

購入・販売電力料について③

2023年4月4日（火）

第40回 料金制度専門会合

事務局提出資料



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日御議論いただきたい点について

- 購入・販売電力料については、第30回会合で、5事業者（東北・北陸・中国・四国・沖縄）の申請概要をお示しするとともに、検討を深めていくべき論点について御議論いただいた。
- その後、購入・販売電力料については、第37回・第38回会合における御議論を踏まえ、各事業者において、燃料費の採録期間は直近の3か月（2022年11月～2023年1月）、卸電力市場価格は2023年2月における東京商品取引所の電力先物価格（23年度各限月）を用いて再算定することとなったところ。
- また、購入・販売電力料のうち、再算定の影響を直接受けにくい容量市場、調整力、非化石価値取引市場に係る費用については、第39回会合において、主な論点について御議論いただいた。
- 本資料では、購入・販売電力料のうち、**相対取引（購入・販売）、取引所取引（購入・販売）、FIT買取（購入）に係る費用・収益**について、各事業者（前回の御議論後に申請のあった北海道電力及び東京電力EPを含む）で**再算定を行った結果の概要と、前回の御議論も踏まえた上での主な論点**をお示ししている。
- 本日は、**お示している論点**について、及び、**今後検討を深めていくべき論点**としてどのようなものが考えられるかについて、御議論いただきたい。

委員から頂いた御意見・御指摘への対応状況（購入・販売電力料）

料金制度専門会合	委員	御意見・御指摘	対応状況
第28回	安念委員	<ul style="list-style-type: none"> 内外無差別な卸売の進展に伴う、購入・販売電力料、燃料費等に係る法令上の位置づけの確認 	<ul style="list-style-type: none"> 御回答済（第29回）
第29回	松村委員	<ul style="list-style-type: none"> 発電部門が分社化された事業者における、購入・販売電力料、燃料費等の取扱いの整理 	<ul style="list-style-type: none"> 本日事業者（東京電力EP）よりご説明
第30回	河野委員	<ul style="list-style-type: none"> 各社の算定方法の相違について、統一の要否と、相違を認める項目について妥当性の判断基準の整理 	<ul style="list-style-type: none"> 本日御回答
	河野委員	<ul style="list-style-type: none"> 他社と相違する考え方について、申請会社から採用根拠の説明 	<ul style="list-style-type: none"> 次回以降に御回答
	華表委員	<ul style="list-style-type: none"> 全体を通じた包括的な考え方を意識した査定、他社が申請してきた場合を想定した説明の仕方の検討 	<ul style="list-style-type: none"> 本日御回答
	梶川委員 川合委員 松村委員	<ul style="list-style-type: none"> 連結子会社や共同火力のような持分法適用会社からの購入電力料の取扱いの整理 	<ul style="list-style-type: none"> 本日御回答
	松村委員 圓尾委員 梶川委員	<ul style="list-style-type: none"> 卸市場価格について、第三者から得た予測値を使用する場合に、予測する市場価格の高騰と他社に販売する際の想定価格との整合性の確認 	<ul style="list-style-type: none"> 御回答済（第39回）
		<ul style="list-style-type: none"> 卸市場価格について、第三者から得た予測値を使用する場合に、第三者の収益構造や算出ロジック等の確認 	<ul style="list-style-type: none"> 御回答済（第39回）
	松村委員 圓尾委員	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場の収入・費用を踏まえた原価算定 	<ul style="list-style-type: none"> 御回答済（第39回）
	松村委員	<ul style="list-style-type: none"> 非化石証書販売収入に対して、非化石電源投資関連費用が控除されていることの確認 	<ul style="list-style-type: none"> 御回答済（第37回）
松村委員	<ul style="list-style-type: none"> 調整力について、託送料金におけるコスト織り込み額と比較した場合の妥当性の確認 	<ul style="list-style-type: none"> 御回答済（第39回） 	

委員からの御指摘事項に対する回答

(御指摘)

- 査定する際に、一つ一つに対する考え方を個別に議論することも重要ではあるが、1つ上のレベルの包括的な考え方で整合性を取っていくことが重要。

(事務局からの御回答 (案))

- 過去の料金審査を確認したところ、基本的な考え方は以下のとおりと考えられる。
 - ・数量（需要・供給）については、供給計画等に基づく各社の見積もりを採用している。
 - ・また、価格については、基本的に市場価格や実績値（過去の実績値に加え、将来の既契約の値を含む）を採用している。これは、公共料金の算定に当たって、算定根拠となるデータの適正性を確保する（統計や契約書類等で根拠を客観的に確認できる）意味でも重要と考えられる。
 - ・一方で、申請事業者に固有の事情等で合理的な理由が認められる場合には、一定の補正を行うなど、上記とは異なる数値を採用することも否定されていない。
 - ・その上で、最大限の効率化努力を求めるとの考え方の下、他社との比較を行う、一定の効率化努力を織り込む等の査定を行うこともある。
 - ・原則として、増査定は行わない。
- 最終的には個々に御確認いただく必要があると思われるものの、今般の審査に当たっても、基本的には、上記と同じ考え方で審査を行うこととしてはどうか。

委員からの御指摘事項に対する回答

(御指摘)

- 各社の算定方法の相違について、統一の要否と、相違を認める項目について妥当性の判断基準を整理すべき。

(事務局からの御回答 (案))

- 省令や審査要領に従って審査を行うことが大原則。従って、詳細な査定方法が記載されている費目については、それに従って、統一的に査定を行う。
- ただし、実際には全費目について詳細な方法まで規定されていないので、省令や審査要領に加え、事業者の申請内容や過去の査定方針などを踏まえつつ、個々に御確認いただく必要がある。
- 過去の査定方針を踏まえ、基本的には以下のとおり考えてはどうか。
 - ・数量（需要・供給）については、供給計画等に基づく各社の見積もりを用いるため、基本的に、事業者によって異なる。
 - ・価格については、市場価格があるものについては、原則として市場価格に統一することが妥当（例：スポット市場価格）。
 - ・数量・価格とも、制度的な措置については、制度に基づく考え方を統一することが妥当（例：容量市場、非化石市場）。また、申請事業者に固有の事情等で合理的な理由が認められる場合には、一定の補正を行うなど、上記とは異なる数値を採用することも否定されていない。
 - ・一定の合理性のある算定を行っている事業者について、より精緻な算定等を行っている事業者の算定方法に必ずしも統一することを求めるものではない（例：相対卸販売価格、FIT買取費用の算定方法）。
 - ・原則として、増査定は行わない。

購入・販売電力料（全体） 申請概要①

単位：百万円

購入・販売電力料				北海道電力				東北電力			
				補正前	補正後		補正前後の差	補正前	補正後		補正前後の差
					現行原価比				現行原価比		
購入電力料	相対	水力	FIT	920	748	618	▲172	10,689	5,743	3,354	▲4,946
			FIT以外	1,116	1,116	▲3,421	0	16,820	16,820	▲13,920	0
		火力	40,362	37,454	▲18,591	▲2,908	328,577	353,973	191,851	25,396	
		原子力	-	-	-	-	27,763	27,763	▲6,296	0	
		新エネ	FIT	49,677	35,141	20,668	▲14,536	214,138	95,030	82,278	▲119,108
			FIT以外	722	708	427	▲14	5,567	5,389	4,015	▲178
	取引所取引		57,950	70,962	61,671	13,011	292,290	108,747	106,996	▲183,543	
	容量拠出金		19,370	19,370	19,370	0	-	-	-	-	
	非化石証書購入費		1,864	1,864	1,864	0	5,330	5,330	5,330	0	
	その他		22,028	20,523	14,110	▲1,505	472	472	▲108,382	0	
	合計		194,010	187,886	96,716	▲6,124	901,647	619,268	265,226	▲282,379	
販売電力料	相対卸		33,902	32,328	32,328	▲1,574	225,903	222,262	222,262	▲3,641	
	常時バックアップ		19,590	17,845	14,880	▲1,745	69,273	67,564	64,566	▲1,709	
	新エネ（FIT）		0	0	0	0	789	789	422	-	
	取引所取引		1,581	14,849	14,437	13,268	226,243	90,337	88,814	▲135,905	
	容量確保契約金額		23,831	23,831	23,831	0	-	-	-	-	
	BS公募		125	125	125	0	-	-	-	-	
	調整力公募		4,277	4,277	4,277	0	-	-	-	-	
	需給調整市場		4,585	4,585	4,585	0	2,235	2,235	2,235	0	
	その他		5,545	5,545	5,545	0	186,227	189,255	▲12,359	3,028	
	合計		93,436	103,385	100,008	9,949	710,670	572,443	365,939	▲138,227	
購入計－販売計				100,574	84,500	-	▲16,703	190,977	46,825	▲144,152	

※補正前・後の数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均。現行原価比の差引対象は、北海道電力は前回改定（2013～2015）、東北電力は前回改定（2013～2015）。
 ※その他に含まれる主なものは次の通り。【購入】電源紐付でない契約（燃種特定不可）（北海道電力）、他社電源買取の託送料金（東北電力）【販売】電圧調整機能公募（北海道電力）、特定融通（東北電力）
 ※水力の計上先について：北海道電力は規模に関わらず全て水力に計上。東北電力は、大規模水力は水力、小規模水力・自家発は新エネに計上。

購入・販売電力料（全体） 申請概要②

単位：百万円

購入・販売電力料				東京電力EP				北陸電力			
				補正前	補正後		補正前後の差	補正前	補正後		補正前後の差
						現行原価比				現行原価比	
購入電力料	相対	水力	FIT	49,584	29,102	29,102	▲ 20,481	3,865	3,285	3,285	▲ 580
			FIT以外	144,693	130,960	60,458	▲ 13,733	18,601	17,571	503	▲ 1,030
		火力	4,148,024	3,793,743	3,212,381	▲ 354,281	2,945	3,007	1,112	62	
		原子力	496,120	496,120	399,577	0	15,161	15,155	▲ 612	▲ 5	
		新エネ	FIT	509,909	289,981	281,894	▲ 219,928	30,070	25,309	25,309	▲ 4,761
	FIT以外		10,998	10,719	▲ 12,692	▲ 279	1,143	1,113	▲ 1,316	▲ 30	
	取引所取引		1,180,434	707,518	701,880	▲ 472,916	113,409	117,937	117,937	4,528	
	容量拠出金		144,038	144,038	144,038	0	17,552	17,552	17,552	0	
	非化石証書購入費		22,433	22,433	22,433	0	1,379	1,379	1,379	0	
	その他		3,461	3,461	3,461	0	▲ 330	▲ 330	▲ 4,441	0	
合計		6,709,694	5,628,075	4,842,531	▲ 1,081,618	203,795	201,978	160,706	▲ 1,817		
販売電力料	相対卸		552,190	460,286	460,286	▲ 91,904	60,891	53,257	53,257	▲ 7,633	
	常時バックアップ		271,016	218,226	205,121	▲ 52,790					
	新エネ（FIT）		0	0	0	0	16,942	16,942	16,942	0	
	取引所取引		669,224	408,780	407,732	▲ 260,444	115,596	90,287	90,287	▲ 25,310	
	容量確保契約金額		5,443	5,443	5,443	0	16,896	16,896	16,896	0	
	BS公募		0	0	0	0	23	23	23	0	
	調整力公募		1,081	1,081	1,081	0	2,565	2,565	2,565	0	
	需給調整市場		11,067	11,067	11,067	0	4,054	4,054	4,054	0	
	その他		21,026	20,490	▲ 121,155	▲ 536	2,200	2,200	▲ 59,716	▲ 162	
	合計		1,531,046	1,125,373	969,575	▲ 405,674	219,167	186,061	124,308	▲ 33,105	
購入計－販売計				5,178,647	4,502,703	-	▲ 675,945	▲ 15,372	15,916	-	31,289

※補正前・後の数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均。現行原価比の差引対象は、東京電力EPは前回改定（2012～2014）、北陸電力は現行（2008）。

※その他に含まれる主なものは次の通り。【購入】DR分（東京電力EP）、効率化額（北陸電力）【販売】原子力広域融通（東京電力EP）、効率化額（北陸電力）

※水力の計上先について：東京電力EPは規模に関わらず全て水力に計上。北陸電力は、大規模水力は水力、小規模水力・自家発は新エネに計上。

購入・販売電力料 (全体) 申請概要③

単位：百万円

購入・販売電力料				中国電力				四国電力			
				補正前	補正後		補正前後の差	補正前	補正後		補正前後の差
					現行原価比	現行原価比			現行原価比		
購入電力料	相対	水力	FIT	1,260	1,106	1,106	▲ 154	(新工ネを含む)	-	-	-
			FIT以外	2,092	2,092	▲ 6,340	0	6,332	6,332	▲ 1,396	0
	新工ネ	火力		326,670	329,005	172,250	2,335	119,396	109,693	59,766	▲ 9,702
			原子力	-	-	-	-	-	-	-	-
	新工ネ	FIT	115,823	100,257	100,257	▲ 15,566	58,627	47,269	43,252	▲ 11,358	
		FIT以外	3,589	3,607	▲ 1,339	18	1,127	1,127	1,057	0	
	取引所取引		▲ 3,155	▲ 11,818	▲ 11,818	▲ 8,663	29,066	31,767	30,735	2,701	
	容量拠出金		33,655	33,655	33,655	0	16,369	16,369	16,369	0	
	非化石証書購入費		1,319	1,317	1,317	▲ 2	1,161	1,159	1,159	▲ 2	
	その他		5,556	5,039	4,159	▲ 518	-	0	▲ 1,349	0	
合計		486,809	464,260	293,247	▲ 22,549	232,077	213,714	149,591	▲ 18,363		
販売電力料	相対卸		77,690	75,374	75,374	▲ 2,316	65,173	56,455	48,704	▲ 8,718	
	常時バックアップ		15,381	14,835	13,268	▲ 547	13,786	13,753	12,103	▲ 32	
	新工ネ (FIT)		32,116	32,116	32,116	0	546	546	546	0	
	取引所取引		8,200	1,237	1,237	▲ 6,963	70,409	46,092	43,685	▲ 24,318	
	容量確保契約金額		22,588	22,588	22,588	0	16,824	16,824	16,824	0	
	BS公募		1,255	1,255	1,255	0	1,212	1,212	1,212	0	
	調整力公募		3,240	3,240	3,240	0	1,408	1,408	1,408	0	
	需給調整市場		7,121	3,794	3,794	▲ 3,327	4,966	5,450	5,450	484	
	その他		57,193	55,218	32,614	▲ 1,976	80	80	▲ 6,116	0	
	合計		224,784	209,656	185,486	▲ 15,129	174,404	141,819	123,815	▲ 32,585	
購入計－販売計				262,025	254,604	-	▲ 7,421	57,674	71,895	-	14,222

※補正前・後の数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均。現行原価比の差引対象は、中国電力は現行（2008）、四国電力は前回改定（2013～2015）。

※その他に含まれる主なものは次の通り。【購入】域外需要充足のための域外調達（中国電力）【販売】小売事業者向け以外の相対販売（中国電力）、VPP事業による販売（四国電力）

※水力の計上先について：中国電力は規模に関わらず全て水力に計上。四国電力は、大規模水力は水力、小規模水力・自家発は新工ネに計上。

※中国電力の取引所取引（購入）がマイナスの理由は、市場差替に伴う燃料焼き減らし分を燃料費ではなく購入電力料に計上しているため。

※需給調整市場（販売）の補正前後の差：中国電力は市場価格及び限界費用の見直しによる逸失利益の変動分。四国電力は第39回本会合での議論を踏まえた未回収固定費等の織り込み額の見直し。

購入・販売電力料（全体） 申請概要④

単位：百万円

購入・販売電力料				沖縄電力			
				補正前	補正後		補正前後の差
		現行原価比					
購入電力料	相対	水力	FIT	193	150	150	▲43
			FIT以外	-	-	▲37	-
		火力	39,264	40,004	26,460	740	
		原子力	-	-	-	-	
		新工ネ	FIT	9,598	6,200	6,200	▲3,397
			FIT以外	347	347	▲9	0
	取引所取引	-	-	-	-		
	容量拋出金	-	-	-	-		
	非化石証書購入費	32	32	32	0		
	その他	1,228	1,023	1,023	▲205		
合計	50,662	47,757	-	▲2,905			
販売電力料	相対卸						
	常時バックアップ	13,471	12,674	12,674	▲797		
	新工ネ（FIT）	-	-	-	-		
	取引所取引	-	-	-	-		
	容量確保契約金額	-	-	-	-		
	BS公募	-	-	-	-		
	調整力公募	-	-	-	-		
	需給調整市場	-	-	-	-		
	その他	-	-	-	-		
合計	13,471	12,674	12,674	▲797			
購入計－販売計				37,191	35,083	-	▲2,108

※今回申請は、原価算定期間（2023～2025）の平均。現行原価比の差引対象は、沖縄電力は現行（2008）。

※その他に含まれる主なものは次の通り。【購入】小売事業者からの購入契約（燃種特定不可）（沖縄電力）

※水力の計上先について：沖縄電力は規模に関わらず全て水力に計上。

※非化石証書購入費について、12/26料金制度専門会合では30百万円と記載したが、正しくは32百万円であった。

購入・販売電力料（全体） 量・単価比較

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

		北海道電力			東北電力			東京電力EP ^{※1}		
		電力料	量	単価	電力料	量	単価	電力料	量	単価
購入	相対	39,278	1,710	22.97	403,946	17,121	23.59	4,435,003	199,194	22.26
	FIT購入	35,889	2,179	16.47	100,773	6,086	16.56	319,084	16,909	18.87
	取引所取引	70,962	3,973	17.86	108,747	5,050	21.53	707,518	33,469	21.14
	合計	146,129	7,862	18.59	613,466	28,257	21.71	5,461,605	249,572	21.88
販売	相対卸+常時BU	50,173	1,867	26.87	289,826	9,725	29.80	699,002	30,165	23.17
	新工ネ（FIT）	0	0	0.00	789	43	18.35	0	0	0.00
	取引所取引	14,849	704	21.09	90,337	3,338	27.06	408,780	19,658	20.80
	合計	65,022	2,571	25.29	380,953	13,106	29.07	1,107,782	49,823	22.23
（参考）市場価格		20.97円/kWh（東エリア）								

		北陸電力			中国電力 ^{※2}			四国電力			沖縄電力 ^{※3}		
		電力料	量	単価	電力料	量	単価	電力料	量	単価	電力料	量	単価
購入	相対	36,847	1,775	20.75	334,704	16,577	20.19	117,152	5,566	21.05	41,374	1,500	27.58
	FIT購入	28,594	1,852	15.44	101,363	6,864	14.77	47,269	3,205	14.75	6,350	388	16.37
	取引所取引	117,937	6,962	16.94	27,484	2,036	13.50	31,767	2,090	15.20	0	0	0.00
	合計	183,377	10,589	17.32	463,551	25,477	18.20	196,187	10,861	18.06	47,724	1,888	25.28
販売	相対卸+常時BU	53,257	3,505	15.19	90,208	3,584	25.17	70,208	3,625	19.37	12,674	562	22.55
	新工ネ（FIT）	16,942	706	23.99	32,116	1,343	23.92	546	37	14.77	0	0	0.00
	取引所取引	90,287	4,541	19.88	7,284	199	36.56	46,092	2,200	20.95	0	0	0.00
	合計	160,486	8,752	18.34	129,608	5,126	25.28	116,846	5,862	19.93	12,674	562	22.55
（参考）市場価格		17.85円/kWh（西エリア）									19.41円/kWh（東西エリア平均）		

※1 購入>相対は、7ページの購入電力料>その他（DR分）も含む。販売>相対卸+常時BUは、7ページの販売電力料>その他（原子力広域融通等）を含む。

※2 取引所取引は、経済差替による焚き減らし（購入）、余剰販売による炊き増し（販売）に係る燃料費増減分を除外した数字。

※3 購入>相対は、9ページの購入電力料>その他（小売事業者からの購入契約（燃種特定不可））分を含む。

論点① 購入電力料と販売電力料の関係

- この点に関して、各社の購入電力料と販売電力料の平均単価を比較すると、沖縄電力を除く各社において、販売電力料の平均単価が購入電力料の平均単価を上回っている。言い換えれば、卸売を行うことによって原価の圧縮に寄与している。
- 一方で、沖縄電力においては、購入電力料の平均単価（25.28円/kWh）が販売電力料の平均単価（22.55円/kWh）を上回っている。言い換えれば、卸売を行うことによって調達価格との差損が生じ、その分原価が増加している。
- この点について、購入分と販売分の負荷パターンの違いを考慮した上で、購入電力料が販売電力料を上回る場合には、その差額の原価への織り込みは認めないこととしてはどうか。

論点②-1 相対取引（購入）にかかる効率化努力について

- 過去の審査においては、相対購入価格について、審査要領における「基本的な考え方」に基づき、申請後に契約を締結し、又は契約締結に係る交渉を行うものに関しては、コスト削減を求めることが困難な費用※を除き、申請者に求める効率化努力の水準を織り込んだ査定（10%減額）を実施している。

※ 市場価格がある商品・サービスの単価、既存資産の減価償却費、公租公課など

- 加えて、同じく、審査要領における「基本的な考え方」に基づき、申請事業者の関係会社との取引に関しては、一般管理費等について、削減を求めることが困難であるものを除き、出資比率等を勘案し、申請事業者を求める効率化努力の水準と比較しつつ査定を実施している。
- 今般の審査においても、過去の審査における考え方を踏襲することとしてはどうか。その際、効率化努力を求める水準についても、過去の査定方針に倣って、別途、経営効率化のパートにおいて御議論いただいている効率化目標を踏まえて、設定することとしてはどうか。

【参考】過去の査定方針（2014年・中部電力）

3. 購入・販売電力料

（4）その他の検討結果

② 効率化努力

購入電力料、販売電力料とも、原価算定期間内に契約期限を迎えないものについては、契約内容を確認し、適正に算定されていることを確認した。
今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額する。

基本的な考え方

（3）資材調達や工事・委託事業等に係る費用であって、**申請後に契約を締結し、又は契約締結に係る交渉を行うものについては、削減を求めることが困難であるものを除き、これまでの入札の実施等による効率化努力の実績や他の事業者の効率化努力との比較を行いつつ査定を行う。**

これまでの関西電力、九州電力、東北電力、四国電力及び北海道電力（以下、「関西電力等」という。）の査定においては、調達発注価格を決める際の主要な構成要素の一つである委託人件費について東京電力のものと比較し、コスト削減前の東京電力と概ね同様の水準であることを確認した上で、東京電力が「東京電力に関する経営・財務調査委員会」等の第三者による確認を受け10%の調達価格削減を織り込んだ例を勘案し、**各費用項目の性格に応じ、コスト削減を求めることが困難である費用（※1）を除き、コスト削減額が原則10%に満たない場合には、未達分を減額査定したところ**である。その際各電力が震災後に行った取組のうち、原価織り込み前に削減したものについては、未達分から除外して算定したところである。

今回の中部電力の申請についても、この方針に沿って査定を行うことが適当である。**中部電力は申請原価上、設備投資及び修繕費等（※2）の資機材・役務調達のうち、今後契約を締結するものについて、①東日本大震災前の価格水準から10%の調達価格を削減すること、②子会社・関係会社との契約取引に係る費用のうち一般管理費等のコスト削減可能な部分についても、出資比率に応じ10%の調達価格を削減することを基本方針**とし、これらを合わせた平均10.31%（うち子会社・関係会社取引分0.31%）を設備投資及び修繕費等への効率化として織り込んでいる（コスト削減を求めることが困難な費用を除く）。この効率化の水準は東京電力及び関西電力等の査定水準と同等である

※1 コスト削減が困難な費用の例・・・市場価格がある商品・サービスの単価、既存資産の減価償却費、公租公課等

※2 設備投資、修繕費、固定資産除却費、廃棄物処理費、委託費、普及開発関係費、研究費、養成費等。

（4）**申請事業者の関係会社との取引に係る費用のうち、一般管理費等については、削減を求めることが困難であるものを除き、出資比率等を勘案し、申請事業者に求める効率化努力の水準と比較しつつ査定を行う。**

論点②-2 相対取引（購入）にかかる効率化努力について （発販分離した小売会社におけるグループ内取引の考え方）

- これまでの会合において、発販分離した小売事業者におけるグループ内の発電事業者からの購入電力料に関して、委員からは、内外無差別が貫徹していて、本当に競争的な状況になっているのであれば、一体会社と別のやり方をするにはあり得るが、そうではなく、資本関係が一定程度あり、密接な取引になっていて、コストベースで取引しているときには、今までと全く同じやり方をする方が自然、との御指摘があった。
- こうした御指摘を踏まえて、東京電力EPにおけるJERAからの購入電力料について、どのように考えるべきか。
- グループ内取引とは言え、異なる事業者間の契約に基づく取引であり、他の事業者からの調達と同様に、市場の中で調達してきたものと捉え、他の事業者からの調達と同様の効率化（12ページ参照）を求めることとするべきか。
- あるいは、異なる事業者間の契約に基づく取引とは言え、グループ内で優先的に確保されたものであり、他の事業者からの調達とは位置づけが異なるものと捉え、他の事業者からの調達と同様の効率化に加え、さらなる効率化を求めることとするべきか。

【参考】委員からの御指摘事項

- （略）分社化された事業者の場合には、別のやり方をする可能性はあるのかもしれないのだけれども、同じやり方をするのも当然あり得るのだと思います。その分社化した会社は、今回の5社には入っていないので、今議論する意味はないのですが、今後出てきたときにも、内外無差別が貫徹していて、本当にコンペティティブな状況になっているのであれば、別のやり方をすることはあり得ると思
いますが、そうでなければ、資本関係が一定程度あり、密接な取引になっていて、コストベースで取引しているときには、今までと
全く同じやり方をするのも重要な選択肢だし、むしろそちらのほうが自然だと思います。（略）（第29回会合 松村委員）
- 他社購入電力に関して、出資しているところについては固定費削減の努力はちゃんとされているかどうかというのは、私はちょっと理解し
かねるし、賛成しかねます。まず第一に、出資の比率にもよるんですけども、それなりの比率、連結決算の対象になるぐらいの大き
な出資をしているようなところであれば、本来は自社の電源と同様にコストを積み上げるというのが原則だと思います。もしそうしな
ければ、高く買い過ぎる、コストベースでなく高く買い過ぎるということをしたとして、料金はつり上げられるんだけど、一方で出資
に応じて他社で発生した収益というのは回収できるということになってしまうので、そのようなことをするのはとてもアンフェアだと思いま
す。原則はコストの積み上げですが、ただ一方で、他社なのでコストについて教えていただくというのができない、先方あるいは購入
側のほうが拒否してできないということであればやむを得ないので、電源の構成だけ明らかにした上でトップランナーの方式でコス
トを積み上げ、それが適正な価格だというふうに査定すれば簡単にできると思います。例えば託送部門で、鉄塔というのを他社から
購入してくるのだから、買って来た金額というのはそのまま認めますと。コスト削減の努力ちょっとしているかどうかをちらっと見るとか、そ
ういう程度ではなくて、ヤードステックとトップランナーというのを組合せて厳しく査定しているということを考えれば、他社から購入しているの
だから少しか見ますというのはかなり変だと思います。出資関係がなくてもそういうことをしているのに、なおさら出資しているところであ
ればかなり変だと思います。もちろん託送とこちらでは公共性の程度が違うということで違うやり方をする。だから、ある意味でコストの積み
上げというのを原則として認めるということは当然入っているわけで、違うというのは分かりますが、コストの積み上げができないということ
であれば、それをやるしかないのではないかと思います。それぞれの電源ごとに、LNG火力だったら燃料費も含めてトップのところはこ
れぐらいのコスト、石炭ならこれぐらいのコストというのを積み上げるということをして査定するというやり方だってあり得ると思いま
す。他社の購入だからというので甘くなるのではないかとということは、一番大きな事業者のところでも甚大な影響が出てくるという可能性
があると思いますので、これについては慎重に考えていただければと思います。（第30回会合 松村委員）

相対取引（販売）概要

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

相対取引 （販売）		北海道電力	東北電力	東京電力EP	
相対卸	電力料	32,328	222,262	460,286	
	量	1,163	7,077	20,199	
	単価	27.80	31.41	22.79	
	見積方法	量	・2023年度：2022年11月末までに成約済みの契約分を織り込み（12月以降の販売量は取引所取引の需給バランスに含む） ・2024年度以降：常時バックアップの基点見直しによる減少分（常時バックアップから相対卸販売へ振替られる想定）	2023年度向け卸入札の結果を踏まえて織り込み。（24～25年度は23年度数字を据え置き）	・入札分：2023年度は入札結果を織り込み。2024年度以降は2023年度の入札結果等をふまえた想定値。 ・BL市場約定相当分：過去のBL市場供出義務量をふまえた想定値。
		価格	・2023年度：2022年11月末までに成約済みの契約分を織り込み ・2024年度以降：想定スポット市場価格×上乘せ率（2021年度北海道エリアプライスに対する2021年度相対販売実績価格（2,3月除く））	2023年度向け卸入札の結果を踏まえて織り込み。（24～25年度は23年度数字を据え置き）	2022年9月の特高・高圧標準メニュー見直し後の新単価と整合した単価。一部、2023年度の入札分は、入札結果を織り込み。
常時 バックアップ	電力料	17,845	67,564	218,226	
	量	704	2,648	9,816	
	単価	25.34	25.52	22.23	
	見積方法	量	・kW：22年10月時点の契約kWに、前提計画想定（新電力需要の増加に伴う常時BU増加）をもとに、毎月等差で契約電力が増加する想定 ・kWh：2021/11～2022/10の利用率実績	22年10月時点の契約kWに、21年4月～22年10月実績を基に算出した利用率（需要期、非需要期）で算出	契約済期間は契約値とし、契約更改分はほぼ横ばいと想定
		価格	現行の常時バックアップ単価を基に、高圧標準メニュー値上げ相当額（2023年4月より改定予定）と整合させた値。	現行の常時バックアップ単価（2022年11月の特高・高圧標準メニューの見直しと整合した常時バックアップの新単価を現行単価へ適用済）	現行の常時バックアップ単価（2022年9月公表の特高・高圧標準メニューの見直しと整合した常時バックアップの新単価を適用）

※数値は、原価算定期間（2023～2025）の平均（補正後）

相対取引（販売）概要

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

相対取引（販売）		北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
相対卸	電力料	53,257	75,374	56,455	12,674
	量	3,505	2,962	2,978	562
	単価	15.19	25.44	18.96	22.56
見積方法	量	需給が最も厳しい冬季(2023年2月)の供給余力の全量供出を前提に、冬季の供出可能kW（供給力-需要）を織り込み。	・2022年8月時点の契約を基に想定 ・電源特定の卸販売については、対象電源の補修計画を考慮して想定	20~22年度（22年度は見通し値）で最も販売量が多い21年度実績（ベース型年間）	離脱動向や当社の卸供給実績などを基に想定（2022供給計画値織り込み値）
	価格	卸販売実績単価<市場価格となっており、市場価格に対する卸販売単価の割合（22年4月~9月実績）を、取引所取引におけるスポット市場想定価格に反映	・現行契約を基に、高圧標準メニューの値上げ相当額（2023年度からの単価見直しを公表）を踏まえて想定。 ・電源特定分の卸販売については、現行契約ベースで想定(24年度以降は容量市場収入相当額の料金低減を織り込み)。	想定スポット市場価格+想定マージン（当社の販売努力を前提に、過去実績マージンより大きな値を想定）	2022年3月~2023年2月実績（相対販売と常時バックアップの両方を含む）をベースに単価を算定。
常時バックアップ	電力料	相対販売に含む (理由：①22年度実績はあるが、単年度契約（自動更新なし）であり、原価算定期間の契約締結の蓋然性が低い。②審議会にて内外無差別な卸売が担保されたら廃止する方向性が示されており、制度の先行きが不透明。)	14,835	13,753	相対販売に含む (理由：供給計画上、販売電力量は相対販売と常時バックアップで区別していないため)
	量		622	647	
	単価		23.85	21.26	
	見積方法		22年8月時点の契約kWに、21年10月~22年9月実績を基に算出した利用率（需要期、非需要期）で算出	22年9月時点の契約kWに、21年10月~22年9月実績を基に算出した利用率（需要期、非需要期）で算出	
	価格	現行の常時バックアップ単価を基に、高圧標準メニューの値上げ相当額（2023年度からの単価見直しを公表）と整合させた単価。	現行の常時バックアップ単価を基に、高圧・特高標準メニューの見直し幅（2023年度から単価見直しを予定）と整合させた単価。24年度以降は、容量確保契約金額を控除。		

※数値は、原価算定期間（2023~2025）の平均（補正後）

論点③ 相対取引（販売）価格とスポット市場価格の関係

- 相対販売価格の算定根拠については、①来年度の販売確定額（北海道電力（23年度）、東北電力、東京電力EP（23年度））、②スポット市場価格 $-a$ （北陸電力）、③過去実績（中国電力、沖縄電力）、④スポット市場価格 $+a$ （北海道電力（24年度以降）、四国電力）、⑤小売価格整合（東京電力EP（24年度以降））と、事業者によって異なる。
- **北陸電力**に関しては、スポット市場で販売するよりも控除額が小さくなり、販売電力料を過少に織り込むことになり、費用を過大に織り込むこととなるため、すべてのコマにおいてスポット市場価格で卸売をすることとした際の販売額を控除収益として織り込むこととしてはどうか。
- また、他の事業者については、平均単価を比較する限り、相対販売価格がスポット市場価格を上回っているが、負荷パターンも考慮して、織り込んでいる相対販売額が、すべてのコマにおいてスポット市場価格で卸売をすることとした際の販売額を上回っているか、確認する必要があるのではないか。
- その上で、織り込んでいる相対販売額が上回っていることが確認できれば、事業者ごとに販売量および販売単価の織り込み方が異なっているが、販売量については供給計画と整合的であること、また、販売単価については各社の販売方法や実績等も異なることから、各々の考え方は異なってもよいのではないか。

取引所取引（購入・販売）概要

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

取引所取引			北海道電力			東北電力			東京電力EP		
			補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差
取引所取引	購入	電力料	57,950	70,962	+13,011	292,290	108,747	▲183,543	1,180,434	707,518	▲472,916
		量	2,513	3,973	+1,460	7,848	5,050	▲2,798	33,469	33,469	0
		単価	23.05	17.86	▲5.19	37.25	21.53	▲15.71	35.27	21.14	▲14.13
	販売	電力料	1,581	14,849	+13,268	226,243	90,337	▲135,905	669,224	408,780	▲260,444
		量	53	704	+651	5,162	3,338	▲1,824	19,526	19,658	+132
		単価	29.67	21.08	▲8.59	43.83	27.06	▲16.77	34.27	20.80	▲13.48
補正に伴う増減理由	購入	量	限界費用の低下および市場価格の低下による経済買いの拡大により、市場購入量が増加			限界費用の低下に伴う市場購入量の減少			需要増により相対取引では十分な供給力を確保できていない状況であり、不足分は全て市場調達として織り込んでいるため、補正に伴う増減はない		
		単価	市場価格の低下により、市場購入単価が低下			市場価格の低下により、市場購入単価が低下			市場価格の低下により、市場購入単価が低下		
	販売	量	市場価格の平均値は低下したものの、コマ単位では上昇しているコマもあったため、市場販売量が拡大			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による余剰売りの縮小により、取引所販売量が減少			限界費用（揚水発電）の低下および市場価格の低下に伴う、余剰売りの拡大により、取引所販売量が拡大		
		単価	市場価格の低下により、市場販売単価が低下			市場価格の低下により、市場販売単価が低下			市場価格の低下により、市場販売単価が低下		
		マッチング単位	各月代表日（平日、休日）			365日×原価算定期間(3年)			365日×原価算定期間(3年)		
		限界費用	燃料費 (2022年9-11月CIF)	燃料費 (2022年11-1月CIF)	—	燃料費 (2022年7-9月実績CIF) LNGはスポット調達価格相当	燃料費 (2022年11-2023年1月実績CIF) LNGはスポット調達価格相当	—	燃料費 (2022年8-10月CIF) + 廃棄物処理費 + 消耗品費 LNGはスポット調達価格相当	燃料費 (2022年11月-2023年1月CIF) + 廃棄物処理費 + 消耗品費 LNGはスポット調達価格相当	—

※1 経済差替（購入）、余剰販売（販売）以外に、各社以下の数字も織り込んでいる。
【東北電力】間接オークション（売買両建て）・電発火力（スポット値差による精算）の購入【東京電力EP】間接オークション（売買両建て）

取引所取引（購入・販売）概要

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

取引所取引			北陸電力			中国電力※1			四国電力		
			補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差
取引所取引	購入	電力料	113,409	117,937	+4,528	4,438	27,484	+23,046	29,066	31,767	+2,701
		量	5,920	6,962	+1,042	458	2,036	+1,578	1,482	2,090	+608
		単価	19.16	16.94	▲2.22	9.70	13.50	+3.80	19.62	15.20	▲4.42
	販売	電力料	115,987	90,857	▲25,700	25,608	7,284	▲18,324	70,409	46,092	▲24,318
		量	4,941	4,541	▲400	939	199	▲740	2,864	2,200	▲664
		単価	23.48	19.88	▲3.60	27.26	36.56	+9.30	24.58	20.95	▲3.63
補正に伴う増減理由	購入	量	限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による経済買いの拡大により、市場購入量が増加			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による経済買いの拡大により、市場購入量が増加			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による経済買いの拡大により、市場購入量が増加		
		単価	市場価格の低下により、市場購入単価が低下			市場からの購入を行うコマが補正前より増加したことから、約定時の平均市場価格が上昇			市場価格の低下により、市場購入単価が低下		
	販売	量	限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による余剰売りの縮小により、取引所販売量が減少			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による余剰売りの縮小により、取引所販売量が減少			限界費用の増減（石炭は上昇、石炭以外は低下）および市場価格の低下による余剰売りの縮小により、取引所販売量が減少		
		単価	市場価格の低下により、市場販売単価が低下			市場への販売を行うコマが補正前より減少したことから、約定時の平均市場価格が上昇			市場価格の低下より、市場販売単価が低下		
		マッチング単位	各月代表日（第三水曜、第三日曜）			365日×原価算定期間(3年)			365日×原価算定期間(3年)		
		限界費用の算出方針	燃料費（2022年7-9月CIF）+ 廃棄物処理費 + 消耗品費	燃料費（2022年11-1月CIF）+ 廃棄物処理費 + 消耗品費	—	21年10～22年9月の限界費用実績値。限界費用見直し前(21年10～12月)のLNG火力限界費用は、追加調達価格で補正。	燃料費（2022年11-1月CIF等） LNGはスポット調達価格相当	—	燃料費（2022年7-9月CIF）+ 廃棄物処理費 + 消耗品費	燃料費（2022年11-1月CIF）+ 廃棄物処理費 + 消耗品費	—

※1 経済差替による焚き減らし（購入）、余剰販売による炊き増し（販売）に係る燃料費増減分を除外した数字。

※2 経済差替（購入）、余剰販売（販売）以外に、各社以下の数字も織り込んでいる。

【北陸電力】間接オークション（売買両建て）・供給力不足時の調達（購入）【四国電力】間接オークション（売買両建て）

論点④ 取引所取引（購入・販売）

（マッチングの際の限界費用について）

- 前回会合において、マッチングの際の限界費用を高く織り込むことによって、余剰販売による控除収益を過少に織り込んでいないか確認する必要がある、との御指摘があった。
- この点について、**多くの事業者は全ての燃種において貿易統計価格（CIF価格）を採用**しており、**東北電力、東京電力EP、中国電力はLNGのみスポット調達価格を採用**している。石炭・LNGともに、補正後の燃料価格の採録期間（2022年11月－2023年1月）においては、**CIF価格がスポット調達価格を下回っていること、上記3社（東北電力、東京電力EP、中国電力）においては、LNGの限界費用を再調達単価に見直していることから、各社の考え方に問題はないのではないか。**

（諸元を変更した補正結果について）

- すべての事業者において、スポット市場への平均販売単価がスポット市場からの平均購入単価を上回っていることを確認した。
- なお、限界費用の想定は、補正によって当初申請より上昇した事業者もいれば下落した事業者もいる（昨年11月に申請を行った5社（東北電力・北陸電力・中国電力・四国電力・沖縄電力）の石炭価格は上昇している）こと等から、原価に与える影響も事業者によって異なる。

FIT買取費用（購入）概要（1/2）

- 補正前後で、調達量に変化はなく、調達価格は想定スポット市場価格の変更に伴って下落している。

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

FIT購入		北海道電力			東北電力			東京電力EP		
		補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差
太陽光	電力料	35,982	24,347	▲11,635	152,833	62,449	▲90,384	481,554	273,197	▲208,357
	量	1,634	1,634	0	4,262	4,262	0	14,716	14,716	0
	単価	22.02	14.90	▲7.12	35.86	14.65	▲21.21	32.72	18.56	▲14.16
水力	電力料	920	748	▲172	10,689	5,743	▲4,946	49,584	29,102	▲20,481
	量	37	37	0	273	273	0	1,398	1,398	0
	単価	24.78	20.15	▲4.63	39.13	21.03	▲18.10	35.48	20.82	▲14.65
風力	電力料	10,622	8,352	▲2,270	58,710	31,543	▲27,167	13,997	8,314	▲5,683
	量	393	393	0	1,500	1,500	0	395	395	0
	単価	27.02	21.25	▲5.77	39.13	21.03	▲18.10	35.40	21.03	▲14.37
バイオマス ・廃棄物	電力料	3,068	2,437	▲631	1,931	1,038	▲893	14,359	8,470	▲5,889
	量	115	115	0	49	49	0	400	400	0
	単価	26.78	21.28	▲5.50	39.13	21.03	▲18.10	35.90	21.18	▲14.72

※今回申請は、原価算定期間（2023～2025）の平均。

FIT買取費用（購入）概要（2/2）

- 補正前後で、調達量に変化はなく、調達価格は想定スポット市場価格の変更に伴って下落している。

単位：百万円（電力料）、百万kWh（量）、円/kWh（単価）

FIT購入		北陸電力			中国電力			四国電力			沖縄電力		
		補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差	補正前	補正後	補正前後の差
太陽光	電力料	18,763	15,491	▲3,272	98,713	85,241	▲13,472	47,229	37,581	▲9,649	9,092	5,803	▲3,289
	量	1,112	1,112	0	5,961	5,961	0	2,672	2,672	0	360	360	0
	単価	16.88	13.93	▲2.95	16.56	14.30	▲2.26	17.67	14.06	▲3.61	25.25	16.12	▲9.13
水力	電力料	9,634	8,182	▲1,452	1,260	1,106	▲154	43	36	▲8	193	150	▲43
	量	470	470	0	62	62	0	2	2	0	8	8	0
	単価	20.51	17.42	▲3.09	20.34	17.85	▲2.49	21.67	17.82	▲3.85	24.96	19.40	▲5.56
風力	電力料	5,393	4,791	▲602	4,922	4,320	▲602	10,346	8,800	▲1,547	506	397	▲109
	量	263	263	0	242	242	0	484	484	0	20	20	0
	単価	20.49	18.20	▲2.29	20.34	17.85	▲2.49	21.38	18.18	▲3.20	25.25	19.82	▲5.43
バイオマス・廃棄物	電力料	141	128	▲10	12,188	10,696	▲1,492	1,008	852	▲156	対象なし		
	量	7	7	0	599	599	0	47	47	0			
	単価	20.10	18.23	▲1.88	20.34	17.85	▲2.49	21.44	18.13	▲3.31			

※今回申請は、原価算定期間（2023～2025）の平均。

FIT買取費用（購入）量の考え方（1/2）

- 考え方は事業者ごとに異なるものの、すべての事業者において、供給計画と整合的に織り込まれている。

太陽光 **北海道電力** **東北電力** **東京電力EP** **北陸電力** **中国電力** **四国電力** **沖縄電力**

設備容量 2022年8月 2022年10月 原価算定期間想定値
21年7月～22年6月の実績値を
もとにした想定値 2021年11月 2022年6月
を基準にした想定値 2021年11月
(未運開分を含む) 原価算定期間想定値
21年8月時点に20年9月～21
年8月の平均減少率を反映した
数値から非FIT・卒FITを除外



利用率 2019年9月
～2022年8月 2018年4月
～2021年9月 2021年7月
～2022年6月 2018年4月
～2021年3月
事業用 2012年4月
～2022年6月
電圧区分、全量/余剰
買取別 2016年4月
～2021年3月 2016年4月
～2021年3月

もしくは

過去実績等 (未採用) (未採用) (未採用) 2020年4月
～2021年3月
住宅用(余剰売電) (未採用) (未採用) (未採用)

水力 **北海道電力** **東北電力** **東京電力EP** **北陸電力** **中国電力** **四国電力** **沖縄電力**

設備容量 (未採用) (未採用) (未採用) (未採用) (未採用) (未採用) (未採用)



利用率 (未採用) (未採用) (未採用) (未採用) (未採用) (未採用) (未採用)

もしくは

過去実績等 2019年9月～
2022年8月 (大規模)事業者から
提供された計画値
(小規模)2011年10
月～2021年9月 2019年9月～
2022年8月 (大規模)事業者から
提供された計画値
(小規模)2011年4月
～2021年3月 (大規模)事業者から提
供された計画値
(小規模)1992年4月※
～2022年3月
※運用開始以降
(設備ごとに異なる) 2018年11月
～2021年10月 2021年4月～
2022年3月

FIT買取費用（購入）量の考え方（2/2）

- 考え方は事業者ごとに異なるものの、すべての事業者において、供給計画と整合的に織り込まれている。

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
風力							
設備容量 ×	(未採用)	2022年10月	(未採用)	2021年11月	2022年6月 を基準にした想定値	2021年11月 (未運開分を含む)	(未採用)
利用率 もしくは		2018年4月 ～2021年9月		2003年11月※ ～2021年10月 ※運用開始以降 (設備ごとに異なる)	2003年7月※ ～2022年6月 ※運用開始以降 (設備ごとに異なる)	2018年11月 ～2021年10月	
過去実績等	2019年9月 ～2022年8月	(未採用)	2019年9月 ～2022年8月	(未採用)	(未採用)	(未採用)	事業者から提供され た2023～25年度 計画値
廃棄物 ・バイオマス							
設備容量 ×	(未採用)	(未採用)	(未採用)	(未採用)	(未採用)	(未採用)	(該当なし)
利用率 もしくは							
過去実績等	事業者から提供され た計画値 もしくは 2019年9月 ～2022年8月	(大規模)事業者から 提供された計画値 (小規模)2011年10 月～2021年9月	2019年9月 ～2022年8月	2009年4月※ ～2021年10月 ※運用開始以降 (設備ごとに異なる)	(高圧以上)事業者か ら提供された計画値 (低圧)2021年度	2018年11月 ～2021年10月	

FIT買取費用（購入）価格の考え方

- 具体的な算定方法（コマ別、月平均、年平均のいずれのデータを用いるか）は、事業者ごとに異なる。

太陽光

北海道電力

東北電力

東京電力EP

北陸電力

中国電力

四国電力

沖縄電力

スポット 市場価格

2022年3月～
2023年2月
北海道エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
東北エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
東京エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
北陸エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
中国エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
四国エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
システムプライス
(先物補正)

補正

太陽光実績カーブ
(2021年10月～
2022年9月実績)
加重平均

8～16時
平均値

太陽光実績カーブ
(2021年7月～
2022年6月実績)
加重平均

太陽光実績カーブ
(2021年度実績)
加重平均

8～16時
平均値

太陽光実績カーブ
(2019年11月～
2021年10月実績)
加重平均

変動電源（太陽光・
風力）実績カーブ
(2022年3月～
2023年2月)
加重平均

算出単位

コマ別

月平均

コマ別

コマ別

年平均

コマ別

コマ別

水力・風力 バイオマス

北海道電力

東北電力

東京電力EP

北陸電力

中国電力

四国電力

※バイオマスはなし 沖縄電力

スポット 市場価格

2022年3月～
2023年2月
北海道エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
東北エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
東京エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
北陸エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
中国エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
四国エリアプライス
(先物補正)

2022年3月～
2023年2月
システムプライス
(先物補正)

補正

補正なし

補正なし

補正なし

補正なし

補正なし

補正なし

変動電源（太陽光・
風力）実績カーブ
もしくは非変動電源
(水力) 実績カーブ
(2022年3月～
2023年2月)
加重平均

算出単位

月平均

月平均

コマ別

月平均

年平均

月平均

コマ別

論点⑤ FIT買取費用（購入）の考え方

（算定に用いるデータの粒度について）

- 中国電力においては、1年間の想定発電電力量に年間平均単価を乗じることで算出しているが、第30回会合における御指摘を踏まえ、再エネの発電電力量や市場価格が季節によって異なることを考慮すれば、月単位での算定を求めることとしてはどうか。
- 一方で、月単位での算定を行っている事業者においては、季節性を一定程度加味した算定を行っていると考えられるところ、すべての事業者にコマ別の算定まで求めなくてもよいのではないか。

（太陽光発電の算定に用いる価格データの考え方について）

- 太陽光発電分の買取費用の算定において、どの時間帯の市場価格を用いるかという点について、東北電力および中国電力においては、コマ別の実績に基づく加重平均値ではなく、特定時間帯（8～16時）の市場価格の平均値を用いている。
- この点について、両社に当該時間帯の価格を採用した理由を確認したところ、東北電力については、30分値データを持っていないため、回避可能費用算定において30分値を利用できない場合の算定方法※（資源エネルギー庁）に基づいて、中国電力については、太陽光発電の実績データ（下表参照）に基づいて、それぞれ8～16時のデータを採用した、との説明であった。いずれも、一定の合理性があると認められるのではないか。

太陽光発電量全量に占める、時間ごとの発電量の割合（赤枠は事業者における太陽光価格算出に用いる対象時間）

時間	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
中国	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	11%	12%	13%	13%	13%	13%	12%	11%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%