

## 【6-3. 燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

# 石油の調達単価 概要

- 重油（主燃用C重油）

- 国産重油

- 北海道電力・東北電力・北陸電力・中国電力・四国電力はR4/11月～R5/1月の元売と大口需要家の間のいわゆるチャンピオン交渉における決定価格等に基づいて織り込み。

- 輸入重油

- 北海道電力・東北電力は契約価格、もしくは過去の受入実績に基づいて織り込み。

- 原油

- （※原価算定期間に調達予定の申請事業者無し。）

	北海道電力	東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力 <sup>2</sup>
申請調達単価 <sup>1</sup> (円/kl)	94,460	129,673	93,914	87,831	86,509	—
平均硫黄含有率	2.22%	0.19%	1.90%	2.35%	2.00%	—

1. 申請調達単価は原価織込のCIF価格に石油石炭税、諸経費を加算したもの。2. 沖縄電力については、重油を主燃料とする発電所が原価算定期間に稼働予定であるものの、消費量が少ない（年間約3千kl）ため、原価算定期間の主燃料用重油の消費はR5年度期初時点の在庫でまかない、原価算定期間に追加調達は行わない予定。

## 審査における論点⑤（石油の調達単価）

- 単価

- 一般に硫黄含有率が高いほど単価は安いですが、硫黄含有率が高いにも関わらず、高い単価が織り込まれていないか。織り込まれている場合、その単価設定は適切か。

## 審査の結果⑤（石油の調達単価）

### ● 国産C重油

- 北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力の5社においては、自社が原価算定期間にて調達予定のC重油の硫黄含有率に合わせ、R5/11～R5/1月の元売と大口需要家の間のいわゆるチャンピオン交渉における決定価格を織り込んでいることを確認した。
- また、北海道電力の知内2以外の石油火力、東北電力の秋田火力、北陸電力の富山新港火力においては、他の石油火力より硫黄含有率が相対的に低いC重油の利用を想定していた。これらについては、地元自治体との公害防止協定に伴い必要な対応であることを確認した。

### ● 輸入C重油

- 北海道電力・東北電力の輸入C重油について、契約価格、もしくは過去の受入実績に基づき算出していることを確認した。

## 【6-3. 燃料費】

①燃料費の概要

②火力燃料の調達数量

③火力燃料の調達単価（石炭）

④火力燃料の調達単価（LNG）

⑤火力燃料の調達単価（石油）

⑥核燃料費、新エネルギー等燃料費

# 核燃料費 概要

- 核燃料費は、原価算定期間中に原子炉に装荷されている核燃料に関し、原子力運転計画に基づき、当該核燃料の燃焼度合いに応じて各年度の減損価額（核燃料減損額）を算定し計上。

(億円, 億kWh, 円/kWh)

	北海道電力			東北電力			北陸電力			中国電力			四国電力			沖縄電力		
	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価
核燃料減損額	-	-	-	21	40	0.51	5	9	0.54	31	45	0.68	42	63	0.67	-	-	-
核燃料減損修正損	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
濃縮関連費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-
合計	-	-	-	23	40	0.57	5	9	0.54	31	45	0.68	43	63	0.69	-	-	-

(注) 核燃料減損修正損とは、燃料取出時に設計総燃焼度に対して実績燃焼度の未達がある場合に、電気事業会計規則に基づき費用として計上するもの。

# 新エネルギー等燃料費 概要

- 東北電力が地熱発電所で調達する蒸気のコストを、蒸気を供給する会社からの見積り及び過去実績を基に算定し計上。

(億円, 億kWh, 円/kWh)

	北海道電力			東北電力			北陸電力			中国電力			四国電力			沖縄電力		
	蒸気料 費	電力量	単価	蒸気料 費	電力量	単価	蒸気料 費	電力量	単価	蒸気料 費	電力量	単価	蒸気料 費	電力量	単価	蒸気料 費	電力量	単価
蒸気料	—	—	—	49.7	6.47	7.68	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
合計	—	—	—	49.7	6.47	7.68	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

## 審査における論点⑥（核燃料費・新エネルギー等燃料費）

- **核燃料費**

- 前提計画に基づき、原価算定期間中に原子炉に装荷された核燃料の取得原価のうち、当期の燃焼相当分が、核燃料減損額として、法令等に基づき適切に計上されているか。

- **新エネルギー等燃料費**

- 適切な数量・単価を設定しているか。更なる効率化努力を織り込む余地はないか。



## 審査の結果⑥（核燃料費・新エネルギー等燃料費）

### ● 核燃料費

- 東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力の4社について、原子力発電所の稼働計画に基づき、原価算定期間中の燃焼相当分に比例する形で、核燃料減損額が計上されていることを確認した。

### ● 新エネルギー等燃料費

- 東北電力の蒸気料について、蒸気供給会社による見積り、もしくは過去実績値に基づき算出していることを確認した。

1. はじめに
2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ
3. 規制料金の改定申請の概要
4. 規制料金の審査の概要
5. 査定方針案の概要
- 6. 査定方針案の各論**
  - 6-1. 需要想定・供給力
  - 6-2. 経営効率化
  - 6-3. 燃料費
  - 6-4. 購入・販売電力料**
  - 6-5. 原子力バックエンド費用
  - 6-6. 人員計画・人件費
  - 6-7. 修繕費
  - 6-8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）
  - 6-9. 事業報酬
  - 6-10. その他経費
  - 6-11. 公租公課
  - 6-12. 控除収益
  - 6-13. 費用の配賦
  - 6-14. レートメイク・約款

7. 参考資料

## 【6-4. 購入・販売電力料】

### ①購入・販売電力料の概要

### ②相対取引（購入・販売）

### ③取引所取引（購入・販売）

### ④FIT買取（購入）

### ⑤容量市場（購入・販売）

### ⑥調整力（販売）

### ⑦非化石価値取引市場（購入）

# 料金算定規則および料金審査要領における規定

- 料金算定規則において、購入電力料（他社購入電源費）については営業費の一部として算定する一方、販売電力料（他社販売電源料）については控除収益の一部として算定し控除することとされている。

## 【参考】 料金算定規則（抜粋）

(営業費の算定)

第三条

2 八 他社購入電源費及び非化石証書購入費 供給計画等を基に算定した額

(控除収益の算定)

第五条 事業者は、控除収益として、他社販売電源料(再生可能エネルギー電気特措法第十七条第一項各号に掲げる方法により供給する電気の料金を除く。第六条、第八条及び第二十条において同じ。)、託送収益(接続供給託送収益を除く。以下同じ。)、電気事業雑収益、預金利息、賠償負担金相当収益及び廃炉円滑化負担金相当収益(以下「控除収益項目」という。)の額の合計額を算定し、様式第一第四表及び様式第二第五表により控除収益総括表及び控除収益明細表を作成しなければならない。

2 控除収益項目の額は、別表第一第一表により分類し、実績値及び供給計画等を基に算定した額とする。

## 【参考】 料金審査要領（抜粋）

第2節 営業費

2. 燃料費、購入電力料については、原価算定期間内に契約が満了するものについて、他の事業者の取組状況や市場の状況を踏まえ、燃料にあつては調達価格の指標（CIF価格やRIM価格等）や諸経費（輸送費及び管理費）の妥当性を確認するとともに共同調達の実施等、購入電力料においては卸電力取引所からの調達や入札等の努力を求め、その取組によって実現可能な効率化を反映する等、個別に可能な限り効率化努力を評価する。また、算定規則第19条又は第33条の規定に基づき、変更しようとする特定小売供給約款で設定する料金を算定する場合における燃料費については、数量及び単価の双方について査定を行う。

# 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	
	<b>合計</b>		<b>194,010</b>	<b>187,886</b>	96,716	<b>▲6,124</b>	<b>901,647</b>	<b>619,268</b>	265,226	<b>▲282,379</b>	
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	
	<b>合計</b>		<b>93,436</b>	<b>103,385</b>	100,008	<b>9,949</b>	<b>710,670</b>	<b>572,443</b>	365,939	<b>▲138,227</b>	
<b>購入計－販売計</b>				<b>100,574</b>	<b>84,500</b>	-	<b>▲16,703</b>	<b>190,977</b>	<b>46,825</b>	<b>▲144,152</b>	

※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	
<b>合計</b>		<b>6,709,694</b>	<b>5,628,075</b>	4,842,531	<b>▲ 1,081,618</b>	<b>203,795</b>	<b>201,978</b>	160,706	<b>▲ 1,817</b>		
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	
	<b>合計</b>		<b>1,531,046</b>	<b>1,125,373</b>	969,575	<b>▲ 405,674</b>	<b>219,167</b>	<b>186,061</b>	124,308	<b>▲ 33,105</b>	
<b>購入計－販売計</b>				<b>5,178,647</b>	<b>4,502,703</b>	-	<b>▲ 675,945</b>	<b>▲ 15,372</b>	<b>15,916</b>	-	<b>31,289</b>

※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	
<b>合計</b>		<b>486,809</b>	<b>464,260</b>	293,247	<b>▲ 22,549</b>	<b>232,077</b>	<b>213,714</b>	149,591	<b>▲ 18,363</b>		
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	
	<b>合計</b>		<b>224,784</b>	<b>209,656</b>	185,486	<b>▲ 15,129</b>	<b>174,404</b>	141,819	123,815	<b>▲ 32,585</b>	
<b>購入計－販売計</b>				<b>262,025</b>	<b>254,604</b>	-	<b>▲ 7,421</b>	<b>57,674</b>	<b>71,895</b>	-	<b>14,222</b>

※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		
<b>合計</b>	<b>50,662</b>	<b>47,757</b>	-	<b>▲2,905</b>			
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	-	-	-	-		
<b>合計</b>	<b>13,471</b>	<b>12,674</b>	12,674	<b>▲797</b>			
<b>購入計－販売計</b>				<b>37,191</b>	<b>35,083</b>	-	<b>▲2,108</b>

※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。

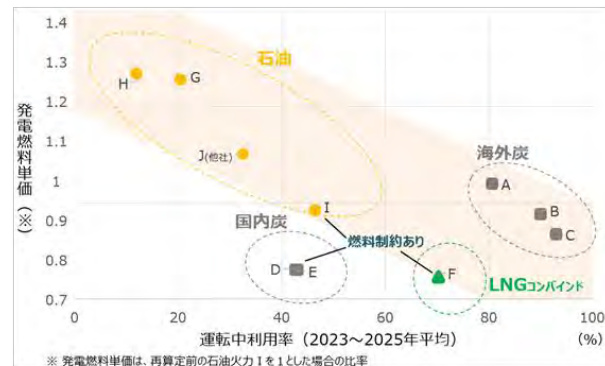
※非化石証書購入費について、12/26料金制度専門会合では30百万円と記載したが、正しくは32百万円であった。



# メルिटオーダーの確認（北海道電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メルिटオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、D・E（国内炭）、F（LNGコンバインド）、I（石油）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメルिटオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **D・E（国内炭）**については、北海道電力が**非効率石炭火カフェードアウトへの対応を考慮し、2026年度末に廃止する予定**であり、それに伴い国内炭事業者も採掘・運搬体制を段階的に縮小していることから、運転中利用率の更なる引き上げは困難。
  - **F（LNGコンバインド）**については、**中長期契約による燃料調達を想定**しているため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。
  - **I（石油）**では**特注の高粘度重油<sup>1</sup>**を使用しており、**生産量が限られている**ため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（北海道電力）<sup>2</sup>

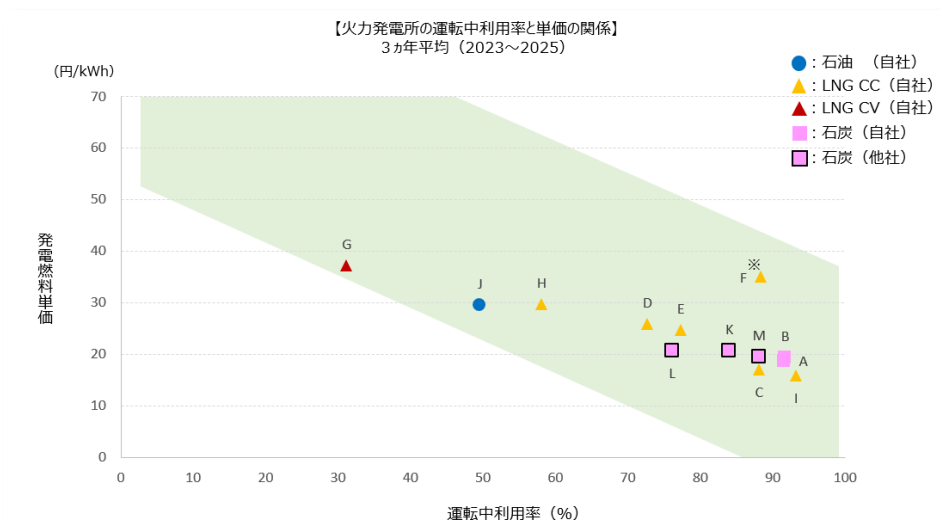


1. Iは当初ベネズエラ産オリマルジョン（天然オリノコを原料に水と界面活性剤を加えた燃料）を燃料とし発電することを想定し建設されたが、ベネズエラにおけるオリマルジョンの生産が停止されたため、現在はその代替燃料として、石油元売りに特注の高粘度重油を製造してもらい、それをを用いて発電している。
2. 事業者作成資料を抜粋。

# メルिटオーダーの確認（東北電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メルिटオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、F（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメルिटオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **F（LNGコンバインド）** は一部のLNG火力よりも発電燃料単価が高いものの、**最低出力が高く、負荷調整は発停止により行う**という特異的な特性があるため、運転中利用率の更なる引き下げは困難。

## 発電燃料単価と運転中利用率の関係（東北電力）<sup>1</sup>

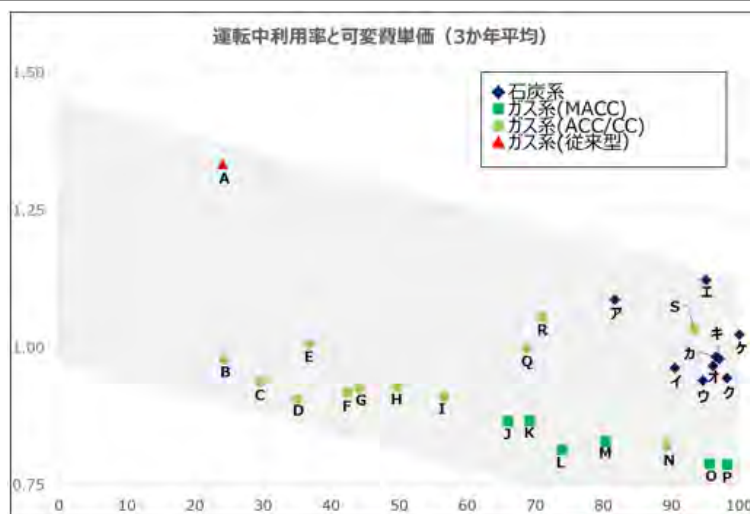


1. 事業者作成資料を抜粋。

# メリットオーダーの確認（東京電力EP）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、下図のB～M（LNGコンバインド）、Q～S（LNGコンバインド）、A（LNG従来型）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **B～M（LNGコンバインド）** は、**中長期契約による燃料調達**を想定しているため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。
  - **Q～S（LNGコンバインド）** は、**都市ガス購入先との契約における年間負荷率遵守、副生ガス消費**のため、運転中利用率の引き下げは困難。
  - **A（LNG従来型）** は、**LNG基地のBOG（タンク内気化ガス）消費のため、一定出力以上での運転が必要**となるため、運転中利用率の更なる引き下げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（東京電力EP）<sup>1</sup>

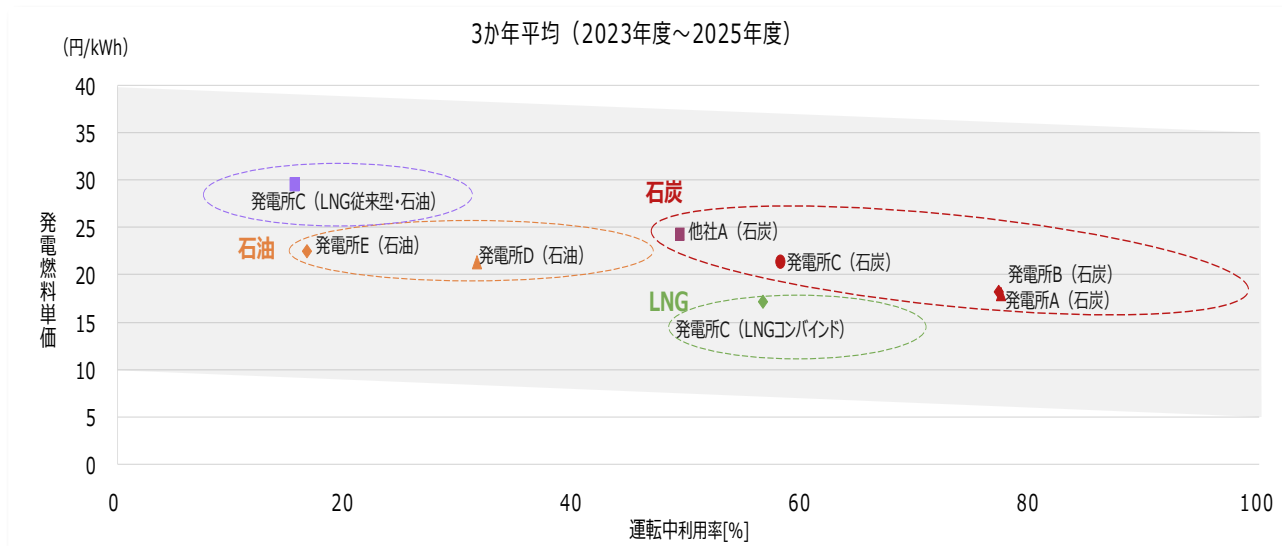


1. 事業者作成資料を抜粋。

# メルिटオーダーの確認（北陸電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メルिटオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、C（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメルिटオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **C（LNGコンバインド）** は一部のLNG火力よりも発電燃料単価が低いものの、当該プラントの**LNGタンクは一基運用**であり、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（北陸電力）<sup>1</sup>

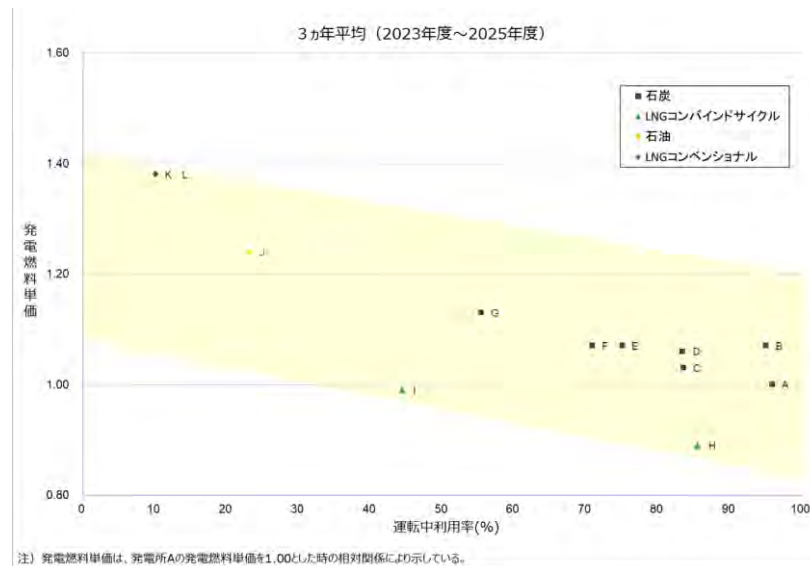


1. 事業者作成資料を抜粋。

# メリットオーダーの確認（中国電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、H・I（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **H・I（LNGコンバインド）**については、**稼働率をさらに上げようとする、中長期契約と比較し高価なスポット契約による調達量を増やす必要**があり、経済性が悪化するため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（中国電力）<sup>1</sup>

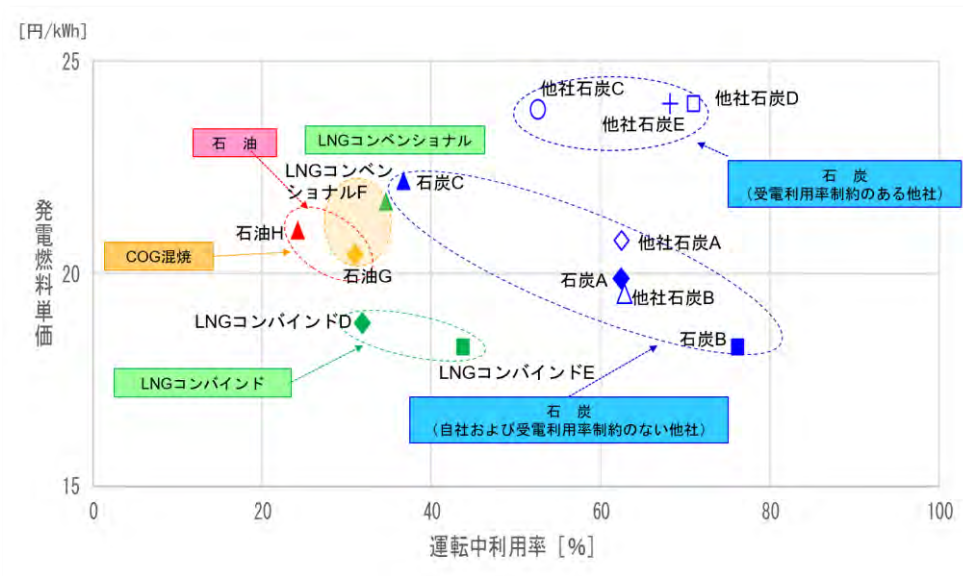


1. 事業者作成資料を抜粋。

# メルिटオーダーの確認（四国電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メルिटオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、他社石炭C・D・Eについては、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメルिटオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - 他社石炭C・D・Eについて、契約により、受電電力量に（上）下限が設定されているため、運転中利用率の更なる引き下げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（四国電力）<sup>1</sup>



1. 事業者作成資料を抜粋。

# メリットオーダーの確認（沖縄電力）（再掲）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則メリットオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、LNGCC機については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **LNGCC機**について、**中長期契約による燃料調達を想定**しているため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（沖縄電力）<sup>1</sup>



1. 事業者作成資料を抜粋。

## 【6-4. 購入・販売電力料】

①購入・販売電力料の概要

②相対取引（購入・販売）

③取引所取引（購入・販売）

④FIT買取（購入）

⑤容量市場（購入・販売）

⑥調整力（販売）

⑦非化石価値取引市場（購入）



# 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 <sup>※1</sup>		
		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	<b>18.59</b>	613,466	28,257	<b>21.71</b>	5,461,605	249,572	<b>21.88</b>
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	<b>25.29</b>	380,953	13,106	<b>29.07</b>	1,107,782	49,823	<b>22.23</b>
（参考）市場価格		20.97円/kWh（東エリア）								

		北陸電力			中国電力 <sup>※2</sup>			四国電力			沖縄電力 <sup>※3</sup>		
		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	<b>17.32</b>	463,551	25,477	<b>18.20</b>	196,187	10,861	<b>18.06</b>	47,724	1,888	<b>25.28</b>
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	<b>18.34</b>	129,608	5,126	<b>25.28</b>	116,846	5,862	<b>19.93</b>	12,674	562	<b>22.55</b>
（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、購入電力料>その他（DR分）も含む。販売>相対卸+常時BUは、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、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。

## 審査における論点①（購入電力料と販売電力料の関係）

- すべての事業者において、現行原価に比べると、購入電力料（費用）、販売電力料（収益）ともに大幅に増加しているが、購入単価と販売単価の考え方には整合性はあるか（例えば、購入単価が高くなる一方、販売単価が低いといったことはないか）。

## 審査の結果①（購入電力料と販売電力料の関係）

- 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、沖縄電力について、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部分については、控除収益として織り込むこととし、その差額を料金原価から減額する。

## 審査における論点②（相対取引（購入）にかかる効率化努力について）

- 購入電力料について、固定費の削減等、十分な効率化努力が織り込まれているか。
- 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、申請事業者に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べきか。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設定される効率化目標を踏まえて、設定するべきか。

# 【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。**

## 審査の結果②（相対取引（購入）にかかる効率化努力について）

- 相対購入価格について、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関しては、コスト削減を求めることが困難な費用※を除き、既に織り込まれている効率化努力分が合理的である場合には、その足らざる部分について、申請者に求める水準（経営効率化パートにおける発電部門の効率化係数）の効率化努力を求め、料金原価から減額する。  
※ 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、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、申請事業者に求める水準（経営効率化パートにおける発電部門の効率化係数）の効率化努力を求め、料金原価から減額する。

## 審査における論点③（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））

- 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ことはあり得るが、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、別のやり方をするの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）



## 審査の結果③（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））（1 / 2）

- 委員からは、競争的な市場からの調達と捉えるのがよい、他事業者からの購入電力料と同様に審査すればよいのではないかとのご指摘があった一方で、完全な他社ではないのが重要なポイント、他社における自社発電と比較しトップランナー水準で調達できているか確認すべきではないかとのご指摘もあった。また、東電EPがJERAからの調達価格の適正性について説明すること、透明性が重要、との御指摘もあった。
- こうした御指摘を踏まえれば、東電EPにおけるJERAからの調達価格が適正な水準となっているか、他の事業者からの調達よりも丁寧に確認する必要があると考えられる。特に、市場における競争的な調達価格となっているか、という観点から確認する必要がある。
- 具体的には、①東電EPにおけるJERAからの相対購入価格が市場価格と比較して適正な水準か、②東電EPにおけるJERAからの相対購入価格が他社における相対購入契約と比較して適正な水準か、といった観点から確認することとする。

# 審査の結果③（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））（2 / 2）

## 【①相対購入価格が市場価格と比較して適正な水準か】

- JERAからの相対購入が、少なくとも電力スポット市場からの調達よりも効率的か、確認する必要がある。
- この点について、JERAからの購入電力料が、同量を全て電力スポット市場（東エリア）で調達した場合の費用を下回っており、電力スポット市場からの調達よりも効率的であることを確認した。

## 【②相対購入価格が他事業者の相対購入契約と比較して適正な水準か】

- 東電EPにおけるJERAからの相対購入がどの程度効率的か、他のみなし小売電気事業者の申請における相対購入と比較を行い、他社の方が効率的な場合には、その差分について東電EPに効率化を求めるべきである。
- 具体的には、スポット市場価格で調達した場合の費用に対する、原価上の相対購入電力料の比率について、東電EPより当該比率の低い（調達が効率的である）事業者の水準まで効率化努力を求める（トップランナー査定を行う）こととし、申請との差分を料金原価から減額する。

（具体的なイメージ）

A社 ①原価上の相対購入電力料 = 90、②同量をすべてスポット市場調達した場合の費用 = 100  
②に対する①の比率 = 90%

東電EP ①原価上のJERAからの相対購入電力料 = 475、②同量をすべてスポット市場調達した場合の費用 = 500  
②に対する①の比率 = 95%

⇒東電EPに対して、A社の比率である90%までの効率化を求める

## 審査における論点④（相対取引（購入のうちの原子力分）全体の考え方）

- 他社購入電力料における原子力発電所からの調達については、一部の契約を除いて、原価算定期間中における受電量が見込まれない一方で、購入電力料として費用が織り込まれている。この点について、どのような考え方で織り込むのが適切か。
- 原価算定期間中の再稼働を織り込んでいる契約について、その内容は適切か。

# 相対取引（購入のうちの原子力分） 申請概要

- 他社購入電力料における、原子力発電所からの調達の織り込みは以下のとおり。
- 東京電力EP・東京電力HD間の契約を除いては、原価算定期間における受電量は織り込まれていない。

事業者	発電所	購入先	稼働状況	増減（申請－現行）	受電量
東北電力	東海第二発電所	日本原子力発電	停止中	増加（+43億円）	なし
	柏崎刈羽原子力発電所（1号機）	東京電力EP	停止中	減少	なし
	福島第二原子力発電所（3号機）		廃止措置中		
	福島第二原子力発電所（4号機）		廃止措置中		
東京電力EP	柏崎刈羽原子力発電所	東京電力HD	再稼働予定	増加※	あり （柏崎刈羽）
	福島第一原子力発電所		廃止		
	福島第二原子力発電所		廃止措置中		
	東通原子力発電所		建設中		
	東海第二発電所	日本原子力発電	停止中	減少	なし
	東海発電所	日本原子力発電	廃止措置中	増加（+32億円）	なし
	女川原子力発電所（3号機）	東北電力	停止中	減少	なし
	東通原子力発電所（1号機）	東北電力	停止中	減少	なし
北陸電力	敦賀発電所（1号機）	日本原子力発電	廃止措置中	減少	なし
	敦賀発電所（2号機）	日本原子力発電	停止中	増加（+15億円）	なし

※現行原価（2012～2014）は分社化前のため、申請原価のみとなっている。

## 審査の結果④（相対取引（購入のうちの原子力分） 全体の考え方）

- 過去の査定方針においては、購入の相手方との契約書原本等を確認した結果、①発電電力量の全量を受電会社に供給することとしているなど当該原子力発電所は契約の相手方との共同開発であると認められる、②このため、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる、との理由から、原価に算入することを認めることが適当である、とされている。
- 他方で、事業者は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、事業者自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、料金原価から減額する、とされている。
- 今般の審査においても、同じ考え方を踏襲することとする。

## (参考) 過去の査定方針 (2013年 東北電力)

### (3) 原子力発電による購入電力及び販売電力

東北電力が東京電力及び日本原電に支払う原子力発電による購入電力料については、受電量に応じて支払う電力量料金と受電量にかかわらず支払う基本料金の組み合わせで設定されている。今回申請では、原価算定期間における東京電力福島第二発電所及び日本原電からの受電量をゼロと見込んでおり、核燃料費等受電量に応じて支払う電力量料金は原価に算入されていないことなどから、原子力発電に係る購入電力料全体で前回（平成20年料金改定）に比べて、96億円の減となっている。他方で、今回申請においては、停止中の原子力発電所に係る維持管理や安全対策工事などに必要と見込まれる費用が原価算入されているが、これらの費用については、購入の相手方との契約書原本等を確認した結果、以下の理由から、原価に算入することを認めることが適当である。

- ①発電電力量の全量を受電会社に供給することとしているなど当該原子力発電所は契約の相手方との共同開発であると認められる。
- ②このため、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる。

また、東北電力が契約している発電所は、東京電力及び日本原電においては、津波対策や耐震強化に係る改良工事を実施中であるなど、発電再開に向けた準備を実施中である。

他方で、東北電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、東北電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、料金原価から減額する。

とりわけ、日本原電については、東北電力も出資している会社であり、役員における人的関係等を考慮すれば、日本原電からの購入電力料に含まれる人件費については、東北電力の削減努力並に料金原価から減額し、その他の一般管理費等のコスト削減可能な経費についても、東北電力のコスト削減努力に照らし、10%減額する。

特に人件費については、日本原電の現行の常勤役員1人当たり報酬額2,800万円（平成23年度実績）を東北電力同様、国家公務員指定職と同水準（1,800万円）とするともに、東北電力の役員と兼務している非常勤役員への報酬については原価算入を認めない。また、1人当たり従業員給与については、現行801万円（平成23年度実績）であるところ、東北電力の査定後の水準である596万円まで料金原価を減額する。

なお、他社の査定方針も踏まえ、さらに東北電力が日本原電と交渉した結果、平成25年度の受給契約において、工事の一部を翌年度以降に繰り延べることなどにより減額となったため、これも料金原価から減額する。

# 相対取引（購入のうちの原子力分） 東北電力について

東北電力の原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

単位：億円

費用項目	前回	今回申請	差引	備考（増減説明等）
人件費	21	23	2	2人員数の増
修繕費	51	35	▲16	▲発電計画の差異による減
委託費	23	23	0	-
普及開発関係費	0	0	0	-
諸費	3	2	▲1	▲緊急安全対策費用の減
除却費	9	4	▲5	▲安全対策関連費の減
再処理関係費	50	1	▲49	▲発電計画の差異による減
一般負担金	43	42	▲1	▲負担額減
減価償却費	78	54	▲25	▲償却進行による減
事業報酬	21	27	6	6レートベースの増
核燃料費	12	-	▲12	▲発電計画の差異による減
送電料金	4	-	▲4	▲発電計画の差異による減
その他	52	67	15	15制度変更による増
合計	368	278	▲90	-

## 1. 日本原電

東海第二発電所について、昭和46年12月15日付にて、日本原子力発電、東京電力及び東北電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 東海第二の発生電力からその運転維持に必要な電力を除いた全量を、東北及び東京に供給する。
- 東北電力及び東京電力が受電する割合は、東北電力2、東京電力8とする。
- 電力供給開始日は、東海第二の営業運転開始の日とし、昭和51年10月を目途とする。
- 受給条件、電力料金、ならびにその他必要な細目については、別途3社間で協議決定する。
- 定めのない事項及びより難しい事情が生じた場合は、3社誠意をもって協議する。

## 2. 東京電力EP

柏崎刈羽原子力発電所、福島第二原子力発電所について、昭和56年3月30日付（平成9年9月30日付一部改定）にて、東京電力及び東北電力の間で、以下の契約が締結されたことを確認。

- 東北電力の原子力の早期導入と脱石油化の推進をはかるため、東京電力が開発推進中で、これから本格工事着手する原子力発電所に東北電力が開発参加する。
- 電力供給の開始日は、開発参加する発電機それぞれの営業運転開始の日とし、電力供給期間は電力供給開始の日から当該発電機が廃止に至るまでの期間とする。
- 融通電力料金は、原則として、減価償却費、支払利息、想定燃料費、人件費、修繕費等により算定する。
- 定めのない事項およびより難しい事項については、東北電力、東京電力誠意をもって協議する。

## 審査の結果④－1

### (相対取引（購入のうちの原子力分） 東北電力について)

- いずれの契約についても、契約書原本等で契約の相手方との共同開発と認められ、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務がある。
- 一方で、東北電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、東北電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分（合理的と認められるものに限る）では足らざる部分について、料金原価から減額する。
- また、東海第二（原電/停止中）については、現行原価に比べて原価が増加している理由について、事業者から、再稼働に向けた安全対策工事による修繕費等の増加との説明があった。
- この点に関して、修繕費パートにおいて、再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用は料金原価への算入を認めない方針となったところ、東海第二には再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用は織り込まれていないことを確認した。



# 相対取引（購入のうちの原子力分） 東京電力EPについて（1 / 2）

東京電力EPの原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

単位：億円

費用項目	前回	今回申請	差引	備 考（増減説明等）
人 件 費	62	376	314	東電HD原子力の追加による増 など（以下費目も同様）
修 繕 費	246	562	316	再稼動前検査費用、定期検査費用 など
委 託 費	100	616	516	使用済み燃料中間貯蔵委託、発電所周辺防護区域警備業務委託 など
普 及 開 発 関 係 費	2	2	▲0	発電所 P R 関係費用
諸 費	10	99	90	通信運搬費、旅費、雑費 など
除 却 費	24	79	56	経年劣化機器リプレイスに伴う既存施設除却費用 など
再 処 理 関 係 費	19	255	236	再処理等拠出金費、特定放射性廃棄物処分費
一 般 負 担 金	60	513	453	原子力損害賠償・廃炉等支援機構一般負担金
減 価 償 却 費	267	881	615	新規制基準適合の為、追加設置した設備機器の工事費 など
事 業 報 酬	56	401	345	
核 燃 料 費	-	57	57	再稼動にともなう核燃料減損額
送 電 料 金	-	-	-	
そ の 他	117	1,119	1,002	原子力発電施設解体費、廃棄物処理費、公租公課 など
合 計	962	4,961	3,999	

## 1. 東京電力HD

柏崎刈羽原子力発電所、福島第一原子力発電所、福島第二原子力発電所、東通原子力発電所について、平成28年4月1日付にて、東京電力HD及び東京電力EPの間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- EPは、HDの全発電所の維持管理等ならびに発電に合理的に必要な費用を負担するものとし、具体的な受給条件等については双方協議のうえ別途定める。
- HDは、本契約に定める条件に従って、全発電所を用いて発電した電力（運転中の所内電力消費を除く）をEPに送電する。
- 本契約は、契約締結の日から全発電所の廃止措置等に係る一切の業務が終了するまでの間存続する。
- 定めのない事項またはより難しい特別な事情が生じた場合は、HD及びEPは相互に誠意をもって協議し、その処理にあたる。

# 相対取引（購入のうちの原子力分） 東京電力EPについて（2 / 2）

## 2. 日本原子力発電

東海第二発電所について、昭和46年12月15日付にて、日本原子力発電、東京電力及び東北電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 東海第二の発生電力からその運転維持に必要な電力を除いた全量を、東北及び東京に供給する。
- 東北電力及び東京電力が受電する割合は、東北電力2、東京電力8とする。
- 電力受給開始日は、東海第二の営業運転開始の日とし、昭和51年10月を目途とする。
- 受給条件、電力料金、ならびにその他必要な細目については、別途3社間で協議決定する。
- 定めのない事項及びより難しい事情が生じた場合は、3社誠意をもって協議する。

東海発電所について、平成9年12月24日付にて、日本原子力発電及び東京電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 東京電力は、発生電力を全量受電してきたことから、停止後費用（実証研究費および特定原子力発電施設以外の設備解体に伴う費用を除く）を、原則として負担する。
- 停止後費用の具体的な負担の範囲及び負担方法は、両社別途協議のうえ契約する。
- 定めのない事項及びより難しい事情が生じた場合の取扱いについては、両社誠意をもって協議する。

## 3. 東北電力

女川原子力発電所について、平成9年9月30日付にて、東北電力及び東京電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 電源立地地点の有効利用ならびに電力需給の安定および電力供給原価の低減をはかるため、東北電力が開発する女川3号機（82.5万kW）に東京電力が開発参加する。
- 東北電力は、東京電力の開発参加比率（50%）に対応する発生電力（運転維持に必要な電力を除く）を融通送電する。
- 電力受給開始日は営業運転開始の日とし、電力受給期間は電力受給開始日から営業運転停止までとする。
- 融通電力料金は、原則として、定率法による減価償却費、帳簿価額による支払利息、想定燃料費、当該号機で必要とする人件費・修繕費・その他経費により算定する。
- 定めのない事項およびより難しい事項については、両社誠意をもって協議する。

東通原子力発電所について、昭和57年1月25日付(平成11年2月26日付一部改定)にて、東北電力及び東京電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 東北電力及び東京電力は、経済的開発と地域振興をはかるため、東北1号機110万kWを共同開発する。
- 当該設備の発生電力は、東北電力・東京電力で折半する。
- 電力受給開始日は営業運転開始の日とし、電力受給期間は電力受給開始日から営業運転停止までとする。
- 融通電力料金は、原則として、定率法による減価償却費、帳簿価額による支払利息、想定燃料費、当該設備で必要とする人件費・修繕費・その他経費により算定する。
- 定めのない事項ならびにより難しい事項については、両社誠意をもって協議する。

## 審査の結果④－２

### (相対取引 (購入のうちの原子力分) 東京電力EPについて)

- いずれの契約についても、契約書原本等で契約の相手方との共同開発と認められ、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務がある。
- 一方で、東京電力EPは契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、東京電力EP自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分 (合理的と認められるものに限る) では足らざる部分について、料金原価から減額する。
- 東京電力HDからの購入について、柏崎刈羽の再稼働を織り込むことによる費用減が、再稼働に係る費用増を上回っており、トータルで費用減に資することを確認したため、料金原価を抑制する観点から、再稼働に係る費用を原価に算入することを認めることとする。
- 東海 (原電/廃止措置中) については、現行原価に比べて原価が増加している理由について、事業者から、原子力発電施設解体費および原子力損害賠償支援機構一般負担金等の増加との説明があった。
- この点に関して、廃炉のために必要な費用として、原価に算入することを認めることとする。

# 相対取引（購入のうちの原子力分） 北陸電力について

北陸電力の原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

単位：億円

	前回	今回申請	差引
減価償却費	35	10	▲26
資本費	11	10	▲0.3
事業報酬	1	1	0
保険料	0	0	0
支援負担金	3	2	▲1
固定資産税	10	8	▲2
直接費	14	23	9
人件費	22	59	38
繕繕費	11	11	▲0.2
諸費（委託費等）	23	0	▲23
本社燃料費	13	4	▲9
再処理等費	1	1	0
廃棄物処分費	7	0	▲7
特定廃棄物拠出金	5	10	5
施設解体費	▲2	▲0	2
控除項目	0	▲5	▲5
効率化（自己査定）	156	136	▲19
以上計	2	2	▲0.2
事業税（税率1.30%）	0	13	13
年度末精算（事業税込）	158	152	▲6
合計			

## 1. 日本原子力発電

敦賀発電所1号機について、昭和44年11月1日付（昭和61年3月14日付・平成17年2月23日付・平成21年9月3日付一部改定）にて、日本原子力発電、中部電力、関西電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 原電敦賀の発生電力及び電力量のうち、運転維持に必要な電力及び電力量を除いた全量を受電三社へ供給する。
- 受電三社が受電する割合は、中部4、北陸1、関西5とする。
- 営業運転開始予定期日は、昭和45年3月31日とする。
- 原電敦賀の長期間停止の場合又はその利用率がはなはだしく低い場合には、基本料金の負担について別途四社で協議する。
- 定めのない事項については、別途四社で協議する。

## 2. 日本原子力発電

敦賀発電所2号機について、昭和54年2月9日付（昭和57年9月17日付一部改定）にて、日本原電、北陸電力、関西電力及び中部電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 原電の敦賀発電所2号機の発生電力及び電力量から運転維持に必要な電力及び電力量を除いた全量を中部、北陸及び関西へ供給する。
- 中部、北陸及び関西は、受給電力及び電力量のそれぞれ33%、34%、33%を受電する。
- 電力受給開始日は営業運転開始の日とし、昭和61年3月末を目途とする。
- 受給地点、受給電力及び電力量、受給方法、料金等については、別途協議して定める。

## 審査の結果④－3

### (相対取引（購入のうちの原子力分） 北陸電力について)

- いずれの契約についても、契約書原本等で契約の相手方との共同開発と認められ、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務がある。
- 一方で、北陸電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、北陸電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分（合理的と認められるものに限る）では足らざる部分について、料金原価から減額する。
- また、敦賀2号（原電/停止中）については、現行原価に比べて原価が増加している理由について、事業者から、停止状態を安全に維持・管理するための費用に加えて、運転期間延長認可を得るために必要となる費用が増加するため、との説明があった。
- この点に関して、運転期間延長に向け、法令に基づき、原価算定期間内における運転期間延長認可申請が必要となることを確認した上で、委員からは、織り込まれている原価が効率的かという判断はあるが、再稼働を目指して生じているコストを除外することはできず、基本的には認める方向で考えるべき、との御指摘があった。
- こうした御指摘を踏まえて、敦賀2号の運転期間延長認可に要する費用について、原価算入を認めることとする。一方で、その費用水準については、北陸電力が契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、北陸電力自身と同等の効率化を求めることとし、料金原価から減額する。

## 審査における論点⑤ 相対取引（購入）における寄付金などの取扱い

- 審査要領の「基本的な考え方」においては、「普及開発関係費（公益的な目的から行う情報提供に係るものを除く。）、寄付金及び団体費は原価算入を認めない。ただし、合理的な理由がある場合には、算定の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。」とされている。
- 過去の査定方針では、こうした考え方について、他社からの購入電力料にも適用している。具体的には、「電気事業法第22条第1項の規定に基づき一般電気事業者等※が届け出た料金その他の供給条件に係る購入電力料等についても適用する」とされている。  
※旧一般電気事業法に基づく、①一般電気事業者、②卸電気事業者（電源開発、日本原子力発電）、③卸供給事業者（共同火力、公営水力等）。
- 現在では、上記の卸供給条件に関する規定は存在せず、制度的にも実態としても、各事業者が購入電力料の内訳を費目ごとに確認することは困難である。一方で、①関係会社や、②共同プロジェクトと認められる原子力発電所からの購入については、購入電力料の内訳を把握し、上記の「基本的な考え方」に沿って、合理的な理由がない寄付金や団体費等が原価に算入されることが無いよう、確認する必要がある。
- 今回の申請において、各社が織り込んでいる寄付金や団体費等の原価への算入は認められるか。

## 審査の結果⑤ 相対取引（購入）における寄付金などの取扱い

- 寄付金については、各事業者とも原価に織り込んでいないことを確認した。また、普及開発関係費については、東北電力と東京電力EPが、団体費については、北海道電力と東京電力EPが、それぞれ織り込んでいることを確認した（※詳細は次ページ以降に記載のとおり）。
- この中で、東京電力EPが織り込んでいる団体費のうち、原子力エネルギー協議会については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。
- 上記以外については、原価算入を認めることとする。