

今冬の電力需給及び 2025年度の需給見通し・運用について

2025年3月31日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 電力広域的運営推進機関において、全ての事業者から提出される2025年度供給計画の取りまとめ作業が完了した。
- これに基づく2025年度夏季・冬季の電力需給は、10年に一度の厳気象を想定したH1需要に対し、夏季・冬季ともに全てのエリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できる見通しとなった。
- 本日は今冬の電力需給の状況について振り返りを行うとともに、併せて供給計画取りまとめによる2025年度の電力需給の見通し、今後の電力需給運用について御報告する。

1. 今冬の需給状況の振り返り

2. 2025年度の電力需給の見通し

3. 今後の電力需給運用

- ① 2024年度需給運用の課題と今後について
- ② 月別需給バランス精緻化に向けた検討
- ③ マッチングについて

2024年度冬季の最大電力需要について

一部エリア除きH1 超過せず

- 今冬の電力需要実績においては、3月の一部エリアを除き、10年に一度の厳寒を想定した電力需要(厳寒H1 想定)を超過しなかった。

今冬の電力需要の実績

- ※ 括弧内の数字は厳気象H1 想定との差分
- ※ 3月実績は3/1~3/8までの最大値
- ※ 厳寒H1 想定需要は、不等時性を考慮しない数値

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
12月	最大実績	495 (▲10)	1,338 (▲61)	4,469 (▲124)	2,099 (▲161)	479 (▲9)	2,227 (▲127)	954 (▲111)	413 (▲84)	1,334 (▲216)
	厳気象H1想定	505	1,399	4,593	2,260	488	2,354	1,065	497	1,550
1月	最大実績	505 (▲64)	1,373 (▲125)	4,570 (▲849)	2,371 (▲66)	500 (▲33)	2,507 (▲15)	1,032 (▲51)	481 (▲16)	1,519 (▲97)
	厳気象H1想定	569	1,498	5,419	2,437	533	2,522	1,083	497	1,616
2月	最大実績	486 (▲83)	1,433 (▲33)	4,600 (▲819)	2,285 (▲152)	520 (▲13)	2,467 (▲55)	1,043 (▲40)	462 (▲35)	1,550 (▲66)
	厳気象H1想定	569	1,466	5,419	2,437	533	2,522	1,083	497	1,616
3月	最大実績	453 (▲53)	1,273 (11)	4,837 (35)	2,093 (▲43)	441 (▲6)	2,276 (96)	898 (▲20)	401 (▲16)	1,193 (▲172)
	厳気象H1想定	506	1,262	4,802	2,136	447	2,180	918	417	1,365

単位：万kW

今冬の電力需要量の動向（12月～1月）

※気温補正なし

- 今冬の電力需要量（kWh）の動向は、**12月は国内全体として昨冬並み**だった。他方、**1月上旬は昨冬と比べて高い需要**となった。
- 地域別では、**北海道は概ね前年並みか低く、東北から沖縄は高く推移**した。

（注）表中の数値は昨年同日比。週及び月合計における各月29日以降の電力需要は、曜日数の整合性の観点から含めず算出。

今冬と昨冬の電力需要量の比較（％）

12月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	0%	-2%	-6%	-6%	-4%	-7%	-3%	-7%	-4%	2%	-5%
8日～14日	5%	13%	11%	8%	13%	8%	12%	7%	13%	-1%	10%
15日～21日	2%	1%	7%	4%	4%	4%	3%	1%	1%	1%	4%
22日～28日	1%	3%	-2%	-3%	-2%	-3%	-4%	-7%	-5%	-3%	-2%
月合計	2%	3%	2%	1%	2%	0%	2%	-2%	1%	0%	2%
1月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	3%	13%	9%	13%	15%	6%	10%	6%	8%	1%	9%
8日～14日	-4%	3%	1%	3%	10%	4%	8%	7%	13%	5%	4%
15日～21日	-4%	4%	2%	2%	2%	0%	6%	3%	13%	3%	3%
22日～28日	-7%	-3%	-3%	-6%	-9%	-7%	-9%	-9%	-10%	-4%	-6%
月合計	-3%	4%	2%	2%	4%	0%	3%	1%	5%	1%	2%

今冬の電力需要量の動向（2月～3月）

※気温補正なし

- 今冬の電力需要量（kWh）の動向は、昨冬と比べて、全国的に2月は高く、3月は低く推移した。
- 地域別では、北海道は概ね前年よりも低く推移、東北から沖縄は2月は高く、3月は低く推移した。

（注）表中の数値は昨年同日比。週及び月合計における各月29日以降の電力需要は、曜日数の整合性の観点から含めず算出。

今冬と昨冬の電力需要量の比較（%）

2月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	-5%	6%	0%	5%	9%	5%	12%	9%	15%	7%	5%
8日～14日	4%	12%	6%	10%	16%	11%	13%	11%	15%	7%	10%
15日～21日	3%	15%	15%	16%	24%	16%	17%	14%	19%	-1%	16%
22日～28日	-8%	0%	-3%	4%	9%	5%	10%	1%	11%	3%	2%
月合計	-2%	8%	4%	9%	14%	9%	13%	9%	15%	4%	8%
3月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	-6%	-5%	0%	-4%	-2%	-4%	-3%	-5%	-4%	-3%	-3%
8日～14日	-6%	-8%	-5%	-6%	-7%	-8%	-4%	-7%	-1%	2%	-6%
15日～21日	-1%	1%	5%	1%	2%	2%	7%	2%	13%	6%	4%
22日～24日	-2%	-14%	-19%	-19%	-17%	-19%	-16%	-17%	-8%	-2%	-16%
月合計	-4%	-5%	-3%	-5%	-4%	-5%	-2%	-5%	1%	1%	-3%

※ 3月は1日～24日までの実績

【参考】今冬（2024年度）と昨冬（2023年度）の供給力と需要の比較

- 今冬は厳寒H1 想定を超過するエリアもあったが、需給状況は安定的に推移した。
- 需給が安定的だった主な要因は、需要面で3月の一部エリアを除いて厳寒H1 想定を超過しなかったこと、供給面で昨冬から今冬にかけて新設電源の稼働や原子力発電所の再稼働等が影響したとみられる。

＜今冬と昨冬の供給力見通しの比較（2024年10月時点）＞

供給力										
単位【万kW】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2024年2月の供給力 ^{※1}	587	1,545	5,715	2,639	602	2,806	1,211	545	1,719	162
2025年2月の供給力 ^{※1}	625	1,610	5,951	2,717	594	2,812	1,207	631	1,801	160
増減	+38	+65	+236	+78	▲8	+6	▲4	+86	+82	▲2

※1 計画外停止率や連系線活用の考慮後の供給力

需要										
単位【万kW】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2024年2月のH1需要見通し ^{※2}	562	1,479	5,473	2,435	555	2,589	1,117	503	1,586	117
2025年2月のH1需要見通し ^{※2} ()内は2023年からの増減	553 (▲9)	1,425 (▲54)	5,268 (▲205)	2,405 (▲30)	526 (▲29)	2,489 (▲100)	1,069 (▲48)	483 (▲20)	1,595 (+9)	114 (▲3)

※2 需要は、最大電力発生時の不等時性を考慮した値

＜昨冬～今冬の間に関開・再稼働した主な発電設備＞

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)
東北	女川2号 (原子力)	82.5
東京	五井1号 (火力)	78
	五井2号 (火力)	78
	五井3号 (火力)	78
中国	島根2号 (原子力)	82

※上記設備のうち、女川2号、五井3号、島根2号は昨年10月の需給検証時点で供給力には計上されていない

1. 今冬の需給状況の振り返り

2. 2025年度の電力需給の見通し

3. 今後の電力需給運用

① 2024年度需給運用の課題と今後について

② 月別需給バランス精緻化に向けた検討

③ マッチングについて

2025年度の電力需給の見通し（夏季）

- 2025年度夏季は、全エリアとも10年に一度の厳しい暑さ（猛暑H1）を想定した電力需要に対し、最小予備率時において安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できる見通し。

※前回（2024年10月時点）と比較した主な変動要因としては、広域予備率が上昇しているエリアは供給力の増加、低下しているエリアは需要増がある。

- 一方で、異常気象や燃料調達先の国際情勢の変化、火力発電所の東京湾・太平洋沿岸への集中等、自然災害に対して脆弱な構造にあること等を踏まえると、引き続き電力需給は予断を許さない状況。
- また、高需要期に加え端境期の電力需給にも配慮しつつ、仮に需給バランスが厳しくなることが見込まれる場合には、必要に応じて需給対策（補修調整等）を講じる。

各エリアの予備率（猛暑H1）

<前回>

エリア	7月	8月	9月
北海道	7.9%	7.2%	13.6%
東北			
東京	5.5%		
中部			
北陸	9.2%		
関西			
中国			
四国	25.8%	23.6%	21.5%
九州	13.6%	11.1%	13.6%
沖縄	27.2%	36.8%	32.3%



<今回（3月19日時点）>

エリア	7月	8月	9月
北海道	9.5%	8.7%	12.8%
東北			
東京	9.0%		
中部		10.1%	
北陸			
関西			
中国		11.0%	
四国		30.6%	21.4%
九州	11.0%	10.1%	
沖縄	13.4%	20.7%	28.9%

【参考】2024年度と2025年度の供給力・需要の比較（9月）

- 2025年9月の供給力は2024年9月に比べ、北海道、東京、関西、九州、沖縄の5エリアで増加。
- 昨年9月に猛暑H1想定を超える需要が発生した影響で、今年の需要は7エリアにおいて昨年から増加。

供給力										
単位【万kW】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2024年9月の供給力 ^{※1}	472	1,496	5,831	2,688	536	2,845	1,160	540	1,654	197
2025年9月の供給力 ^{※1}	493	1,459	6,036	2,676	525	2,968	1,128	528	1,760	214
増減	+21	▲37	+205	▲12	▲11	+123	▲32	▲12	+106	+17

※1 計画外停止率や連系線活用の考慮後の供給力

需要										
単位【万kW】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2024年9月のH1需要見通し ^{※2}	416	1,326	5,167	2,382	475	2,521	1,028	479	1,419	160
2025年9月のH1需要見通し ^{※2} ()内は2024年からの増減	410 (▲6)	1,326 (±0)	5,486 (+319)	2,432 (+50)	477 (+2)	2,697 (+176)	1,025 (▲3)	480 (+1)	1,600 (+181)	162 (+2)

※2 需要は、最大電力発生時の不等時性を考慮した値

2025年度の電力需給の見通し（冬季）

- 2025年度冬季は、全エリアとも10年に一度の厳しい寒さ（厳寒H1）を想定した電力需要に対し、最小予備率時において安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できる見通し。
※前回（2024年10月時点）と比較して予備率が減少傾向となっているが、補修増による供給力の減少や需要の増加等が寄与している。
- 一方で、発電所トラブル等によっては需給が厳しくなる可能性があることから、引き続き丁寧な電力需給バランスの確認が必要。

各エリアの予備率（厳寒H1）

<前回>

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	20.5%	7.7%	8.1%	14.8%
東北				12.3%
東京				
中部	11.1%	8.9%	9.7%	20.1%
北陸				
関西				
中国				
四国				
九州	10.3%	6.0%	3.2%	
沖縄	37.0%	34.1%	45.6%	51.0%



<今回（3月19日時点）>

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	18.0%	5.4%	6.5%	11.4%
東北				
東京				
中部	9.6%	6.0%	6.5%	13.8%
北陸				
関西				
中国				
四国				
九州		7.8%	19.3%	33.0%
九州		6.0%	6.5%	13.8%
沖縄	50.2%	50.3%	53.6%	73.9%

【参考】2024年度と2025年度の供給力・需要の比較（2月）

- 2026年2月の供給力は2025年2月に比べ、9エリアで減少。
- 需要は中国、四国、沖縄を除く、7エリアで増加。

供給力										
単位【万kW】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2025年2月の供給力 ^{※1}	625	1,610	5,951	2,717	594	2,812	1,207	631	1,801	160
2026年2月の供給力 ^{※1}	595	1,562	5,700	2,571	567	2,741	1,139	564	1,714	162
増減	▲30	▲48	▲251	▲146	▲27	▲71	▲68	▲67	▲87	+2

※1 計画外停止率や連系線活用の考慮後の供給力

需要										
単位【万kW】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2025年2月のH1需要見通し ^{※2}	553	1,425	5,268	2,405	526	2,489	1,069	483	1,595	114
2026年2月のH1需要見通し ^{※2} ()内は2025年からの増減	563 (+10)	1,476 (+51)	5,388 (+120)	2,411 (+6)	532 (+6)	2,571 (+82)	1,068 (▲1)	473 (▲10)	1,608 (+13)	106 (▲8)

※2 需要は、最大電力発生時の不等時性を考慮した値

【参考】供給力に織り込んでいない要素

- 新設火力の試運転は、安定運転のために必要な燃焼試験等の制限はあるが、**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。**
- 東北エリアの女川2号は、運転継続に向けて長期施設管理計画の認可申請中のため、8月以降は供給力として計上されていないが、**今後、蓋然性が高まった段階で供給力として計上する予定。**

2025年度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)	2025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	
関西	姫路天然ガス (火力)	1号	62.3					8月～ 試運転開始				2026年1月 営業運転開始予定			
関西	姫路天然ガス (火力)	2号	62.3								12月～ 試運転開始予定			2026年5月 営業運転開始予定	
九州	ひびき (火力)	1号	62.3								11月～ 試運転開始予定			2026年3月 営業運転開始予定	

運転継続に向けて認可申請中の発電機

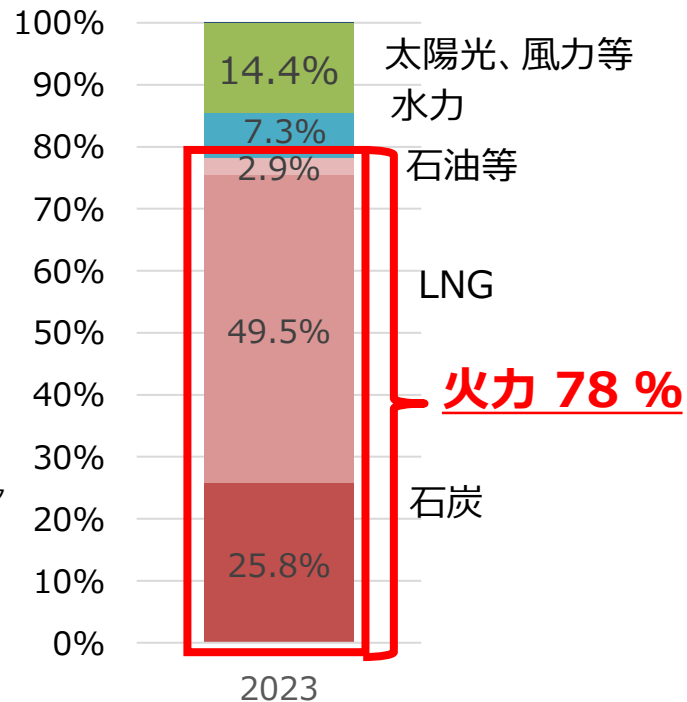
※ 試運転開始後においても、作業停止等により試運転不可となる期間がある

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2025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	女川 (原子力)	2号	82.5					7月28日 ～ 運転継続の認可申請中										

【参考】電力需給構造の脆弱性（東京湾岸・太平洋沿岸の火力集中）

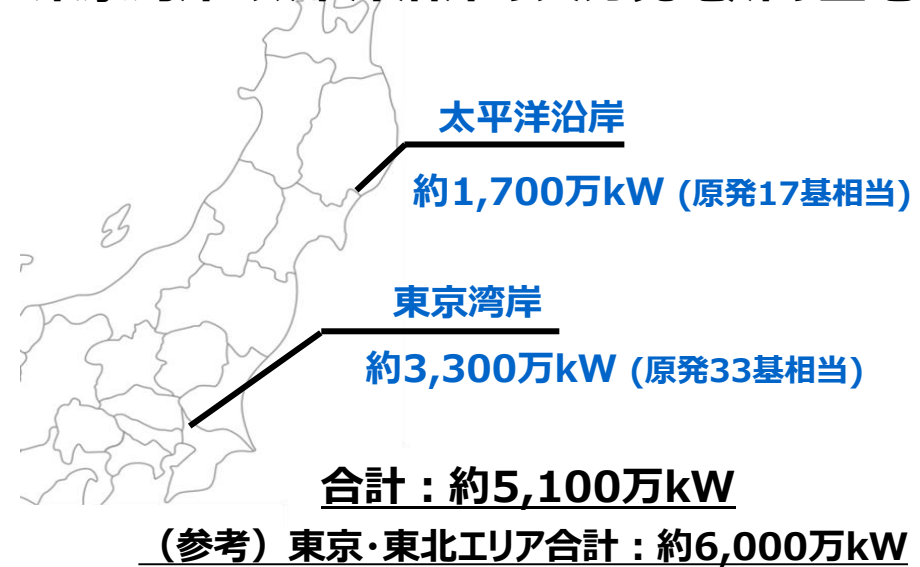
- 現状、東日本（東京・東北エリア）は、電力供給の約8割を火力に依存。そのうち、①約9割の火力電源が東京湾岸や太平洋沿岸に集中し、②運転開始後40年以上の老朽火力（約1割）の脱落リスクを抱えるなど、自然災害等に対して脆弱な構造にある。
- 2022年3月には、福島県沖地震により約650万kWの火力発電所が被害を受けた後、真冬並みの寒さによる電力需要の急増で需給がひっ迫し、需給ひっ迫警報が初めて発令された。また、本年7月8日には、猛暑により電力需要が大幅に増加し、一時的に電力需給が極めて厳しくなった。

東京・東北エリアの電源構成



出所：電力広域的運営推進機関「2024年度供給計画の取りまとめ」エリア別発電電力量（送電端）を基に資源エネルギー庁作成

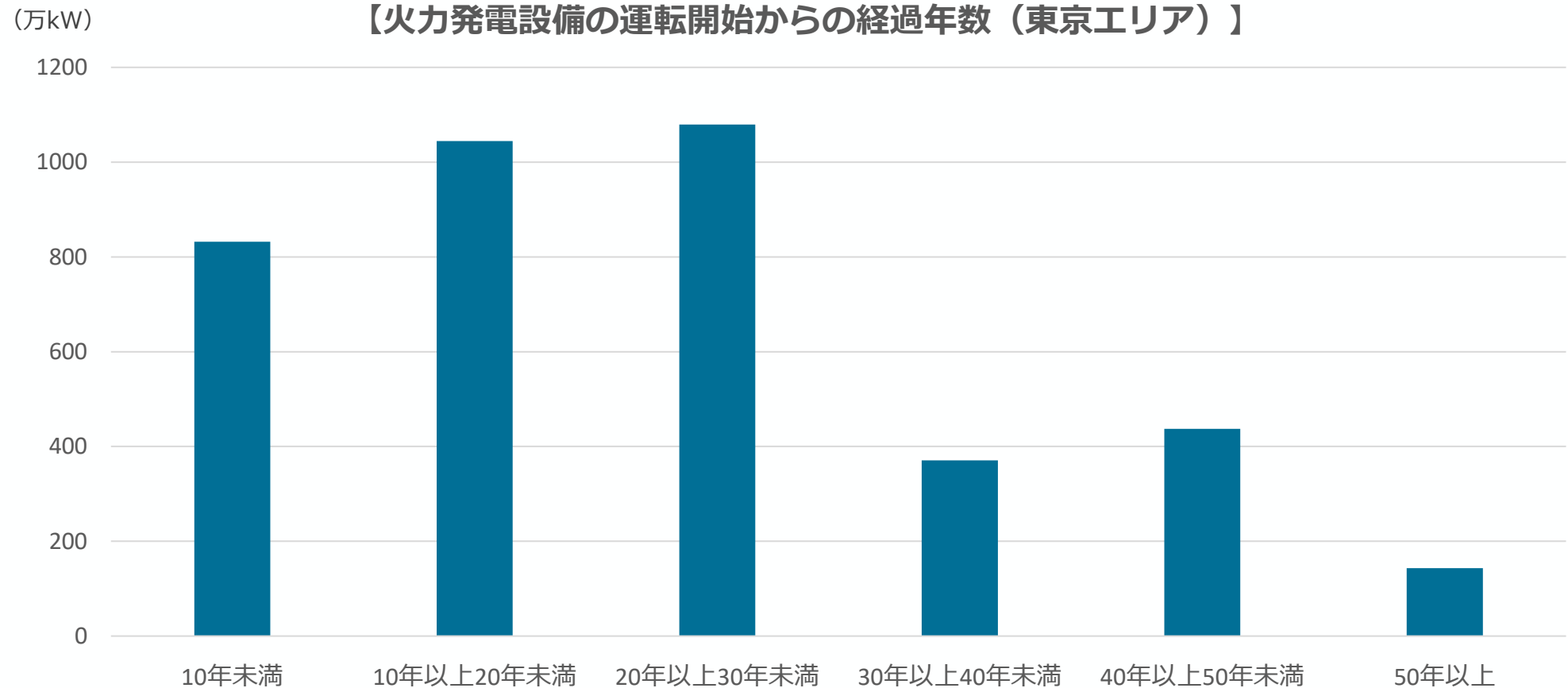
東京湾岸・太平洋沿岸の火力発電所の立地



※2024年7月時点（長期計画停止中の発電設備・10万kW未満の設備を除く）。
四捨五入の関係で合計と内訳は一致せず。
出所：電力広域的運営推進機関提供資料を基に資源エネルギー庁作成
※原発1基を100万kW級と仮定

【参考】火力発電設備の運転開始からの経過年数（東京エリア）

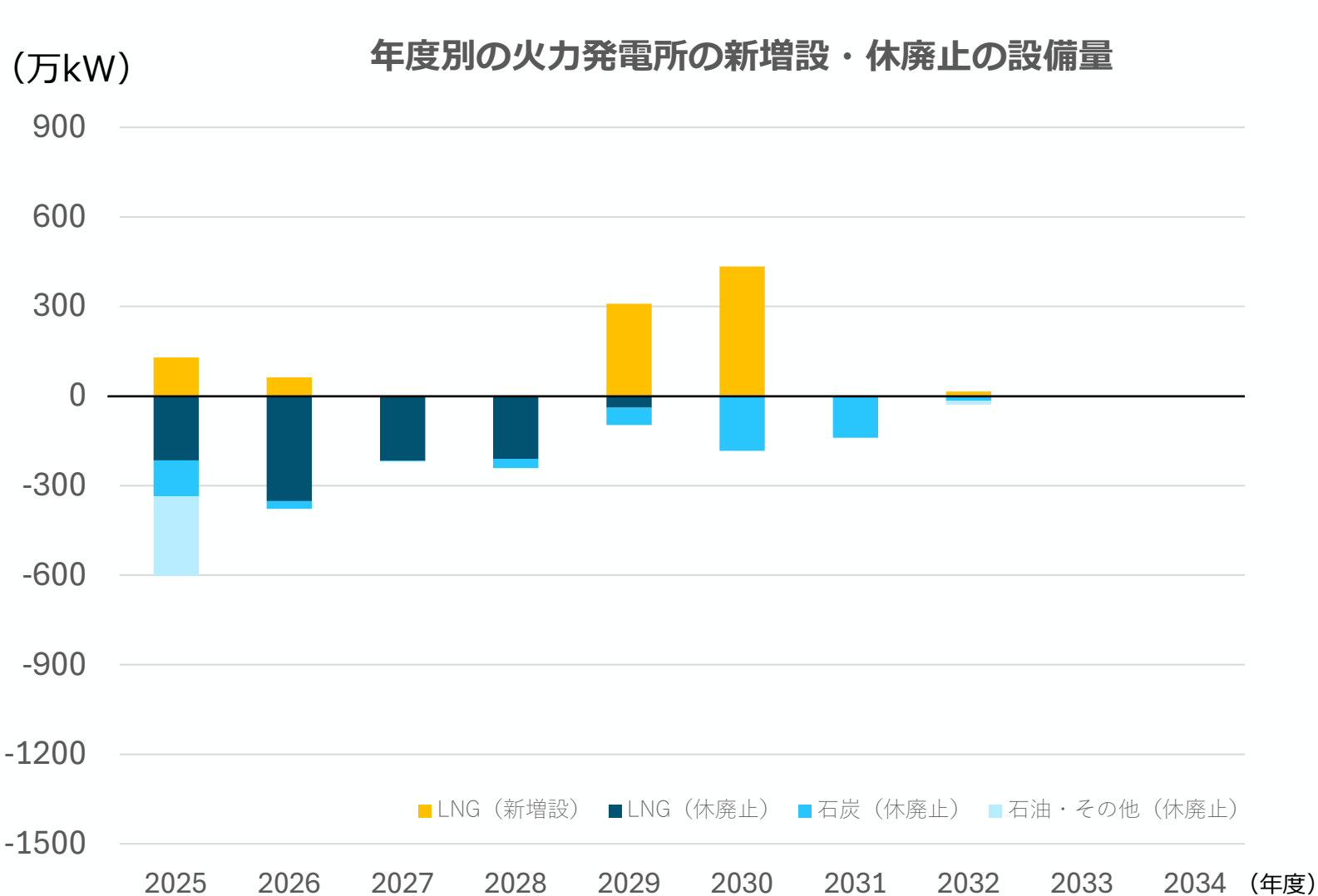
今夏の電力需給の見通しにおける、供給力※に含まれている火力発電設備には、**運転開始から期間が一定程度経過している設備も存在し、丁寧な状況把握が必要。**



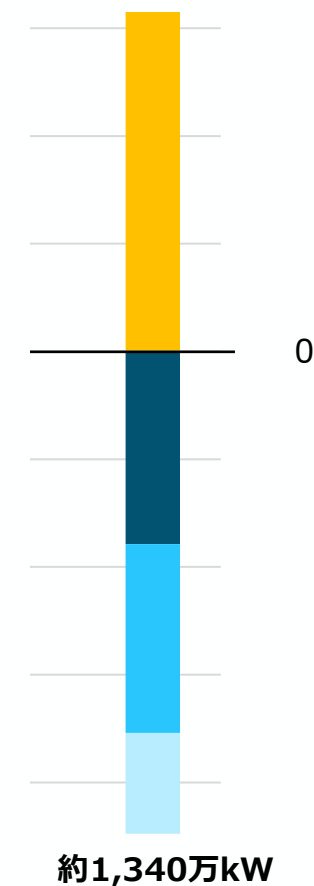
- (※) 2024年7月1日時点
- (※) 運転開始前の発電設備を除く
- (※) 出力は送電端を使用

【参考】火力発電所の新增設・休廃止の推移

- 今後、火力発電は石炭やLNG電源の休廃止が、新增設を上回る規模で推移する見通し。



参考：設備量の総計*
(2025年度～2034年度)
約950万kW



【年度別の新增設・休廃止の推移】

※ 単年度等に一時的に休止する電源であっても当該年度の「休廃止」に計上している。

* 休廃止設備の容量(約1,340万)は、2025年度～2034年度に休止する電源のうち、2034年度末時点で稼働している電源の設備量は除いている。

【参考】2025年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見

- 2025年度供給計画の取りまとめに当たって、電力広域機関より以下の観点から経済産業大臣への意見が提出された。
 - 中長期的な供給力・調整力の確保の在り方
 - 電源補修が需給バランスに与える影響
 - 大規模需要と電力ネットワーク整備との協調

別添

2025年3月28日
電力広域的運営推進機関

2025年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について

2025年度の供給計画の取りまとめに当たって、電気事業法第29条第2項の規定に基づき、以下のとおり意見します。

1. 中長期的な供給力・調整力の確保の在り方

本年度の供給計画では、データセンターや半導体工場等の大規模需要の動向により、中長期的な需要が昨年度計画よりも増加する想定となった¹。その一方で、電源の動向をみると「新増設」の増加よりも「休廃止」の増加が多く、それらを相殺した設備量は減少して推移している²。

この結果、供給計画の取りまとめにおける中長期的な需給バランスは、いくつかのエリアで厳しい状況となっている³。

電源休廃止が増加した背景には、石炭火力のフェードアウトに向けての事業者による検討により、2030年の前後の年に集中して石炭火力を休廃止する計画が計上されたことが挙げられる。中でも、非効率的石炭火力については、2025年度から容量市場稼働率抑制（50%以下）が求められる予定であり、これらの電源の動向に注視が必要である。

また、この供給計画の「新設・休廃止」には、昨年4月の長期脱炭素電源オークションにおいて落札されたLNG火力の動向が反映されていることも特徴のひとつである。具体的には、これら新設LNG火力は2029年度以降に順次運開する予定であるものの、その中には、既設の廃止を伴うリプレースがあるため、2020年代後半のリプレース工事期間中は供給力が減少している。

これらの休廃止計画や新設・リプレース計画は、事業者が策定し、今回の供給計画に計上されたものであるが、その過程のなかで全体需給バランスへの影響が考慮されたものではない。その結果として、中長期断面において供給力の低下を招くこととなり、この傾向が続けばその後の需給バランスの悪化も想定される。

このため、国には、既設火力を休廃止せずに供給力として維持するための方策として、例えば、長期脱炭素電源オークション等の水素・アンモニア、CCUS等を活用した火力の脱炭素化を促進する仕組みや、カーボンニュートラルに向けた流れの中で更に低稼働となる火力を維持し、供給力、調整力及び慣性力などとして活用する方策など、脱炭素と供給力確保の両立を図るための制度的措置について、更なる検討の継続を期待したい。

また、今般の休廃止やリプレースの動向が需給バランスに与える影響については、この供給計画取りまとめにおいて明らかになったものであり、事業者にとって、この取りまとめ結果が、自ら作成した計画の再検討をする契機になることを期待したい。同時に、本機関としては、供給計画の内容を精査することで、電源の休廃止時期やリプレース計画が一時期に集中しないような調整の余地を検討するので、国も連携して必要な対応を検討願いたい。

2. 電源補修が需給バランスに与える影響

毎年の供給計画では、火力電源の補修量の推移を確認しているが、2025年度における電源の補修量は、昨年度供給計画の取りまとめ時点と比較して増加しており⁴、それと同様の傾向は、昨年度の供給計画の取りまとめにおいてもみられたものである⁵。

そのため、2020年に遡って各年度の火力電源の設備量と補修量の推移を確認したところ、設備量の方は年々減少気味であるにも関わらず、補修量は増加している傾向がみられた⁶。

補修量が増加する背景について、発電事業者や一般送配電事業者へのヒアリングなどを通じて総合的に勘案するところ、設備の経年化の影響だけではなく、建設業の「働き方改革」による補修工期の長期化の影響が挙げられた。さらには、再エネ発電量の増加とその出力制御の措置として、電源の出力調整や起動停止の頻度が増加すること⁸、設備の機器負担に起因する補修量の増加も想定される状況であった。

これら電源の補修停止は、高需要期を避けて端境期を中心に実施しているが、ここ数年は年間を通じて高気温となっており⁹、端境期における需給対策として電源補修調整が常態化する傾向にある¹⁰ものの、補修工期の変更は作業員確保などから対応が困難な状況にある。

そのため、本機関としては、昨年度の供給計画のとりまとめ時にも提案したとおり、端境期も含めた需給見通しをきめ細かに評価すべく、一般送配電事業者とも連携をとって、引き続き検討を進めていきたい。

同時に、ここ数年の端境期の需給ひっ迫と補修量の増加傾向とを踏まえ、年間の補修停止可能量の見直し検討を実施する必要があると考える。具体的には、容量市場における目標調達量の算定元である電源の年間計画停止可能量（1.9か月）¹¹について、一般送配電事業者や発電事業者とも連携し、昨今の補修量の増加傾向などの実態把握に基づき、定量的に分析評価を進めていく必要があると認識している。

また、年間計画停止可能量の増加要因には、「経年化」や「働き方改革」、「起動停止の頻度増」など複合的な要因があることから、仮に見直しが必要となった場合は、その妥当性のコンセンサス醸成と、見直しにともなう電源確保量の増分費用の負担の在り方については、国に検討をお願いしたい。

3. 大規模需要と電力ネットワーク整備との協調

第7次のエネルギー基本計画においても、我が国の産業競争力の観点から、DXやGXに向けての将来の電力需要を見据え、タイムリーな電力供給の必要性が謳われている。また、本年度の供給計画でも、昨年度と比べデータセンターや半導体工場の新増設による需要の増加¹が顕著となるエリアの拡大が見られるところである。そのため、一般送配電事業者各社においては、それら需要の早期の接続を図るため、ウェルカムゾーンマップを用いた立地誘導を図っているが、特定の系統への連系申込みが集中することで系統増強が見込まれる事例も確認されている。

系統増強のための送变电設備建設に必要な期間を考慮すると、これら需要設備の設置時期に間に合わないことも想定されることから、このような状況の下では、需要規模などが未確定のままでも、とりえず系統への連系容量を確保するような需要家が現れることも懸念される。

こうした問題が深刻化する前に、当該需要家と一般送配電事業者との連携は勿論のこと、国・自治体などを含む協力関係のもとでの、全体最適の観点からの調整の在り方や、系統整備にあたっての公平な費用負担の在り方、更には、大規模需要の系統接続に関する規律について、国が主導して検討することが求められていると考える。

本機関としてはデータセンター等の大規模需要の動向について引き続き情報収集を行うとともに、一般送配電事業者と連携して国での議論を踏まえた実務への反映に取り組んでまいりたい。

【参考】 供給計画の取りまとめについて

第69回電力・ガス基本政策小委員会
(2024年1月22日) 資料6 一部修正

- 供給計画の取りまとめは、短期・中長期的な視点で国内における電力需給の見通しのほか、電源や送電線の開発計画等について確認し、その結果を広域機関が取りまとめ公表している。
- 安定供給の観点で必要と考える場合、国・広域機関及び一般送配電事業者が連携し、対策（供給力の追加調達等）を検討・実施することで安定供給の確保に務めている。
- 供給計画において取りまとめる項目は、以下のとおり。

1. 電力需要想定

- (1) 前年度の推定実績及び第1, 2年度見通し（短期）
- (2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）

2. 需給バランス

- (1) 前年度推定実績及び第1, 2年度見通し（短期）
- (2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）

3. 電源構成の変化に関する分析

4. 送配電設備の増強計画

5. 広域的運営の状況

6. 電気事業者の特性分析

7. その他（取りまとめでの気づき・課題等）

1. 今冬の需給状況の振り返り
2. 2025年度の電力需給の見通し
3. **今後の電力需給運用**
 - ① **2024年度需給運用の課題と今後について**
 - ② 月別需給バランス精緻化に向けた検討
 - ③ マッチングについて

電力需給運用の課題と今冬における暫定対策

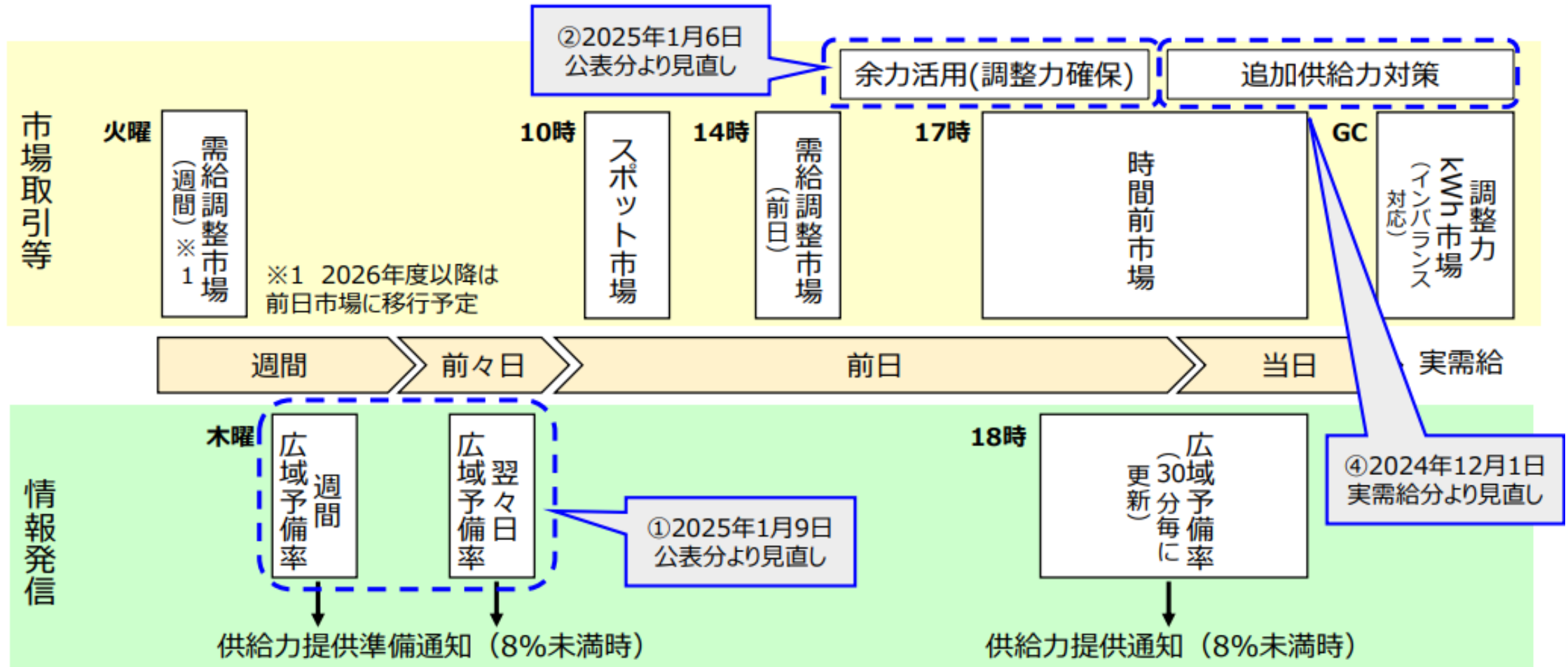
- 昨夏は電力需給運用において週間予備率等が低下する等の課題が発生したため、同年10月29日の本小委員会において、今冬における暫定対策について御議論いただいた。
- 今冬におけるこれらの暫定対策（以下、暫定対策①、②、④※）の効果について電力広域機関にて分析を行ったため、現状を御報告する。
※③の「市場シグナルの実効性」は監視等委を中心に検討中
- なお、今冬は需給状況が安定的に推移していたこともあり、暫定対策について、早急に検討を行うべき課題は顕在化していないことから、**2025年度以降も当面は現状の暫定対策を継続**するとともに、今後、**夏季の高需要期の状況等を踏まえて、更なる対応策の検討を行うものとする。**

※赤字部分が今冬からの暫定対策

No.	検討課題	今後の検討の方向性
①	予備率算定の考え方	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 需給調整市場の取引実態を踏まえた、週間および翌々日計画の広域予備率低下への短期対策の整理 ✓ 一般需要家・発電事業者・小売電気事業者に対して示すべき広域予備率の中長期対策の整理
②	揚水発電の余力活用	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 一般送配電事業者が調整力を確保しきれない場合の短期対策の整理 ✓ 揚水事業者が定める余力範囲の考え方について中長期的な課題として整理
③	市場シグナルの実効性	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 供給力提供（準備）通知によって、電源起動（準備）や揚水のポンプアップが必要な時に適切に実施できるような仕組みを、取引実績を引き続き確認しつつ、中長期的な課題として整理
④	追加供給力対策の実施順位	<ul style="list-style-type: none"> ✓ あるべき実施順位の考え方（中長期的な課題）と短期的な更なる変更要否（短期的な課題）の整理

【参考】各暫定対策の運用開始時期

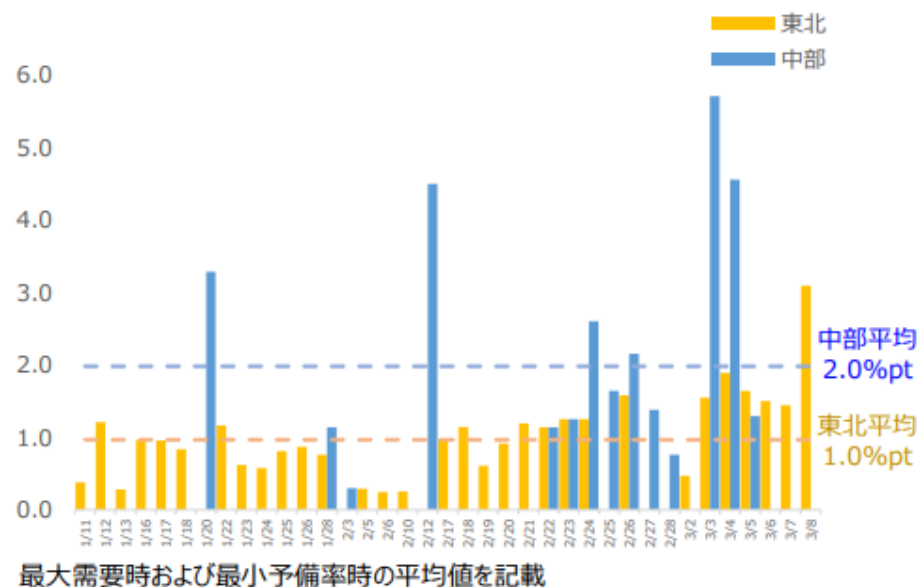
- 各暫定対策のうち、追加供給力対策の実施順位は2024年12月から見直しを行っている。
- 予備率算定の考え方と揚水発電の余力活用については、ツール対応や調整力提供事業者との準備等により、いずれも2025年1月から見直しを行った。



予備率算定の考え方について（暫定対策①）

- 暫定対策①の運用開始後（実需給日：2025年1月11日～3月8日）の週間予備率において、この対策の実施回数が多い2エリア（東北、中部エリア）の広域予備率への影響を電力広域機関が確認した。その結果、東北エリアの広域予備率で平均1.0%、中部エリアの広域予備率で平均2.0%、それぞれ上昇していた。
- なお、東北、東京エリアにおいては、3月4日の最大需要時のコマは、この対策による積み上げ分の予備率（1.7%）を加味しても、広域予備率は8%未満（7.5%）となった。

調整力必要量の供給力計上実施日の広域予備率への影響



(3/4最大需要時)
調整力必要量の供給力計上による広域予備率への影響

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
積み上げ前	28.3	5.8	5.8	11.6	11.6	11.6	11.6	20.3	17.2
積み上げ分	0.0	1.7	1.7	4.6	4.6	4.6	4.6	0.0	0.0
積み上げ後	28.3	7.5	7.5	16.2	16.2	16.2	16.2	20.3	17.2

【参考】今冬からの対応（週間・翌々日の予備率関係）

週間計画段階で、一般送配電事業者が調整力の調達不足がある場合は、余力活用電源を起動するものとみなして予備率に計上

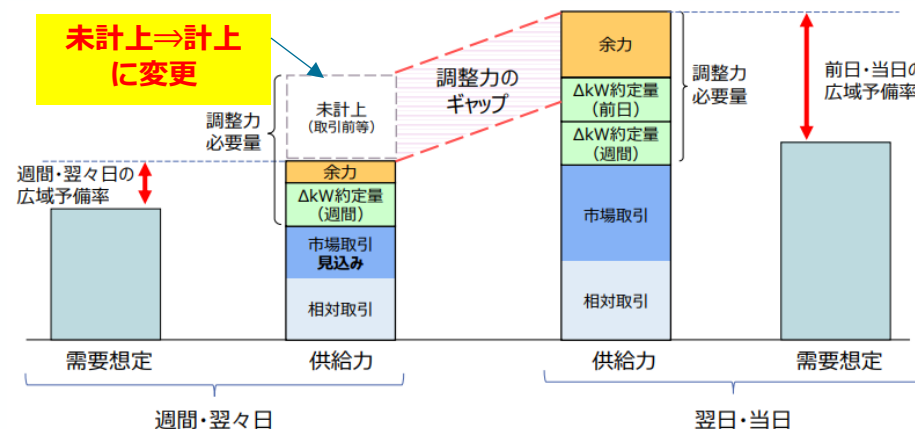
- 現状の広域予備率は週間・翌々日計画の断面では、スポット市場や時間前取引市場での確保量は想定取引量で計画を作成している。
- 広域予備率が低くなる要因の一つとして、需給調整市場での調達不足を挙げたが、一般送配電事業者が需給調整市場において調整力の必要量を調達できなかった場合は、前日計画時点で、余力活用契約を締結している電源を起動させ、調整力の確保を行う。
- このため、週間計画時点で、一般送配電事業者が調整力を確保できていない場合でも、余力活用契約を締結している電源を起動させるものと見なして、当該不足分を予備率に計上することとしてはどうか。

【現行の予備率の計上方法】

断面	粒度	発電計画			ΔkW		余力
		相対取引	スポット取引	時間前取引	週間商品	前日商品	
週間 (木曜日)	2点	実取引量	想定取引量		実調達量 (一次～三次①)	-	起動済み 電源の余力 (BG起動)
翌々日	2点	実取引量	想定取引量		実調達量 (一次～三次①)	-	起動済み 電源の余力 (BG起動)
翌日	48点	実取引量	実取引量	(余力で計上)	実調達量 (一次～三次①)	実調達量 (三次②)	起動済み 電源の余力 (TSO起動含む)
当日	48点	実取引量	実取引量	実取引量	実調達量 (一次～三次①)	実調達量 (三次②)	起動済み 電源の余力 (TSO起動含む)

取引見込みを含めて供給力計上 取引済のみ供給力計上 (未達分および取引前を計上しない) 余力を含めて調整力確保した状態

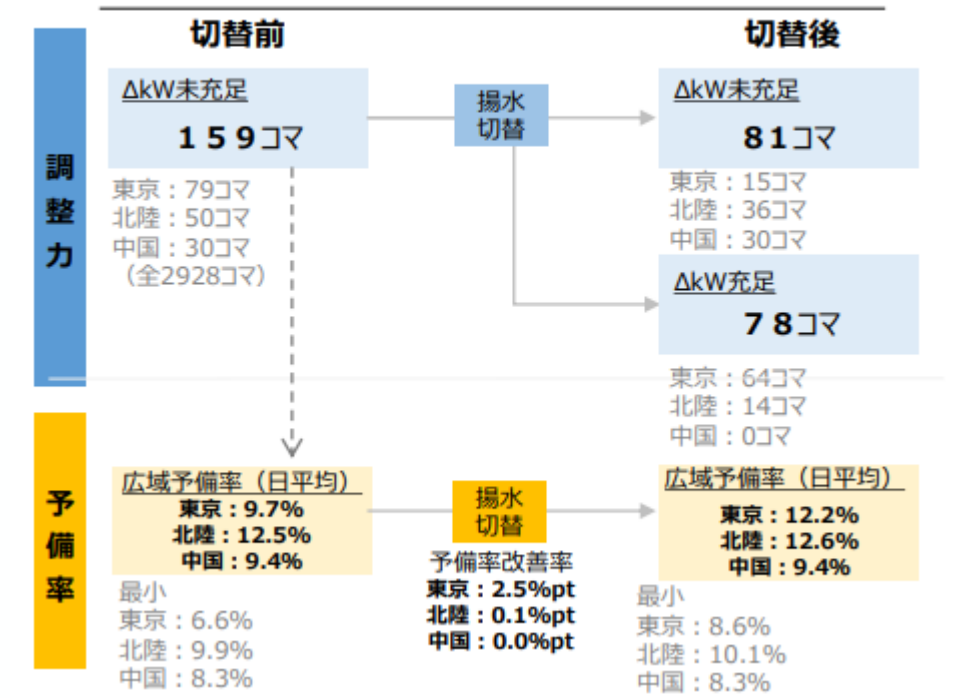
【供給力の計上イメージ】



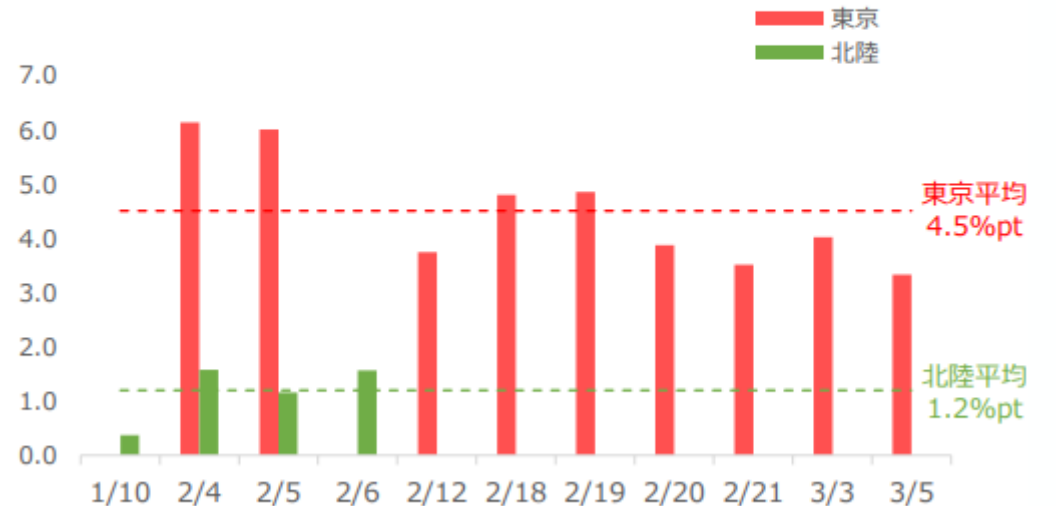
揚水発電の余力活用（暫定対策②）

- 暫定対策②の運用開始後（実需給日：2025年1月7日～3月8日）、東京、北陸および中国エリアでは、余力活用電源の追加起動をしても、調整力不足となるコマが159コマがあった。このうち、暫定対策②を実施しても、約半数の81コマで調整力が未充足であった。
- この対策により、東京エリアの広域予備率で平均2.5%、北陸エリアの広域予備率で平均0.1%、それぞれ上昇していた。エリア予備率で見た場合は、東京エリアで平均4.5%、北陸エリアで平均1.2%上昇していた。

揚水発電機の運用切替による調整力確保状況



揚水発電機の運用切替によるエリア予備率への影響



追加供給力対策の実施順位（暫定対策④）

- 暫定対策④の運用開始後（実需給日：2024年12月1日～2025年3月8日）、追加供給力対策の発動は、多くのエリアで揚水発電機の運用切替のみであった。
- また、発動指令電源については、その発動基準の変更（8%→5%）に加え、今冬は需給が安定的に推移したため予備率が5%を下回ることはなく、発動しなかった。

＜今冬における追加供給力対策の発動状況＞

項目		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
8% 対策	揚水発電機の 運用切り替え	2	0	0	3	4	3	3	1	1
	安定電源への 電気の供給指示	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	余力活用電源の 追加起動	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5% 対策	発動指令電源の 発動	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	増出力運転 (オーバーパワー運転等)	0	0	0	0	0	0	0	0	0

【参考】追加供給力対策の実施状況

- 広域予備率が8%を下回る場合、安定供給を確保するための施策として、発動指令電源の発動、電気の供給指示、増出力運転（8%未満で実施する対策）、余力活用電源の追加起動、揚水発電所のTSO運用（5%未満で実施する対策）などを実施している。
- 東京エリアにおいては、発動指令電源の発動回数が10回に達している（契約上の上限が12回）。
- また、増出力運転は設備によっては機器制約によって発動回数の制約がある場合もあることに留意が必要である。

今年度の追加供給力対策の発動実績

集計期間：4月1日～9月20日

項目	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
発動指令電源の発動※	1回	5回	10回	9回	8回	8回	8回	8回	8回
増出力運転	0回	6回	14回	9回	8回	0回	5回	6回	4回
安定電源への電気の供給指示	0回	5回	14回	8回	8回	6回	7回	6回	7回
揚水発電機の運用切替	0回	0回	5回	0回	0回	1回	1回	0回	0回
余力活用電源の追加起動	0回	0回	0回	0回	0回	0回	0回	0回	0回

(参考) 2023年度の電源I'の発動回数

電源I'の発動※	1回	0回	5回	2回	1回	0回	0回	0回	0回
----------	----	----	----	----	----	----	----	----	----

※ 発動指令電源および電源I'は2グループに分けて発動しており、発動回数の多いグループの発動回数を記載

【参考】追加供給力対策の発動基準の変更等

- 第102回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年10月23日）を踏まえ、今冬に向けた広域予備率改善の暫定的な対応として、**追加供給力対策の順番については、揚水発電機の運用機切り替え及び余力活用電源の追加起動の発動基準をいずれも8%未満での実施に変更し、翌日計画公表以降で計上することとしてはどうか。また、増出力運転・ピークモード運転については、経済合理性等の観点から5%未満の対策とすることとしてはどうか。**
- 加えて、これまで**エリア予備率3%未満の見通しの場合に実施されてきた「需給ひっ迫融通」**は、広域予備率上は需給ひっ迫に至らない状況でも実施される場合があり、エリア間での融通であることを明確化するため、**今後は「エリア間補正融通」と名称を改めてはどうか。**

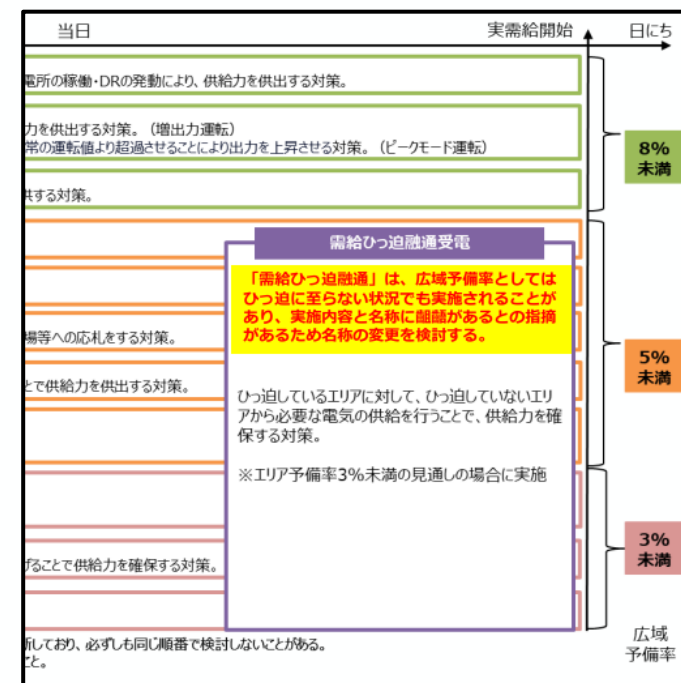
追加供給力対策の発動基準の変更

現行	予備率	変更後	発動基準
増出力・ピークモード運転	8%	揚水発電機の運用切り替え	8%
安定電源への電気の供給指示	8%	安定電源への電気の供給指示	8%
揚水発電機の運用切り替え	5%	余力活用電源の追加起動	8%
余力活用電源の追加起動	5%	発動指令電源の発動	5%
発動指令電源の発動	5%	増出力・ピークモード運転	5%
自家発電増し要請	5%	自家発電増し要請	5%
水力両用機の切り替え	5%	水力両用機の切り替え	5%

※ 対策の実施は、実施に要する時間や需給状況等を踏まえて判断するため、必ずしもこの順位によらない

出典：左図：第102回（2024年10月23日）調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料1を基に、資源エネルギー庁作成
右図：第81回（2024年9月26日）電力・ガス基本政策小委員会 資料4

「需給ひっ迫融通」の名称変更



1. 今冬の需給状況の振り返り

2. 2025年度の電力需給の見通し

3. 今後の電力需給運用

① 2024年度需給運用の課題と今後について

② 月別需給バランス精緻化に向けた検討

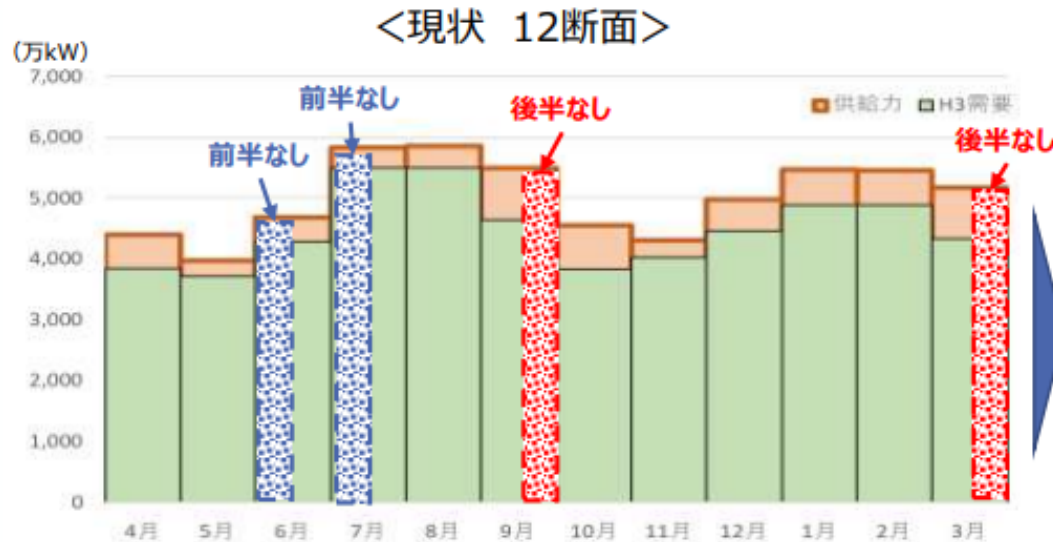
③ マッチングについて

月別需給バランス精緻化に向けた検討①

- 現状の供給計画では、記載要領に基づき、月の前後半の需要変動等を考慮した指定断面（月間・前半・後半のうち1断面）で需給バランスを確認している。
- 一方、昨今の温暖化等の影響で、供給計画において需給バランスが未確認の断面（※）で需給が厳しくなったケースもあり、より詳細に需給バランスを確認していく必要性が高まっている。
- 対応策として、全ての月を前後半に細分化することで、これまで未確認であった断面においても需給バランスの確認が可能となるため、2026年度の供給計画からの対応を目指し検討していく。

※ 東京エリアは6・7月前半、9・3月後半が未確認

■ 東京エリアの需給バランスの一例



＜全月前後半に変更 24断面＞



月別需給バランス精緻化に向けた検討②

- 2026年度以降の供給計画では、月を前後半に細分化した需給バランスを確認する方向で検討を進めていく。なお、EUEによる需給バランス評価は、制度面・ツール面で一定の準備期間を要するため、継続検討とする。
- また、2026年度以降の需給検証についても、厳気象H1の需給バランス評価も同様の評価方法にて行う。
- 今後、月の需給バランスを細分化するに当たっては、電気事業法施行規則、供給計画届出書のガイドライン等の各種改正等が必要となるため、2025年度中に必要な準備を進めるとともに、全ての月を前後半に細分化することの妥当性等の検討も行う。

供給計画の様式改正等に向けたスケジュール（案）

	2024年度	2025年度		2026年度	
各種ルール改正等	本日		10月 施行規則・需要想定要領改正		
			12月 ガイドライン・記載要領改正、新様式公表		
評価時期	3月	2025年度供給計画		3月 2026年度供給計画	
		5月 需給検証（夏）	9月 需給検証（冬）	5月 需給検証（夏）	9月 需給検証（冬）
評価対象断面		各月 指定断面 (月間・前半・後半のうち1断面)		各月 前半・後半断面	

※スケジュールに記載の時期はあくまで目安を示す

1. 今冬の需給状況の振り返り

2. 2025年度の電力需給の見通し

3. 今後の電力需給運用

① 2024年度需給運用の課題と今後について

② 月別需給バランス精緻化に向けた検討

③ マッチングについて

発電設備を休廃止する際のマッチングについて

- 事業者が発電設備の休廃止を行う場合は、当該発電設備の経済合理性を確認する観点から、電力広域機関が運用する発電情報掲示板に設備情報を掲載し、小売電気事業者とのマッチングを行っている。
- マッチングについては、やむを得ず実施が不可能な場合は、個別にその理由を確認した上で判断することとなっているが、マッチングの実施を不要とするケースが明確化されていなかったことから、非効率石炭火力のFO等の動きも踏まえて、以下のようなケース（①～③）においては、資源エネルギー庁と協議の上、マッチングの省略を可能としてはどうか。

【マッチング省略を可能とするケース（案）】

①非効率石炭火力（※）の休廃止

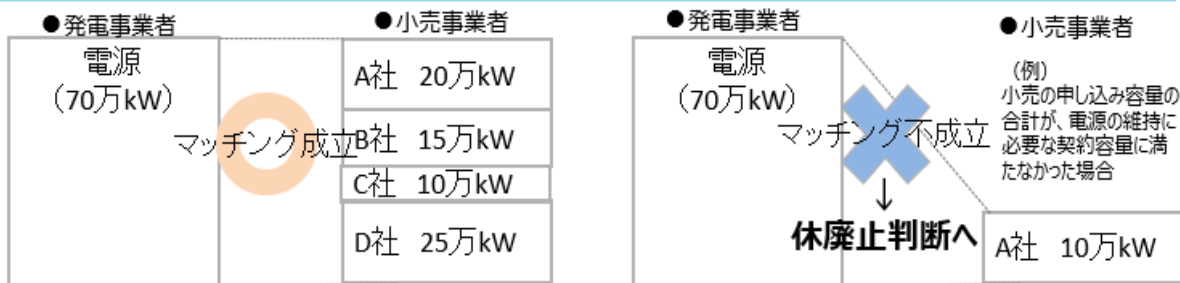
※容量市場の稼働抑制措置の対象となる電源

②同一の場所で、リプレース又は脱炭素化改修を予定している電源の休廃止

③上記の他、資源エネルギー庁と協議の上、マッチングの省略についてやむを得ない事情が認められる場合

【マッチングのプロセス】

- 発電事業者は、広域機関が運営する発電情報掲示板を活用することを基本とし、以下の手順で手続を実施することとしてはどうか。
 - ステップ1. 資源エネルギー庁に発電事業変更届出の提出※1。
 - ステップ2. 発電事業者は、電源に係る情報を、1か月以上掲示板に掲載。掲示板に掲載できない機微な情報は、各事業者の問い合わせ窓口等を経由して開示。
 - ステップ3. 掲載期間中、関心がある小売事業者は、個別に発電事業者に連絡。
 - ステップ4. 掲載期間終了後、発電事業者は小売とのマッチング状況を踏まえ、電源の休廃止の判断を進める。



【参考】追加的な対応の方向性

- 電力自由化の下、電源の休廃止は、経済合理的な事業者判断に基づき進められてきた。しかし、短期的に十分な供給力の回復が見込めない状況下で、既存の電源の休廃止が進むと、電力需給ひっ迫のリスクが高まる。
- 発電所の休廃止について事前に把握・管理し、必要な供給力確保策を講ずる時間を確保するため、電気事業法施行規則を改正し、10万kW以上の発電設備の休廃止については9か月前までに発電事業届出の提出を求めることとした（2022年11月14日施行）。
- また、2021年度に実施した休廃止電源の事前確認（マッチング）においても小売電気事業者からの問い合わせは一定数存在しており、小売電気事業者の相対契約による供給力確保に対するニーズはあるものと考えられる。
- これまでも、発電・小売電気事業者間の協議の機会を追求してきたところであるが、こうした状況を踏まえ、改めて発電設備等の情報掲示板（以下、発電情報掲示板）を通じた発電所の経済合理性の確認の方法について整理することとしてはどうか。
- 本日は、整理すべき以下の論点について御議論いただきたい。

論点①：対象電源

論点②：運用方法

論点③：開示情報

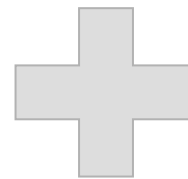
【参考】論点①：対象電源

- 10万kW以上の発電設備の休廃止については、電力需給に大きな影響を与えることから、**10万kW以上の電源が休廃止する際には、発電情報掲示板に情報を掲示することを基本とし、小売電気事業者とのマッチングを実施することを求めているかどうか。やむを得ずマッチングの実施が不可能な場合は、個別にその理由を確認したうえで判断すること**としてはどうか。
- また、現時点の2023年度の電力需給見通しは、厳気象H1需要に対して、全エリアで安定供給に必要な予備率3%を確保することができる一方で、**7月の東京エリアで3.3%となるなど厳しい見通し**となっていることから、2023年度に向けた電力需給対策として、**現在休止中の電源も対象**とすることとしてはどうか。
- この場合、長期間休止している電源については、2023年度の再稼働が難しい可能性があることや、再稼働にかかるコストが膨大になり得るから、**休止して1年未満の10万kW以上の電源を対象**とすることとしてはどうか。

【参考】論点②：開示情報

- マッチングに際しては、電源の所在エリア、燃料種、最低契約容量（1社あたり●kW以上）、当該電源の固定費単価（円/kW）の情報が必要となる。
- しかし、現行の発電情報掲示板では掲載可能な情報が限定されていることから、対象電源のマッチングを実施する場合、これらの情報については、小売事業者に個別に開示することとしてはどうか。
- また、対象電源は性質上、維持管理費用が高額になることも考えられる。電力の適正な取引の確保を図る必要があることから、電源の維持管理コストについては、容量市場の考え方やkW公募での落札価格等を参考に、供給力の提供可能な時期に発生する費用を発電事業者が算定のうえ、実施することとしてはどうか。

掲示板の掲載情報
①売買区分（売/買）
②事業者名
③問い合わせ先
④電源所在エリア
⑤任意記載



開示情報
①燃料種
②最低契約容量（kW）
③供給力の提供可能な時期
④固定費単価（円/kW）
⑤その他

【参考】論点③：運用方法

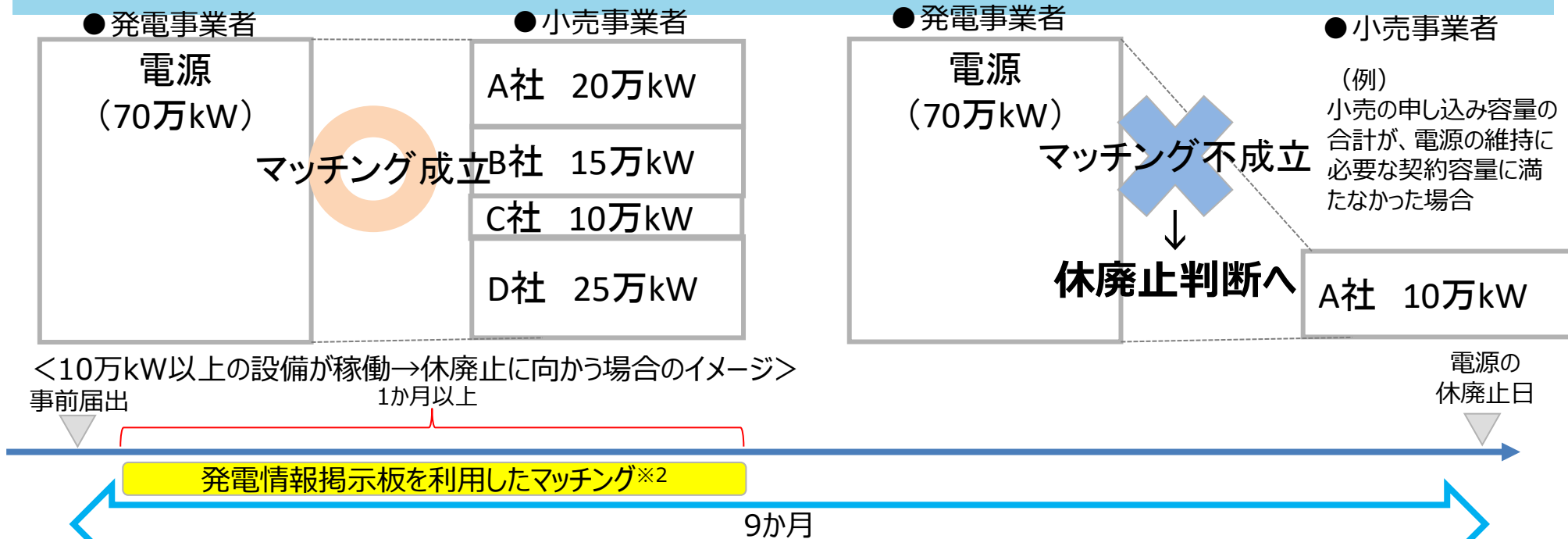
- 発電事業者は、広域機関が運営する発電情報掲示板を活用することを基本とし、以下の手順で手続を実施することとしてはどうか。

ステップ1．資源エネルギー庁に発電事業変更届出の提出※1。

ステップ2．発電事業者は、電源に係る情報を、1か月以上掲示板に掲載。掲示板に掲載できない機微な情報は、各事業者の問い合わせ窓口等を経由して開示。

ステップ3．掲載期間中、関心がある小売事業者は、個別に発電事業者に連絡。

ステップ4．掲載期間終了後、発電事業者は小売とのマッチング状況を踏まえ、電源の休廃止の判断を進める。



※1 すでに休止の届出を提出している場合は再度の提出は不要。

※2 マッチングについては、発電事業届出の提出前に実施することも可。