

検証の一例（事後検証費用）

⑤-3：災害復旧費用 ー見積り方法及び検証項目ー

- 災害復旧費用の見積り方法及び検証項目は以下のとおり整理している。

災害復旧費用

概要：災害発生時における送配電設備の復旧費用
（修繕費、固定資産除却費、委託費、雑費等が含まれる）

単価：災害時は迅速な対応を優先するため、平時よりも単価が上昇する可能性が高い
量：災害の規模や頻度によって、必要な投資量の変動するため、効率化は困難

期初の見積り方法

- 災害復旧費用については、申請時点の直近5年間あるいは10年間の実績値を基に見積り費用を算定することとする。過去実績を参照する期間については、事業者ごとに過去の災害発生等の状況も踏まえ、より実態に即した方を採用することとし、その妥当性について確認を行う。

審査要領より抜粋

- 震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用については、参照期間における実績額又は参照期間及びその直前五年間の計十年間における実績額を基本として、妥当な金額となっていることを審査する。

災害復旧費用

- 過去実績を参照する期間（5年間あるいは10年間）については、事業者ごとに過去の災害発生等の状況も踏まえ、より実態に即した方を採用しているか、その妥当性について検証する。

⑤-3：災害復旧費用 ー検証結果ー

- 参照期間・規制期間ともに費用計上がない北陸を除き、9社とも参照期間（計5年間）、又は、参照期間及びその直前5年間（計10年間）における実績平均額から災害等扶助交付金（40%見合い分）控除及び離島分を補正した額を規制期間の見積り値に算入しており、問題はないものと考えられる。
- なお、過去実績値は各社の託送収支計算書により確認した。

<災害復旧費用：過去10年実績の推移>

会社	過去10年実績（参照期間及びその直前5年間）											見積りの参考とした年数	規制期間 5年平均 交付金除 く
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	平均 10年/5年		
北海道電力NW	-	494	136	-	809	93	1,863	14	60	105	357/427	10	335
東北電力NW	2,796	823	47	17	-	-	-	1,440	34	▲24	513/290	10	516
東京電力PG	892	362	566	224	218	196	551	17,078	1,707	199	2,199/3,946	10	2,199
中部電力PG	359	467	598	105	61	291	1,590	694	1,420	200	579/839	10	582
北陸電力送配電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
関西電力送配電	57	▲51	89	70	▲70	410	9,864	▲106	174	81	1,052/2,084	10	1,052
中国電力NW	-	-	244	270	6	153	2,847	-	-	203	372/640	10	376
四国電力送配電	55	-	666	228	118	1,030	1,161	383	363	200	421/627	5	636
九州電力送配電	1,028	582	708	2,369	5,380	1,663	2,106	890	2,758	▲1,634	1,585/1,157	10	1,749
沖縄電力	630	103	320	298	109	203	733	319	252	▲89	288/283	5	327

※実績額は交付金含む（2021東北、中部、中国、四国、九州、沖縄）。関西は、2011年、2017年、2018年に発生した台風災害に対して引当金を計上（台風災害）。四国は、過去5年に災害が多く発生していることから、直近5年を参照することを適当とした。沖縄は、過去の台風襲来数等が5年平均と10年平均とで差がなかったことから5年平均を参照した。

⑤-4：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）

- 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。

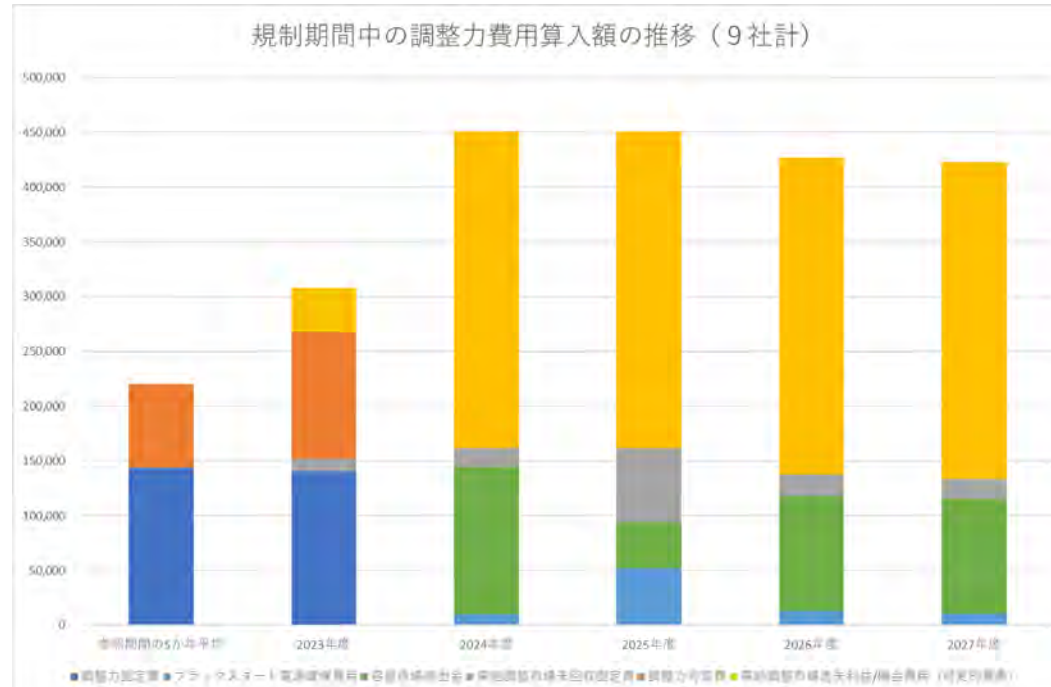
単位（百万円）

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り費用の差は、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 $\Delta k W$ （調整能力）を調達することとなったことに伴い、 $\Delta k W$ 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

検証の一例 (事後検証費用)

⑤-4 : 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)

- 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の上限単価が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の上限単価が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。

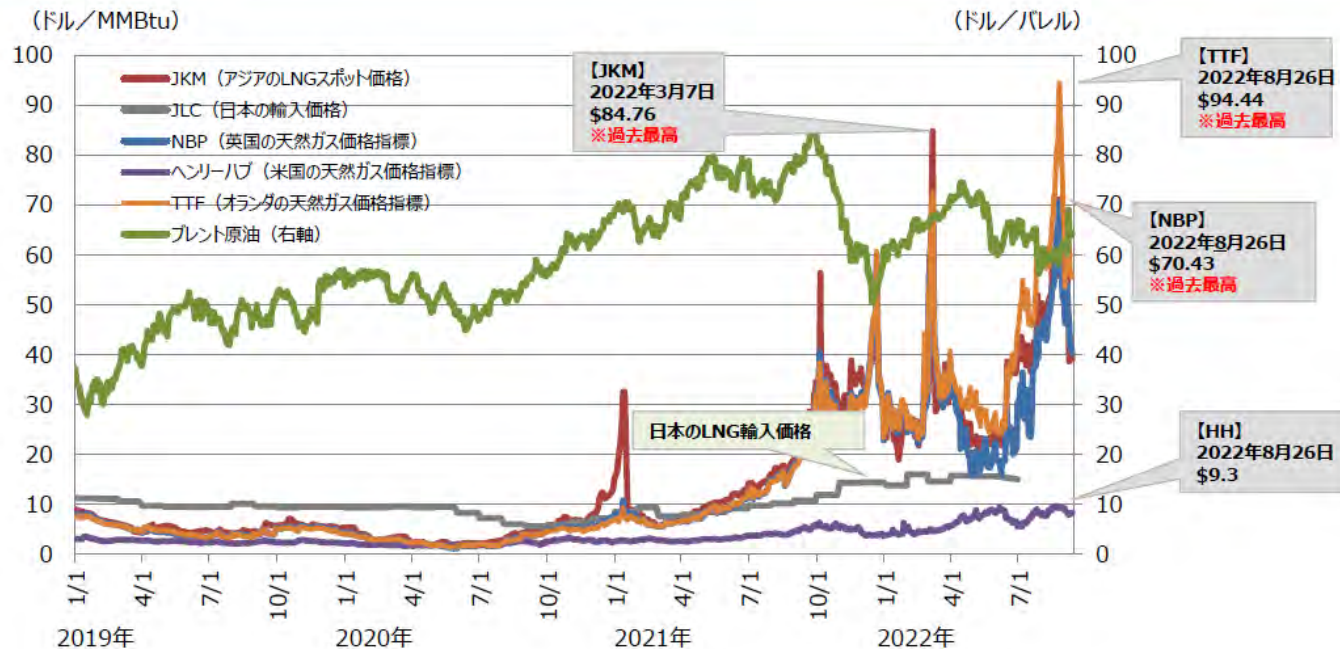
上記補正を行った場合の影響額 (規制期間5年計)

	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。

【参考】最近の天然ガス価格動向

- 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。



(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。

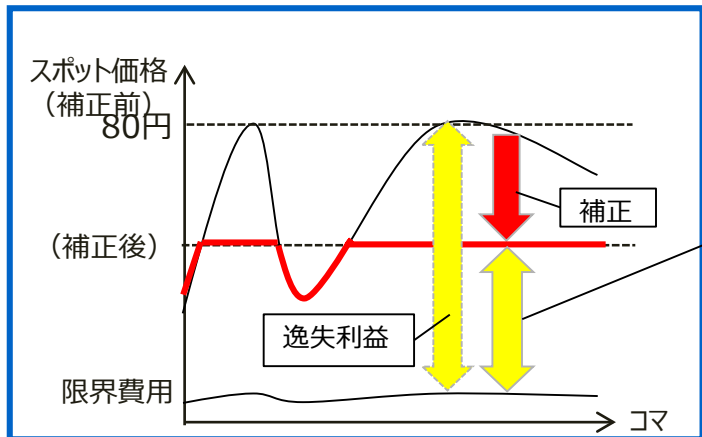
単位：円/kWh

検証の一例（事後検証費用）

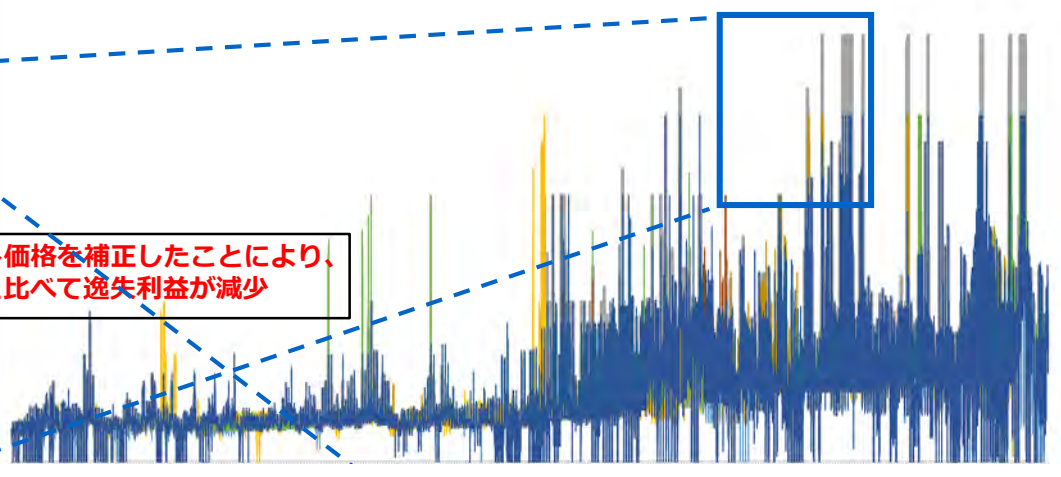
【参考】補正後価格の動き

第21回料金制度専門会合
資料3（2022年10月5日）一部修正

2021年度補正後価格の動き
(①の補正実施後)



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及び②の補正実施後)

