

事後検証費用及び制御不能費用の 検証結果について

第21回 料金制度専門会合
事務局提出資料

2022年10月5日



本会合においてご議論いただきたい事項

- 事後検証費用及び制御不能費用のうち、事務局確認が終了した費用項目について、御確認いただき、各論点についてご議論をいただきたい。

1. 事後検証費用

- 1－① 調整力固定費（調整力公募による調達費用）**
- 1－② 調整力可変費（調整力公募による運用費用）**
- 1－③ 調整力費用（需給調整市場における一次～三次調整力①の調達費用）**
- 1－④ N-1電制費用**
- 1－⑤ その他費用（揚水ペイバック、特定立地電源等）**

2. 制御不能費用

3. 事業者の提出額修正

(参考) 制御不能費用には分類しない費用（事後検証を行う費用）

- 以下の費用については、外生的な要因に影響を受ける一方で、一定の効率化を求める点も考えられることから、制御不能費用には分類せず、事後的に確認、検証を行った上で、必要な調整を行う。

費用（大項目）	費用（小項目）	特に留意、確認すべき事項
託送料	地域間連系設備の増強等に係る費用（9社負担分）	✓ 増強費用の金額については、国による査定に加え、工事主体の事業者に対し、その他の事業者が事前に効率化を求めていくべきという観点から、事後的に確認が必要。
事業者間精算費		✓ 各事業者が他社の託送原価に対し、事前に効率化を求めていくべきという観点から、事後的に確認が必要。
補償費		✓ 当事者同士の交渉を踏まえて、補償金額が過大となっていないか、適切な交渉が実施されているか、事後的に確認が必要。
災害復旧費用		✓ 災害の規模や頻度が事前に予想できないことや、迅速な対応を優先する観点から、費用が上昇する可能性が高い。一方で、災害時においても何らかの効率化を求める観点からは、過去の災害時における復旧費用との比較等を通じて、事後的に復旧費用の妥当性を検証することが必要。
調整力費用	調整力固定費（～2023年度） 及び調整力可変費	✓ 我が国においては、今後順次、広域調達や需給調整市場での調達に移行していく中で、市場の広域化、成熟を通じてマーケット価格については、低減の余地があると考えられることから、事後的にその状況を確認することが必要。
	需給調整市場における 一次～三次調整力①の調達費用	
N-1電制費用について		✓ 投資量は、N-1電制の適用系統がローカル系統の増強規律と整合的になっているか、や装置の設置台数が妥当となっているかを確認する。 ✓ 投資単価は、装置に求められる仕様等が設置される系統や設置環境によって異なり、精緻な横比較は困難であることから、個別にヒアリングを行い、妥当性の確認を行う。
その他費用について		

1 - ① ー調整力固定費（調整力公募による調達費用）ー

2022年4月 第13回料金制度専門会合
資料3 一部改変

調整力固定費
(調整力公募による
調達費用)

概要：容量市場開設までの期間において、一般送配電事業者が確保するkWに対しての費用

単価：エリア内公募で決定（一部広域調達あり）

量：必要量は広域機関で決定（電源ⅠはH3需要の7%、電源Ⅰ'はH3需要の3%）



期初の見積り方法

- 調整力固定費（調整力公募による調達費用）について、以下のとおり見積もることとしてはどうか。
 - ①2023年度分における電源Ⅰについては、2018年度～2021年度の4年間における実績単価及び2022年度の公募結果に基づく単価に、各エリアの電源Ⅰ想定必要量（H3需要の7%）を用いて見積もることとする。
 - ②2023年度分における電源Ⅰ'については、2020年度より全エリアで必要量が設定され、供出期間の統一や広域調達が開始されたことを踏まえ、2020年度以降の2020年度～2021年度の2年間における実績単価及び2022年度の公募結果に基づく単価に、各エリアの電源Ⅰ'想定必要量（H3需要の3%）を用いて見積もることとする。
 - ③なお、沖縄電力については、容量市場へ参加しないことから、第1規制期間の各年度の電源構成に基づき、公募にて落札が想定される電源を特定の上、当該電源の固定費を用いて見積もることとする。

ー調整力固定費（調整力公募による調達費用）ー

- 各社とも、予め定められた見積り方法に基づいた額を計上していることから、問題はないものと考えられる。
- なお、単価については過去の公募結果、必要量については広域機関に提出される供給計画により確認を行った。

単位（百万円）

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	8,958	8,253	7,823	20,206	17,004	62,244	12,449	11,265	-	-	-	-	11,265	2,253
東北電力NW	11,721	10,812	10,977	11,264	11,656	56,431	11,286	11,926	-	-	-	-	11,926	2,385
東京電力PG	50,202	49,200	46,638	48,871	45,164	240,074	48,015	45,866	-	-	-	-	45,866	9,173
中部電力PG	16,192	17,220	15,852	15,927	13,951	79,141	15,828	16,516	-	-	-	-	16,516	3,303
北陸電力送配電	5,429	5,353	5,926	5,924	6,431	29,062	5,812	6,533	-	-	-	-	6,533	1,307
関西電力送配電	18,527	17,243	23,778	22,938	21,551	104,038	20,808	17,729	-	-	-	-	17,729	3,546
中国電力NW	7,176	6,742	6,957	10,597	9,885	41,357	8,271	9,656	-	-	-	-	9,656	1,931
四国電力送配電	4,423	4,208	4,980	5,715	3,206	22,532	4,506	4,754	-	-	-	-	4,754	951
九州電力送配電	19,623	12,102	13,252	19,523	16,750	81,249	16,250	16,078	-	-	-	-	16,078	3,216
沖縄電力	3,444	3,776	3,600	4,291	4,096	19,208	3,842	3,477	5,659	5,296	5,495	4,905	24,833	4,967

※四国については、2021年度実績が他年度と比して低い理由には、落札電源の年度毎の補修内容の違いによるコスト差によるものと考えられる。

※沖縄については、2024年度以降も従来通りの運用となる。

(参考 1) 調整力固定費算定諸元(北海道～九州)

会社	2018～2021年度の調整力実績単価及び 2022年度公募結果に基づく単価の平均		必要量※ (2023年度)	
	電源 I (円/kW)	電源 I' (円/kW)	電源 I (千kW)	電源 I' (千kW)
北海道電力NW	29,606	6,692	349	150
東北電力NW	11,040	3,051	952	408
東京電力PG	11,807	4,914	3,605	672
中部電力PG	7,855	3,827	1,739	746
北陸電力送配電	17,253	2,091	360	154
関西電力送配電	9,074	5,078	1,696	792
中国電力NW	11,386	4,582	735	286
四国電力送配電	12,464	5,406	345	148
九州電力送配電	13,827	4,217	1,036	416

※起動費分の計上等により単価×必要量が前頁の規制期間の算入額とずれる場合がある。

(参考 2) 調整力固定費算定諸元(沖縄)

沖縄	単価(円/kW)					規制期間中の必要量(千kW)				
	2023	2024	2025	2026	2027	2023	2024	2025	2026	2027
電源 I	14,903	25,890	24,543	25,278	23,092	203	203	203	203	203
電源 I'	3,380	3,174	3,216	2,904	2,637	73	73	73	74	74

※各年度の電源構成に基づき、調整力公募にて落札が想定される電源を特定の上、当該電源の固定費を積算。

(参考) 調整力の公募調達の概要

2017年10月 第23回制度設計専門会合
事務局資料 一部改変

- 電源Ⅰについては、一般送配電事業者がその必要量を明示して募集し、落札した事業者に対して、その契約容量に応じたkW価格を支払う。また、運用段階で調整指令を出した場合には、その指令量に応じたkWh価格を支払う。
- 小売電源のゲートクローズ（GC）後の余力を活用する電源Ⅱについては、必要量を明示せず募集して契約。運用段階で調整指令を出した場合に、その指令量に応じたkWh価格を支払う。kW価格は支払わない。

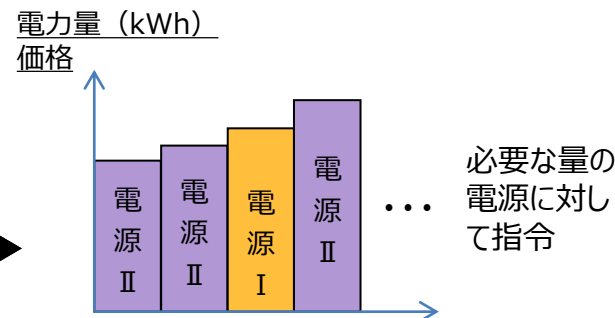
電源Ⅰの入札・契約

- ・電源Ⅰ：一般送配電事業者が調整力専用として常時確保する電源等
- ・入札者は、ユニットを特定した上で容量（kW）単位で入札
- ・原則、容量（kW）価格の低いものから落札

電源Ⅱの募集・契約

- ・電源Ⅱ：小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源等
- ・容量（kW）価格の支払いは発生しないため、募集時にkW価格は考慮されない
- ・要件を満たしているかを確認してユニットを特定するのみ

電源Ⅰ、Ⅱの実運用



一般送配電事業者は電源ⅠとⅡの中から電力量(kWh)価格の低い順に指令（メリットオーダー）

（調整力提供者はGCまでに、各ユニットの電力量（kWh）価格を登録）

電源Ⅰの費用精算

- ・落札時に決定した、容量（kW）価格を受け取る
- ・指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量（kWh）価格で費用精算
- ・発電不調等があった場合のペナルティを精算

電源Ⅱの費用精算

- ・指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量（kWh）価格で費用精算

1－② 調整力可変費（調整力公募による運用費用）－

2022年4月 第13回料金制度専門会合
資料3 一部改変

調整力可変費
(調整力公募による
運用費用)

概要：周波数調整・需給バランス調整のために確保した電源の運用費用（増分燃料費相当）

単価：公募等で決定

量：系統の状況（需給やインバランスの発生状況等）で決定。



期初の見積り方法

- 調整力可変費（調整力公募による運用費用）について、以下のとおり見積もることとしてはどうか。
 - ①2023年度については、調整力の広域運用が2020年度末までに9社全てで開始されたことを踏まえ、2021年度実績をもとに見積もることとする。
 - ②なお、沖縄電力については、第1規制期間の各年度について、2021年度実績をもとに見積もることとし、必要に応じて需要想定や電源補修計画等に基づく調整力運用の見通しを反映させることとする。
- ※その他の揚水ペイバックや特定立地電源に係る費用（ブラックスタート電源確保費用及び調相運転用の電源確保費用は除く）、風力実証に係る費用についても、2021年度実績及び契約内容等をもとに見積もることとする。

一調整力可変費（調整力公募による運用費用）一

- 各社とも2021年度実績を元に計上しているところ、2022年度から需給調整市場より三次調整力①の調達を開始されており、一部費用が移行すると考えられることから、2023年度においては三次調整力①相当の費用を控除することが適当ではないか。その場合、控除を実施していない東京、中国、四国については控除することが適当と考える（東京：27億円減、中国：4億円減、四国：5億円減）。
- なお、2021年度実績については、託送収支計算書等により確認を行った。

単位（百万円）

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	836	1,311	5,790	7,319	6,588	21,843	4,369	4,744	-	-	-	-	4,744	949
東北電力NW	1,307	1,826	1,948	1,627	5,810	12,518	2,504	6,855	-	-	-	-	6,855	1,371
東京電力PG	31,960	38,766	35,775	43,016	47,323	196,839	39,368	47,323	-	-	-	-	47,323	9,465
中部電力PG	4,478	4,640	3,572	5,311	12,950	30,951	6,190	11,370	-	-	-	-	11,370	2,274
北陸電力送配電	▲ 32	132	▲ 80	23	4,280	4,323	865	3,902	-	-	-	-	3,902	780
関西電力送配電	10,552	14,575	10,327	16,103	40,972	92,528	18,506	35,671	-	-	-	-	35,671	7,134
中国電力NW	679	5,121	1,545	▲ 551	2,443	9,237	1,847	2,443	-	-	-	-	2,443	489
四国電力送配電	772	850	663	▲ 729	1,602	3,159	632	1,602	-	-	-	-	1,602	320
九州電力送配電	2,875	1,479	816	2,361	2,831	10,361	2,072	2,134	-	-	-	-	2,134	427
沖縄電力	737	620	302	2,417	2,198	6,275	1,255	3,300	4,312	3,429	3,980	3,342	18,363	3,673

※参照期間の値は、託送収支計算書の算定方法に基づき3月の費用を見積もり値で計上しているところ、一部の会社において、2023年度計上費用は2021年度実績値をもとに算定されている。東北は、2021年度3月分について見積計上値ではなく、実績確定額を基に2023年度を見積もったことから、燃料費高騰の影響により2021年度実績と比較して2023年度見積もり値が大きくなった。

※2020年度以前と比して2021年度の額が高い理由は、燃料費高騰の影響により上げ調整単価が高騰したこと、需給調整市場ガイドラインにおいて電源Ⅱの上げ調整単価等に固定費回収のための合理的な額の算入が認められたことによるものと考えられる。

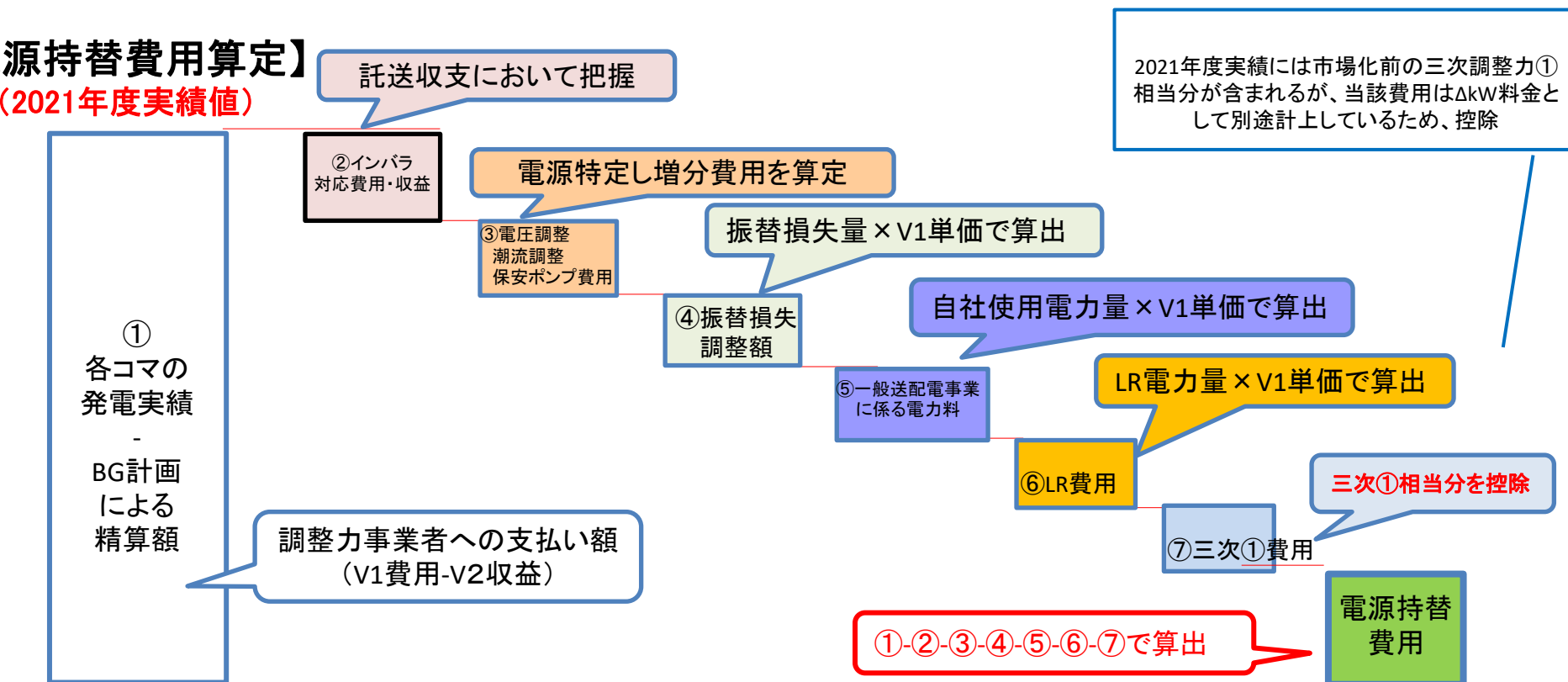
※マイナス値については、インバランス対応相当額取引費用が大きかった影響等によるもの。※沖縄については、2024年度以降も従来通りの運用となる。

(参考) 調整力可変費の算出方法

- 調整電源との費用精算額は、コマ毎における「発電計画と実績の差(調整電力量)」に「発電機ごとのV1(上げ調整単価)・V2(下げ調整単価)」を乗じて算定している(①)。
- 直接的に電源持替費用は算定することは困難であることから、上記①からインバランス費用(②)、電圧調整・潮流調整・保安ポンプ費用(③)、振替損失調整額(④)、一般送配電事業に係る電力料(⑤)、LR費用(⑥)、三次①費用(⑦)等を差引くことで、2023年度の電源持替費用を特定。

【電源持替費用算定】

(2021年度実績値)



2023年度電源持替費用

1－③ 調整力費用（需給調整市場における一次～三次調整力①の調達費用）－

2022年4月 第13回料金制度専門会合 資料3

- 調整力費用（需給調整市場における一次～三次調整力①の調達費用）については、以下のとおり見積ることとはどうか。

調整力費用（需給調整市場における一次～三次調整力①の調達費用）

概要：需給調整市場において、各調整力の ΔkW の調達に必要となる費用

単価：需給調整市場の約定価格にて決定

量：一次～三次①の複合約定ロジックの考え方に基づく必要量



期初の見積り方法

- 調整力費用（需給調整市場における一次～三次調整力①の調達費用※）については、広域機関で検討された複合約定ロジックの考え方に基づき試算された必要量と、需給調整市場ガイドラインの考え方に基づき、逸失利益（機会費用）及び固定費回収のための合理的な額の試算結果に基づく調達単価を用いて見積ることとはどうか。
- なお、固定費回収のための合理的な額については、需給調整市場の競争状況が時期によって異なることが想定されるため、約定確率を考慮した金額の設定の議論を踏まえた上で、見積り方法を精査していくこととする。

※2023年度は三次調整力①のみ。

一調整力費用（需給調整市場における一次～三次調整力①の調達費用）一

- 各社とも、過去の審議会で示された算出方法に基づき、規制期間中の算入額を計算し、計上していた。当費用については、P16のとおり補正を行ってはどうか。
- なお、2023年度は三次調整力①のみの計上であり、2024年度以降、一次～三次調整力①の計上となっている。

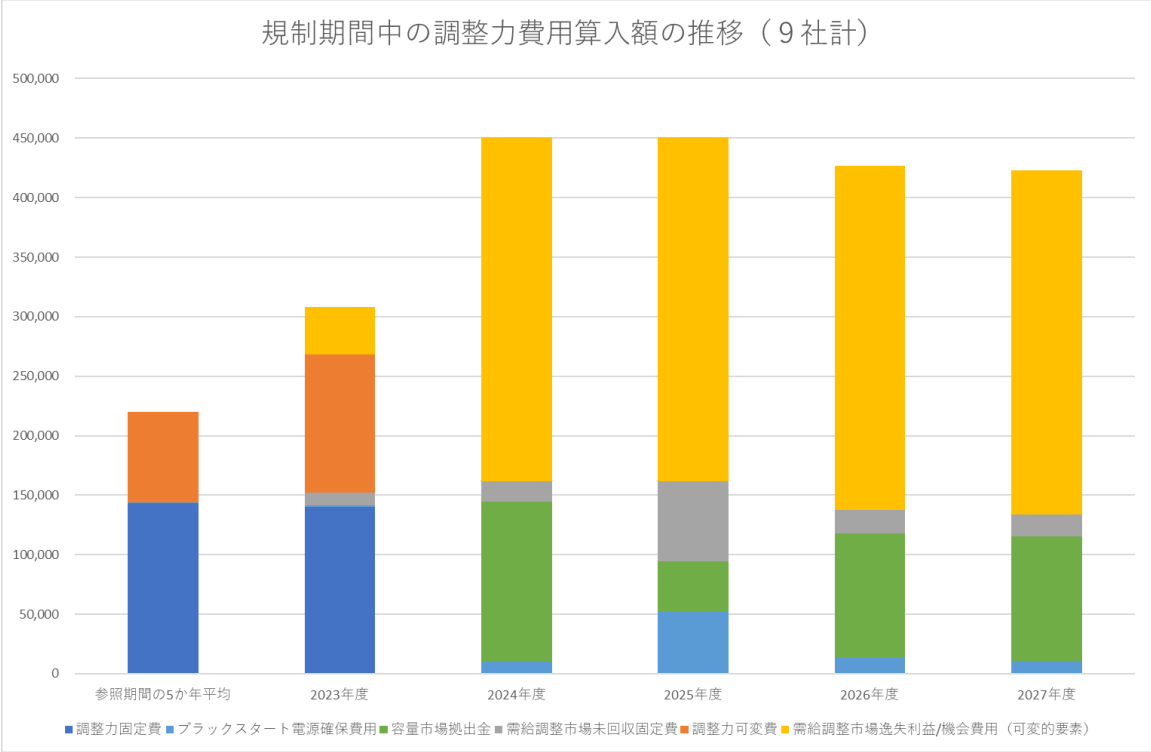
単位（百万円）

会社	規制期間						調達単価※ (円/ΔkW・h)
	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	
北海道電力NW	4,364	19,862	23,221	20,152	19,904	87,503	4.95
必要量（億ΔkW・h）	11	41	41	41	41	-	-
東北電力NW	7,787	34,125	37,057	34,151	34,142	147,262	3.31
必要量（億ΔkW・h）	21	106	106	106	106	-	-
東京電力PG	5,223	74,234	86,039	75,027	74,456	314,979	2.43
必要量（億ΔkW・h）	20	318	318	318	318	-	-
中部電力PG	6,835	38,500	41,724	38,500	38,573	164,133	2.46
必要量（億ΔkW・h）	21	161	161	161	161	-	-
北陸電力送配電	1,801	19,353	20,727	19,402	19,423	80,706	6.77
必要量（億ΔkW・h）	3	29	29	29	29	-	-
関西電力送配電	7,186	49,819	66,635	50,448	49,976	224,064	3.46
必要量（億ΔkW・h）	20	157	157	157	157	-	-
中国電力NW	6,351	32,415	37,843	33,180	33,007	142,797	4.82
必要量（億ΔkW・h）	11	71	71	71	71	-	-
四国電力送配電	3,300	9,091	10,418	9,176	9,116	41,102	2.31
必要量（億ΔkW・h）	12	41	41	41	41	-	-
九州電力送配電	8,269	28,646	33,141	29,306	29,169	128,531	2.88
必要量（億ΔkW・h）	23	106	106	106	106	-	-

※2024年度以降の年度毎の見積み費用の差は、未回収固定費の算定において考慮する容量市場から得られる想定収益の差によるものと考えられる。

(参考) 規制期間中の調整力費用算入額の推移 (沖縄を除く9社)

- 規制期間中の調整力費用算入額について、全国的に費用増となっているところ。これは、需給調整市場でΔkW（調整能力）を調達することになったことに伴い、ΔkW価格に算入される逸失利益/機会費用といった燃料費やスポット市場価格に影響する要素が起因となっていると考えられる。



単位 (百万円)

	調整力固定費	調整力可変費	需給調整市場未回収固定費	需給調整市場逸失利益/機会費用 (可変的要素)	ブラックスタート電源確保費用	容量拠出金	計
参照期間平均 (2017～2021年度)	143,225	76,353	-	-	614	-	220,192
2023年度	140,323	116,044	10,963	40,120	972	-	308,422
2024年度	-	-	16,950	289,002	10,393	134,226	450,571
2025年度	-	-	67,405	289,160	52,222	42,330	451,117
2026年度	-	-	20,245	289,003	12,968	104,640	426,855
2027年度	-	-	18,295	289,305	10,941	104,403	422,944

(参考) 規制期間中の調整力費用算入額の推移

単位 (百万円)

会社	参照期間の5か年平均 (2017～2021年度)							2023年度							2024年度						
	調整力固定費	調整力可変費	需給調整市場未回収固定費	需給調整市場逸失利益/機会費用 (可变的要素)	ブラックスタート電源確保費用	容量市場拠出金	計	調整力固定費	調整力可変費	需給調整市場未回収固定費	需給調整市場逸失利益/機会費用 (可变的要素)	ブラックスタート電源確保費用	容量市場拠出金	計	調整力固定費	調整力可変費	需給調整市場未回収固定費	需給調整市場逸失利益/機会費用 (可变的要素)	ブラックスタート電源確保費用	容量市場拠出金	計
北海道電力NW	12,449	4,369	-	-	38	-	16,856	11,265	4,744	1,296	3,068	50	-	20,423	-	-	8,376	11,486	-	4,224	24,086
東北電力NW	11,286	2,504	-	-	10	-	13,800	11,926	6,855	1,024	6,763	11	-	26,579	-	-	353	33,773	-	11,445	45,571
東京電力PG	48,015	39,368	-	-	13	-	87,396	45,866	47,323	800	4,423	13	-	98,425	-	-	2,507	71,728	8,087	45,457	127,779
中部電力PG	15,828	6,190	-	-	45	-	22,063	16,516	11,370	1,859	4,977	45	-	34,767	-	-	420	38,080	855	20,697	60,052
北陸電力送配電	5,812	865	-	-	16	-	6,693	6,533	3,902	104	1,697	68	-	12,304	-	-	474	18,879	-	4,165	23,518
関西電力送配電	20,808	18,506	-	-	461	-	39,775	17,729	35,671	1,007	6,179	743	-	61,329	-	-	786	49,033	521	22,342	72,682
中国電力NW	8,271	1,847	-	-	18	-	10,136	9,656	2,443	1,465	4,886	20	-	18,470	-	-	734	31,681	120	8,841	41,376
四国電力送配電	4,506	632	-	-	3	-	5,141	4,754	1,602	667	2,598	12	-	9,633	-	-	351	8,645	6	4,148	13,150
九州電力送配電	16,250	2,072	-	-	10	-	18,332	16,078	2,134	2,741	5,529	10	-	26,492	-	-	2,949	25,697	804	12,907	42,357
9社計	143,225	76,353	-	-	614	-	220,192	140,323	116,044	10,963	40,120	972	-	308,422	-	-	16,950	289,002	10,393	134,226	450,571

会社	2025年度							2026年度							2027年度						
	調整力固定費	調整力可変費	需給調整市場未回収固定費	需給調整市場逸失利益/機会費用 (可变的要素)	ブラックスタート電源確保費用	容量市場拠出金	計	調整力固定費	調整力可変費	需給調整市場未回収固定費	需給調整市場逸失利益/機会費用 (可变的要素)	ブラックスタート電源確保費用	容量市場拠出金	計	調整力固定費	調整力可変費	需給調整市場未回収固定費	需給調整市場逸失利益/機会費用 (可变的要素)	ブラックスタート電源確保費用	容量市場拠出金	計
北海道電力NW	-	-	11,735	11,486	330	1,827	25,378	-	-	8,666	11,486	24	3,276	23,452	-	-	8,418	11,486	24	3,276	23,204
東北電力NW	-	-	3,285	33,773	11	3,260	40,329	-	-	378	33,773	10	8,853	43,014	-	-	370	33,773	10	8,820	42,973
東京電力PG	-	-	14,311	71,728	19,599	13,104	118,742	-	-	3,299	71,728	8,036	35,220	118,283	-	-	2,729	71,728	7,566	35,187	117,210
中部電力PG	-	-	3,512	38,080	8,768	5,990	56,350	-	-	420	38,080	759	16,166	55,425	-	-	420	38,080	95	16,110	54,705
北陸電力送配電	-	-	1,848	18,879	82	1,213	22,022	-	-	524	18,879	82	3,369	22,853	-	-	485	18,938	82	3,362	22,867
関西電力送配電	-	-	17,444	49,191	8,340	6,632	81,607	-	-	1,414	49,034	1,289	17,823	69,560	-	-	786	49,190	815	17,764	68,555
中国電力NW	-	-	6,162	31,681	3,684	2,528	44,055	-	-	1,499	31,681	46	6,838	40,064	-	-	1,239	31,768	43	6,828	39,878
四国電力送配電	-	-	1,664	8,645	3,667	1,189	15,165	-	-	436	8,645	-	3,178	12,259	-	-	376	8,645	-	3,165	12,186
九州電力送配電	-	-	7,444	25,697	7,741	6,587	47,469	-	-	3,609	25,697	2,722	9,917	41,945	-	-	3,472	25,697	2,306	9,891	41,366
9 社計	-	-	67,405	289,160	52,222	42,330	451,117	-	-	20,245	289,003	12,968	104,640	426,855	-	-	18,295	289,305	10,941	104,403	422,944

ー調整力費用（需給調整市場における一次～三次調整力①の調達費用）ー

- 当該費用の算出に際しては、その他の調整力費用と同様、2021年度のスポット市場におけるエリアプライスを参照している。
- 2021年度のスポット価格は、スポット市場価格が80円に近い価格帯となっているコマが11月以降発生した。これは当時のインバランス料金上限単価が80円であったことから80円の買い入札が多くあり、買い入札価格により約定価格が決定されたことが要因の1つである可能性がある。
- 他方、2022年度以降のインバランス料金制度においては、インバランス料金は調整力の限界的なkWh価格を引用しており、上記のような買い入札の影響は解消していくと考えられる。このため、2021年度における買い入札の影響を補正したスポット市場価格を用いて需給調整市場に要する費用を算定することが適当と考えるがどうか。

当該費用算出に際しての2021年度スポット市場価格補正案

①2021年度のスポット価格は、スポット市場価格が80円に近い価格帯となっているコマが11月以降発生しているが、これは当時のインバランス料金上限単価が80円であったことから80円の買い入札が多くあったことにより、買い入札価格により約定価格が決定されたことが要因の1つである可能性があることから、2021年度のスポット市場における約定した売り入札価格の最高値（非公表）を上限值とする。

②①を行ったうえで、買い入札価格により約定価格が決定されたコマを補正するために、全国のスポット売れ残り量が1%未満のコマ（※）について、当該コマにおける約定した売り入札価格の最高値に補正する（299コマ/17520コマ）。

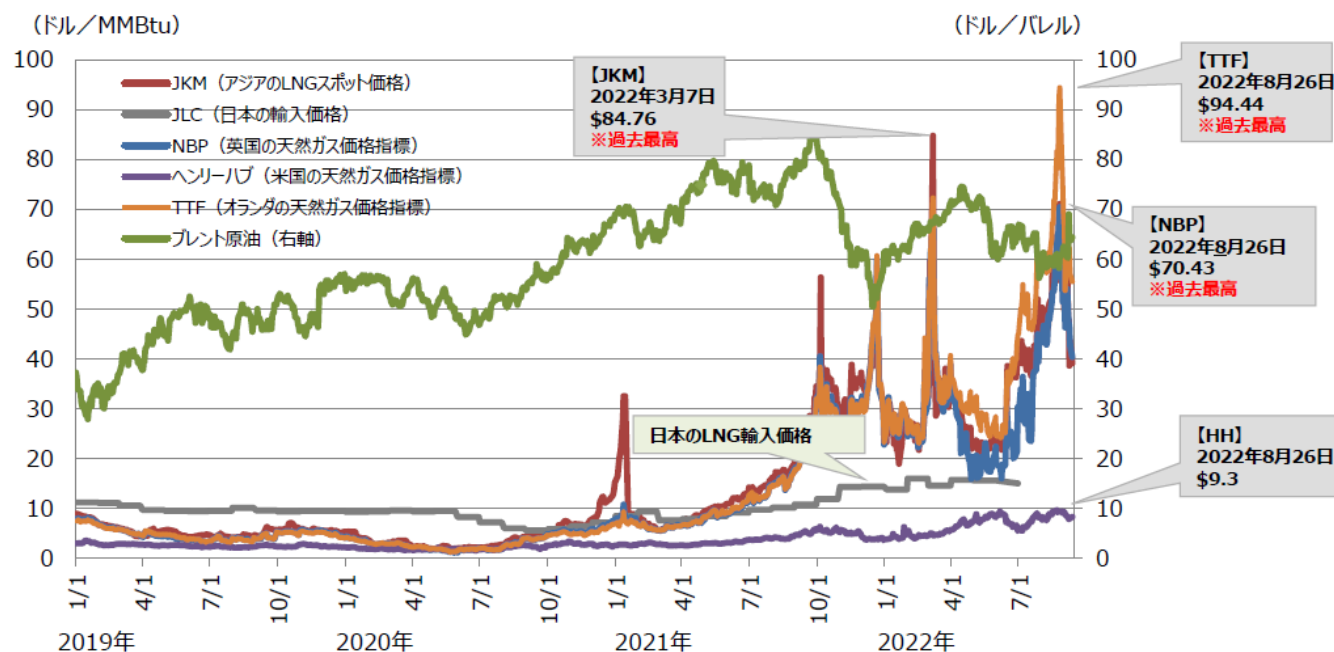
※スポット価格80円のコマは、売れ残り量1%未満のコマにおいて多く出現することから、売れ残り量1%未満のコマにおいては、買い入札価格により約定価格が決定されたとみなす。

上記補正を行った場合の影響額（規制期間5年計）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
上記①の補正を行った場合の影響 5年計（試算値）	▲12億円	▲約110億円	▲約170億円	▲約160億円	▲約8億円	▲約40億円	▲約17億円	▲8億円	▲4億円	▲約518億円
上記①＋②の補正を行った場合の影響 5年計（試算値）	▲27億円	▲約200億円	▲約320億円	▲約250億円	▲約43億円	▲約140億円	▲約83億円	▲35億円	▲22億円	▲約1,120億円

※単価の大宗を占める逸失利益機会費用による影響額を試算。あくまで試算であることから、仮に前項に示した補正を行って申請を行うこととなれば、未回収固定費分の費用についても算定を行った上で規制期間の算入額の算定を行う。

- ロシアのウクライナ侵攻前の2021年の秋頃から、特に欧州において、再エネを補完する資源として、**LNG・天然ガスの需要が伸びており、価格が高騰**。そこにウクライナ危機が重なり、**ロシアから欧州へのパイプライン経由の天然ガスの供給が減少し、価格が急騰（欧州価格（TTF）は過去最高値）**。
- 欧州は、地理的に近接する米国のLNGの輸入を増やしていることから、米国の天然ガスの在庫の減少につながり、**米国の天然ガス価格も高騰（14年ぶりの高値）**。
- アジア価格（JKM）についても歴史的な高値で推移しており、市場が安定していた2019年等と比較すると10倍以上の価格。



2022年8月30日
第76回制度設計専門会合資料4より抜粋

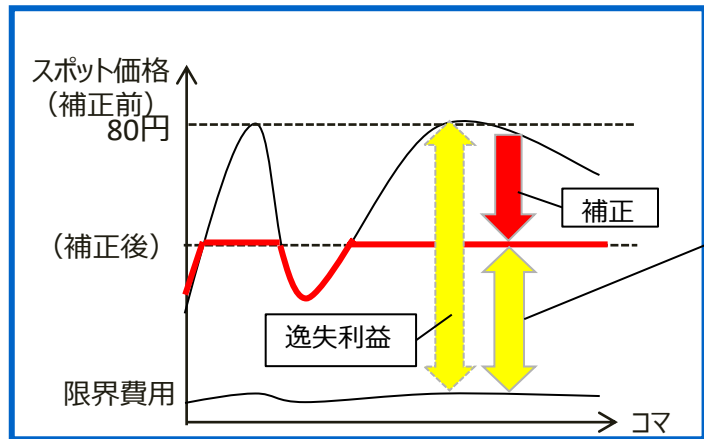
(参考) システムプライス平均値・最高値の長期推移

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度 (～8/30)
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	21.2
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	80.0	100.0

※ JEPX公表データより事務局にて作成。

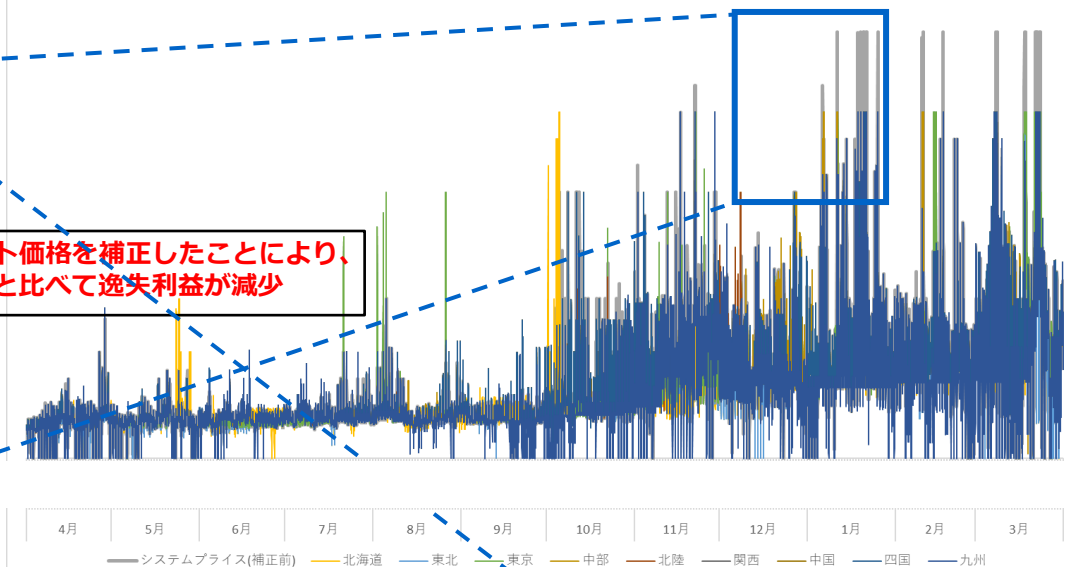
単位: 円/kWh

(参考) 補正後価格の動き

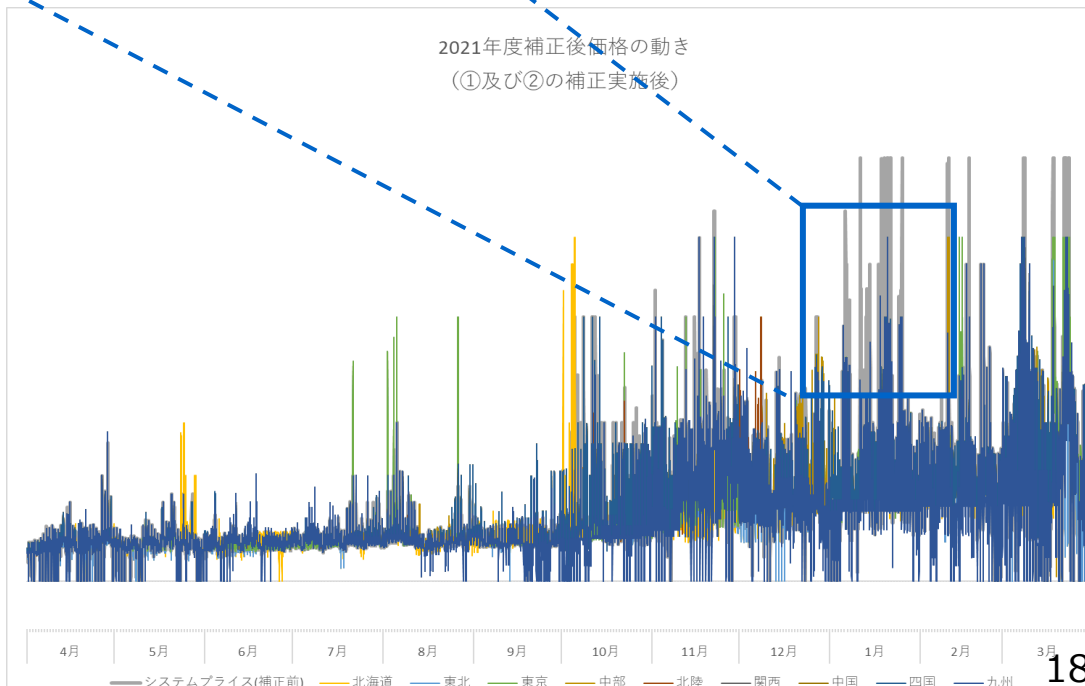


スポット価格を補正したことにより、
補正前と比べて逸失利益が減少

2021年度補正後価格の動き
(①の補正実施後)



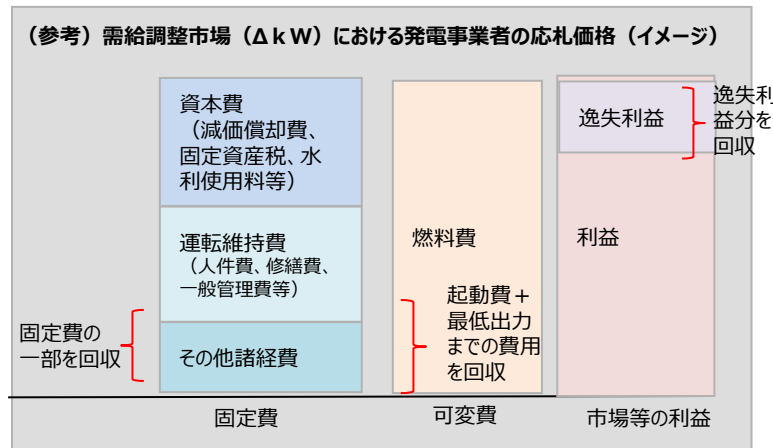
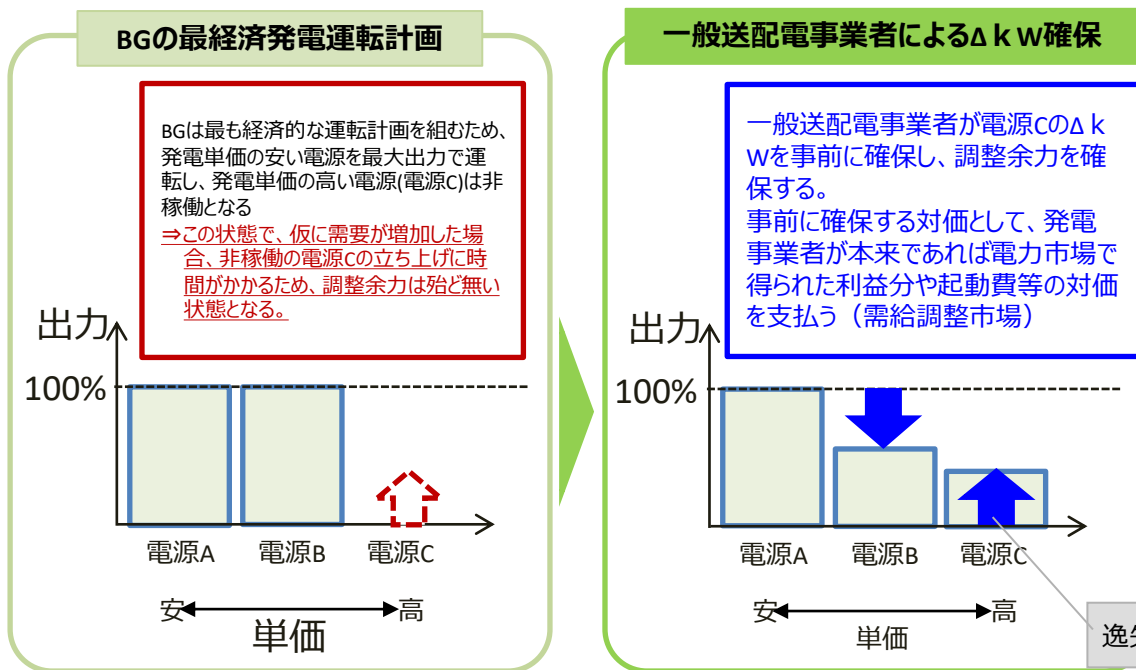
2021年度補正後価格の動き
(①及び②の補正実施後)



(参考) ΔkW 確保の必要性

- BGが、最も経済的な運転計画を組んだ場合、発電単価の安い電源を最大出力で運転し、発電単価の高い電源が非稼働となることが考えられるところ、この状態では、インバランス等に対応するため調整力が必要となった場合に、非稼働の調整電源の立ち上げに時間がかかり、調整余力が殆ど無い状態になるおそれがある。
- このため、一般送配電事業者は、発電単価の安い電源の出力を下げ、その下げた分を発電単価の高い電源を稼働させる「電源持ち替え」を指示し、調整余力を確保することとなる。
- これまで、「電源持ち替え」費用は、一般送配電事業者が発電事業者に対して、実際に実需給で調整力として稼働した実績をもとに支払っていたが、需給調整市場開設以降は、発電事業者が、需給調整市場ガイドラインに規定された算定方法に基づき応札した額によって、 **ΔkW （調整幅）を確保することに伴う逸失利益（機会費用）等が事前に確定し**、市場を介して発電事業者を支払うこととなる。

ΔkW 確保の必要性（イメージ）



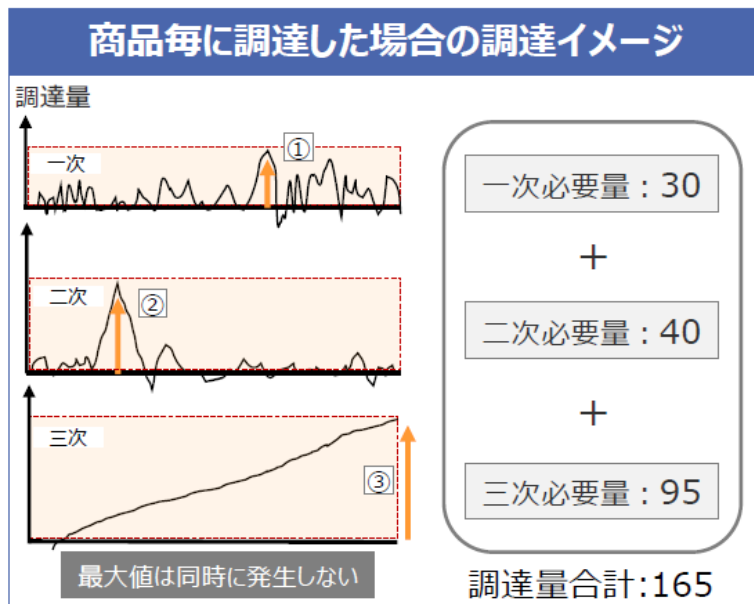
※従来の電源持ち替えは、上げ調整電源と下げ調整電源の発電単価差、起動費が調整力確保に要する費用

(参考) 一次～三次① 調整力費用の算定方法 (必要量)

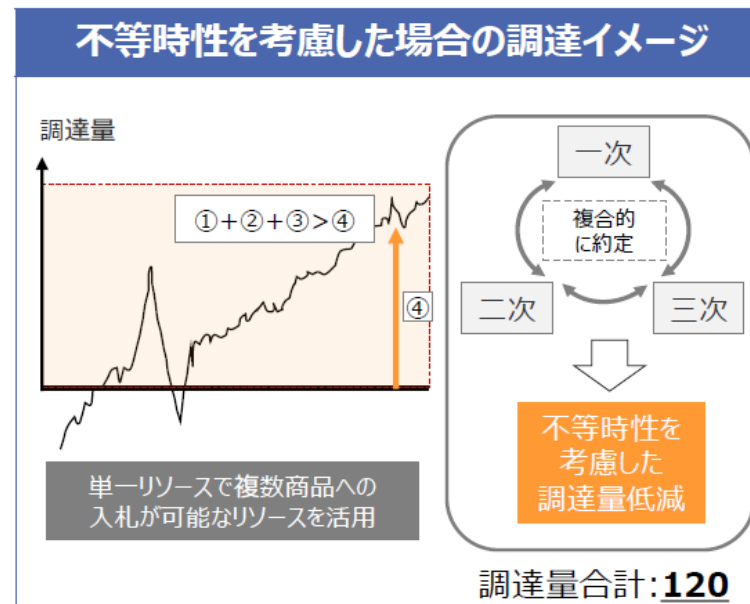
2022年3月24日 第71回制度設計専門会合 資料5

- 需給調整市場の各商品の必要量については、広域機関の委員会において、必要量の算定方法に係る詳細検討が既に進んでいる。
- 例えば、各商品の必要量は、同時にその必要量の最大値が発生するわけではないこと（調整力稼働の不等時性）から、単一の電源等で複数商品への入札が可能な場合には、これを許容することとし、各商品の必要量の合計を低減させる工夫を行っている。
- このような最適化手法を、落札評価プロセスにおいて複合約定ロジックとして組み入れることにより、必要量の最小化を図ることとしている。
- 以上を踏まえ、一次調整力から三次調整力①までの必要量については、広域機関の複合約定ロジックの考え方に基づき見積もることとしてはどうか。

【不等時性を考慮した調達による調達量低減のイメージ】



※簡略化のため、二次①と二次②を「二次」、三次①を「三次」と表記



電力広域的運営推進機関
2021年3月 第22回需給
調整市場検討小委員会
資料2

(参考) 一次～三次① 調整力費用の算定方法 (調達単価)

2022年3月24日 第71回制度設計専門会合 資料5

- 需給調整市場の入札価格 (調達単価) の考え方については、市場の適正な取引を確保するため、制度設計専門会合において、2019年12月から2020年12月にかけて、相当な議論を積み重ね、整理を行い現在の運用に至っている。
- したがって、一次調整力から三次調整力①までの調達単価については、制度設計専門会合で整理された入札価格の考え方にに基づき算定することが妥当と考えられる。
- 次頁以降、逸失利益 (機会費用) や固定費回収のための合理的な額の見積もり方法について検討を行った。

需給調整市場ガイドライン (抜粋)

2. 調整力ΔkW市場

(1) ΔkW電源

ΔkW価格 ≤ 当該電源等の逸失利益 (機会費用) + 一定額

ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額 (当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 × 一定割合)

(2) 電源 I

2021年度以降も、エリアごとに調達される電源 I 公募の仕組みは継続することとされており、各エリアともそのエリアの旧一電 (発電・小売) 以外の参加者は限定的と考えられることから、2021年度以降の電源 I 公募においても、旧一電各社に対し、これまでと同様、「固定費 + 事業報酬相当額」を基準として各電源等の入札価格を設定する。

1－④－N-1電制費用－

2022年3月 第12回料金制度専門会合 資料3

- N-1電制の適用にあたっては、初期費用として電制装置の設置費用、オペレーション費用として電制された電源の代替電源調達費用および再起動費用が発生する。
- 各費用の特性を踏まえ、以下の方法で査定を行うこととしてはどうか。

費用

費用の特性

査定方針

オペレーション 費用

- 電制された電源に発生する代替電源調達費用および再起動費用
- 広域機関の策定するガイドラインに従って電制を実施し、電制後に実績に基づき、一般送配電事業者が精算額を支払
- なお、広域機関や監視委において精算費用の妥当性を検証

- 広域機関のガイドラインに沿って電制が実施され、発電者において発生した実績費用を精算するため、一般送配電事業者による効率化は困難。
- ただし、広域機関や監視委において実績費用の妥当性を検証するため、その検証結果を確認の上、必要な調整を実施する（査定上は事後検証費用に分類する）。
- なお見積費用については、広域機関の試算結果等も参考に、妥当性を確認することとする。

ーN-1電制費用ー

- 全国で要するオペレーション費用については、広域機関によって試算されたオペレーション費用を参考に、一般送配電事業者が想定した2023年度のオペレーション費用を基に、各年度電制適用箇所数の2023年度比で算出されていた。
- 各エリアのオペレーション費用は、全国の電制適用箇所に占めるエリアの電制適用箇所数割合で按分した金額が計上されていることを確認した。

単位（百万円）

会社	規制期間						
	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	1	1	2	2	3	9	2
東北電力NW	9	14	19	24	24	91	18
東京電力PG	38	38	39	39	39	193	39
中部電力PG	9	12	13	14	14	62	12
北陸電力送配電	0	1	1	1	2	6	1
関西電力送配電	4	5	6	6	6	27	5
中国電力NW	3	5	7	11	13	39	8
四国電力送配電	4	5	6	6	6	26	5
九州電力送配電	32	33	35	37	39	177	35
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-

（参考）全国で要するオペレーション費用（2023年度試算値 1 億円を基に、各年度電制適用箇所数の2023年度比で算出） 単位（百万円）

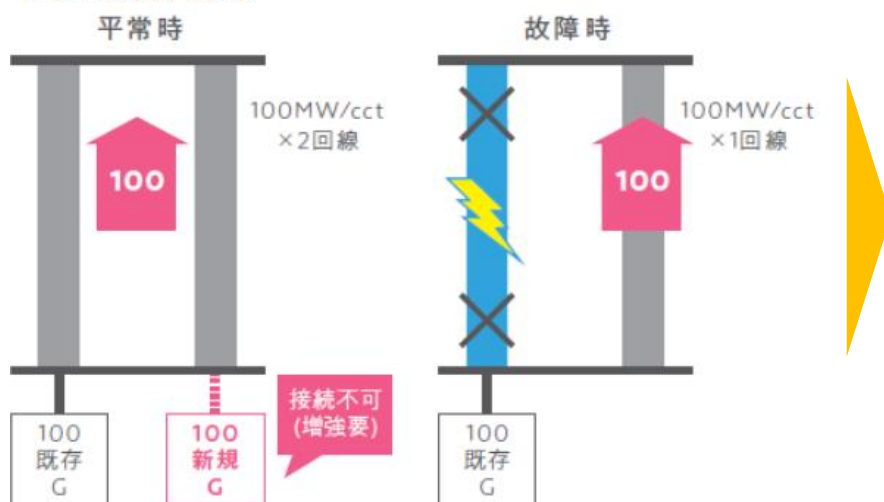
	2023	2024	2025	2026	2027
N-1電制適用箇所（全国）	269	310	343	376	395
対2023年度増分率	-	115%	128%	140%	147%
費用（全国）	100	115	128	140	147

(参考) N-1電制費用について

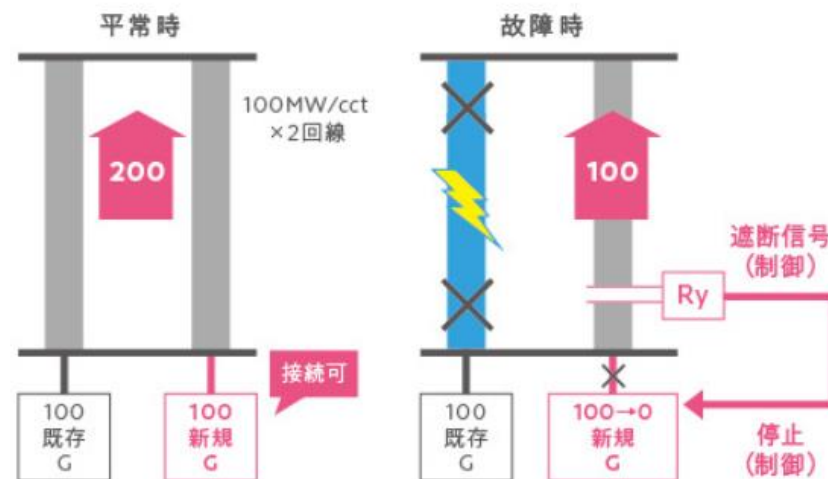
2022年3月25日
第12回制度設計専門会合 資料3

- 従来、系統の信頼性の観点等から、N-1故障（1回線故障等）発生時でも安定的に送電可能な容量を確保した設備形成が行われている。N-1電制は、N-1故障発生時に電源制限（リレーシステムにより瞬時に発電出力を制御）を実施することで、平常時にこの容量を活用できるようにする仕組みである。
- N-1電制は2018年10月より特別高圧系統へ接続する新規電源を対象に先行適用されてきたが、2022年度には、系統の更なる有効利用を目的として、既設電源を含めた全ての電源を対象に本格適用することとなっている。
- N-1電制の適用に必要な費用を一般負担とすることが整理されており、レベニューキャップ制度における当該費用の査定方法について、ご議論をいただきたい。

「N-1電制」なし



「N-1電制」適用



(参考) オペレーション費用 (費用の試算)

2021年11月12日
第56回広域系統整備委員会資料2

(参考) オペレーション費用の試算

24

- 設備事故実績や、標準単価に関するアンケート結果に基づき、オペレーション費用を試算。
- 混雑前提の設備形成への移行に伴う設備の混雑見通し次第ではあるものの、かなり保守的な条件で試算した場合でも、全国で年間あたり1億円～数億円規模との想定。

<条件>

現存する275kV以下の全ての送電線でN-1電制が実施済み、全ての送電設備で一律の利用率を想定

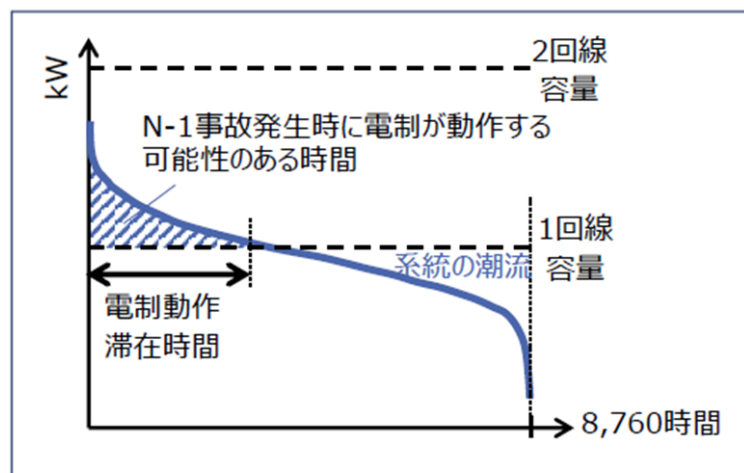
注) 全送電線を電制適用として、それらが一律に同様の電制滞在時間との条件下での試算のため、実際に想定される値より大きめの結果と考えられる

<試算>

下記により、想定されるオペレーション費用を試算 (エリア毎・電圧階級毎に試算したものを合算)

全送電設備巨長 × 巨長あたりのN-1永久事故発生確率 × 年間あたりの電制滞在時間 × 代表的発電機のオペレーション費用

約0.0007～0.0021(回/km)



標準値のアンケート結果から、各電圧階級毎に代表的発電機を選定し、オペレーション費用を想定

全ローカル送電線において、1回線容量を超える時間が
年間800時間程度
⇒ 全国で年間あたり1億円程度のオペレーション費用
年間4,000時間程度
⇒ 全国で年間あたり6億円程度のオペレーション費用

1－⑤－その他費用（揚水ペイバック、特定立地電源等）－

- その他費用には、揚水ペイバックや特定立地電源に係る費用（ブラックスタート電源確保費用及び調相運転用の電源確保費用は除く）、風力実証に係る費用等が見積もられているところ。2021年度実績及び契約内容等をもとに見積もることとする。

2022年4月 第13回料金制度専門会合
資料3 一部改変

期初の見積り方法

- 調整力可変費（調整力公募による運用費用）について、以下のとおり見積もることとしてはどうか。
 - ①2023年度については、調整力の広域運用が2020年度末までに9社全てで開始されたことを踏まえ、2021年度実績をもとに見積もることとする。
 - ②なお、沖縄電力については、第1規制期間の各年度について、2021年度実績をもとに見積もることとし、必要に応じて需要想定や電源補修計画等に基づく調整力運用の見通しを反映させることとする。

※その他の揚水ペイバックや特定立地電源に係る費用（ブラックスタート電源確保費用及び調相運転用の電源確保費用は除く）、風力実証に係る費用についても、2021年度実績及び契約内容等をもとに見積もることとする。

ーその他費用（揚水ペイバック、特定立地電源等）ー

- 各社とも2021年度実績及び契約内容等を見積もられていた。
- ・ 揚水ペイバックのうち託送料金基本料金分のペイバックについては、現行の託送収支上、可変的な要素がない費用として整理・計上されており、基本料金の契約がある各社（東北・北陸・関西・沖縄を除く6エリア）とも2021年度実績を引用していた。
- ・ 揚水ペイバックのうち託送料金従量料金分のペイバックについては、現行の託送収支上、上げ調整単価の内数と整理・計上されており、上げ調整単価は、参照期間における振替損失調整費用・一般送配電事業等に係る電力料の算定諸元となっている。規制期間の費用計上においても、現行の託送収支の整理と同じ扱いとすることが適当と考えられるところ。左記の整理と異なっていた事業者については申請時に修正（北海道：約1.4億円算入。東北：約9百万円査定。東京：約1.5億円査定。中部：約6百万円算入。中国：約6千万円振替。四国：約5千万円振替、約1千万円査定。九州：約4億円査定）。
- ・ 以下の項目については、2021年度実績が計上されていた。
系統保安ポンプ費用（中部・関西）、一部系統ブラックスタート電源可変費※（東北・中部）、調相運転可変費（中部）
- ・ 風力実証にかかる費用については、2022年度の契約内容をもとに計上されていた（北海道、東京）。
- ・ 特定立地電源にかかる費用については、2021年度実績に基づいた額が計上されていた（東京、中部）費用の算定方法についてはP30、3ポツ4ポツに記載。
- ・ 北海道は、変電所所内電力費用を事後検証費用「その他」に計上していたことから、その他費用（NW事業用電力料）へ振り替え（約43億円）。

単位（百万円）

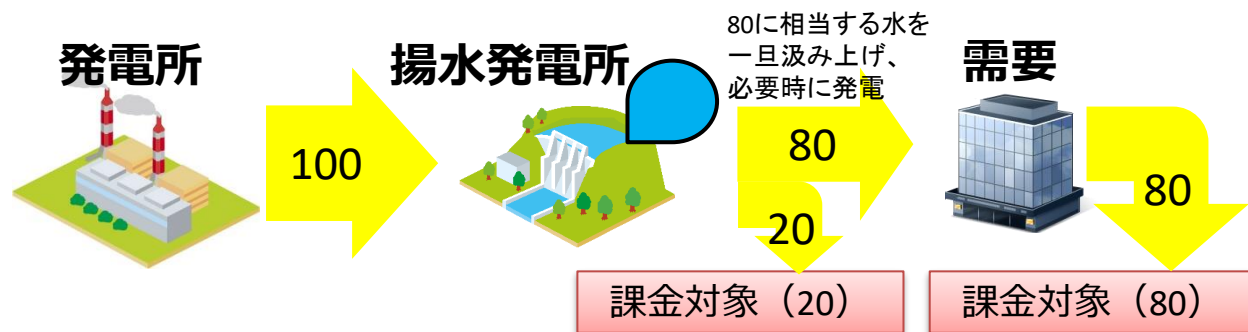
会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	954	2,009	1,315	1,387	1,531	7,197	1,439	1,066	863	863	863	863	4,517	903
東北電力NW	-	-	-	1	2	3	1	2	4	4	4	4	19	4
東京電力PG	6,168	6,337	5,788	5,561	11,297	35,150	7,030	15,921	14,957	11,065	6,561	4,079	52,583	10,517
中部電力PG	1,997	3,319	3,102	3,316	5,997	17,732	3,546	5,670	5,311	4,019	3,385	3,385	21,771	4,354
北陸電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
関西電力送配電	0	0	0	68	126	194	39	126	0	0	0	0	126	25
中国電力NW	793	685	▲ 39	924	909	3,272	654	919	861	861	861	861	4,362	872
四国電力送配電	195	264	440	763	84	1,747	349	84	84	84	84	84	422	84
九州電力送配電	496	118	755	1,069	1,053	3,491	698	1,053	614	614	614	614	3,510	702
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

※系統保安ポンプ：連系線ルート断等による周波数低下が懸念される際に、周波数安定化のため、揚水発電機のポンプアップ運転を行うことで生じる増分費用。
※一部系統ブラックスタート電源：系統工事等のために、一部系統ブラックスタート電源を稼働させた際に発生した費用（系統が1回線の地域の復旧等に対応）。

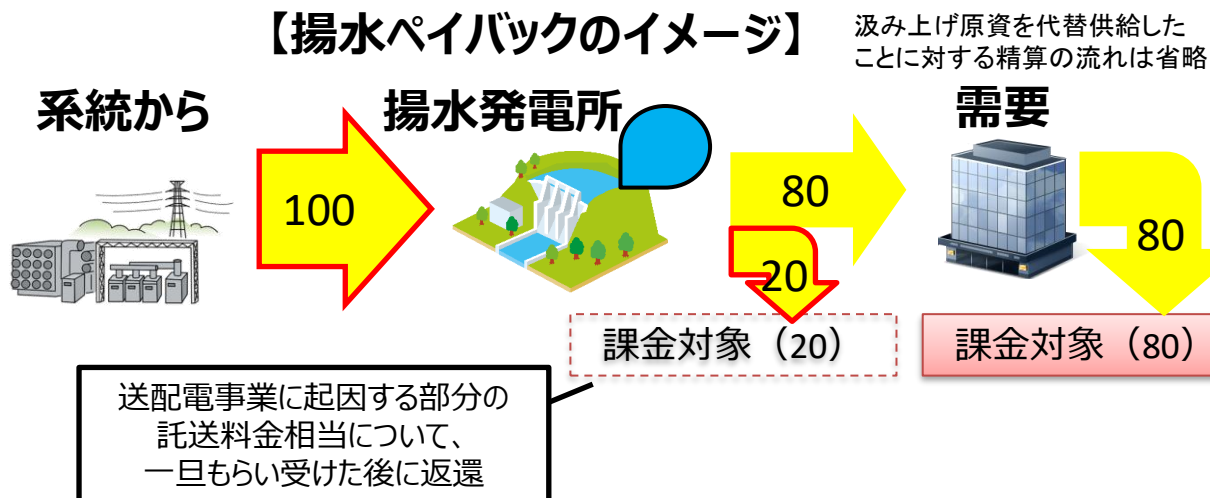
(参考) 揚水ペイバック費用について

- 一般送配電事業者が、調整力として小売事業者等が保有する揚水発電所を稼働させる場合、揚水発電所で水をポンプアップする際、変換効率のため一定量がダムの水位エネルギーに変換されず、ロスが発生（揚水ロス）。
- この揚水ロスは、託送料金の課金対象となっているところ、一般送配電事業者が調整力を発動させるために行ったポンプアップの部分については、小売電気事業者等に対して、託送料金相当を返還（揚水ペイバック）し、相殺している。
- 託送料金の基本料金部分のペイバックについては、契約電力のうち一般送配電事業者の起因による運用分を特定し精算。
- 託送料金の従量料金部分のペイバックについては、一般送配電事業者の起因による発電量分を精算。

【揚水発電に関する託送料金還元のイメージ】



【揚水ペイバックのイメージ】



(参考) 揚水ペイバック費用従量料金分の扱い

- 揚水ペイバック費用従量料金分については、現行の託送収支上の整理に従い、上げ調整単価の内数として、振替損失調整費用・NW事業用電力費用等の参照期間の算定諸元となっているところ、規制期間の費用算入においても同じ扱いとすることが適当と考えられる(パターン①)。

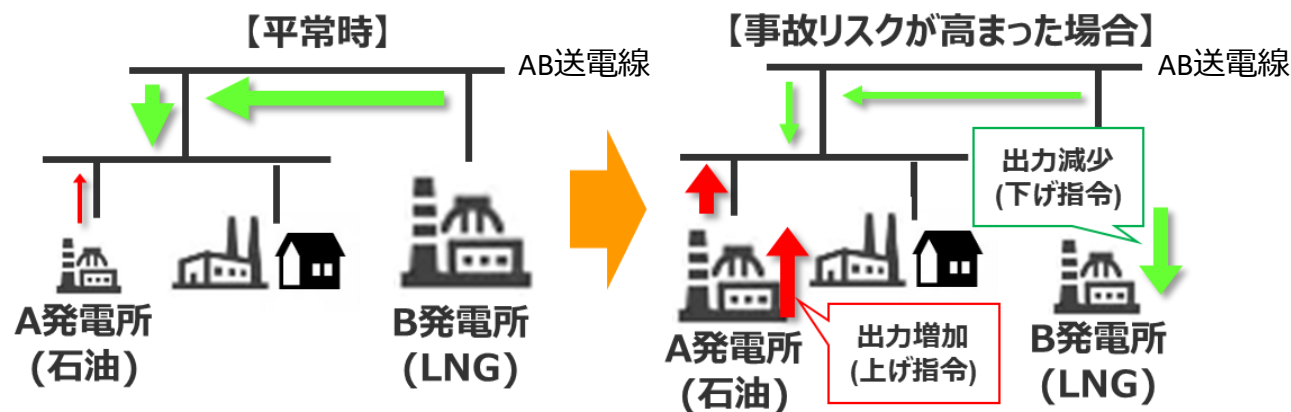
各社の算定方法

R C 見積値における揚水ペイバック費用扱い・算定方法				
	パターン①	パターン②	パターン③	パターン④
概要	各対応費用に広く振り分け	各対応費用から控除し、「その他」として整理	各対応費用に広く振り分けた上で、調整力「その他」にも整理 (二重計上)	調整力費用の総額が変動しないよう、電源持替費用から揚水ペイバック費用を控除したうえで、調整力費用の「その他」として整理
イメージ	最終保障対応費用 NW事業用費用 振替損失調整費用 電源持替費用 (2024以降は未計上) 揚水ペイバック	最終保障対応費用 NW事業用費用 振替損失調整費用 電源持替費用 揚水ペイバック	最終保障対応費用 NW事業用費用 振替損失調整費用 電源持替費用 揚水ペイバック	最終保障対応費用 NW事業用費用 振替損失調整費用 電源持替費用(ペイバック除く) 揚水ペイバック
2023年度	東北、関西	北海道	東京、中部、九州	中国、四国
2024年度以降	東京、中部、関西、中国、九州	北海道	東北、四国	—

(参考) 特定立地電源にかかる費用について

- 自然災害等に伴い送配電設備の事故・トラブルが発生した際に、供給区域内の電力需給のバランスが悪くなると、広範囲の停電が発生するおそれがあるため、一般送配電事業者は、需給状況に対応して稼働している電源や需要の分布なども勘案のうえ、必要な電源に指令し、潮流を調整している。(停電の未然防止)
- こうした潮流調整にあたっては、系統の状況や必要となる局面での電源と需要の分布に依存し、経済的に不利な電源を稼働させることとなるため、発電事業者等に対する増分の燃料費用等の支払いが発生する。
- 東京については、第52回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2020.8. 7）の整理に従い、2021～2026年度までの暫定対策として特定立地電源に係る費用を計上。2021年度実績、2022年度運転計画、補修等計画及び容量市場収益を基に算入額を計上。
- 中部については、2021年度実績値を引用して計上。2024年度に潮流改善が見込まれることを反映し2025年度以降の額を計上。

<参考 1> 潮流調整のイメージ



上図のような潮流の状況で、AB送電線の事故・トラブルによりAB線が停止した場合には、供給区域内の電力需給のバランスが悪くなり、広範囲の停電が発生するおそれがある。

このため、自然災害等に伴い、台風や雷等により供給支障が発生するリスクが高まった場合には、A発電所(石油)の出力を増加させて潮流調整を実施。こうした潮流調整により、広範囲にわたる停電が未然に防止可能となる。

1. 事後検証費用

2. 制御不能費用

- 2－① 調整力費用（容量拋出金）
- 2－② 調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）
- 2－③ 調整力費用（調相運転用の電源確保費用）
- 2－④ 調整力費用（最終保障供給対応）

3. 事業者の提出額修正

(参考) 制御不能費用の対象費用①

対象費用	備考
退職給与金	✓ 数理計算上の差異償却（既存分）
PCB処理費用	
賃借料	✓ 賃借料のうち、法令や国のガイドラインに準じて、単価が設定される費目（占用関係借地料等）
諸費	✓ 受益者負担金
	✓ 広域機関会費
	✓ 災害復旧拠出金
貸倒損	✓ ただし、託送供給開始時に保証金を求める等、事業者で何らかの取組が可能になった場合は、分類の変更があり得る。
減価償却費	✓ 既存減価償却費
調整力費用	✓ 容量拠出金
	✓ ブラックスタート電源確保費用
	✓ 調相運転用の電源確保費用
	✓ 最終保障供給対応費用

(参考) 制御不能費用の対象費用②

対象費用	備考
振替損失調整額	
賠償負担金相当金	
廃炉円滑化負担金相当金	
固定資産税	✓ 既存投資分
雑税	
電源開発促進税	
事業税	
法人税等	
インバランス収支過不足	
政策対応費用	✓ 再給電による混雑処理を実施することによって、一般送配電事業者に発生する費用 ※上記以外に、政策に深く関わる費用で一般送配電事業者による効率化の取り組みが困難と考えられる費用については、国の審議会における議論を経た上で、制御不能費用の対象に加えることがあり得る。

2－① ー調整力費用（容量拠出金）ー

2022年4月 第13回料金制度専門会合
資料3 一部改変

調整力費用
(容量拠出金)

概要：容量提供事業者に対して広域機関が支払う容量確保契約金の原資として、支払う費用
単価：容量市場の約定価格で決定／**量**：必要量は広域機関で決定



期初の見積り方法

- 単価については、容量市場の約定価格である2024年度：14,137円／kW、2025年度：3,495円／kW（北海道エリア・九州エリアは5,242円／kW）であることからこれを引用し、2026年度、2027年度については、容量市場の指標価格（NetCONE）（2024年度：9,425円／kW、2025年度：9,372円／kW）の平均値を引用して決定し、必要量（2024年度は各社 H3需要の6%kW、2025年度以降は各社 H3需要の7%kW）を用いて算出することとしてはどうか。

調整力費用（容量拋出金）

- 各社とも、予め定められた見積り方法に基づいた額を計上していることから、問題はないものと考えられる。
- なお、H3需要想定については、広域機関に提出される供給計画により確認を行った。

単位（百万円）

会社	規制期間					
	2023	2024	2025	2026	2027	5年計
北海道電力NW	-	4,224	1,827	3,276	3,276	12,604
H3需要想定×負担率（千kW）	-	299	349	349	349	1,345
東北電力NW	-	11,445	3,260	8,853	8,820	32,379
H3需要想定×負担率（千kW）	-	810	933	942	938	3,623
東京電力PG	-	45,457	13,104	35,220	35,187	128,968
H3需要想定×負担率（千kW）	-	3,215	3,749	3,747	3,744	14,456
中部電力PG	-	20,697	5,990	16,166	16,110	58,963
H3需要想定×負担率（千kW）	-	1,464	1,714	1,720	1,714	6,612
北陸電力送配電	-	4,165	1,213	3,369	3,362	12,109
H3需要想定×負担率（千kW）	-	295	347	358	358	1,358
関西電力送配電	-	22,342	6,632	17,823	17,764	64,561
H3需要想定×負担率（千kW）	-	1,580	1,898	1,896	1,890	7,264
中国電力NW	-	8,841	2,528	6,838	6,828	25,034
H3需要想定×負担率（千kW）	-	625	723	728	726	2,803
四国電力送配電	-	4,148	1,189	3,178	3,165	11,679
H3需要想定×負担率（千kW）	-	293	340	338	337	1,308
九州電力送配電	-	12,907	6,587	9,917	9,891	39,302
H3需要想定×負担率（千kW）	-	908	1,057	1,055	1,052	4,073
沖縄電力	-	-	-	-	-	-
容量拋出金単価（円）		14,137	3,495 ※北海道・九州エリア:5,242	9,399	9,399	-

※負担率は、2024年度は6%、2025年度以降は7%。

(参考) 調整力に要する費用の取り扱われ方 (2023年度まで及び2024年度以降)

● 調整力のkW確保においては、2023年度まではエリア毎に行われる調整力公募によって確保されるところ、2024年度以降は、容量市場を通じてエリア毎に確保される。

(参考) 調整力に要する費用の取り扱われ方 第2回需給調整市場検討小委員会 資料6

- 現在の仕組みでは、一般送配電事業者は電源Ⅰ、電源Ⅱを活用して調整している。
- 調達とその支払いについては、電源Ⅰ公募に加え、電源Ⅰ、Ⅱ契約内で一般送配電事業者の指示による発電機の稼働実績と発電計画の差分に応じて発電事業者を支払っている。この両者の中で、起動費、増分燃料費などがΔkWに相当する費用として支払っていることになる。なお、託送料金原価上は、増分燃料費(kWhの2.5%相当)が織り込まれている。
- 運用で発生したkWhについても、電源Ⅰ、Ⅱの契約内で発電機の稼働実績と発電計画の差分に応じて支払っており、インバランス制度により費用回収されている。

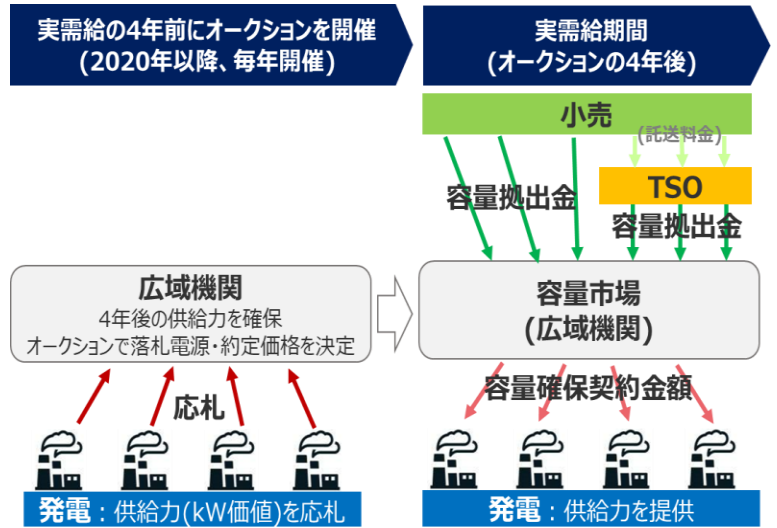
<電源Ⅰ>

	支払い元	支払方法	送配電の費用回収	2024年以降の扱い
kW (調達)	送配電	調整力公募で年間一括払い (電源Ⅰ)	託送料金 (kWの6%)	容量市場
ΔkW (調達)	送配電	電源Ⅰ契約の中で出来高払い (電源Ⅰ公募に一部含めている一送あり)	託送料金 (kWhの2.5%)	需給調整市場 (調達)
kWh (運用)	送配電	電源Ⅰ契約の中で出来高払い	インバランス料金	需給調整市場 (運用)

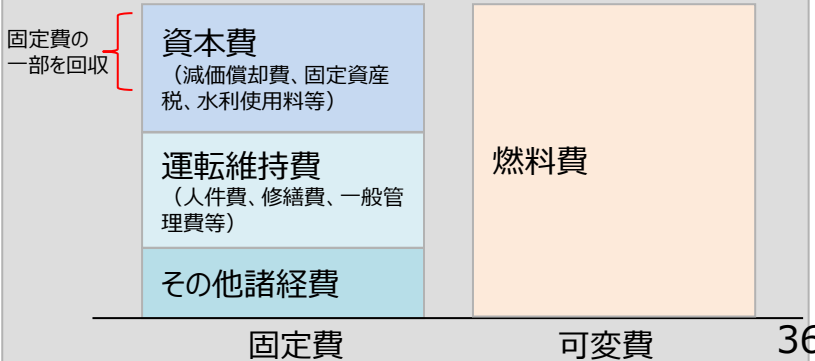
<電源Ⅱ>

	支払い元	支払方法	送配電の費用回収	2024年以降の扱い
kW (調達)	小売	小売の供給力確保義務を優先	—	容量市場
ΔkW (調達)	送配電	電源Ⅱ契約の中で出来高払い	託送料金 (kWhの2.5%)	需給調整市場 (調達)
kWh (運用)	送配電	電源Ⅱ契約の中で出来高払い	インバランス料金	需給調整市場 (運用)

(参考) 容量市場のイメージ



(参考) 発電事業者の費用回収 (イメージ)



2－② ー調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）ー

2022年4月 第13回料金制度専門会合
資料3

- 調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）は、以下のとおり見積もることとしてはどうか。

調整力費用
（ブラックスタート電源確保費用）

概要：ブラックスタートに必要な電源を予め確保するために、必要な費用
単価：公募で決定／量：必要量は広域機関で決定

期初の見積り方法

- 調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）については、以下のとおり見積もることとしてはどうか。
 - ①2023年度においては、調整力公募で調達する電源Ⅰ、Ⅱの中のBS機能費用であることから、後述する電源Ⅰと同様に、2017年度～2021年度の5年間における実績値等をもとにして見積もる。
 - ②2024年度、2025年度については、BS機能公募での約定結果から容量拠出金の約定結果を差し引いた値を引用して見積もる。
 - ③2026年度、2027年度については、2024年度、2025年度の約定結果の平均値から容量拠出金の見積値※を差し引いた値（東京PGについては、競争入札がなされた結果、複数事業者の競争となったため、2025年度の約定結果の値）を引用して見積もる。
 - ④沖縄電力については、容量市場へ参加しないことを考慮（翌年度分を公募にて調達しており、2024年度、2025年度の約定結果がない）し、2017年度～2021年度の5年間における実績値をもとにして見積もる。
- なお、上記の整理に加え、申請時点における調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）の議論の状況を踏まえ、必要量の変更、適正な競争結果及び技術検討を反映していることの是非についても検討を行う。

※容量拠出金の見積値は、容量市場の指標価格（NetCONE）（2024年度：9,425円/kW、2025年度：9,372円/kW）の平均値を引用。

ー調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）ー

- ブラックスタート電源確保費用については、ブラックスタート機能公募における約定実績等から容量拠出金相当額を控除した額が算入されていることを確認した。各社のブラックスタート手順及びリスク想定、予備ユニット数の妥当性についてヒアリングを行うとともに、各社の技術検討の結果によるユニット数の見直し等の直近の議論の状況を踏まえて見積もっていることについて検証を行った（2024年度と2025年度の算入額の差は、容量拠出金相当額控除分の影響が主な要因と考えられる）。
- 中部及び中国の必要ユニット台数については、技術検討の結果、第74回制度設計専門会合で整理され、2026年度以前と比べ、2027年度は必要ユニット台数が減少して見積額が計上されている（中部：9ユニット→5ユニット、中国：5ユニット→4ユニット）。一方、技術検討は必要ユニット台数に関する見直しであり、その見直しの適用は2023年度に遡って規制期間の算入額とする考え方もあるがどうか（遡って適用する場合、中部：47億円減、中国：10億円減。なお、中部と中国からは技術検討前の必要ユニット台数の妥当性について説明を受ける予定）。
- なお、参照期間に比して規制期間の算入額が高くなっているところ、これは、2023年度まではブラックスタート機能維持費のみ調整力提供事業者に対し支払うこととなっていたが、2024年度以降は、制度変更によりブラックスタート機能維持費に加え、電源の維持にかかる費用（減価償却費・修繕費等の固定費）を応札価格に算入できるようになったことによるもの（調整力供出電源の確保に要する費用については、次頁参照）。

単位（百万円）

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	4	4	64	61	60	192	38	50	-	330	24	24	428	86
東北電力NW	9	9	9	10	11	48	10	11	-	11	10	10	43	9
東京電力PG	14	13	14	13	13	66	13	13	8,087	19,599	8,036	7,566	43,301	8,660
中部電力PG	33	32	55	44	61	226	45	45	855	8,768	759	95	10,521	2,104
北陸電力送配電	1	1	4	3	68	78	16	68	-	82	82	82	313	63
関西電力送配電	12	24	744	753	773	2,306	461	743	521	8,340	1,289	815	11,708	2,342
中国電力NW	20	20	15	15	19	89	18	20	120	3,684	46	43	3,913	783
四国電力送配電	0.6	0.6	0.6	1	11	14	3	12	6	3,667	-	-	3,685	737
九州電力送配電	10	10	10	9	10	50	10	10	804	7,741	2,722	2,306	13,583	2,717
沖縄電力	26	21	20	26	27	120	24	238	223	224	228	209	1,122	224

※ブラックスタート電源約定価格が容量拠出金約定結果と比して安価な場合は、当該費用への算入額が「-」となる。ただし、2025年度以降は最低保証額となる。

(参考) 調整力供出電源の確保に要する費用について (参照期間/規制期間比較)

- 調整力 (kW・ブラックスタート) 供出電源の確保に要する費用については、2024年度以降制度変更にと
もない費用区分が変わることから、計上箇所が異なっている。
- 当該費用の水準確認のため、参照期間と規制期間について、下記の通り整理を行ったところ、多くのエリア
で費用減であった。

調整力 (kW・ブラックスタート) 供出電源の確保に要する費用の参照期間と規制期間比較 単位 (百万円)

会社	参照期間における 調整力固定費及びBS電源費 5年計 (2017-2021) a	規制期間における 調整力固定費 (2023年 度)、容量市場抛し金 (2024年度以降) 及び BS公募費用 5年計 (2023-2027) b	増減 (b-a) / a
北海道電力NW	62,436	24,297	-61%
東北電力NW	56,479	44,347	-21%
東京電力PG	240,140	218,135	-9%
中部電力PG	79,367	86,000	8%
北陸電力送配電	29,140	18,955	-35%
関西電力送配電	106,344	93,998	-12%
中国電力NW	41,446	38,603	-7%
四国電力送配電	22,546	20,118	-11%
九州電力送配電	81,299	68,963	-15%

※調整電源の固定費については、参照期間、規制期間ともに需給調整市場や卸電力市場からも一部回収される。

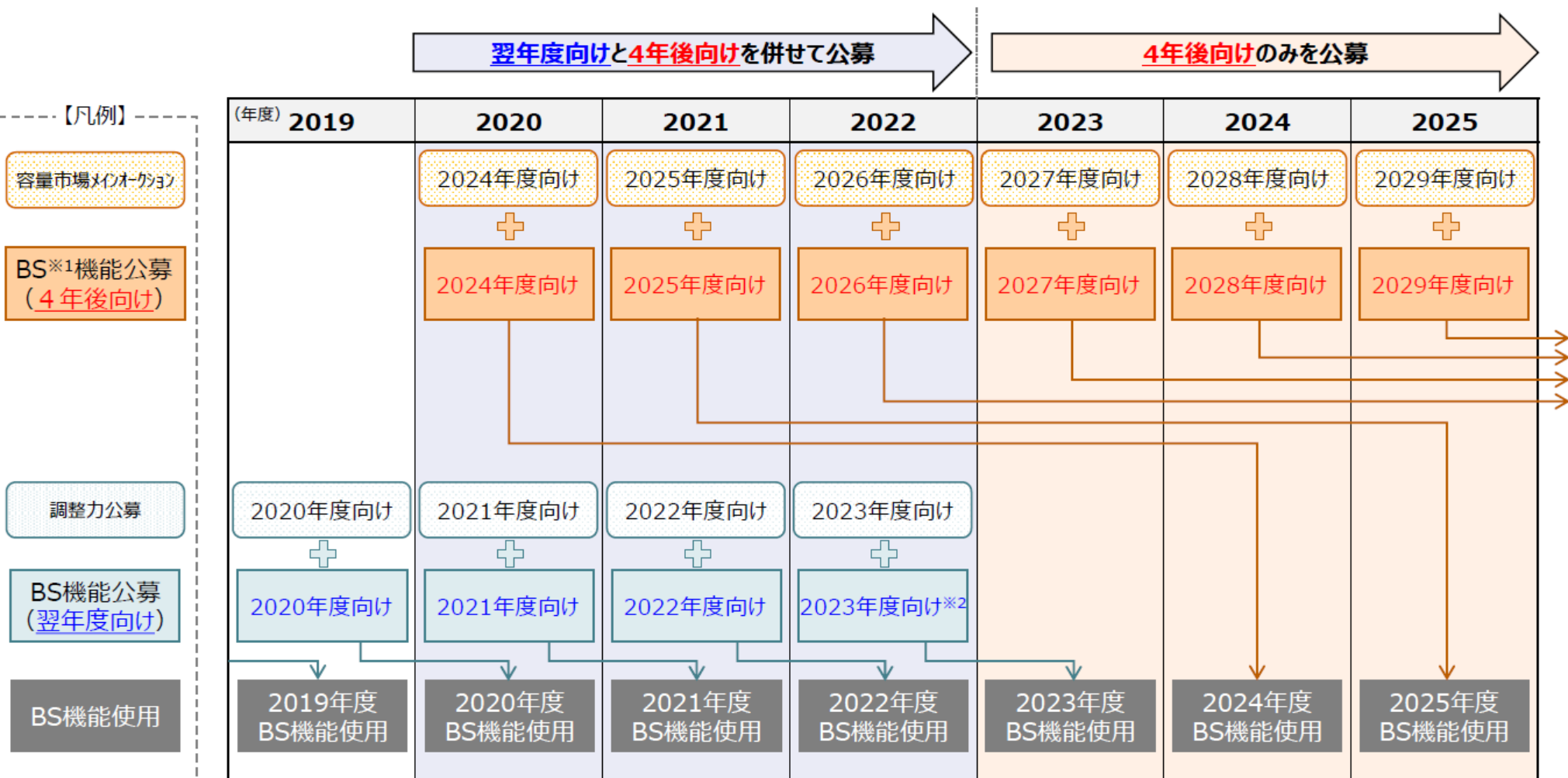
※中部電力PGについては、参照期間において中部電力PGの供給エリア内の公募によって調達していた安価な電源が、容量市場の導入により、全国大で調達することとなる影響により、増加している。

39

(参考) ブラックスタート機能の調達対象の時期

2019年1月 第8回需給調整市場検討小委員会 資料3

- 2020～2022年度は翌年度向けと4年後向けのブラックスタート機能公募を同時期に行うことになる。



(参考) ブラックスタート機能の確保方法 (2023年度まで及び2024年度以降)

- ブラックスタート機能の確保においては、2023年度までは対象期間の前年度に公募で確保される
ところ、2024年度以降は、容量市場でのkW価値の調達対象の時期と合わせて対象期間の4
年前に公募で確保される。

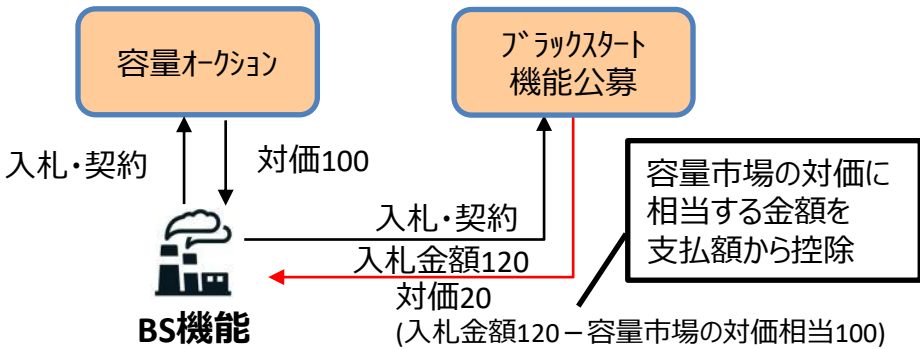
＜参考 1＞ブラックスタート機能の確保方法 (2023年度まで及び2024年度以降)

	2023年度 まで	2024年度 以降
	調整力公募 ブラックスタート 機能	容量市場創設後 ブラックスタート 機能公募
調達形態	公募	公募
調達時期	1年前	4年前
支払い	ブラックスタート機 能提供のための費 用※	ブラックスタート電 源の維持に要す る費用等※

※ブラックスタートに使用する非常用発電機、
制御盤の償却費・維持費等

※ブラックスタート機能維持費に加え、減価償
却費・修繕費等の電源自体の固定費を応札
価格に算入。

＜参考 2＞ 2024年度以降のブラックスタート電源へのお金の流れ

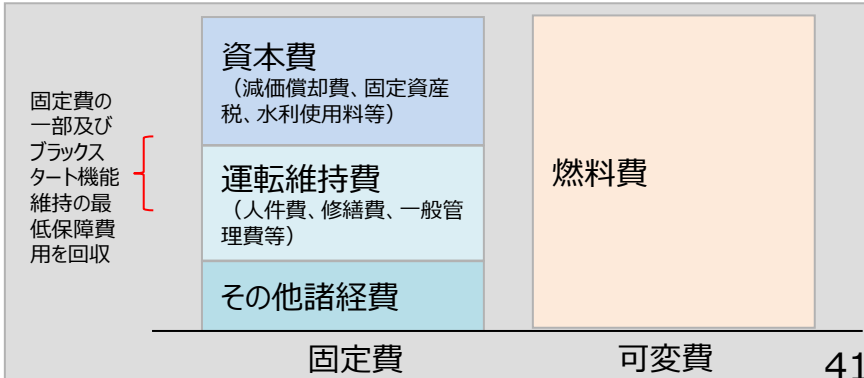


＜参考 3＞ 発電所の固定費回収について

2023年度まで	2024年度以降
卸電力市場 (kWh) 調整力公募 需給調整市場 (一部) (※)	卸電力市場 (kWh) 容量市場 BS機能公募 需給調整市場 (※)

(※) ΔkW市場及びkWh市場 (予約電源以外)

＜参考 4＞ 発電事業者の費用回収 (イメージ)



改善事項①：技術検討による調達対象範囲の精査について

- 第71回制度設計専門会合において、ブラックスタート機能公募開始以降、改めての技術検討を実施していない事業者については、技術検討の実施の徹底を求めるべきであるとの考え方を整理したところ。
- 現状の信頼度（復旧時間）を確保するために各エリアで必要なブラックスタート発電所数については、電力広域的運営推進機関の第67回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年11月16日）の中で整理されている。一方、各発電所の必要ユニット台数（予備ユニットの取扱い）については、審議会等での整理はなされていない。
- 予備的にBSユニットを確保する際は、BSユニットや共用送電線が一部停止（N-1）しても現状の信頼度（復旧時間）を損なわない範囲を上限として、公募上の調達対象を最低限とするとの考えのもと、TSO各社で技術検討を実施。
- 従来、信頼度基準を統一的に定めていなかったものに対し、予備的にBSユニットを確保する際考え方を統一して調達対象ユニット数について技術検討を実施した結果は以下の通り。
- 本検討結果も踏まえると、2023年度以降の新託送料金制度（レベニューキャップ制度）においては、調達ユニット数が削減となるエリアにつき、削減したユニットの費用の算出結果を踏まえて、必要な査定を行うことが妥当ではないか。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
技術検討前 ユニット数	7発電所 10ユニット	3発電所 6ユニット	4発電所 14ユニット	2発電所 9ユニット	2発電所 4ユニット	3発電所 5ユニット	2発電所 5ユニット	2発電所 4ユニット	2発電所 4ユニット	3発電所 3ユニット
技術検討後 ユニット数	7発電所 10ユニット	3発電所 6ユニット	4発電所 14ユニット	2発電所 5ユニット	2発電所 4ユニット	3発電所 5ユニット	2発電所 4ユニット	2発電所 4ユニット	2発電所 4ユニット	3発電所 3ユニット

出典：送配電網協議会

※ 上述の検証結果は、現状の調達案件を前提に精査したものであるため、落札結果により内容は異なる。

2－③ 調整力費用（調相運転用の電源確保費用）－

2022年4月 第13回料金制度専門会合
資料3

調整力費用
(調相運転用の電源
確保費用)

概要：電力系統における適正電圧の維持に必要な無効電力の確保に必要な費用

単価：公募等で決定／量：必要量は広域機関等で決定



期初の見積り方法

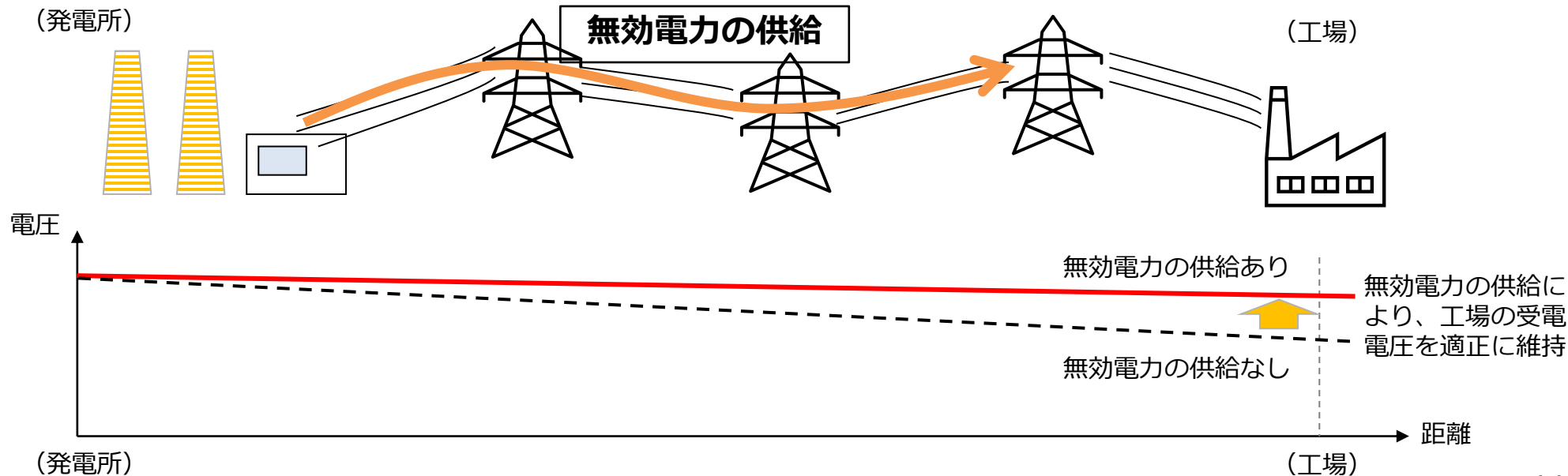
- 調整力費用（調相運転用の電源確保費用）については、将来の電力系統の電圧状況を見積もることは困難であるため、直近の2021年度の実績値をもとに見積もることとしてはどうか。

(参考) 調相運転について

2022年3月24日
第71回制度設計専門会合 資料4
一部改変

- 一般的に、発電所から送られてくる電気の電圧は、需要家に応じて適正な範囲に維持される必要がある。
- 発電所から需要家に電気を供給すると、電気の潮流が送電線や変圧器等を流れるにつれて、電圧が徐々に低下（又は上昇）していき、需要家の受電電圧の適正維持が困難になる場合がある。
- このため、系統の電圧の状況に応じて、発電機等によりエネルギーとしては消費されない電圧調整のための電気（無効電力）を供給（又は吸収）し、系統の電圧を適正に維持するための対策が取られる。この対策による発電機等の運転を調相運転という。

発電所から供給される無効電力による電圧調整のイメージ



－調整力費用（調相運転用の電源確保費用）－

- 調相運転用の電源確保については、公募を行っている北海道、東京、九州が費用を計上。
 - 東京及び九州については、2021年度の実績値を算入額としたことを確認した。
 - 北海道については、2023年度は2022年度に契約事案の想定契約額が算入されており、2024年度以降は、系統安定化装置設置（2023年度）及び調相設備設置（2025年度）による費用減が規制期間算入額に反映されていることを確認した。
- ※北海道は、2021年度においては、マストラン電源を余力の範囲内で確保していたが（電源Ⅱ）、燃料制約によりマストラン電源が稼働指令に応じることが困難となる事象が発生したことから、より確実に稼働指令への応動を確保するため、2022年度よりマストランを契約することとなった（第71回制度設計専門会合にて整理）。

単位（百万円）

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	142	263	286	86	129	907	181	1,755	676	676	129	129	3,365	673
東北電力NW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
東京電力PG	204	92	81	103	112	592	118	112	112	112	112	112	560	112
中部電力PG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
北陸電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
関西電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
中国電力NW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
四国電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
九州電力送配電	29	29	19	53	53	183	37	53	53	53	53	53	265	53
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

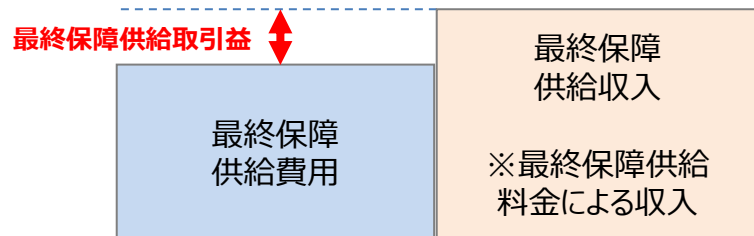
2－④－調整力費用（最終保障供給対応）－

調整力費用 (最終保障供給対応)	概要：最終保障供給契約を締結している需要家への電力供給に必要な費用 単価：公募で決定／量：最終保障供給契約を締結している需要家の需要量で決定
---------------------	---



期初の見積り方法

- 調整力費用（最終保障供給対応）については、将来分を想定することが困難であることから、2017年度～2021年度における最終保障供給の取引損益の実績値をもとに見積もることとしてはどうか。



ー調整力費用（最終保障供給対応）ー

- 各社とも、予め定められた見積り方法に基づいた額を計上していることから、問題はないものと考えられる。2017年度～2021年度実績値は、託送収支計算書により確認を行った。
- なお、第51回電力・ガス基本政策小委員会の整理に基づき、審査結果を踏まえた申請時にお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月までの期間のうち、実績が確定している範囲については、本規制期間における算入額に追加して織り込むこととする。

単位（百万円）

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	▲ 2	▲ 1	0	▲ 21	▲ 10	▲ 35	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 7	▲ 35	▲ 7
東北電力NW	-	-	-	▲ 4	61	57	11	11	11	11	11	11	57	11
東京電力PG	▲ 280	▲ 411	▲ 464	▲ 646	1	▲ 1,800	▲ 360	▲ 360	▲ 360	▲ 360	▲ 360	▲ 360	▲ 1,800	▲ 360
中部電力PG	-	▲ 0.9	▲ 3	▲ 64	360	292	58	58	58	58	58	58	292	58
北陸電力送配電	-	-	-	▲ 4	16	12	2	2	2	2	2	2	12	2
関西電力送配電	0	0	▲ 1	▲ 261	74	▲ 187	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 37	▲ 185	▲ 37
中国電力NW	▲ 12	▲ 0.1	▲ 0.2	▲ 115	34	▲ 94	▲ 19	▲ 19	▲ 19	▲ 19	▲ 19	▲ 19	▲ 94	▲ 19
四国電力送配電	▲ 0.4	▲ 1	0	▲ 2	▲ 8	▲ 11	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 2	▲ 11	▲ 2
九州電力送配電	0	0	▲ 1	▲ 53	▲ 20	▲ 74	▲ 15	▲ 15	▲ 15	▲ 15	▲ 15	▲ 15	▲ 74	▲ 15
沖縄電力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

1. 事後検証費用

2. 制御不能費用

3. 事業者の提出額修正

3－① 振替損失調整額の修正（九州）

3－② 減価償却費（既存分）及び固定資産税の修正（関西）

3－③ 減価償却費（既存分）の修正（中部）

3－① 一振替損失調整額の修正（九州）－

- 九州電力送配電から、振替供給（自社供給区域外から受電）時に損失する電力分の調整に係る費用である振替損失調整額について、額が修正となる旨報告があった（参照期間の額の修正により、規制期間の額も併せて修正）。修正後の額は下記のとおり。

（修正理由）

- ・ 振替損失調整額の算定に用いる振替損失電力量の重複計上等による算定誤り。

<九州電力送配電による修正>

（単位：百万円）

会社		参照期間						規制期間
		2017	2018	2019	2020	2021	5年平均	5年平均
九州電力送配電	修正前	▲ 158	▲ 101	6	42	52	▲ 32	▲ 32
	修正後	▲ 230	▲ 129	▲ 11	▲ 35	▲ 68	▲ 95	▲ 68

（参考）振替損失調整額について

2022年3月25日 第12回料金制度専門会合
資料3 一部改変

振替損失調整額

概要：振替供給（自社供給区域外から受電）時に損失する電力分の調整に係る費用

※振替供給により損失する不足電力分は、供給先（供給を受ける）の電力会社が調達し、調整電力量に自社エリアV1単価を乗じて費用計上

期初の見積り方法

- 振替損失調整額については、将来における発生額を精緻に予測することが困難であり、過去実績を踏まえて見積り費用を算定することが妥当と考えられる。振替供給電力量については、今後の再エネ大量導入等に伴う潮流変化によって変動することから、申請直近の2021年度の費用実績値の5年分を見積ることとする。

3－② 一減価償却費（既存分）及び固定資産税の修正（関西）－

- 関西電力送配電から、減価償却費及び固定資産税の規制期間算入額が修正となる旨報告があった（約20億円/年増）。修正後の金額は下記のとおり。

（修正理由）

- システム関連投資等（耐用年数5年等）の竣工額参照時期の誤りによるもの。（減価償却費及び固定資産税の算出に際しては、2022年度に竣工予定分（未竣工分）と既竣工分について分けて算定しており、うち2022年度に竣工予定分について、未計上及び既竣工分との二重計上が判明した。）

<減価償却費（既存分）>

（単位：百万円）

会社		参照期間					規制期間				
		2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027
関西電力送配電	修正前	133,255	130,866	101,520	103,605	103,508	99,806	94,478	90,179	78,779	73,430
	修正後	133,255	130,866	101,520	103,605	103,508	101,756	96,428	92,129	80,729	75,006
	影響額	－	－	－	－	－	1,950	1,950	1,950	1,950	1,576

<固定資産税（既存分）>

（単位：百万円）

会社		参照期間					規制期間				
		2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027
関西電力送配電	修正前	31,527	31,320	30,618	30,080	29,917	30,111	28,552	27,101	25,741	24,464
	修正後	31,527	31,320	30,618	30,080	29,917	30,215	28,653	27,199	25,836	24,556
	影響額	－	－	－	－	－	104	101	98	95	92

(参考) 関西電力送配電提出資料

竣工額算定誤りの概要について

- 竣工額の算定にあたっては、工事主管部より、各件名ごとに、過去に部分竣工したものも含め、支出額や竣工年月等の情報を採録の上、竣工年月に応じた竣工額を算定しております。
- 今回、**一部份件名（10件）について、本来竣工額として参照すべき範囲に誤りがあり、2022～2027年度で合計104億円の竣工額を過少に見積もっていたことが判明**したものです。

<正しい竣工額の参照範囲（金額は一例）>

件名	予算額	竣工額※	～2021 上支出 (既竣工)	～2021上 支出 (未竣工※)	2021下支 出	2022 支出	2023 支出	2024 支出	2025 支出	2026 支出	2027 支出
●●工事	210	200	10	100	20	10	30	40	0	0	0

<誤った竣工額の参照範囲（金額は一例。過少計上の場合と、過大計上の場合（既竣工分との二重計上）の場合を掲載）>

誤りの パターン	予算額	竣工額	～2021 上支出 (既竣工)	～2021上 支出 (未竣工※)	2021下支 出	2022 支出	2023 支出	2024 支出	2025 支出	2026 支出	2027 支出
過少計上の 場合	210	100	10	100	20	10	30	40	0	0	0
過大計上の 場合	210	210	10	100	20	10	30	40	0	0	0

※竣工額：2022年度までに竣工する額から、既竣工分を除いたもの

※未竣工：2022年度までに竣工予定

<誤算定による竣工額影響（過少計上額＋過大計上額）>

（億円）

	合計	2022	2023	2024	2025	2026	2027
新規投資分	0.2	0	0.2	0	0	0	0
既存投資分	103.7	103.7	0	0	0	0	0
合計	103.9	103.7	0.2	0	0	0	0

3－③ 一減価償却費（既存分）の修正（中部）－

- 中部電力パワーグリッドから、減価償却費の規制期間算入額が修正となる旨報告があった（約10億円/年増）。修正後の金額は下記のとおり。

（修正理由）

- 減価償却費（既存分）の算入額については、以下のとおり算定している。
 - ・2021年度までに竣工しているものは、資産台帳（システム）の帳簿価額を基に定額法にて算定
 - ・2022年度中に竣工するものは、各投資計画の帳簿原価もしくは帳簿価額を基に定額法にて算定
- 今回、システム投資の1件名において、本来は「2023年3月（2022年度）」に竣工するものが、誤って「2022年3月（2021年度）」での竣工予定となっており、その結果、2022年度の竣工件名として投資計画から減価償却費（既存分）が算定されておらず、**減価償却費（既存分）の算入額として約51億円が未計上となっていたことが判明した。**

＜減価償却費（既存分）＞

（単位：百万円）

		参照期間					規制期間				
		2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025	2026	2027
中部電力パワーグリッド	修正前	120,748	119,138	118,407	118,747	122,930	99,886	92,864	86,586	81,631	75,096
	修正後	120,748	119,138	118,407	118,747	122,930	100,951	93,928	87,651	82,696	75,983
	影響額	－	－	－	－	－	1,064	1,064	1,064	1,064	887

（注）今回誤っていた件名については、ソフトウェアの竣工件名で、無形減価償却資産であるため、固定資産税の変更はなし。