

地帯間・他社 購入・販売電力料

平成25年11月
中部電力株式会社

1. 購入・販売電力料の算定概要

- 当社は、安定供給および経済性の観点から、需要電力量の1割程度を他の発電会社等から調達しております。
- 一方で、他社への融通送電や、卸取引所を介した電力販売も行っております。
- 前回改定と比べ、購入電力料は他社からの受電電力量が減少したことにより146億円減少(64億kWh減少)する一方で、販売電力料は卸電力取引所の活用や新電力に対する常時バックアップを反映したことにより153億円増加(7億kWh増加)しております。

(億円, 億kWh, 円/kWh)

		今回(H26～H28) A			前回(H20) B			差引 A－B		
		金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	単価
購 入 電力料	地帯間購入	153	4	42.66	419	46	9.06	▲266	▲43	33.60
	他 社 購 入	1,538	133	11.57	1,418	154	9.19	120	▲22	2.39
	計	1,691	136	12.39	1,837	201	9.16	▲146	▲64	3.23
販 売 電力料	地帯間販売	10	1	8.95	107	11	9.56	▲97	▲10	▲0.61
	他 社 販 売	250	17	14.40	—	—	—	250	17	14.40
	計	261	19	14.06	107	11	9.56	153	7	4.50
購入・販売電力料差引		1,431	118	12.13	1,730	189	9.13	▲299	▲71	3.00

※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。

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

2. 購入電力料の算定概要

- 原価算定にあたっては、電力受給契約を締結済の期間は契約料金とし、原価算定期間中に契約更改を予定している場合、更改以降は、効率化などを織り込んだ更改想定値としております。
なお、電力量については、前提計画の供給力想定に基づいております。
- 購入電力料は、契約満了などに伴い他社からの受電電力量が減少したため、前回改定と比べ146億円減少(64億kWh減少)しております。

(億円, 億kWh, 円/kWh)

		今回(H26～H28) A			前回(H20) B			差引 A－B			備 考 (主な差異理由)
		金額	電力量	単価	金額	電力量	単価	金額	電力量	単価	
地 帯 間 購 入 電 力 料 (他の電力会社からの購入)		153	4	42.66	419	46	9.06	▲266	▲43	33.60	・受電電力量の減 ・固定費の減
（他 電 力 社 会 社 購 入 外 入 力 の 購 入 料）	卸 電 気 事 業 者 (電源開発・日本原電)	545	36	15.09	608	69	8.84	▲63	▲33	6.26	・固定費の減 ・受電電力量の減 ・燃料価格上昇等に伴う増
	卸 供 給 事 業 者	373	37	10.08	507	53	9.51	▲134	▲16	0.57	・受電電力量の減
	自 家 発 等 (自家発・取引所取引等)	226	22	10.46	209	25	8.32	17	▲4	2.14	・燃料価格上昇等に伴う増
	新 エ ネ ル ギ ー	395	38	10.33	94	7	13.12	301	31	▲2.79	・太陽光買取量の増
	計	1,538	133	11.57	1,418	154	9.19	120	▲22	2.39	
購 入 電 力 料 計		1,691	136	12.39	1,837	201	9.16	▲146	▲64	3.23	

※四捨五入の関係で、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、電源開発(株)と日本原子力発電(株)の2社のみで、当社は両社から購入。

● 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、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。

電気事業法第22条に基づき、料金等を経産大臣に届出(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視点から、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)	167.3万kW	水力発電所および高砂火力発電所(石炭)の電力の当社権利分を購入
	日本原子力発電(株)	50.2万kW	敦賀原子力発電所1, 2号機の電力の当社権利分を購入
	計	217.4万kW	
卸供給事業者	公 営 電 気 事 業 者	12.4万kW	2県(長野、三重)が保有する水力発電所の電力を購入
	I P P	69.6万kW	4社(明海発電(株)、中山名古屋共同発電(株)、コスモ石油(株)、出光興産(株))から火力入札電源の電力を購入
	計	82.0万kW	
計		299.4万kW	

※受給電力はH26年4月1時点

※公営水力(三重県)については、H25より段階的に当社へ譲受しており、H27.4.1に譲受完了予定

【参考】当社が購入している他の発電会社の概要②

- 自家発電
 - ・水力・火力(化石燃料を燃焼させるもの)による自家発電設備から発生する電力※¹の購入分。
- 新エネルギー
 - ・太陽光、風力、廃棄物などの新エネルギー発電設備から発生する電力※¹の購入分。

※¹ 「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法(RPS※²法)」に基づく新エネルギー等電気相当量(RPSクレジット)の価値を加えたものおよび固定価格買取制度に基づくものを含む。

※² RPS(Renewable Portfolio Standardの略称)

		契約件数	概 要
自 家 発 等	水 力	25件	自治体等の水力発電設備から発生する電力を購入
	火 力	5件	工場等の火力発電設備から発生する電力を購入
新エネルギー	太 陽 光	24万件	一般のご家庭や工場・事務所等に設置された太陽光発電設備から発生する電力を購入
	風 力	40件	ウインドファーム等の風力発電設備から発生する電力を購入
	廃 棄 物	32件	自治体の廃棄物発電設備やバイオマス発電設備から発生する電力を購入

※件数は、H24年度末実績

- 当社では、これまで平成8年度・9年度の2回、電力卸供給入札を実施し、落札したIPPとの間で長期購入契約を締結しております。
- 現行契約が原価算定期間中に満了する契約につきましては、受給継続について合意できていないことから、契約満了後は原価に算入しておりません。

＜IPPの概要＞

入札年度	事業者名	受給電力	受給期間	主燃料	電源タイプ
H8入札	明海発電(株)	13.5万kW	H12.4～H27.3	石炭	ベース
H8入札	中山名古屋共同発電(株)	13.6万kW	H12.4～H27.3	石炭	ベース
H9入札	コスモ石油(株)	20.0万kW	H15.7～H30.6	残渣油	ベース
H9入札	出光興産(株)	22.6万kW	H16.7～H31.6	残渣油	ベース

3. 購入電力料の削減に向けた取組み(効率化額)

- 当社では、これまでも各事業者に対して、契約更改等において価格低減交渉を実施しております。
- 今回の原価算定については、今後、契約更改時などにおいて取引価格の引き下げ交渉を行うことによるコスト削減を先取りした形で織り込んでおります。
- 具体的には、今後契約更改するものについて、更なる効率化を求めるべきと考えられる費用(人件費・修繕費・諸経費等)を対象に、交渉による費用低減を先取りした形で、平成26年～28年平均で約40億円のコスト削減を織り込んでおります。

(億円)

項 目	H26年度	H27年度	H28年度	3ヶ年平均
交渉による取引価格引き下げ (更なる効率化による費用低減)	34	44	43	40

4. 販売電力料の算定概要

- 原価算定にあたっては、電力受給契約を締結済の期間は契約料金とし、原価算定期間中に契約更改を予定している場合、更改以降は、更改想定値としております。
なお、電力量については、前提計画の供給力想定に基づいております。
- 販売電力料は、卸電力取引所の活用や新電力に対する常時バックアップを反映したことにより、前回改定と比べ153億円増加(7億kWh増加)しております。

(億円, 億kWh, 円/kWh)

		今回(H26～H28) A			前回(H20) B			差引 A－B			備考 (主な差異理由)
		金額	電力量	単価	金額	電力量	単価	金額	電力量	単価	
地 帯 間 販 売 電 力 料 (他の電力会社への販売)		10	1	8.95	107	11	9.56	▲97	▲10	▲0.61	・送電電力量の減
(他電力会社販売以外の電力料)	常 時 バ ッ ク ア ッ プ	116	9	13.31	—	—	—	116	9	13.31	・今回から反映 (織込み)
	取 引 所 取 引	134	9	15.50	—	—	—	134	9	15.50	・今回から反映 (織込み)
	計	250	17	14.40	—	—	—	250	17	14.40	
販 売 電 力 料 計		261	19	14.06	107	11	9.56	153	7	4.50	

※ 四捨五入の関係で、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について

8

- 前回改定では、新電力に対する常時バックアップ需要を織り込んでおりませんでした。今回改定では、至近の離脱需要状況などを踏まえ、以下のとおり織り込んでおります。

(電力量)

- ・至近実績を基に、前提計画において想定している離脱需要の状況を踏まえ、電力量を算定しております。

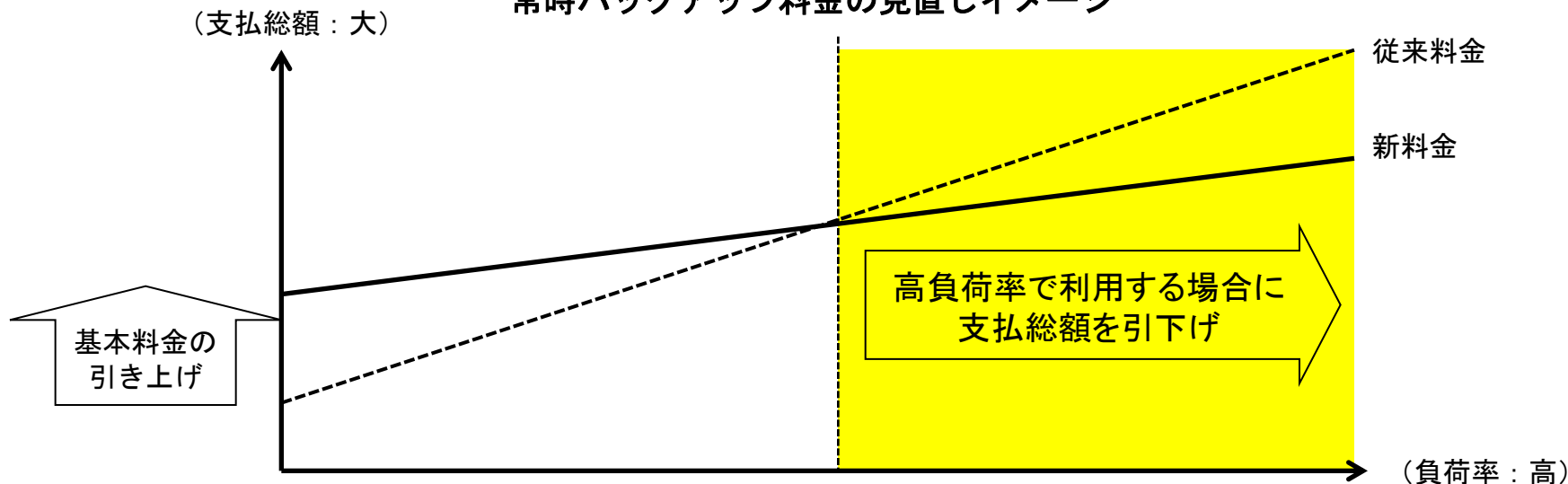
(料金)

- ・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、基本料金を引き上げるとともに、従量料金を引き下げる形で、原価に織り込んでおります。

(億円, 億kWh, 円/kWh)

	今回(H26～H28) A			前回(H20) B			差引 A－B		
	金額	電力量	単価	金額	電力量	単価	金額	電力量	単価
常時バックアップ	116	9	13.31	—	—	—	116	9	13.31

常時バックアップ料金の見直しイメージ



5. 卸電力取引所の活用について

- 卸電力取引所の活用につきましては、発電費用の節減や追加的収益の確保を実現するため、電力システム改革専門委員会で表明した「自主的取組み」のとおり、積極的に取り組んでまいります。
- 取引量・取引単価はその時々の需給状況や市況等に大きく左右されることから、将来の取引量・取引単価を明確に想定することは困難ではありますが、いずれも至近の取引実績に基づき算定することを基本としつつ、卸電力取引所における取引量増加傾向に応じて、平成26年度以降の当社取引量は段階的に増加していく前提としております。

<購入>

(取引量)至近の購入実績を基に、平成26年度以降の購入は段階的に増加していくものと想定しております。

(取引単価)至近の購入実績を基に算定しております。

<販売>

(取引量)至近の販売実績を基に、平成26年度以降の販売は段階的に増加していくものと想定しております。

(取引単価)至近の販売実績を基に算定しております。

(億kWh)

	H22年度 (実績)	H23年度 (実績)	H24年度 (実績)	H25年度 (推定実績)	H26年度 (想定)	H27年度 (想定)	H28年度 (想定)	3ヶ年 平均
購 入 (買い約定量)	0.4	0.8	1.2	1	1.2	1.3	1.5	1.3
販 売 (売り約定量)	0.6	1.0	3.4	6	7.2	8.3	10.5	8.7

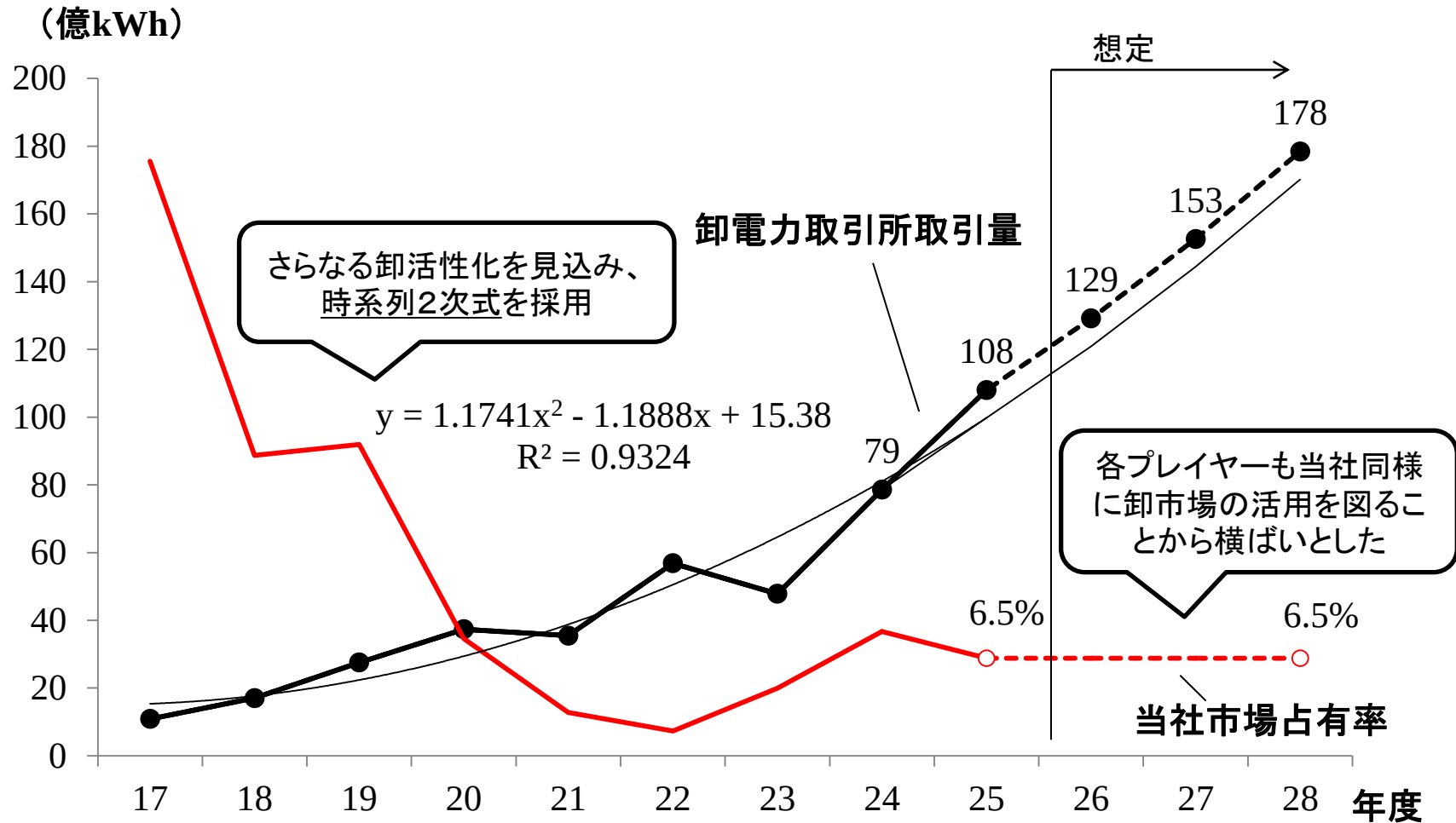
(参考) 電力システム改革専門委員会で当社が表明した自主的取組みの概要

- ・スポット取引における売買両建てでの取引
- ・予備力を確保したうえで、余力については限界費用ベースの価格で積極的にスポット市場投入を実施

【参考】卸電力取引所取引量想定の方

10

- 卸電力取引所取引量想定には他事業者の動向など不透明要素が多いため、卸電力取引所の全体像から求めています。
- 具体的には、卸電力取引所全体の取引量想定 × 当社市場占有率にて算出しました。



- 今回の原価算定において織り込んだ卸電力取引所の活用による効果額（原価圧縮額）と、その算定方法は以下のとおり。

【算定方法】

販売：（販売価格－自社発電コスト）× 販売量

⇒ 追加的収益の確保（自社発電コストを上回る価格での電力販売による利益の確保）

購入：（自社発電コスト－購入価格）× 購入量

⇒ 発電費用の節減（自社発電コストより安価な電力購入によるコスト削減）

【効果額】

（単位：億円）

	H26	H27	H28	H26～H28 平均
販 売	12	14	18	15
購 入	2	2	3	2
合 計	14	16	21	17

6. 購入電力料における原子力発電について

- 今回の料金改定における前提となる電力需給バランスの策定にあたり、他社原子力発電(地帯間を含む)からの受電については、原価算定期間中の受電量を想定しておりません。
- ただし、受給契約書等に基づき、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は、効率化努力を反映したうえで、原価に算入しております。

原子力発電の購入電力料原価内訳(対前回改定比較)

(億円)

費用項目	今回織込	前回改定	差 引	備 考(増減説明等)
人 件 費	26	33	▲8	人件費単価の減
修 繕 費	51	110	▲59	停止時定検費用の減
委 託 費	50	55	▲5	定検関連委託費の減
普 及 開 発 関 係 費	1	2	▲1	発電所PR関連費の減
諸 費	27	19	8	安全対策関連費の増
除 却 費	3	11	▲8	大規模取替工事減少に伴う減
再 処 理 関 係 費	16	39	▲23	発電計画の差異による再処理等引当金の減
一 般 負 担 金	26	—	26	原子力損害賠償支援機構法に基づき今回から計上
減 価 償 却 費	88	137	▲49	償却進行に伴う減
事 業 報 酬	31	41	▲10	償却進行に伴う報酬対象資産の減
核 燃 料 費	—	48	▲48	今回は受電を想定していないため織込み無し
送 電 料 金	—	6	▲6	同上
そ の 他	47	51	▲4	バックエンド関連費用の減
合 計	366	552	▲187	
効率化額(再掲)	(▲28)	—	—	

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】他社原子力発電 原価織込みの考え方

- 北陸電力の志賀原子力発電所2号機については、原価算定期間における受電量を想定していないものの、受給契約書等に基づき、営業運転開始から長期に渡って受電することとしており、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、効率化努力を反映したうえで、料金原価に算入しております。
- 日本原子力発電の敦賀発電所については、発生電力の全量を受電各社（中部・北陸・関西）が受電しており、共同開発に近い原子力発電所であることから、電力供給のために発生する費用は、自社電源と同様に事業上必要なものと考えております。
- 敦賀2号機については、原価算定期間における受電量を想定していないものの、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、効率化努力を反映したうえで、料金原価に算入しております。
- 敦賀1号機については、原価算定期間における受電量を想定していないことや、平成28年に営業運転停止が予定されていることを踏まえ、運転終了後も必要となる安全機能の維持管理費用などについて、効率化努力を反映したうえで、料金原価に算入しております。（将来の稼働に向けた投資に要する費用などについては、料金原価に算入しておりません。）
- なお、日本原子力発電については、設立以来配当を行っておらず、効率化による効果は購入電力料に反映されております。

【参考】北陸電力、日本原子力発電との契約概要

1. 北陸電力 志賀原子力発電所2号機

平成8年3月15日付にて、北陸電力、関西電力および中部電力の間で、以下の内容を締結。

- ・北陸が広域運営の本旨に則り、志賀2号機の建設およびこれに関連する系統の整備を行いその供給余力を中部および関西に融通送電することにより、北陸の設備の有効活用を図るとともに、中部および関西の需給安定に資することを目的とする。
- ・中部および関西は、志賀2号機より発生する電力のうち、運転開始以降10年間、さらに運転開始後11年目以降の5年間に ついても、中部、関西合わせて最大60万kWを受給し、中部4、関西5の比率により配分する。
- ・定めのない事項もしくはより難しい事項が生じたときは、誠意をもって3社協議する。
- ・予期せぬ事由により、電力の受給が相当期間中断された場合や受給開始後に原価の大幅な変動が生じた場合の融通料金の取扱いについては、相応の負担を原則としてその都度3社協議のうえ決定する。

2. 日本原子力発電 敦賀原子力発電所1号機

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、日本原電、北陸電力、関西電力および中部電力の間で、以下の内容を締結。

- ・原電敦賀の発生電力および電力量のうち、運転維持に必要な電力およ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またはその利用率が甚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。

3. 日本原子力発電 敦賀原子力発電所2号機

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、関西電力および中部電力の間で、以下の内容を申し合わせ。

- ・原電の敦賀発電所2号機の発生電力および電力量から運転維持に必要な電力および電力量を除いた全量を中部、北陸および関西へ供給する。
- ・中部、北陸および関西は、受給電力およ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日とし、昭和61年3月末を目途とする。
- ・受給地点、受給電力および電力量、受給方法、料金等については、別途協議して定める。

- 敦賀発電所の敷地内破砕帯については、有識者会合の評価報告書を踏まえ、平成25年5月の原子力規制委員会において「耐震設計上考慮すべき活断層」との見解が出された。また、「調査結果により新たな知見が得られれば、改めて評価する」とした。
- 日本原子力発電は、平成25年6月までの調査で得られた新たな知見を追加したうえで、「破砕帯は耐震設計上考慮すべき活断層ではない」という結果を取り纏め、平成25年7月に調査報告書を原子力規制委員会へ提出した。なお、日本原子力発電の調査報告書については、国内外の外部有識者から「妥当」との評価が得られている。
- 原子力規制委員会は、平成25年8月に開催した公開検討会合において、日本原子力発電が提出した報告書を精査し、原子力規制庁で改めて論点を整理することとなった。

＜論点1：断層の連続性＞
K断層が敦賀2号機原子力建屋直下まで延びているか。※

※新規規制標準では、活断層の露頭直上に重要設備の建設を認めていない。

【有識者評価報告書の見解(平成25年5月時点)】
・K断層は、D-1破砕帯と一連の構造である可能性が高い。
(根拠)
・K断層は、D-1破砕帯の延長に近い位置にあり、断層の形状がD-1破砕帯とよく一致している。
・日本原電が適切にずれの向きを認定していない可能性有。

【日本原電の調査結果を踏まえた見解】
・K断層は、D-1破砕帯と一連の構造ではなく、2号機原子炉建屋直下まで延びていない。
(根拠)
・K断層が途中で消滅していることを確認。
・薄片試料観察などにより、ずれの向きが異なることからD-1破砕帯とK断層は異なると判断。

・K断層はD-1トレンチを出たところで消滅し、2号機建屋の方向に延びていない。
・ボーリングコア(B14-2)で確認した複数の破砕部はいずれも正断層であり、K断層は少なくとも当該ボーリング箇所よりも南方には延びていない



D-1破砕帯(G断層含む)

- 最後の活動： 約12万～13万年前
- ズレの向き： 正断層・右横ずれ

≠

K断層

- 最後の活動： 約12万～13万年前
- ズレの向き： 横ずれを伴う逆断層

＜論点2:断層の活動時期＞

D-1破砕帯は、「耐震設計上考慮する活断層」か。※

※新規制規準では、「後期更新世以降(12～13万年前以降)の活動が否定できない断層」を含め「将来活動する可能性がある断層等」と定義。

【有識者評価報告書の見解(平成25年5月時点)】

- ・D-1破砕帯の上部地層を約12万年前の地層と特定することは困難。

(根拠)

- ・K断層のある地層(③層)は上部地層(⑤層)と同様に比較的新鮮であり、堆積時期に差がないと考える。
- ・火山灰の含有率が低頻度であり、降下年代も確定していないことから、信頼度がかなり低い。

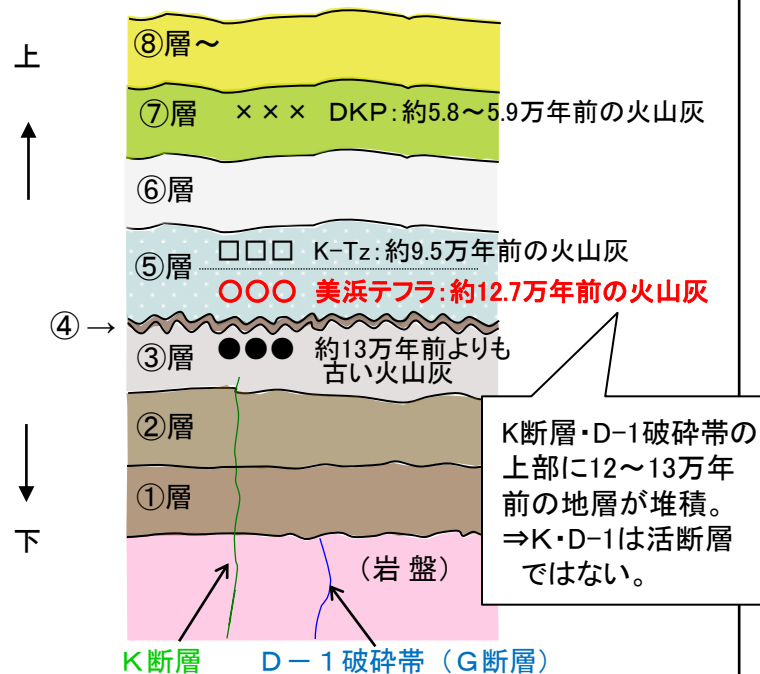
【日本原電の調査結果を踏まえた見解】

- ・D-1破砕帯は、後期更新世以降(12～13万年前)以降の活動はなく、活断層ではない。

(根拠)

- ・D-1破砕帯の上部地層(⑤層下部)から12～13万年前の火山灰を確認。
- ・火山灰のデータ拡充を行うとともに、新たに研究論文の調査・研究成果を加味し高い信頼性を確保。

D-1 トレンチ内の地層堆積状態



- 日本原子力発電の役員報酬、人件費等の水準について、当社が確認したところ、平成23～25年度の一人当たりの役員報酬・給料手当は以下のとおりでした。
- なお、日本原子力発電からの購入電力料における料金原価の算定にあたりましては、役員報酬、給料手当を当社並みの水準に引き下げるとともに、修繕費・諸経費等については、効率化努力を反映したうえで算入しております。

	当社	日本原子力発電		
	H26－H28 平均 (今回申請)	H25 推定実績	H24 実績	H23 実績
一人当たり役員報酬※1 (百万円／人)	18	20	25	28
一人当たり給料手当※2 (万円／人)	624	720	770	801

※1 社内役員のみ。
※2 超過労働給与を除く