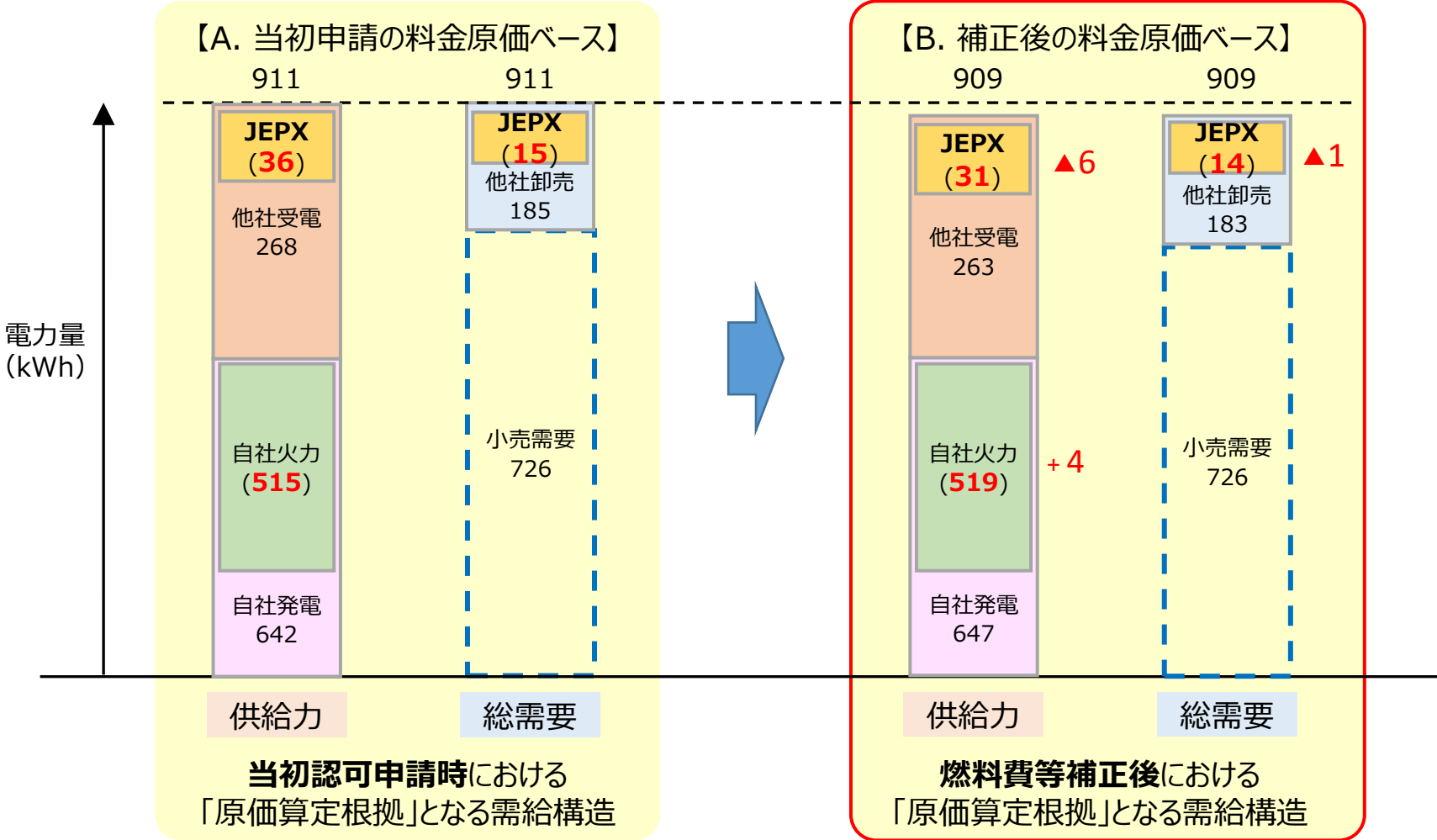


燃料諸元と市場価格変更後の原価影響について

2023年4月4日
東北電力株式会社

1. 燃料費等の採録期間変更に伴う需給構造の変化

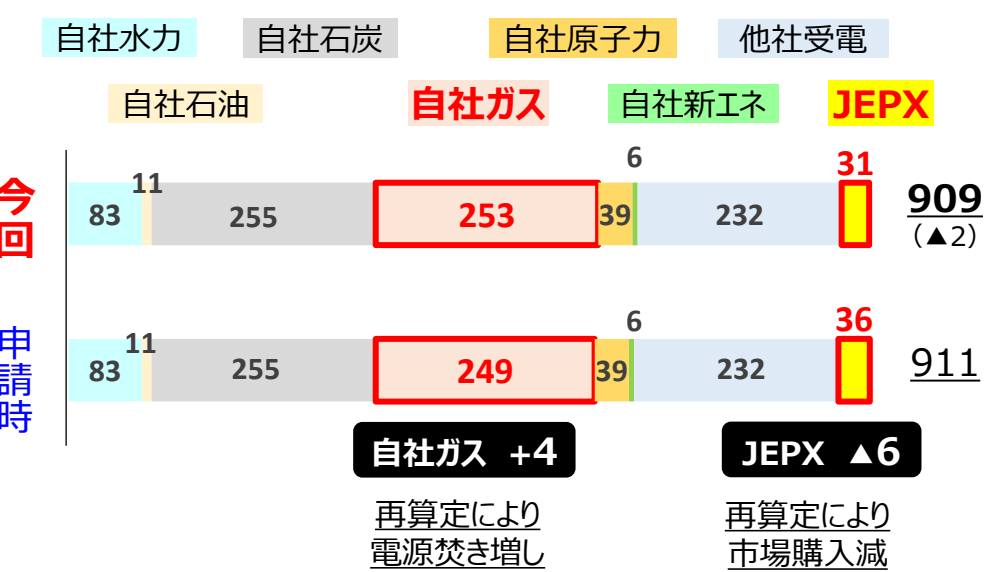
- 燃料費等の採録期間の変更により、市場価格が下落したことで、JEPXへの販売量が減少している。
- また、燃料価格も下落したことで、供給力も若干変化している。
- 内訳については、次頁のとおり。



(単位：億kWh、数字は全て送電端、「JEPX」「自社発電」分は内数)

2. 発受電電力量の内訳

<供給力の変化>



<燃料・市場の前提諸元>

		前回改定	7~9月統計 (1/11会合)	11~1月統計 (3/3会合)
為替レート	円/ドル	80	137	139
原油CIF	円/kl	57,651	97,466	82,572
LNG価格	円/トン	64,566	142,803	132,509
LNGスポット	円/トン	64,566	267,985	226,431
石炭価格	円/トン	9,800	51,875	53,189
市場価格	円/kWh	14	35	21

(単位：億kWh [送電端])

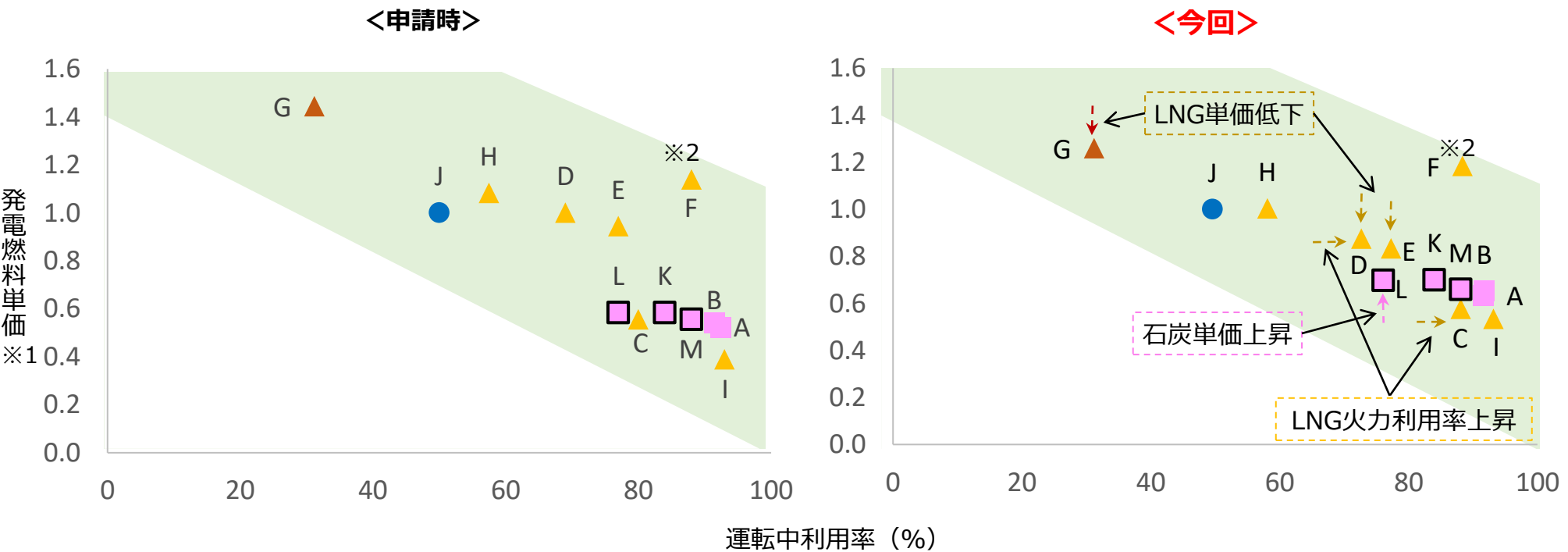
		今回				申請時
		2023	2024	2025	3ヶ年平均	3ヶ年平均
供給	自社					
	水力	83	84	84	83	83
	石油	27	5	-	11	11
	火力	265	256	245	255	255
	石炭	245	245	271	253	249
	ガス	2	68	46	39	39
	原子力	6	6	6	6	6
	新エネ	6	6	6	6	6
	小計	627	663	650	647	642
	他社					
需要	水力	25	18	18	20	20
	火力	150	148	142	147	147
	原子力	-	-	-	-	-
	新エネ	65	65	65	65	65
	JEPX	43	22	27	31	36
	小計	283	253	252	263	268
	合計	910	916	902	909	911
	卸売					
	JEPX	10	18	13	14	15
	常時BU	26	26	26	26	26
小売	相対卸	71	71	71	71	71
	融通	72	74	65	70	70
	その他	3	1	1	2	2
	小計	182	190	177	183	185
	小売					
	小計	728	726	725	726	726
	合計	910	916	902	909	911

3. 火力発電所の稼働率と単価の関係

- ・ 発電燃料単価の安い火力機を高稼働にするメリットオーダーの考え方にに基づき計画。
- ・ 申請時と比較すると、発電燃料単価が低下したLNG火力の利用率が上昇したものの、全体的なメリットオーダーへの影響は限定的。

【火力発電所の運転中利用率と単価の関係】
3ヵ年平均（2023～2025）

● : 石油（自社） ▲ : LNG CC（自社） ▲ : LNG CV（自社） ■ : 石炭（自社） ■ : 石炭（他社）



※1 : 発電燃料単価（縦軸）は石油火力を1.0とした場合の指数
※2 : Fはユニットの最低出力が定格出力の約80%であり、運転中利用率が高くなっている

4. 燃料費

4

- 燃料費は、申請値比で石炭価格が上昇した一方でLNG・重油価格が低下したことなどから、全体としては1兆1,213億円（申請値比▲85億円）となった。

	2023～2025年度平均						差 【A－B】		
	今回 【A】			申請時 【B】					
	発電電力量 (億kWh) [発電端]	金額 (億円)	単価 (円/kWh)	発電電力量 (億kWh) [発電端]	金額 (億円)	単価 (円/kWh)	発電電力量 (億kWh) [発電端]	金額 (億円)	単価 (円/kWh)
火力	542	11,140	20.6	538	11,226	20.9	4	▲85	▲0.3
石炭系	270	5,145	19.1	270	5,033	18.6	-	112	0.4
ガス系	261	5,597	21.4	257	5,790	22.5	4	▲193	▲1.1
石油系	11	398	36.2	11	403	36.6	-	▲5	▲0.5
原子力	40	23	0.6	40	23	0.6	-	-	-
新エネ	7	50	7.6	7	50	7.6	-	-	-
自社計	589	11,213	19.0	585	11,299	19.3	4	▲85	▲0.3

※端数処理の関係で、合計と内訳が一致しない場合がある

5. 他社購入電源費

・ 他社購入電源費は、市場価格の低下に伴う市場購入単価の低下およびFIT回避可能費用の減少等により、6,139億円（申請比▲2,824億円）となった。

(単位：億kWh, 億円)

		今回 (2023～2025) A		申請時 (2023～2025) B		差 A－B		主な差異理由等	
		電力量	金額	電力量	金額	電力量	金額		
合 計		283	6,139	326	8,963	▲26	▲2,824		
内 訳	市場取引	51	1,087	78	2,923	▲26	▲1,835	メリットオーダー修正に伴う市場購入量の減・市場価格低下に伴うスポット購入金額の減および間接オークションの減	
	新工ネ	FIT	61	1,008	61	2,248	－	▲1,241	市場価格低下に伴う回避可能費用の減少
		ほか	7	54	7	56	－	▲2	
	火 力	147	3,540	147	3,286	－	+254	石炭価格上昇に伴う購入費用増加	
	原子力	－	278	－	278	－	－		
	その他	18	173	18	173	－	－		

・ 他社販売電源料は、燃料価格低下に伴う燃料費調整単価の低下や、市場価格低下に伴う販売単価の低下により、5,724億円（申請比▲1,382億円）となった。

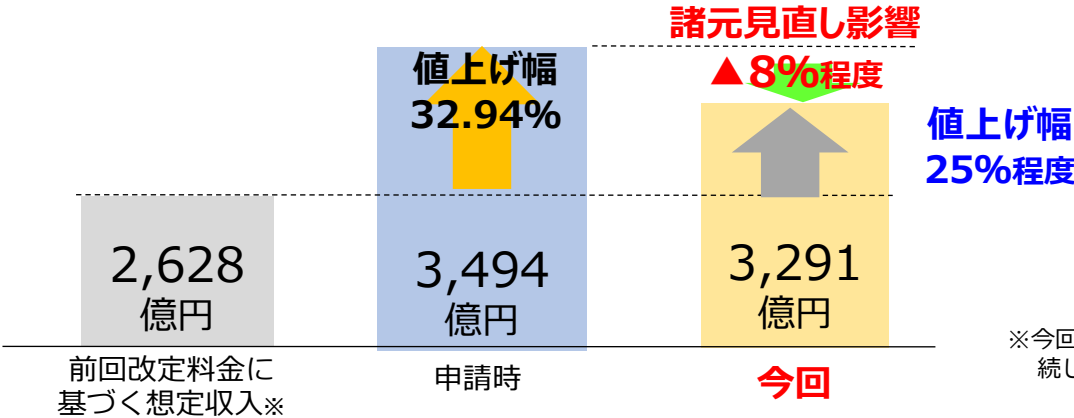
(単位：億kWh, 億円)

		今回 (2023~2025) A		申請時 (2023~2025) B		差 A-B		主な差異理由等
		電力量	金額	電力量	金額	電力量	金額	
合 計		201	5,724	219	7,107	▲20	▲1,382	
内 訳	域内外卸	97	2,898	97	2,952	—	▲53	燃料価格低下に伴う燃調の減少（域内外卸、常時バックアップ）
	市場取引	33	903	52	2,262	▲20	▲1,359	メリットオーダー修正に伴う市場販売量減 市場価格低下に伴うスポット販売金額の減および間接オークションの減
	火 力	68	1,554	68	1,524	—	+ 30	石炭価格上昇による収入増
	原子力	—	329	—	329	—	—	
	新市場	—	22	—	22	—	—	
	その他	2	18	2	18	—	▲0	

7. 規制料金平均値上げ率 + モデル料金の値上げ率

・ 今回の算定により、規制料金平均値上げ率は 2 5 %程度、モデル料金の値上げ率は 1 9 ~ 2 4 %程度となった。

(1) 規制料金平均値上げ率



※今回前提諸元となっている燃料価格・販売電力量水準で、現行料金を継続した場合の今回原価算定期間における年平均収入

(2) モデル料金の値上げ率

	1カ月のご使用量	現行料金 (A)	申請料金 (B)	今回料金 (C)	差引		
					(D) = (B-A)	(E) = (C-A)	(E-D)
従量電灯 B (契約電流：30A)	260kWh	8,565円	11,282円	10,588円	2,717円 [31.72%]	2,023円 [23.62%]	▲694円 [▲8.10%]
従量電灯 C (契約容量：13kVA)	810kWh	31,616円	40,450円	38,583円	8,834円 [27.94%]	6,967円 [22.04%]	▲1,867円 [▲5.90%]
低圧電力 (契約電力：6kW)	340kWh	14,493円	18,181円	17,314円	3,688円 [25.45%]	2,821円 [19.46%]	▲867円 [▲5.99%]

※現行料金には、2022年11月～2023年1月の平均燃料価格による燃料費調整単価(上限3.47円/kWh)にもとづく燃料費調整額を含む。

※現行料金、申請料金および再算定料金には、2022年度の再生可能エネルギー発電促進賦課金(3.45円/kWh)を含む。

※現行料金、申請料金および再算定料金には、消費税等相当額を含む。

※現行料金、申請料金および再算定料金の低圧電力には、「その他季」の電力量料金単価を適用し、力率は90%で算定。