

地帯間・他社 購入・販売電力料

平成26年8月7日
北海道電力株式会社

1. 購入・販売電力料の算定概要

1

- 電源構成変分認可制度に基づく申請であるため、燃料消費数量の変更に連動する部分のみ変動させた算定を行っている。また、前回改定時において認可いただいた内容も踏まえて算定。
- 泊発電所の発電再開時期の遅れに伴い、前回原価と比較して購入電力料が450億円増加する一方、販売電力料は33億円減少。

(単位: 億kWh、億円、円/kWh)

	今回:A (H26-27平均)			前回:B (H25-27平均)			差:C A-B		
	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価
購入電力料	72	950	13.21	50	500	10.09	22	450	3.12
地帯間購入	-	2	-	-	1	-	-	1	-
他社購入	72	948	13.18	50	499	10.06	22	449	3.12
販売電力料	2	33	14.23	4	65	15.33	▲2	▲33	▲1.10
地帯間販売	-	-	-	-	0	-	-	▲0	-
他社販売	2	33	14.23	4	65	15.25	▲2	▲32	▲1.02

※購入電力料は電源費、販売電力料は電源料のみを計上(送電費・送電料を含まない)。

※電力量には、RPS法に基づく新エネルギー等電気相当量(RPSクレジット)取引に関わる電力量は含まない。

※端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

2. 購入電力料の算定概要

2

- 泊発電所の稼働減に伴う卸供給事業者や自家発および卸電力取引所からの購入増を織り込んで算定。
 - 取引所での購入については、直近の査定方針を踏まえたマッチング結果に基づき織り込み。
 - また、新エネルギーについては電力量を最新の想定値に置き換えるとともに、回避可能費用(※)の増加を反映。
- (※) 再生可能エネルギーを買い取ることにより、抑制される燃料費などの費用

(単位: 億kWh、億円、円/kWh)

	今回: A (H26-27平均)			前回: B (H25-27平均)			差: C A-B		
	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価
地帯間購入電力料 (他の電力会社からの購入)	-	2	-	-	1	-	-	1	-
他社購入電力料 (電力会社以外からの購入)	72	948	13.18	50	499	10.06	22	449	3.12
卸電気事業者 (電源開発)	9	62	6.76	9	62	6.88	0	▲ 0	▲ 0.12
卸供給事業者	28	378	13.59	24	296	12.51	4	82	1.08
自家発など (自家発・取引所取引など)	18	354	19.88	3	52	17.74	15	302	2.14
新エネルギー	17	155	8.97	14	89	6.35	3	66	2.62
購入電力料計	72	950	13.21	50	500	10.09	22	450	3.12

※ 購入電力料は電源費のみを計上(送電費を含まない)。

※ 端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】購入電力料算定の内訳

(単位: 億kWh、億円、円/kWh)

	前 回			実 績			今 回					
	H25			H25			H26			H27		
	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価
地帯間購入電力料 (他の電力会社からの購入)	-	-	-	0	2	11.49	-	1	-	-	3	-
他社購入電力料 (電力会社以外からの購入)	57	686	12.02	70	(916) 1,078	(13.03) 15.34	76	1,054	13.93	68	841	12.34
卸電気事業者 (電源開発)	9	63	7.01	11	66	6.14	9	62	6.68	9	61	6.85
卸供給事業者	30	403	13.27	33	430	13.18	31	454	14.62	24	301	12.29
自家発など (自家発・取引所取引など)	7	139	19.93	15	(321) 323	(21.25) 21.45	21	425	20.16	15	283	19.47
新エネルギー	11	81	7.54	12	(98) 257	(8.38) 21.97	14	114	7.94	20	196	9.70
購入電力料計	57	686	12.02	71	(918) 1,080	(13.03) 15.33	76	1,056	13.95	68	844	12.38

※購入電力料は電源費のみを計上(送電費を含まない)。

※再生可能エネルギーの固定価格買取制度(FIT)対象の金額及び単価について、料金原価には回避可能費用相当分を織り込み。

平成25年度実績は実際の買取価格(回避可能費用相当分及び再エネ特措法交付金相当額)を記載。

平成25年度実績の()内は、料金原価に含まれない再エネ特措法交付金相当額を除いた金額及び単価を再掲。

※端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】当社が購入している他の発電会社の概要①

○卸電気事業者

- ・電力会社へ電気を卸売りする事業者で、供給能力が200万kWを超えるもの。
- ・現在、当社は電源開発(株)から購入

○卸供給事業者

- ・「卸供給※1」を行う事業者で、当社の場合、公営電気事業者、北海道パワーエンジニアリング、ほくでんエコエナジー、IPP※2から購入

※1「卸供給」

電力会社との間で、一定規模以上(5年以上10万kW超もしくは10年以上1,000kW超)の供給を約しているもの。

卸供給を行う場合、電気事業法第22条に基づき料金などを経産大臣に届出(原価主義)もしくは入札が必要。

※2「IPP」(Independent Power Producer: 独立系発電事業者)

平成7年の電気事業法改正により、発電部門への新規参入の拡大という観点から、火力電源の入札制度を創設。

(入札を実施した場合、卸供給料金規制の対象外)

		受給電力	概 要
卸電気事業者	電源開発(株)	21.1万kW	一般水力の電力を購入
卸供給事業者	北海道企業局	5.6万kW	北海道が所有する水力発電所の電力を購入
	北海道パワーエンジニアリング(株)	24.3万kW	当社のグループ会社で、その所有する火力発電所の電力を購入
	ほくでんエコエナジー(株)	6.0万kW	当社のグループ会社で、その所有する水力発電所の電力を購入
	IPP	19.7万kW	4社(新日鐵住金(株)、日本製紙(株)、出光興産(株)、三菱電機(株))から火力入札電源の電力を購入
	小計	55.6万kW	
合計		76.7万kW	

※受給電力は、平成26年3月末実績

○自家発電

- ・卸供給事業者、IPPを除く自家発電設備からの電気の購入のうち、水力・火力（化石燃料を燃焼させるもの）からの購入分

○新エネルギー

- ・太陽光、風力、廃棄物、バイオマスなどの発電設備からの電気の購入分
- ・固定価格買取制度による購入分を含む

		契約件数	概 要
自家発電	水 力	12件	一般水力・小水力から電力を購入
	火 力	11件	製紙会社などの自家発電から電力を購入
新エネルギー	太 陽 光	2.4万件	一般のご家庭や工場・事務所などに設置された太陽光発電や太陽光発電事業者から電力を購入
	風 力	57件	風力発電事業者から電力を購入
	バイオマス	47件	自治体の廃棄物発電やバイオマス発電事業者から電力を購入

※件数は、平成26年3月末実績

○当社は、平成8年から14年の間にIPP入札を実施。いずれもベース電源として、利用率70%とした場合の資本費、運転維持費、燃料費を合計した入札単価を比較して落札者を決定。

○H26-27における利用率は、前回同様、入札の前提である70%としている。

入札年度	事業者名	受給電力	供給開始年月	主燃料	電源タイプ
H8入札 (上限価格9.87円/kWh)	新日鐵住金室蘭製鐵所	10万kW	H13.10	石炭	ベース
H9入札 (上限価格9.78円/kWh)	日本製紙釧路工場	8万kW	H16.10	石炭	ベース
	出光興産北海道製油所	1.5万kW	H17.8	残渣油	ベース
H14入札 (上限価格18.63円/kWh)	三菱電機(礼文島)	0.1万kW	H16.7	A重油	ベース
	三菱電機(奥尻島)	0.1万kW	H16.11	A重油	ベース

3. 販売電力料の算定概要

○常時バックアップについては、前回の査定を踏まえ、離脱需要想定に基づき算定。

○取引所取引については、直近の査定方針を踏まえたマッチング結果に基づき織り込んでいるものの、泊発電所の発電再開時期の遅れに伴い、供給余力が大幅に低下するため、年平均2億円程度に留まると想定。

(単位: 億kWh、億円、円/kWh)

	今回: A (H26－27平均)			前回: B (H25－27平均)			差: C A－B		
	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価
地帯間販売電力料 (他の電力会社への販売)	－	－	－	－	0	－	－	▲0	－
他社販売電力料 (電力会社以外への販売)	2	33	14.23	4	65	15.25	▲2	▲32	▲1.02
常時バックアップ	2	30	14.07	1	18	12.57	1	12	1.50
取引所取引	0	2	17.02	3	47	16.65	▲3	▲44	0.37
販売電力料計	2	33	14.23	4	65	15.33	▲2	▲33	▲1.10

※販売電力料は電源料のみを計上(送電料を含まない)。

※端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

(単位: 億kWh、億円、円/kWh)

	前 回			実 績			今 回					
	H25			H25			H26			H27		
	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価
地帯間販売電力料 (他の電力会社への販売)	-	1	-	0	2	14.22	-	-	-	-	-	-
他社販売電力料 (電力会社以外への販売)	1	17	11.76	2	30	14.11	2	27	13.29	3	38	14.99
常時バックアップ	1	17	11.76	2	19	12.28	2	27	13.21	2	34	14.83
取引所取引等	-	-	-	1	11	18.98	0	1	19.40	0	4	16.73
販売電力料計	1	18	12.51	2	32	14.12	2	27	13.29	3	38	14.99

※販売電力料は電源料のみを計上(送電料を含まない)。

※端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】常時バックアップの算定概要

9

○常時バックアップについては、次のとおり算定している。

（電力量）

- 前回の査定結果を踏まえ、離脱需要想定に基づき算定。

（料金）

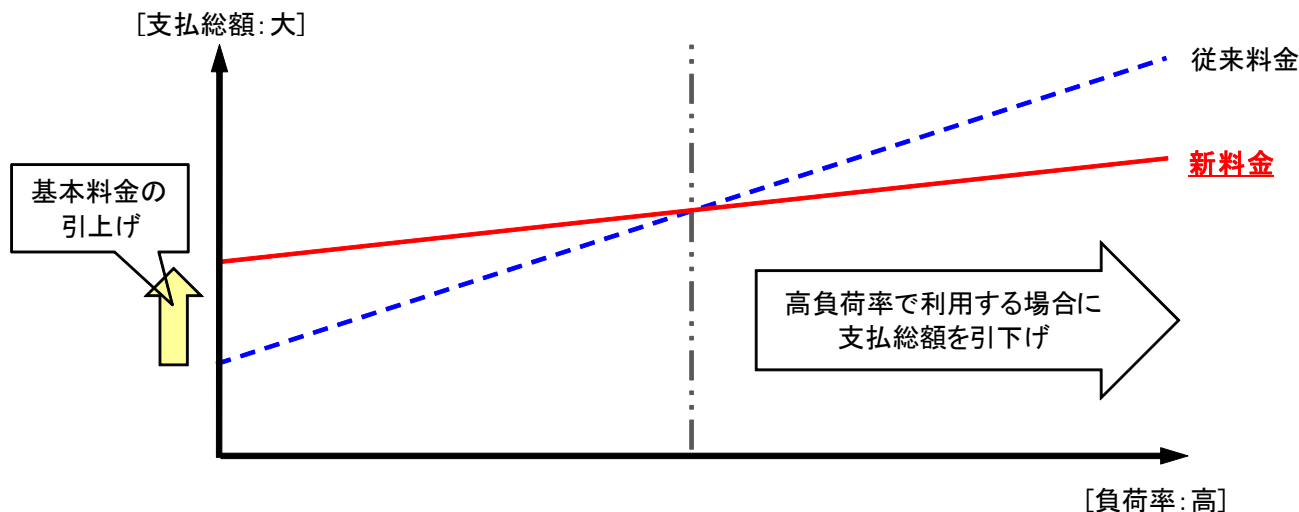
- 前回同様、電力システム改革専門委員会における常時バックアップ料金の見直しの方向性を踏まえ、基本料金を上げるとともに、従量料金を引下げる形で、原価に織り込んでいる。

（単位：億kWh、億円、円/kWh）

	今回：A（H26－27平均）			前回：B（H25－27平均）			差：C（A－B）		
	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価
常時バックアップ	2	30	14.07	1	18	12.57	1	12	1.50

※端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

（常時バックアップ料金見直しのイメージ）



○卸電力取引所の活用方針

当社は、需給状況を勘案し、安定供給を前提に取引所取引を活用して収支改善に寄与していく方針の下、

◇取引所での供給余力の販売による利益獲得

◇取引所からの電力調達による燃料費の低減

を図るべく、取引所取引を行っていく。

取引所取引への入札量は、売り入札については、需給ひっ迫が解消し、予備力確保や電源・燃料面に問題がない状況を前提に年間20億kWh以上の入札を目指していく。また、買い入札についても引き続き行っていく。

○原価への織り込み

泊発電所の発電再開時期の遅れに伴い、原価算定期間においては買い取引が主体となるが、売り取引についても可能な限り実施していく。

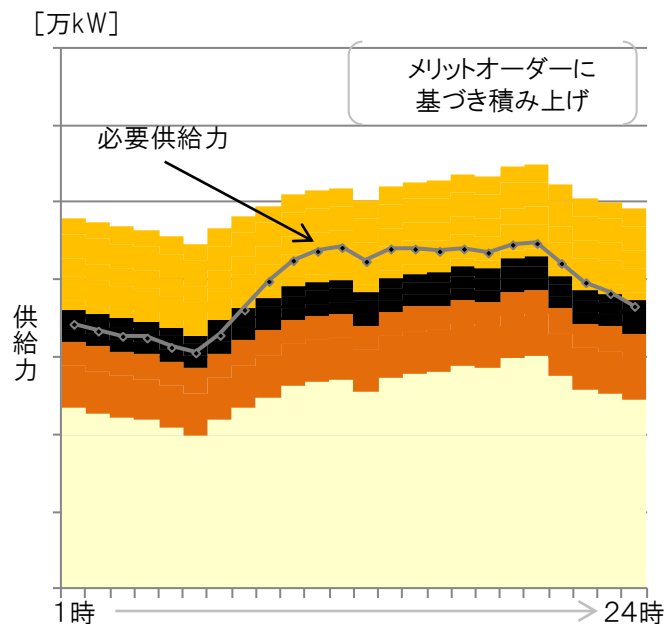
料金原価への織り込みについては、直近の査定方針に基づいて算定。

電気の安定供給に必要な予備力を確保した上で、各月毎の代表日のメリットオーダーに基づいた需給バランスを作成し、稼働中及びバランス停止中のユニット毎の限界費用を、売りと買いそれぞれについて算定した上で、過去実績の約定価格(365日×48コマ)とコマ毎にマッチングさせた場合の売り・買い入札に係る約定量、約定額を想定し、原価に織り込み。

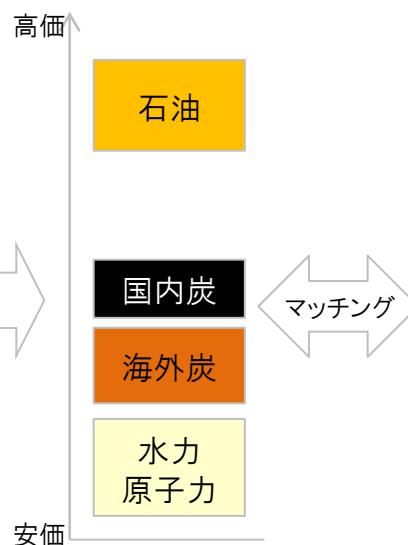
4. 卸電力取引所の活用(2)

11

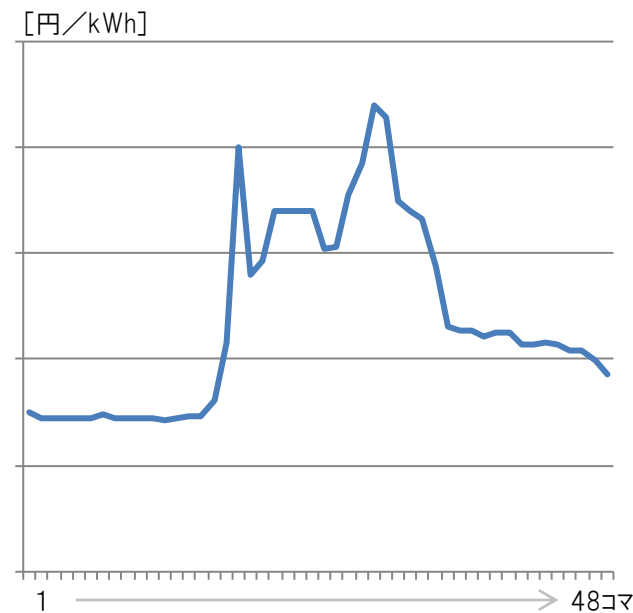
- 限界費用については、各年度における各月毎の代表日(平日および休日)の需給バランスに基づきユニット毎に算定。
- 市場価格については、過去実績における卸電力取引所取引の約定価格実績を使用。
- 両者をマッチングさせ、売りおよび買いの約定量、約定額を算定。
- マッチングにあたっては、実運用に即した形式とするための約定価格補正等を考慮。



(a)需給バランスの想定イメージ



(b)限界費用
(燃料種別毎のイメージ)

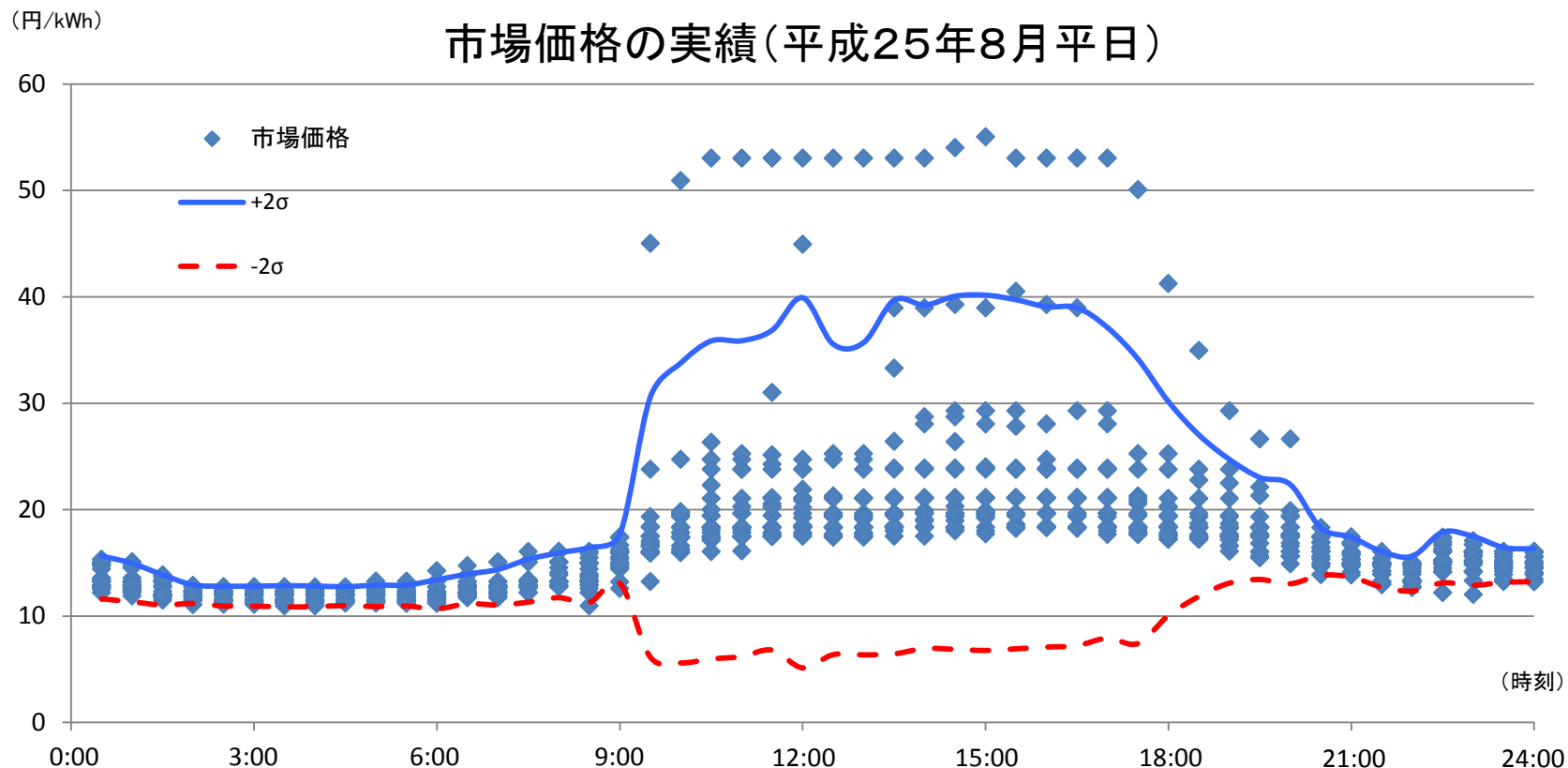


(c)約定価格のイメージ

4. 卸電力取引所の活用(3)

12

- 約定価格が大きく上昇又は下落(コマ毎の平均から 2σ 程度)している場合に補正を実施。
- -2σ を下回る市場価格は -2σ に、 $+2\sigma$ を上回る市場価格は $+2\sigma$ に補正。
- $\pm 2\sigma$ の範囲においては、市場価格全体のうち5%程度が補正の対象。



- 取引量増加に伴う市場の厚みを考慮した上で、需給バランスとマッチングさせる過去実績の約定価格を約定見込み量に応じて補正。
- 日本卸電力取引所(JEPX)取引監視・取引検証四半期報告書に報告された仮想約定量入札価格をもとに算定した価格変動影響は以下のとおり。

市場分断がないと仮定したときの約定量を1.1倍した仮想的な約定量での買い/売り入札価格

(円/kWh)

	25年度春期	25年度夏期	25年度秋期	25年度冬期	25年度平均
システムプライス平均: α	15.86	15.52	16.68	18.01	—
買い量を1.1倍するために 必要な入札価格: β	17.27 (1.09)	17.83 (1.15)	18.02 (1.08)	19.96 (1.11)	— (1.11)
売り量を1.1倍するために 必要な入札価格: γ	15.21 (0.96)	14.75 (0.95)	15.83 (0.95)	17.40 (0.97)	— (0.96)

(注)・下段()はシステムプライスとの比率 [買い: β/α 、売り: γ/α]

・日本卸電力取引所 取引監視・取引検証 四半期報告書のデータをもとに当社が作成

【参考】H25年度の効率化・前回査定項目への対応実績

14

(億円)

項 目		H25			
		計画:A	実績:B	差:C B-A	主な差異理由
効 率 化	○他社電源の固定費削減	2	1	▲ 1	一部契約交渉がまとまらなかったため 計画未達
	契約更改時における固定費用7%程度の削減交渉				
	○卸電力取引所の活用(購入電力料)	4	5	1	購入量増加による増
	自社発電コストより安価な電力購入によるコスト削減				
	○卸電力取引所の活用(販売電力料)	—	2	2	販売量増加による増
	自社発電コストを上回る価格での電力の販売による利益の確保				
小 計		6	8	2	
前 回 査 定 項 目 へ の 対 応	○購入電力料の削減(自家発の安値購入努力など)	13	16	3	調達努力の結果、より安値での購入が 可能となった。
	震災前の価格水準から10%の調達価格削減に満たない分および 子会社・関係会社取引における一般管理費等の10%分を減額				
	○常時バックアップの量の拡大	0	0	0	
	離脱需要増加に伴う常時バックアップの販売増を反映				
	○卸電力取引所の更なる活用(販売電力料)	—	—	—	
	更なる卸電力取引所取引の活用を反映				
	○その他	1	1	0	
	他費目の査定に伴う回避可能費用の減など				
小 計		14	17	3	
合 計		20	25	5	

※ 端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】今回原価における効率化・前回査定項目の反映

15

(億円)

項 目		H26			H27			主な差異理由
		今回:A	前回:B	差:C A-B	今回:D	前回:E	差:F D-E	
効 率 化	○他社電源の固定費削減							
	契約更改時における固定費用7%程度の削減交渉	5	5	0	2	2	0	
	○卸電力取引所の活用(購入電力料)							
	自社発電コストより安価な電力購入によるコスト削減	12	3	9	12	1	11	原子力停止に伴う購入増
	○卸電力取引所の活用(販売電力料)							
	自社発電コストを上回る価格での電力の販売による利益の確保	0	15	▲ 15	0	17	▲ 17	原子力停止に伴う販売減
小 計		17	22	▲ 5	15	21	▲ 6	
前 回 査 定 項 目 の 反 映	○購入電力料の削減(自家発の安値購入努力など)							
	震災前の価格水準から10%の調達価格削減に満たない分および子会社・関係会社取引における一般管理費等の10%分を減額	40	5	35	25	4	21	原子力停止に伴う自家発購入増
	○常時バックアップの量の拡大							
	離脱需要増加に伴う常時バックアップの販売増を反映	1	1	0	2	2	0	
	○卸電力取引所の更なる活用(販売電力料)							
	更なる卸電力取引所取引の活用を反映	0	35	▲ 35	0	35	▲ 35	原子力停止に伴う販売減
	○その他							
	他費目の査定に伴う回避可能費用の減など	2	2	0	2	2	0	
小 計		43	43	0	29	43	▲ 14	
合 計		59	65	▲ 6	44	64	▲ 20	

※ 端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。