

料金算定の前提となる需要と供給力について

2023年2月15日
北海道電力株式会社

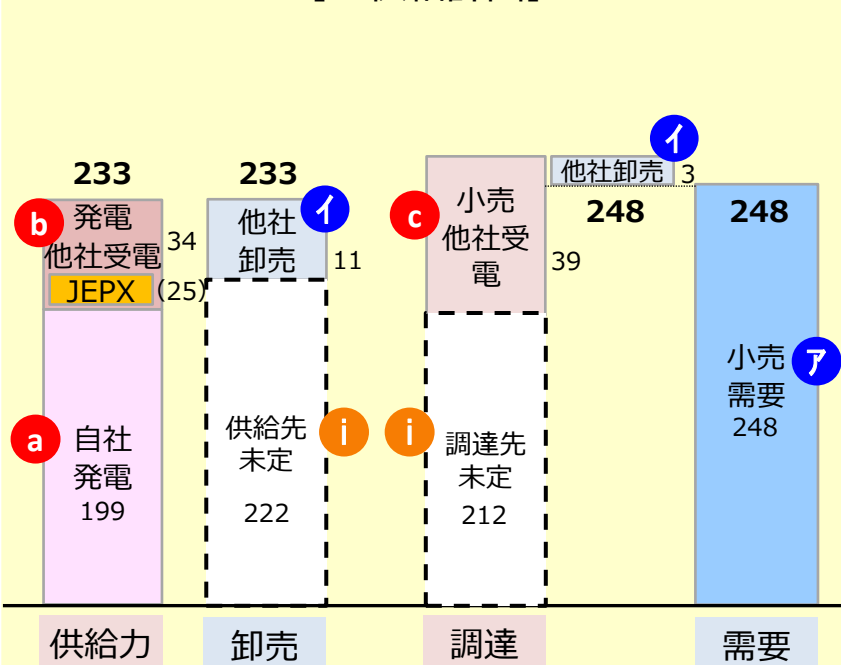
供給計画と料金原価における需給構造の違いについて

1

- A.供給計画（以下「供計」）は発電・小売のライセンス別に届出する一方、B.料金原価は「発販一体の需給バランス」で総原価を算定していますが、双方の需給構造は一致しています。
- なお、A.供給計画において発電・小売部門間の社内取引は供給先未定・調達先未定（**i**）に含まれています。
- また、「供計から社内取引等を除いた需給構造」での供給先未定について、B.料金原価の需給バランスでは、他社卸売に活用することとしています。

（単位：億kWh、数字は全て送電端、2023～2025年度の平均値）

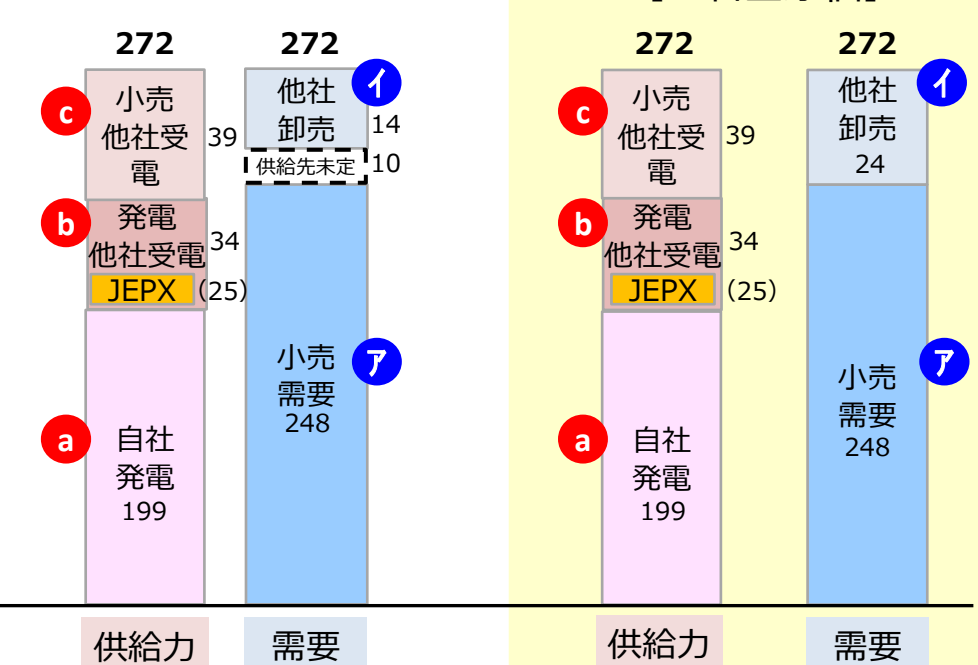
【A.供給計画】



Ⅰ「発電供給計画」の需給構造

Ⅱ「小売供給計画」の需給構造

【B.料金原価】



「供給計画」の **i** 社内取引等を除いた需給構造（Ⅰ + Ⅱ）

料金改定申請における「原価算定根拠」となる需給構造

- 小売需要想定は、用途別・電圧別に区分し、実績傾向や個別動向を踏まえ、契約口数・契約電力に原単位を乗じた販売電力量を積み上げ算定しています。低圧は、メニューに応じ規制部門と自由化部門に区分しています。

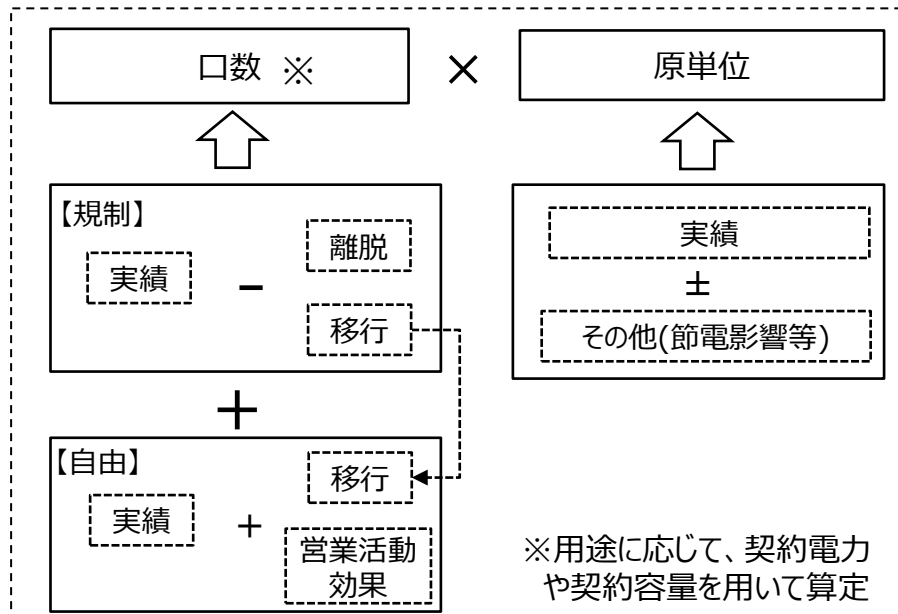
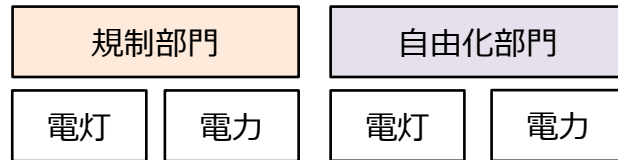
【低圧】

- 規制部門の口数は離脱影響と自由化部門への移行影響を反映し、自由化部門の口数は規制部門からの移行影響に加えて、営業活動効果を反映することで想定しています。
- 原単位は、過年度実績をもとに節電影響等の変動要因を反映し想定しています。

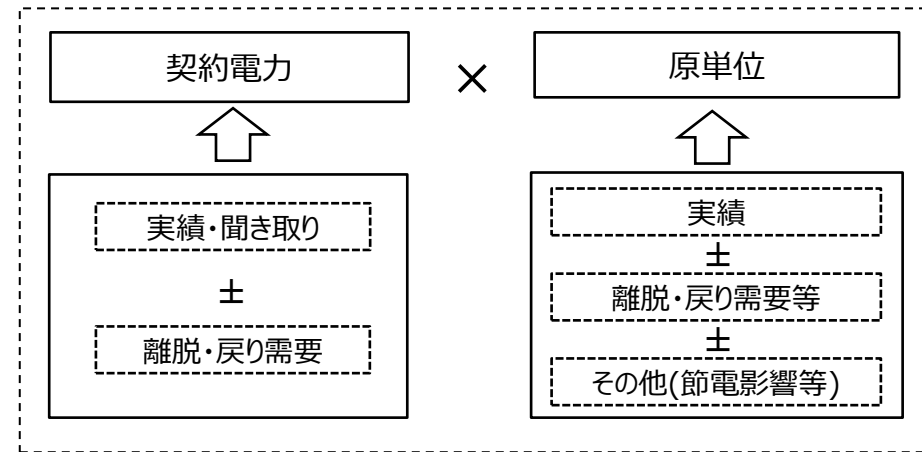
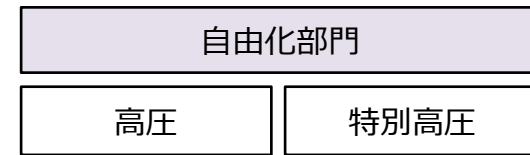
【高圧・特別高圧】

- 契約電力は、実績やお客さまへの聞き取りをもとに離脱や戻り需要による契約の増減を反映しています。
- 原単位は、離脱・戻り需要や節電影響等の変動要因を反映し想定しています。

【低圧】



【高圧・特別高圧】



料金算定の前提となる需要想定について（販売電力量）

3

- 規制部門の販売電力量については、離脱影響や当社自由化部門への移行影響を考慮し、原価算定期間（2023～2025年度）平均で40億kWhと想定しました。
- 想定には、足元で生じている節電の取組効果が定着すると考え、節電影響を織り込んでいます。

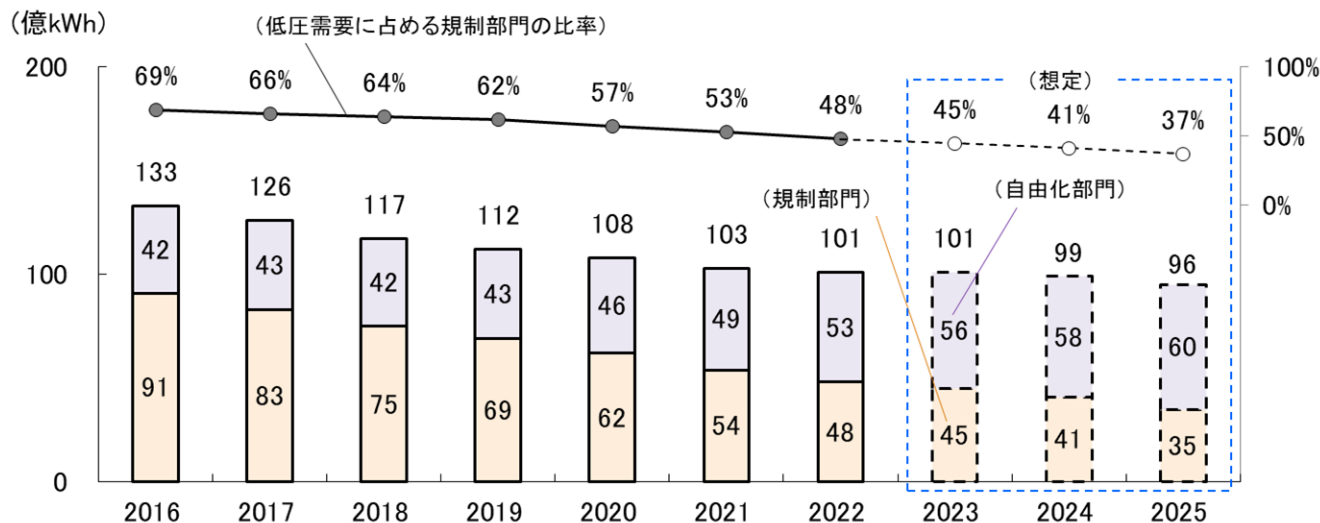
【前年差内訳】

(億kWh)

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3年平均
合計 (規制・自由合計)	268	248	227	237	226	221	235	240	234	228	234
規制部門（再掲）	91	83	75	69	62	54	48	45	41	35	40
前年差		▲ 8	▲ 9	▲ 6	▲ 7	▲ 7	▲ 6	▲ 3	▲ 4	▲ 5	
主な 影響	離脱影響		▲ 6	▲ 5	▲ 4	▲ 5	▲ 3	▲ 1	▲ 2	▲ 3	
	自由化部門への移行		▲ 1	▲ 2	▲ 1	▲ 1	▲ 3	▲ 2	▲ 2	▲ 2	
	気温・うるう影響		0	▲ 1	1	0	▲ 1	0	0	0	
	節電影響		0	▲ 1	▲ 1	0	▲ 1	0	0	0	
	その他		▲ 1	0	▲ 1	▲ 1	0	▲ 1	0	0	

※1 自社消費分を除く ※2 使用端 ※3 北海道エリア外を含む ※4 その他には省エネ影響等が含まれる

【低圧・規制部門の販売電力量・規制部門の比率推移】



- 需給計画の想定は、経済合理性に基づき、低廉な電力を供給できるようメリットオーダーで策定しています。
- 供給電力量は、石狩湾新港発電所の運転開始やFIT制度による再生可能エネルギー受電量が増加する一方で、小売販売電力量の減少により、相対的に価格の高い石油火力を中心に減少しています。

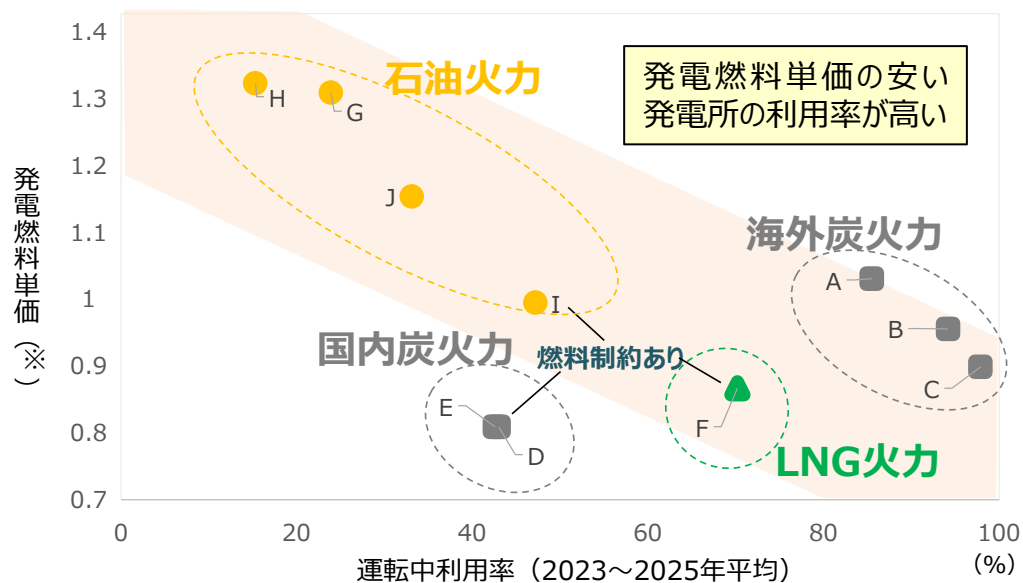
【供給電力量算定結果】

(億kWh)

			今回原価 2023-2025 平均(A)	前回原価 2014-2015 平均(B)	差 引 (A－B)	
供給電力量 (送電端)	自社電源	水 力	32	34	▲2	
		火力	国内炭	8	25	▲17
			海外炭	107	109	▲2
			LNG	28	－	28
			石油	23	87	▲64
			原子力	－	16	▲16
		新工ネ	1	1	0	
		合 計	199	272	▲73	
	他社受電	水 力	1	6	▲5	
		火 力	16	33	▲17	
		新工ネ	22	17	5	
		卸電力市場取引	25	6	19	
		その他	9	10	▲1	
		合 計	73	72	1	
他社送電		▲24	▲2	▲22		
揚水動力		－	▲2	2		
合 計	248	340	▲92			
需要電力量(送電端)			248	340	▲92	

【火力発電所の発電燃料単価と運転中利用率】

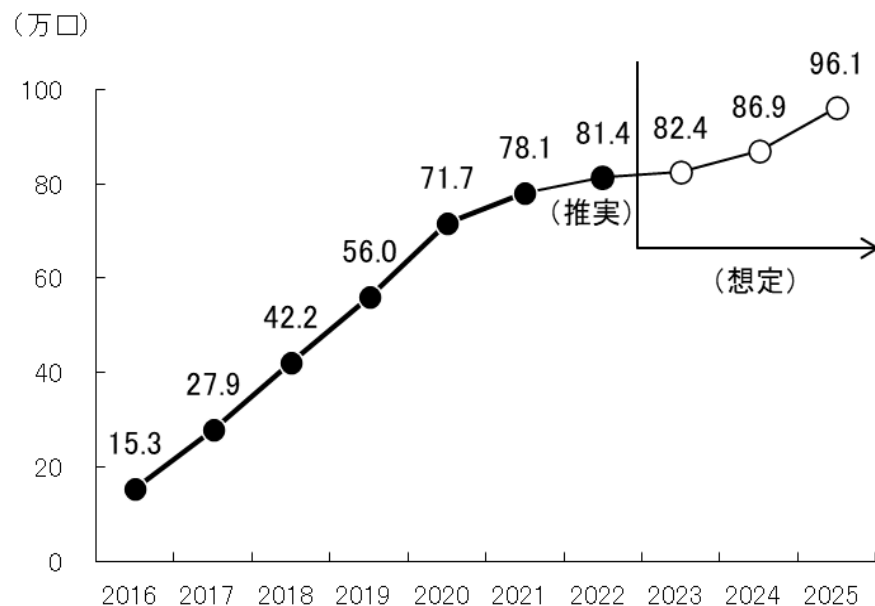
- 発電燃料単価の安い発電所から高利用率となるようメリットオーダーで需給計画を策定。
- LNG・国内炭・一部の石油は、燃料の調達に際して制約があるため、発電燃料単価から見た運転中利用率は低く推移。



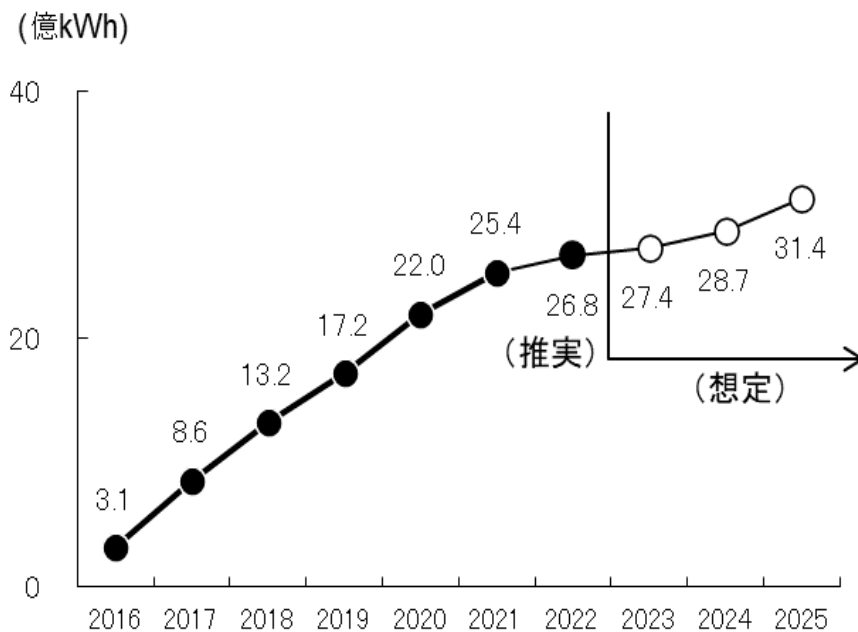
※ 発電燃料単価は、石油火力 I を 1 とした場合の比率

- 2016年の全面自由化以降、他小売事業者への離脱は拡大傾向で推移してきましたが、至近では、燃料費調整の上限超過の影響で規制料金が一時的に安価な水準となり、他小売事業者への離脱は鈍化しています。
- 一方、料金改定により当該現象が解消され、以前と同じ競争環境に次第に戻るものと想定しています。ただし、値上げにともなう追加的な離脱影響が生じるとは見込んでいません。

【他社口数（累計）の推移】



【他社電力量（累計）の推移】



※ 口数：2016年度～2021年度は、電力取引報結果の「スイッチングの状況（低圧）：累積スイッチング実績」をもとに集計

※ 電力量：2016年度～2021年度は、電力取引報結果の北海道エリアにおける新電力合計の電力量をもとに集計

- 原価算定上は、先行他社サイトの事例等を参考に当社の審査期間を想定し、さらに新設防潮堤の工事規模等を踏まえ、2026年12月に泊発電所3号機が再稼働するものと設定し、再稼働に係る投資や費用を算定しています。
- なお、今回申請した原価に泊発電所の再稼働を織り込んでいませんが、早期再稼働に向けて総力をあげて取り組み、再稼働後には再稼働メリットを反映し適正な水準で値下げを実施します。

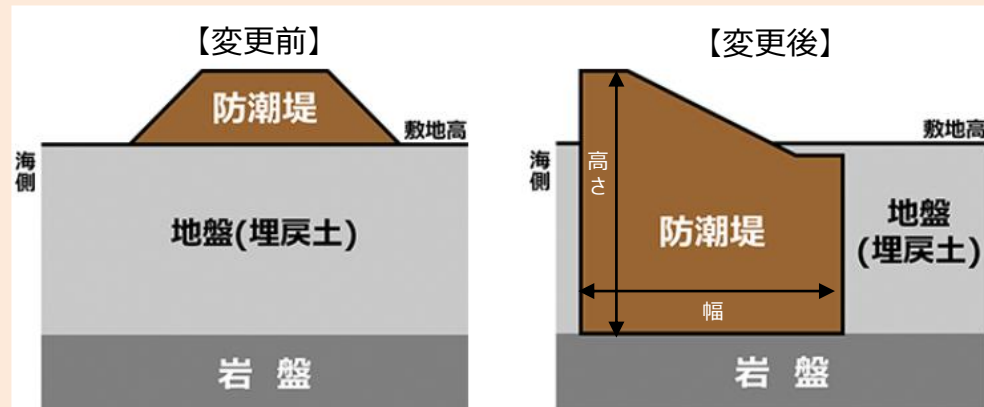


【防潮堤設置工事の概要】

- 防潮堤については、新規制基準への適合性確保のため、地中の岩盤に直接設置する構造の防潮堤に変更することとしています。
- 新設防潮堤準備工事には既に着手しており、今後土留および掘削、堤体の構築を予定しています。
- 最大限の工期短縮を図ることとしておりますが、大規模な土木工事であり、また冬季間は施工困難であることなどもあり、一定程度の工事期間を要する見込みです。

＜新設防潮堤の規模（予定）＞

延長：約1.2km、幅：20～30m、
高さ：15～35m、堤体積：約80万 m^3



- 仮に、今回申請原価において、泊発電所3号機の再稼働を3ヵ月間反映した場合の原価影響を試算したところ、再稼働による修繕費や減価償却費などの固定費の増加はあるものの、火力燃料費の抑制による費用低減効果が大きいことから、下表のとおり▲70億円/年の再稼働メリットが生じるとの試算結果となります。

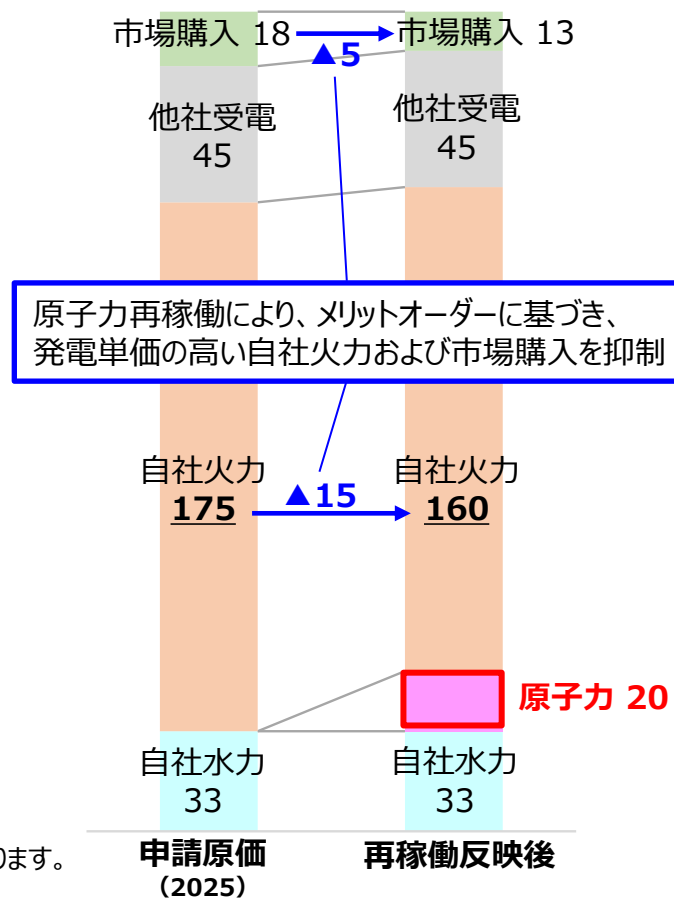
【再稼働（3ヵ月間）による原価低減影響試算結果】

(億円/年)

		影響額 (試算値)	主な増減内容
可変費	燃料費 購入電力料	▲150	メリットオーダーに基づく火力燃料費 および市場購入の減
	原子力バックアップ 費用	10	使用済燃料再処理等拠出金発電費・ 特定放射性廃棄物処分費の増
	小計	▲140	
固定費	修繕費	40	申請原価に未反映の 再稼働前点検による増
	減価償却費 事業報酬	30	安全対策設備の竣工による増
	小計	70	
合計		▲70	

【供給力への影響（2025年度）】

(億kWh)



※当該試算は、今回の申請原価に3ヵ月間再稼働を反映した場合の試算値をお示したものであり、実際の再稼働後の値下げ水準については、その時点の燃料価格・市場価格等を踏まえ設定することとなります。