に補修調整による対策を実施**し、必要に応じて相対的に予備率が低い断面（7月前半・12月前半～1月後半）に対しても補修の状況を確認する。

厳気象H1需要に対する予備率（最大需要時）

（単位：％）

エリア	夏 季					冬 季							
	7月		8月		9月	12月		1月		2月		3月	
	前半	後半	前半	後半		前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	17.7	12.4	10.9	12.0	18.2	19.3	20.0	6.5	5.8	5.7	9.5	5.9	13.3
東北	17.7	12.4	13.2	12.0	11.1	12.1	20.0	6.5	5.8	5.7	6.8	5.9	6.9
東京	17.7	12.4	13.2	12.0	11.1	12.1	20.0	6.5	5.8	5.7	6.8	5.9	6.9
中部	4.3	12.4	13.2	12.0	11.1	3.1	5.0	2.0	3.5	5.2	6.8	7.0	6.9
北陸	4.3	12.4	13.2	12.0	11.1	3.1	5.0	2.0	3.5	5.2	6.8	7.0	6.9
関西	4.3	12.4	13.2	12.0	11.1	3.1	5.0	2.0	3.5	5.2	6.8	7.0	6.9
中国	12.4	13.7	16.3	17.2	11.1	3.1	5.0	2.0	3.5	5.2	6.8	7.0	9.5
四国	12.4	16.7	21.0	18.3	11.1	6.0	5.0	8.7	15.9	11.1	12.1	29.1	27.2
九州	12.4	17.6	21.2	17.2	11.1	3.1	5.0	2.0	3.5	5.2	6.8	15.2	9.5
沖縄	12.9	13.9	12.2	12.2	23.9	31.6	31.6	27.0	27.0	51.0	49.1	51.2	41.9

※ 全国で最大需要となる時間帯で評価（北海道～九州：夏季は15時断面、冬季は10時断面／沖縄：夏季は15時断面、冬季は14時断面）

※ 2027年度の9月は9/1-9/17を厳気象対象として見込む

- 2025年度予備電源募集による落札結果において、2027年度冬季は知多第二発電所2号が落札となった。
- 仮に、**知多第二発電所2号機を供給力として考慮した場合、厳気象H1需要に対して、全ての月・エリアで予備率3%を確保できる見通し。**
- **需給が厳しい断面に対して、予備電源の活用といった追加供給力確保策による対応を国と連携して早急に進める。**

<最小予備率時>

<最大需要時>

(単位：%)

エリア	冬 季								冬 季							
	12月		1月		2月		3月		12月		1月		2月		3月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	14.1	19.0	6.0	5.0	6.0	9.5	8.0	13.4	19.3	20.0	7.2	5.6	6.0	9.5	6.0	13.5
東北	10.2	19.0	6.0	5.0	6.0	7.2	8.0	6.9	12.2	20.0	7.2	5.6	6.0	7.4	6.0	7.1
東京	10.2	19.0	6.0	5.0	6.0	7.2	6.0	6.9	12.2	20.0	7.2	5.6	6.0	7.4	6.0	7.1
中部	4.7	6.0	3.8	5.0	6.0	7.2	10.6	8.9	5.4	6.0	3.0	4.4	6.0	7.4	8.3	8.6
北陸	4.7	6.0	3.8	5.0	6.0	7.2	10.6	8.9	5.4	6.0	3.0	4.4	6.0	7.4	8.3	8.6
関西	4.7	6.0	3.8	5.0	6.0	7.2	10.6	8.9	3.1	6.0	3.0	4.4	6.0	7.4	8.3	8.6
中国	4.7	6.0	3.8	5.0	6.0	7.2	10.6	8.9	3.1	6.0	3.0	4.4	6.0	7.4	8.3	9.4
四国	4.7	6.0	6.5	13.5	7.6	8.6	29.1	27.1	6.0	6.0	8.7	15.9	11.1	12.1	29.1	27.2
九州	4.7	6.0	3.8	5.0	6.0	7.2	10.6	8.9	3.1	6.0	3.0	4.4	6.0	7.4	15.2	9.4
沖縄	31.6	31.6	27.0	27.0	51.0	49.1	51.2	41.9	31.6	31.6	27.0	27.0	51.0	49.1	51.2	41.9

2. 2025年度予備電源募集の落札結果

(1) 落札電源一覧

8

- 2025年度予備電源募集（2026年度・2027年度制度適用開始向け）は、以下の表の結果※1※2となった。
 - 東エリア：応札なし
 - 西エリア：応札2者、落札2者
- なお、今回、落札事業者数が3者未満のため、落札金額合計は非公表とする。

落札総容量[kW]

1,364,985

落札事業者名	落札電源名	エリア	場所	電源種	落札容量[kW]	制度適用期間	立ち上げ期間
株式会社 JERA	知多第二発電所2号	西	愛知県 知多市	LNG	822,842	2027年6月 ～ 2028年5月	短期
関西電力 株式会社	御坊発電所3号	西	和歌山県 御坊市	石油	542,143	2028年3月 ～ 2031年2月	短期

※1 技術評価と価格評価に基づいて落札候補電源を選定。

※2 電力・ガス取引監視等委員会の監視結果による応札価格の修正を反映した落札結果。

■ H3需要に対して、全ての月・エリアで予備率8%以上となった。

今回

	4月		5月		6月		7月		8月		9月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	26.6%	25.8%	38.5%	27.5%	27.9%	23.2%	23.7%	20.3%	24.4%	23.8%	24.3%	27.2%
東北	26.6%	22.8%	38.5%	27.5%	27.9%	21.1%	23.7%	20.3%	26.1%	23.8%	24.3%	27.2%
東京	26.6%	22.8%	22.9%	24.6%	27.9%	20.5%	20.4%	16.5%	17.9%	16.9%	24.3%	27.2%
中部	26.6%	22.8%	22.9%	24.6%	26.4%	20.0%	20.4%	16.1%	17.9%	16.9%	24.3%	27.2%
北陸	26.6%	22.8%	22.9%	24.6%	26.4%	20.0%	20.4%	16.1%	17.9%	16.9%	24.3%	27.2%
関西	26.6%	22.8%	22.9%	24.6%	26.4%	20.0%	20.4%	16.1%	17.9%	16.9%	24.3%	27.2%
中国	26.6%	22.8%	22.9%	24.9%	29.6%	34.6%	29.1%	16.1%	17.9%	16.9%	24.3%	33.6%
四国	34.3%	32.7%	36.1%	47.2%	82.7%	67.0%	43.6%	27.9%	34.1%	31.1%	24.3%	33.6%
九州	26.6%	22.8%	22.9%	24.9%	29.6%	34.6%	29.1%	16.1%	17.9%	16.9%	24.3%	43.5%
沖縄	41.3%	53.3%	48.3%	48.8%	30.4%	30.4%	29.4%	30.6%	27.1%	27.1%	31.8%	30.1%

	10月		11月		12月		1月		2月		3月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	28.6%	20.6%	16.6%	25.6%	15.4%	23.2%	21.6%	20.4%	21.2%	22.3%	19.2%	21.6%
東北	20.0%	20.4%	16.4%	21.2%	15.4%	23.2%	21.6%	20.4%	21.2%	22.3%	19.2%	21.6%
東京	20.0%	18.2%	16.4%	21.2%	15.4%	23.2%	21.6%	20.4%	21.2%	22.3%	19.2%	21.6%
中部	20.4%	18.2%	16.4%	21.2%	8.5%	11.1%	8.7%	9.7%	10.4%	11.8%	19.9%	21.6%
北陸	20.4%	18.2%	16.4%	21.2%	8.5%	11.1%	8.7%	9.7%	10.4%	11.8%	19.9%	21.6%
関西	20.4%	18.2%	16.4%	21.2%	8.5%	11.1%	8.7%	9.7%	10.4%	11.8%	19.9%	21.6%
中国	23.9%	21.2%	16.4%	21.2%	8.5%	11.1%	8.7%	9.7%	10.4%	11.8%	19.9%	23.7%
四国	34.6%	24.9%	16.4%	21.2%	8.5%	11.1%	20.9%	28.8%	21.2%	22.3%	50.5%	47.0%
九州	26.1%	21.2%	16.4%	21.2%	8.5%	11.9%	8.7%	9.7%	10.4%	11.8%	19.9%	23.7%
沖縄	42.5%	44.9%	42.2%	44.3%	63.4%	63.4%	56.7%	56.7%	88.7%	86.4%	86.7%	75.0%

(注) 本評価は地域間連系線の空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
 7・8月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関等を踏まえた追加供給力を適用
 追加オークション落札分を広域機関にて加算
 ※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示
 ※沖縄エリアは最小予備率断面

○空容量＝①(運用容量)－②(マージン)

①:「2026～2035年度の連系線の運用容量(年間・長期)2026年6月17日:本機関」を基に一部連系線(中国九州間)は運用容量の30分細分化を反映した値

②:「2026・2027年度の連系線のマージン(年間)、マージン設定の考え方及び確保理由(2026年3月1日:本機関)」を考慮のうえ算出した値

参考：2026年度供給計画 (2026年3月時点)

	4月		5月		6月		7月		8月		9月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	26.3%	25.4%	38.0%	27.0%	27.7%	22.8%	23.3%	19.9%	24.0%	23.5%	23.6%	26.4%
東北	26.3%	22.5%	38.0%	27.0%	27.7%	20.7%	23.3%	19.9%	25.8%	23.5%	23.6%	26.0%
東京	26.3%	22.5%	22.7%	24.0%	27.7%	20.4%	19.6%	16.4%	17.3%	16.4%	23.6%	26.0%
中部	26.3%	22.5%	22.7%	24.0%	24.0%	17.8%	19.6%	15.1%	17.3%	16.4%	23.6%	26.0%
北陸	26.3%	22.5%	22.7%	24.0%	24.0%	17.8%	19.6%	15.1%	17.3%	16.4%	23.6%	26.0%
関西	26.3%	22.5%	22.7%	24.0%	24.0%	17.8%	19.6%	15.1%	17.3%	16.4%	23.6%	26.0%
中国	26.3%	22.5%	22.7%	24.3%	29.1%	34.1%	28.6%	15.1%	17.3%	16.4%	23.6%	33.6%
四国	34.0%	32.4%	35.7%	62.8%	94.2%	77.6%	47.7%	31.5%	33.8%	30.8%	25.9%	42.7%
九州	26.3%	22.5%	22.7%	24.3%	29.1%	34.1%	28.6%	15.1%	17.3%	16.4%	23.6%	43.0%
沖縄	41.3%	53.3%	48.3%	48.8%	30.4%	30.4%	29.4%	30.6%	27.1%	27.1%	31.8%	30.1%

	10月		11月		12月		1月		2月		3月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	28.1%	20.2%	16.2%	25.2%	15.2%	23.0%	21.4%	20.2%	21.0%	22.1%	18.7%	20.8%
東北	18.8%	19.9%	15.5%	20.3%	15.2%	23.0%	21.4%	20.2%	21.0%	22.1%	18.7%	20.8%
東京	18.8%	16.6%	15.5%	20.3%	15.2%	23.0%	21.4%	20.2%	21.0%	22.1%	18.7%	20.8%
中部	18.8%	16.6%	15.5%	20.3%	7.1%	9.7%	7.5%	8.5%	9.3%	10.8%	18.7%	20.8%
北陸	18.8%	16.6%	15.5%	20.3%	7.1%	9.7%	7.5%	8.5%	9.3%	10.8%	18.7%	20.8%
関西	18.8%	16.6%	15.5%	20.3%	7.1%	9.7%	7.5%	8.5%	9.3%	10.8%	18.7%	20.8%
中国	23.3%	20.6%	15.5%	20.3%	7.1%	9.7%	7.5%	8.5%	9.3%	10.8%	19.2%	22.9%
四国	48.0%	38.3%	18.7%	25.5%	15.2%	13.9%	25.8%	33.7%	21.2%	22.3%	46.8%	34.9%
九州	25.6%	20.6%	15.5%	20.3%	7.1%	11.4%	7.5%	8.5%	9.3%	10.8%	19.2%	22.9%
沖縄	42.5%	44.9%	42.2%	44.3%	63.4%	63.4%	56.7%	56.7%	88.7%	86.4%	86.7%	75.0%

(注) 本評価は地域間連系線の空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
 7・8月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関等を踏まえた追加供給力を適用
 長期脱炭素アクション落札分で供給計画に未計上のものを広域機関にて加算

①空容量=①(運用容量) - ②(マージン)

①:「2026～2035年度の連系線の運用容量(年間・長期) 2026年3月1日:本機関」を基に一部連系線(中国九州間)は運用容量の30分細分化を反映した値

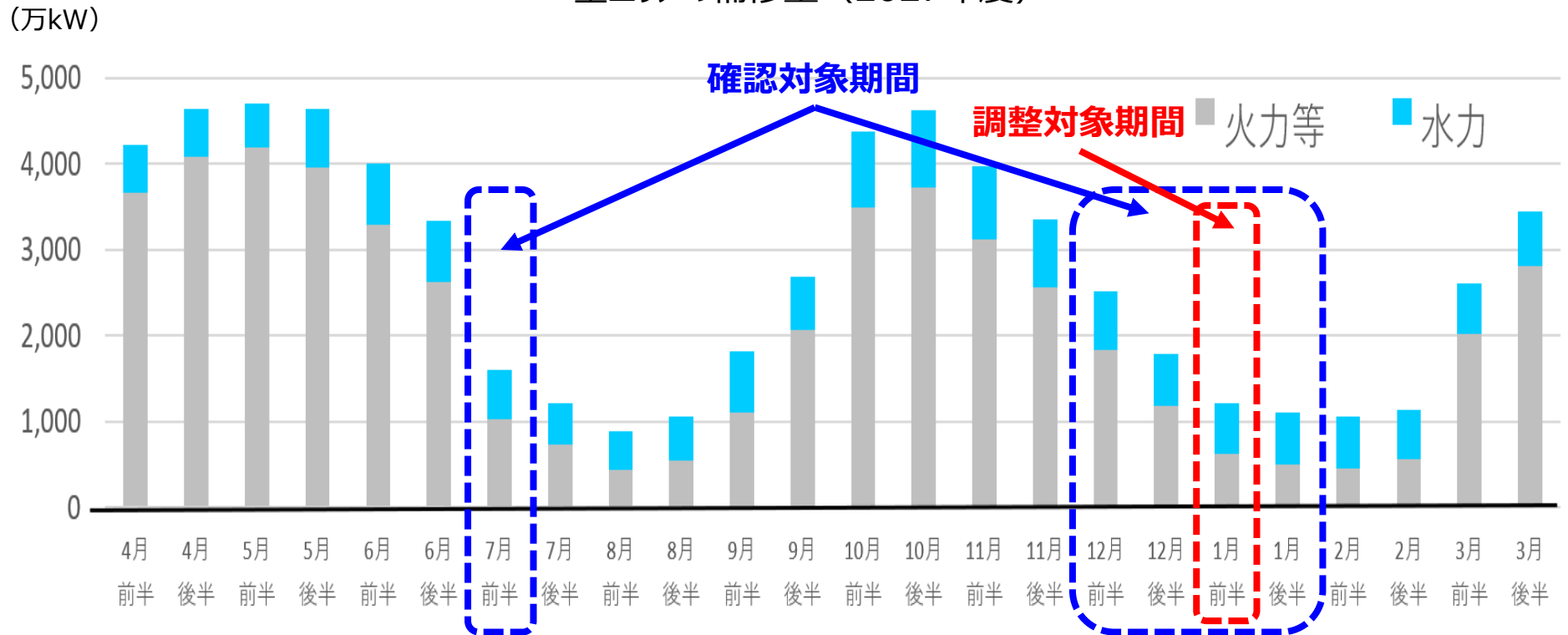
②:「2026・2027年度の連系線のマージン(年間)、マージン設定の考え方及び確保理由(2026年3月1日:本機関)」を考慮のうえ算出した値

- 年間EUEで評価した結果、全てのエリアにおいて目標停電量以内となることを確認した（目標停電量：0.059kWh/kW・年 ※沖縄エリアは1.996kWh/kW・年）。

	(kWh/kW・年)	
	2026年度供給計画 (2026年3月時点)	今回
北海道	0.017	0.020
東北	0.000	0.000
東京	0.009	0.008
中部	0.012	0.011
北陸	0.011	0.010
関西	0.012	0.010
中国	0.011	0.010
四国	0.010	0.009
九州	0.011	0.015
9エリア計	0.010	0.010
沖縄	0.322	0.322

- 高需要期は比較的補修停止は少ないが、一定程度の補修は計画されている状況。
- 短期間の補修計画を中心に、対象月から比較的余力のある月へ再計画する等の補修調整により供給力を確保する。

全エリアの補修量（2027年度）



※「水力発電所・火力発電所・新エネルギー発電所等発電・補修計画明細書」に基づき、原則10万kW以上の発電設備を対象に集計
 ※火力等にはバイオマスを含む
 ※ 2026年度供給計画取りまとめをベースに取りまとめ以降の変更供給計画を反映した全エリアの補修量（2027年度）

■ 2027年度供給計画の取りまとめに向けて、さらなる供給力確保の依頼文書を発信する予定。

2027年度供給計画に向けた事業者への依頼文書（案）

2027年度のさら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はじめ、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。

2027年度について一定の仮定をおいた需給バランスの試算では、第121回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2026年8月24日）でお示した通り、一部のエリアで厳しい需給状況となる見通しです。具体的には、1月前半の中部・北陸・関西・中国・九州エリアにおける厳気象H1需要に対する予備率が8%を確保できておらず、供給力確保策を実施していく必要があります。

また、夏季は7月前半の中部・北陸・関西エリア、冬季は12月前半・12月後半・1月後半の中部・北陸・関西・中国・九州エリアにおける予備率が7%程度に低くなっており、現状以上に供給力が減少する計画変更等について配慮が求められる状況となっています。

このような需給状況に加えて、2027年度供給計画に向けて需要や供給力が更新されること等により、需給がさらに厳しくなる可能性があります。

以上のことから、各事業者におかれましては、2027年度供給計画に向けた補修停止計画を策定するにあたり、確実な供給力確保に向け、以下について最大限のご協力をいただきますよう、よろしくお願いします。

1. 発電事業者・小売電気事業者

予備率が7%程度に低い期間・エリアにおける既存の補修停止計画を他の期間（夏季・冬季を極力除く）へ変更、及び新規の補修停止計画を回避

2. 一般送配電事業者

連系線の運用容量に制約を及ぼす送変電設備について、予備率が7%程度に低い期間・エリアへの融通の影響を考慮し、既存の補修停止計画を他の期間（夏季・冬季を極力除く）へ変更、及び新規の補修停止計画を回避

発電制約を伴う送配電設備について、予備率が7%程度に低い期間・エリアにおける既存の補修停止計画を他の期間（夏季・冬季を極力除く）へ変更、及び新規の補修停止計画を回避

また、補修停止計画についての聞き取りや調整についてお願いさせていただく場合がありますので、ご協力いただきますよう、お願いします。

なお、2028年度以降も、容量市場のリクワイアメントに基づく容量停止計画の調整など、補修停止時期の調整にご協力いただきますよう、お願いします。

以上

- 年度末の取りまとめに向け、事業者間の調整等を踏まえ、需要や供給力の変化が判明してくる。
- **今後の供給計画取りまとめのステップの中で、需給状況を注視し、必要に応じて供給力対策を検討する。**

今後の変化要素とその判明時期

	変化要素	判明時期	備考
供給力	休廃止計画や補修計画の追加・変更	2月中旬 (供給計画案取りまとめ)	＜現時点の計上方法＞ ・現時点で判明している計画変更等以外は2026年度供給計画に基づき計上
	再エネ供給力の変化 (補修計画・設備量・調整係数の更新)		
	非電気事業者からの調達量の変化		＜今後の可能性＞ ・電源の稼働状況等を踏まえて補修計画が追加・変更となる可能性 ・休廃止計画が新規計上される可能性 ・販売計画等を踏まえて休止計画が変更となる可能性
	電力卸販売や情報掲示板等による計画変更		
	電源トラブル等	—	・突発的に発生する可能性 ・計画外停止率の見直しの可能性
需要	経済見通しの更新 今夏実績の分析等	1月中旬 (需要想定公表)	＜現時点の計上方法＞ ・現時点でH3需要は2026年度供給計画取りまとめを横置き ＜今後の可能性＞ ・経済見通しや実績を踏まえて想定が更新される可能性

- 2027年度の需給見通しは、2026年度供給計画取りまとめ時点（2026年3月）では、年間EUEは基準値以内であった。
- 今回は、容量市場の追加オークションの約定結果等の環境変化を踏まえ、現時点で把握可能な最新データを用いて再度供給信頼度の評価を実施した。
- 実需給断面における予備率管理の考え方との接続性を踏まえ、厳気象H1需要に対する予備率評価を行った結果、**1月前半の中部・北陸・関西・中国・九州エリアで予備率3%を確保できない見通し**となった。
- 仮に、2025年度予備電源募集で落札した知多第二発電所2号機を供給力として考慮すれば、厳気象H1需要に対して、全ての月・エリアで予備率3%を確保できる見通し。
- 上記を踏まえ、**中部・北陸・関西・中国・九州エリアの1月前半を中心に補修調整によるさらなる供給力増加対策を実施する。また、必要に応じて相対的に予備率が低い断面（7月前半・12月前半～1月後半）に対しても補修の状況を確認する。**なお、調整においては流通設備の補修停止の状況も関連し得るため、一送とも協働して調整を進めていく。
- 加えて、**国と連携し発電事業者への個別ヒアリングを行い、需給が厳しい断面に対して、予備電源の活用といった追加供給力確保策による対応を早急に進める。**
- 今後は、年度末の供給計画の取りまとめやその後の需給検証に向け、需要想定の見直しや補修計画の追加・変更など需給両面での変化を踏まえて需給バランスを見直し、需給状況を引き続き注視していく。