



中部電力パワーグリッド



# 託送供給等に係る収入の見通しの 変更（期中調整）承認申請について

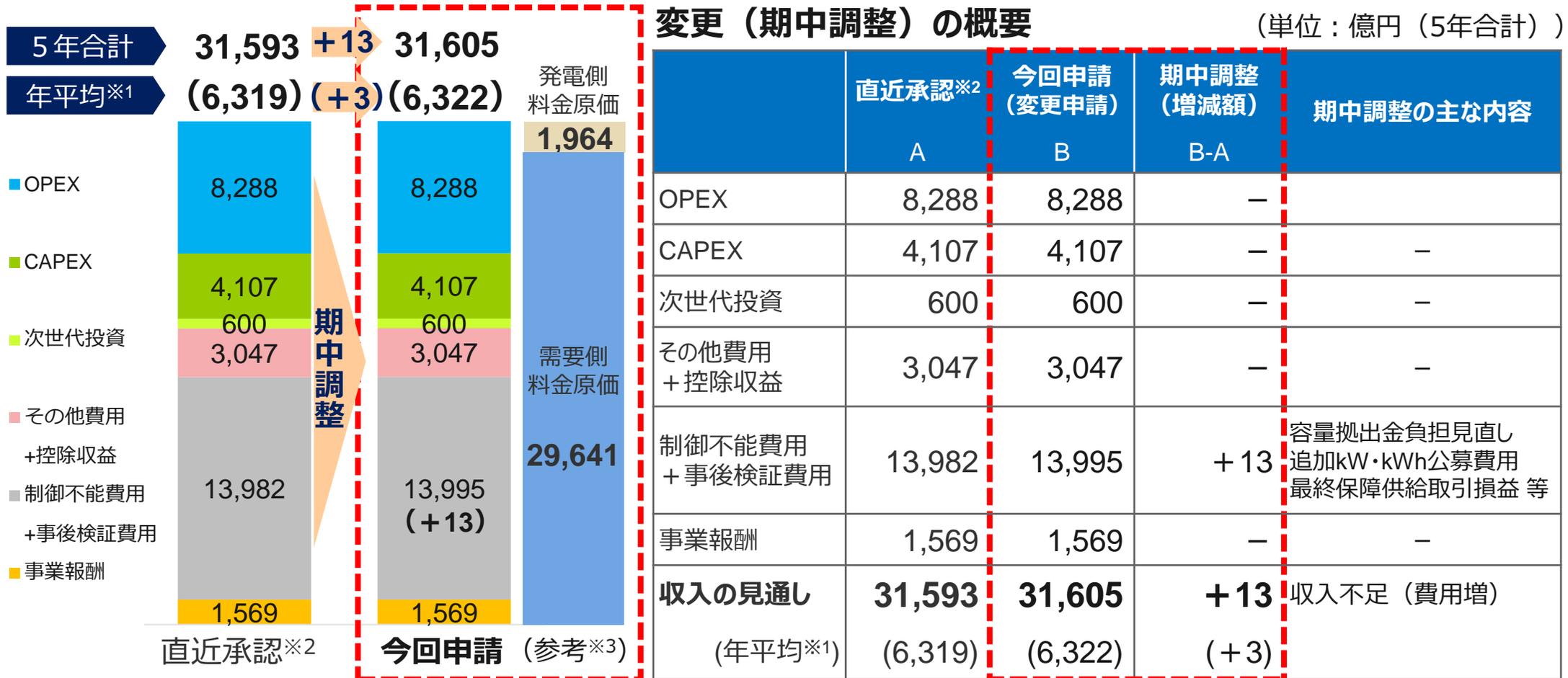
2023年10月17日  
中部電力パワーグリッド株式会社

# 1. 収入の見通しの変更（期中調整）について

- 当社は、**第1規制期間（2023年度から2027年度まで）における収入の見通し**について、**5年合計3兆1,593億円（5年平均で6,319億円）**で、昨年12月23日に経済産業大臣の承認を受けました。
- その後、資源エネルギー庁の審議会において、**容量拠出金の費用負担見直し**が議論され、**従来は「小売負担」とされていた稀頻度リスク対応分（H3需要の1%）を加えたH3需要の8%kW分（+1%kW分）が託送負担と整理（見直し）**されました。
- また、**2022年度夏季及び冬季**において**需給ひっ迫を回避**するために実施した**追加的な供給力（kW）及び電力量（kWh）の公募**、**2022年度の最終保障供給取引収支やインバランス収支**について、**今般、実績が確定**しました。
- 今回、**こうした供給力確保のためのエネルギー政策の変更等に伴う想定費用の増加**について、2024年度からの発電側課金導入に伴って託送料金単価を改定するタイミングに合わせて、託送料金負担の平準化や受益と負担の公平性の観点等を踏まえ、**第1規制期間の収入の見通しに反映する変更（期中調整）承認申請**を行いました。
- なお、**調整力費用（制御不能費用等）の一部**について、オークションや公募等の結果、**費用の減少が見込まれる**ため、いずれ事後的に調整されることなども勘案して**今回収入の見通しに反映し、利用者のみならずみなさまのご負担を抑制・平準化**いたします。
- これにより、第1規制期間における収入の見通しは、**5年合計で13億円（年平均3億円）増加し、5年合計3兆1,605億円（5年平均で6,322億円）**となりますが、何卒、ご理解賜りますようお願い申し上げます。

## 2. 収入の見通しの変更（期中調整）の概要

- 今回の変更（期中調整）により、第1規制期間における収入の見通しは、**5年合計で13億円（年平均で3億円）増加して3兆1,605億円（年平均で6,322億円）**となります。



※1：調整期間である2024～2027年度の4年平均値

※2：2022年12月23日付で経済産業大臣から承認された「収入の見通し」における見積費用

※3：参考でお示ししている発電側料金原価及び需要側料金原価は、現時点での一定の仮定等を置いて算定した試算値であり、今後変動する可能性があります。

## 2. 収入の見通しの変更（期中調整）の概要

- 今回申請した**期中調整の内訳は、以下のとおり**です。

区分	期中調整項目	期中調整の概要	期中調整額 (億円)		期中調整申請の理由
供給力確保 のための エネルギー政策 の変更等による <b>費用増</b>	容量市場拠出金 (稀頻度リスク対応分)	容量市場での供給力調達の在り方見直しに伴う託送負担見直し内容※を反映 ※ H3需要の7%kw→H3需要の8%kW (+1%kW)	+ 46	<b>+ 97</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>安定供給のための供給力確保を目的としたエネルギー政策の変更等により生じた費用（2022年度実績の確定分を含む）であり、託送料金の平準化や受益と負担の公平性の観点から、早期の反映が望ましいと考え、今回期中調整を申請しました。</li> </ul>
	追加供給力公募費用	2022年度夏季・冬季の追加供給力確保（kW・kWh公募）に要した費用を反映	+ 156		
	インバランス収支過不足額	2022年度インバランス収支結果を反映	+ 3		
	最終保障供給取引損益	2022年度最終保障供給の収支額（2022年10月～2023年3月）を反映	▲ 109		
公募結果等 による <b>費用減</b>	容量市場拠出金 (2026年度向け)	2026年度向け容量市場メインオークション約定結果を反映	▲ 61	<b>▲ 84</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>調整力費用（制御不能費用等）の一部について、オークションや公募結果の確定等に伴い想定値と実績値に乖離（費用減）が生じており、いずれ事後的に調整されることも勘案して、利用者のご負担を抑制・平準化する観点から、今回期中調整を申請しました。</li> </ul>
	ブラックスタート機能確保費用 (2026年度向け)	2026年度向けブラックスタート機能公募の結果を反映	+ 9		
	電源 I 及び I' 確保費用 (2023年度向け)	2023年度向け電源 I 及び I' 公募の結果を反映	▲ 32		
合計			<b>+ 13</b>		<b>(年平均※ + 3億円)</b>

(注) 金額は5年合計の金額

※ 調整期間である2024～2027年度の4年平均値

# (参考) 期中調整のイメージ

(単位：億円)

供給力確保のためのエネルギー政策の変更等による費用増 (+97)

公募結果等による費用減 (▲84)

費用増

費用減

追加供給力公募費用 (2022) +156  
 インバランス収支過不足 (2022) +3  
 最終保障供給取引損益 (2022) ▲109

期中調整による収入の見通しの増加影響は小幅にとどまり、料金単価への影響はほとんどありません。

容量市場 抛出金 [稀頻度リスク] (2025~2027) +46

容量市場 抛出金 [オークション] (2026) ▲61

BS機能 公募費用 (2026) +9

電源 I・I' 公募費用 (2023) ▲32

平均単価 +0.00円/kWh

合計：+13 (収入不足) 費用増

31,593 億円  
 平均単価 4.98円/kWh

31,605 億円  
 平均単価 4.98円/kWh  
 1,964 億円 (発電側)  
 29,641 億円 (需要側料金)

現行 収入の見通し (5年合計)

今回申請 収入の見通し (5年合計) 【参考※】 発電側課金 考慮後

※ 参考でお示している発電側料金原価及び需要側料金原価は、現時点での一定の仮定等を置いて算定した試算値であり、今後変動する可能性があります。

# 各期中調整項目の説明

# (参考) エネルギー政策の変更等 (容量拠出金負担見直し)

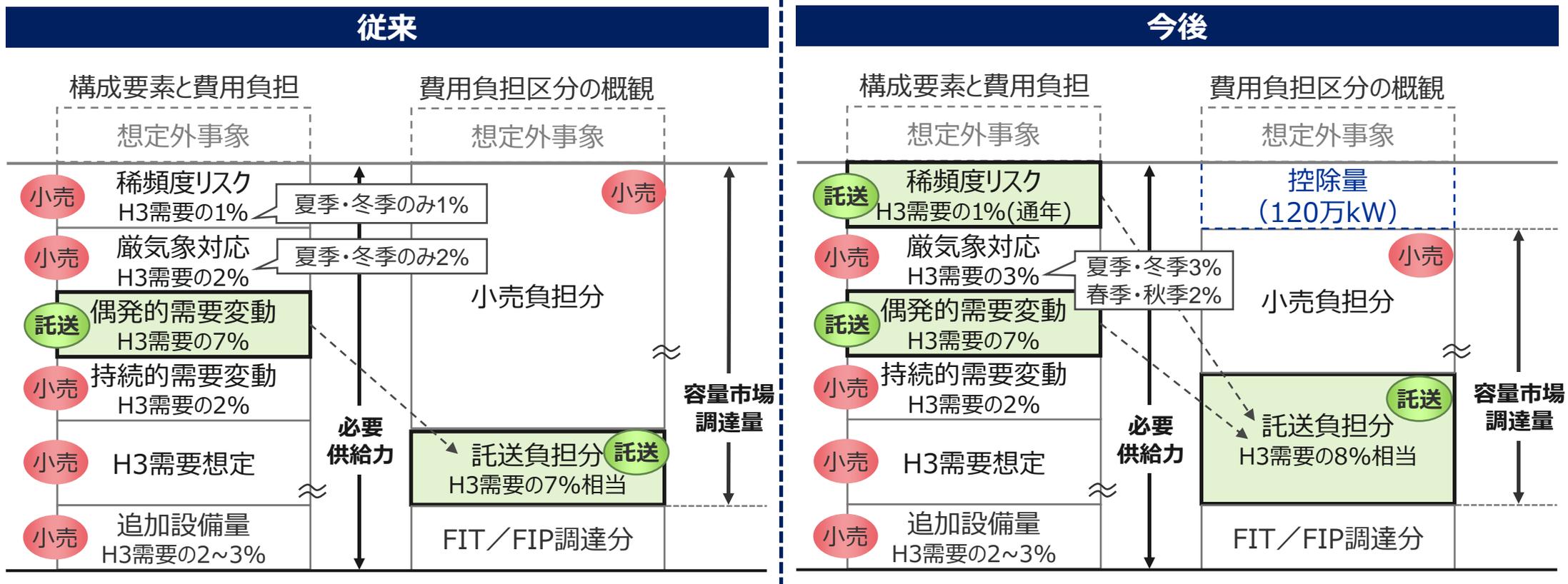
- **容量拠出金 (調整力費用)** の期初の見積もりは、H3需要に対して偶発的需給変動の7%kW分を必要量として算出しておりますが、資源エネルギー庁の審議会において昨年の電力需給ひっ迫を踏まえて費用負担の在り方が見直され、**2025年度以降の「稀頻度リスク対応分 (厳気象時に生じる電源脱落等のリスクに対応 : H3需要×1%kW)」**については、従来の小売負担から**託送負担**に見直されたことから、**増加費用46億円**を収入の見通しに追加しております。

## ■ 容量拠出金の見積もり

	2025年度			2026年度			2027年度		
	直近承認	今回申請	増減	直近承認	今回申請	増減	直近承認	今回申請	増減
必要量 [万kW]	171 H3需要×7%kW	196 H3需要×8%kW	+25 H3需要×1%kW	172 H3需要×7%kW	197 H3需要×8%kW	+25 H3需要×1%kW	171 H3需要×7%kW	196 H3需要×8%kW	+25 H3需要×1%kW
	約定価格 (円/kW) :		3,495	約定価格 (円/kW) :		5,832	指標価格 (円/kW) :		9,399
	費用負担		<b>+9億円</b>			<b>+14億円</b>			<b>+23億円</b>
	直近承認	今回申請							
稀頻度リスク H3需要の1%	小売	託送							
厳気象対応 H3需要の3%	小売	小売							
偶発的需給変動 H3需要の7%	託送	託送							
持続的需給変動 H3需要の2%	小売	小売							
H3需要想定	小売	小売							
追加設備量 H3需要の2~3%	小売	小売							
			<b>+46億円</b>						

# (参考) エネルギー政策の変更等 (容量拠出金負担見直し)

- 容量市場における費用については、偶発的需給変動分（H3需要の7%）を一般送配電事業者が負担、その他を小売事業者が負担と整理されてきました。
- しかし、昨年の電力需給ひっ迫を踏まえて必要供給力の見直しに伴い、費用負担の在り方も見直され、「稀頻度リスク対応分（厳気象時に生じる電源脱落等のリスクに対応）」については、小売電気事業者にとって予見可能性やリスク低減の方策がなく、小売負担とする合理性に乏しいため、託送料金として需要家が均等に負担することで社会全体で負担するとの整理がなされました。



# (参考) エネルギー政策の変更等 (追加供給力公募)

- **2022年度夏季及び冬季の高需要期**において、安定供給に最低限必要な予備率の状況や需給両面での不確実性・燃料調達リスクなどから、**需給ひっ迫を回避**するために、国の審議会における議論を踏まえて、**追加的に供給力 (kW) 及び電力量 (kWh) の公募を実施**しました。
- 今回、実績が確定したことから、**公募費用156億円を収入の見通しに追加**しております。

2022年度夏季の電力需給見通し  
(厳気象H1需要に対する予備率)

	7月	8月	9月
北海道	21.4%	12.5%	23.3%
東北	3.1%	4.9%	6.1%
東京			
中部			
北陸			
関西			
中国	5.0%	4.9%	6.1%
四国			
九州			
沖縄	31.6%	34.3%	31.3%

2022年度冬季の電力需給見通し  
(厳気象H1需要に対する予備率)

	12月	1月	2月	3月
北海道	12.6%	6.0%	6.1%	12.3%
東北	7.8%	1.5%	1.6%	
東京				
中部	5.5%	1.9%	3.4%	10.1%
北陸				
関西				
中国				
四国				
九州	45.4%	39.1%	40.8%	65.3%
沖縄				

2022年4月時点

供給力対策として公募 (電源設備や燃料等の追加調達) を実施

2022年6月時点

	対象エリア	募集量	落札量	当社負担額※
kW公募	北海道・沖縄を除く8エリア	120万kW	135.7万kW	8億円
kWh公募	沖縄を除く9エリア	10億kWh	9.3億kWh	19億円

	対象エリア	募集量	落札量	当社負担額※
kW公募	西日本エリア (6エリア)	99万kW (最大190万kW)	185.6万kW	27億円
kWh公募	沖縄を除く9エリア	20億kWh (最大22億kWh)	18.6億kWh	101億円

※公募による調達額から市場へ応札し得られた収益等を差し引いたもの

+156億円

# (参考) エネルギー政策の変更等 (インバランス収支過不足)



- **2022年度のインバランス収支過不足額 (追加供給力公募費用を除く)** について、今回、実績が確定したことから、**収入不足額 3 億円**を収入の見通しに追加しております。

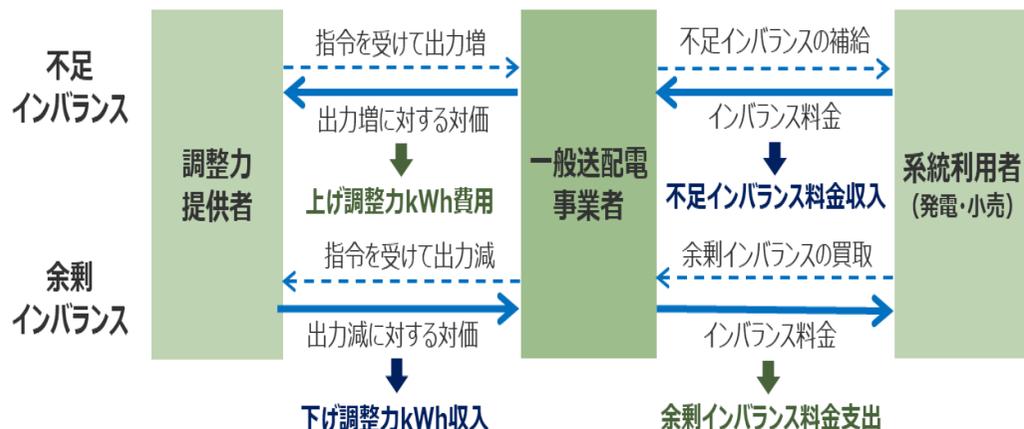
## 2022年度インバランス収支結果 (追加供給力公募費用を除く)

(単位：億円)

費用		収益	
上げ調整力kWh費用 等 (不足インバランス対応)	1,106	不足インバランス料金収入	724
余剰インバランス料金支出	1,023	下げ調整力kWh収入 等 (余剰インバランス対応)	1,398
費用計 ②	2,130	収益計 ①	2,123
		損益 ③ = ① - ②	▲6
		インバランス債権に係る貸倒損引当・戻入 ④	▲3
		<b>収支過不足額 ⑤ = ③ - ④</b>	<b>▲3</b>

**収入不足  
(期中調整)**

### (参考) インバランス取引のイメージ



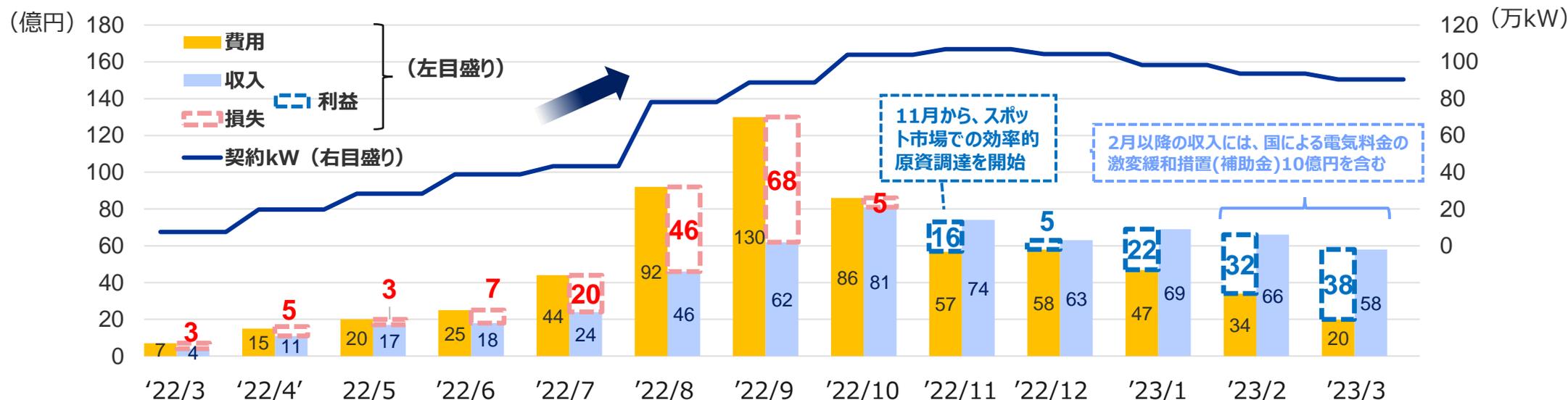
# (参考) エネルギー政策の変更等 (最終保障供給取引損益)

- 第51回電力・ガス基本政策小委員会（2022年6月30日開催）の整理に基づいて、託送料金による回収が認められた**2022年3月から2023年3月までの最終保障供給に係る累積収支額**のうち、今回、**期初に織り込めていない実績確定分（2022年10月～2023年3月）▲109億円を収入の見通しに追加**しております。

## 最終保障供給に係る収支額

(単位：億円)

	期初に織り込み済							今回、追加して織り込み						累積 収支額
	2022 /3	2022 /4	2022 /5	2022 /6	2022 /7	2022 /8	2022 /9	2022 /10	2022 /11	2022 /12	2023 /1	2023 /2	2023 /3	
最終保障 供給収支	▲3	▲5	▲3	▲7	▲20	▲46	▲68	▲5	16	5	22	32	38	▲44
	▲152 (赤字)							+109 (黒字) ⇒還元						



# (参考) 制御不能費用等の変動 (容量市場オークション)

- **2026年度実需給向けの容量拠出金 (調整力費用)** の期初の見積もりは、容量市場の指標価格 (NetCONE) (2024年度: 9,425円/kW、2025年度: 9,372円/kW) の平均値を用いて算出しておりますが、**2023年1月にメインオークション約定結果が公表**されたことから、当該結果に基づいて再算定を行い、**見積差額分▲61億円を収入の見通しに追加**しております。

## ■ 容量拠出金の見積もり (稀頻度リスク対応分の変更影響は除く)

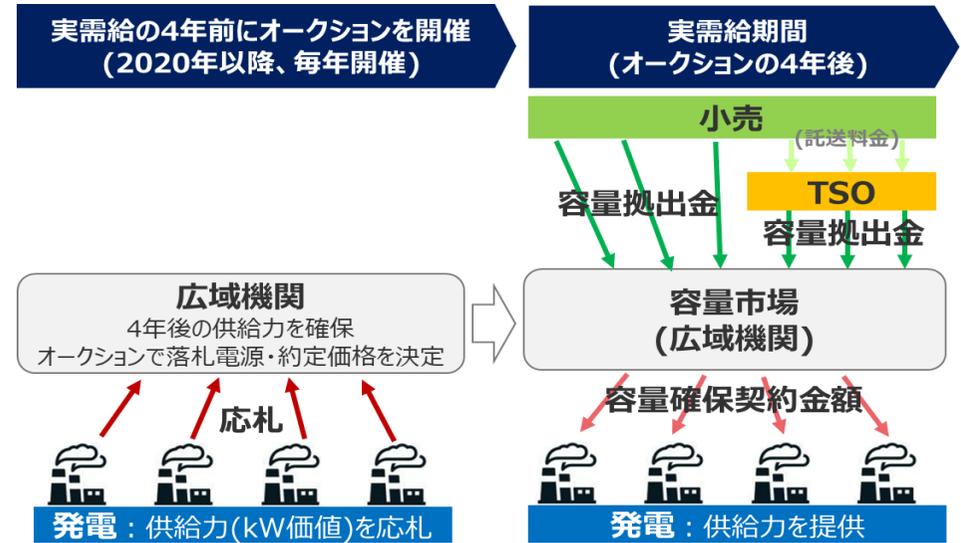
	2026年度		
	直近承認	今回申請	増減
必要量	172万kW	172万kW	-
約定価格	-	5,832円/kW	▲3,567円/kW
指標価格	9,399円/kW*	-	
<b>見積額</b>	<b>162億円</b>	<b>100億円</b>	<b>▲61億円</b>

※指標価格 (2024年度:9,425円/kW、2025年度:9,372円/kW) の平均値

## ■ 容量市場のスケジュール

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
容量市場 メインオークション	2024年度 向け	2025年度 向け	<b>2026年度 向け</b>	2027年度 向け	2028年度 向け	2029年度 向け	2030年度 向け
					実需給	実需給	実需給

## 【容量市場のイメージ】



# (参考) 制御不能費用等の変動 (ブラックスタート機能公募)

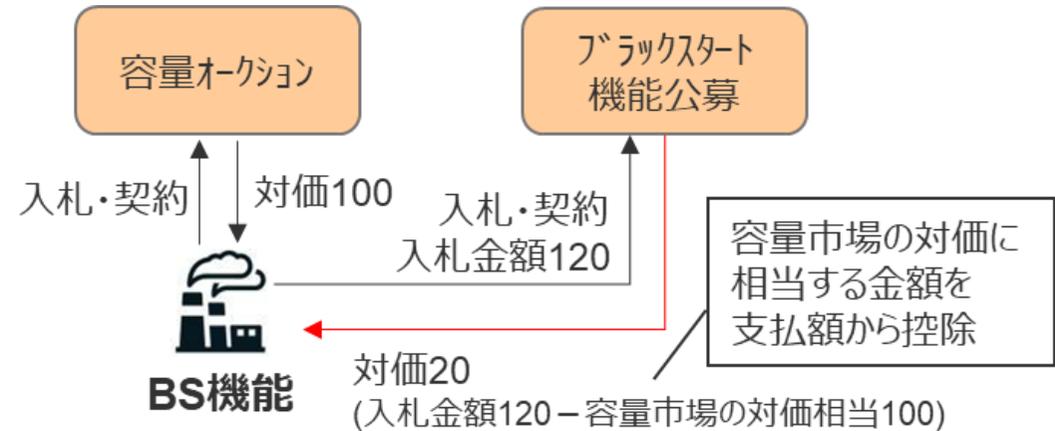
- **2026年度のブラックスタート電源確保費用**の期初の見積もりは、2024年度及び2025年度の約定結果の平均値から容量拠出金の見積値を差し引いて算出しておりますが、**2026年度分の約定結果及び容量拠出金の額が決定**したことから、当該結果に基づいて再算定を行った結果、**見積差額 9 億円**を収入の見通しに追加しております。

## ■ ブラックスタート電源確保費用の見積もり

	2026年度		
	直近承認	今回申請	増減
BS機能公募 約定結果	166億円	124億円	▲41億円
容量市場 拠出金*	158億円	108億円	+50億円
<b>見積額</b>	<b>8億円</b>	<b>16億円</b>	<b>+9億円</b>

※経過措置控除係数や最低費用を考慮した補正值

## 【ブラックスタート機能公募におけるお金の流れイメージ】



## ■ ブラックスタート機能の調達スケジュール

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ブラックスタート機能公募 (4年後向け)	2024年度向け	2025年度向け	2026年度向け	2027年度向け	2028年度向け	2029年度向け	2030年度向け
					BS機能使用	BS機能使用	BS機能使用

# (参考) 制御不能費用等の変動 (電源 I 及び I' 公募)

- **2023年度の調整力固定費 (電源 I 及び I' 確保費用)** の期初の見積もりは、過去の実績単価及び2022年度の公募結果に基づく想定単価にエリアの必要量を用いて算出しておりますが、**公募結果**に基づいて再算定を行い、**見積差額 ▲32億円を収入の見通しに追加**しております。

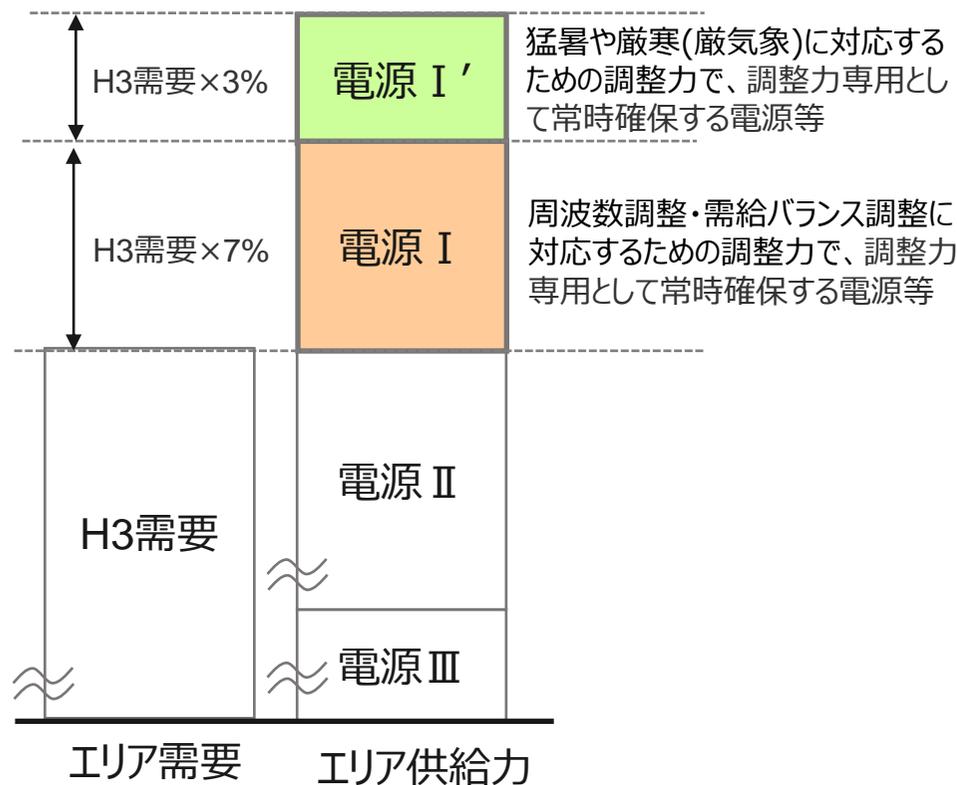
## ■ 電源 I 確保費用の見積もり

	2023年度		
	直近承認	今回申請	増減
確保必要量	174万kW	174万kW	-
調達単価	7,855円/kW	5,873円/kW	▲1,982円/kW
<b>見積額</b>	<b>137億円</b>	<b>102億円</b>	<b>▲34億円</b>

## ■ 電源 I' 確保費用の見積もり

	2023年度		
	直近承認	今回申請	増減
確保必要量	75万kW	79.5万kW	+4.5万kW
調達単価	3,827円/kW	3,926円/kW	+99円/kW
<b>見積額</b>	<b>29億円</b>	<b>31億円</b>	<b>+3億円</b>

【kW (予備力・調整力) の確保量イメージ】  
(~2023年度)



▲32億円



中部電力パワーグリッド