



# 他社購入・販売電力料

2023年 4月 4日

東京電力エナジーパートナー株式会社

# 1. 他社購入電力料（新たな市場等関連を除く）の算定概要

- 他社購入電力料は、2016年度に分社化した影響により費目ごとの内訳が大きく異なることや、燃料価格・市場価格の高騰による購入単価の上昇等により、前回申請原価と比較して46,761億円増加し、54,616億円となりました。

## 【内訳表（購入電力料）】

(単位：億円、億kWh)

	今回(2023~25) A		前回(2012~14) B		前回との差異 A-B	
	金額	電力量 <sup>※1</sup>	金額	電力量	金額	電力量
①他社購入電力料 計	54,616	2,496	7,855	614	46,761	1,882
相対購入	44,534	1,993	7,484	585	37,050	1,407
水力	1,601	148	705	62	896	86
火力	37,937	1,725	5,814	523	32,134	1,202
原子力	4,961	119	965	-	3,996	119
その他	35	-	-	-	35	-
取引所購入	7,075	335	56	4	7,019	331
新エネ	3,007	168	315	25	2,692	144
うちFIT買取 <sup>※2</sup>	2,900	155	81	8	2,819	147
太陽光	2,732	147	81	8	2,585	139
その他 <sup>※3</sup>	168	8	-	-	168	8

※1 取引所購入には間接オークション分を含む

※2 取引所取引におけるスポット市場想定価格（コマ別値）を用いて算定

※3 風力、バイオマス・廃棄物発電

## 2. 他社販売電力料（新たな市場等関連を除く）の算定概要

- 他社販売電力料は、他の小売電気事業者への卸販売等の増加や、市場取引の取引量の増加、価格の上昇等により、前回申請原価と比較して9,520億円増加し、11,078億円となりました。

### 【内訳表（販売電力料）】

（単位：億円、億kWh）

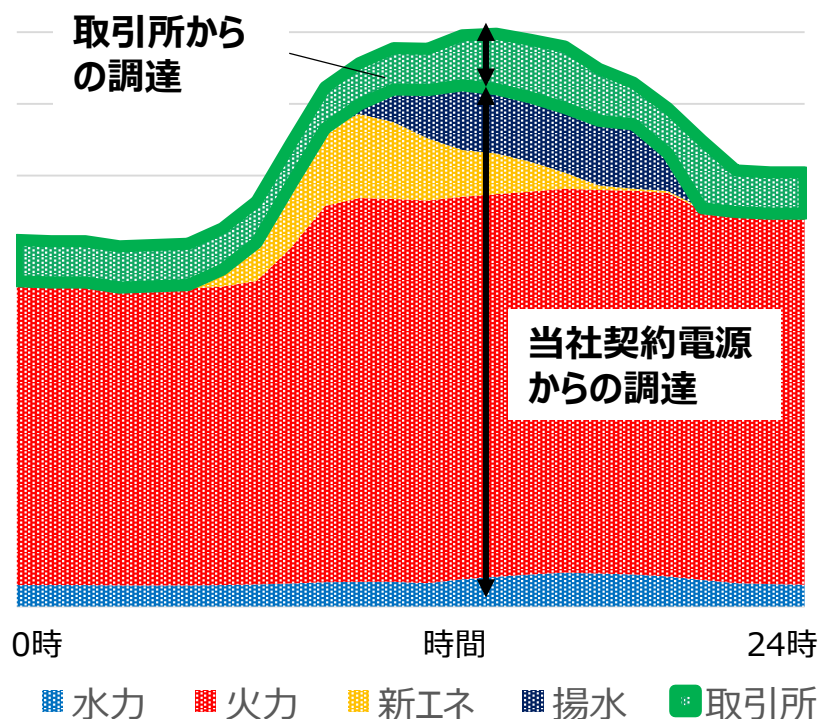
	今回(2023~25) A		前回(2012~14) B		前回との差異 A-B	
	金額	電力量 <sup>※1</sup>	金額	電力量	金額	電力量
他社販売電力料 計	11,078	498	1,558	125	9,520	373
相対販売	4,808	203	1,416	116	3,391	88
常時BU	2,182	98	131	9	2,051	89
取引所販売	4,088	197	10	1	4,077	196

※1 取引所販売には間接オークション分を含む

- 卸電力取引所の活用については、他社からの戻り需要等の増加を背景に、需給バランスにおいて当社契約電源からの調達不足している量について、経済性を考慮の上、取引所からの「買い」として反映しております。
- 取引所への「売り」について、株式会社JERA（以下「JERA」と言います）の火力電源については、余力供出主体をJERAへ移管していることから、揚水発電による販売を前提として考慮しております。

#### <取引所活用状況>

(2023年8月の需給運用イメージ)



#### ●取引所からの「買い」

- ・ 当社契約電源から追加的に調達する場合と市場調達の場合の想定価格水準を比較し、取引所調達として反映

#### ●取引所への「売り」

- ・ 当社契約電源から最低限の受電でも需要に対して余剰となる供給力は、取引所販売として反映
- ・ 揚水発電は、揚水に関するロスを考慮した限界費用と市場価格をマッチングのうえ、取引所販売として計上

【参考】制度設計専門会合（第65回）2021.10.01 資料8-1 抜粋

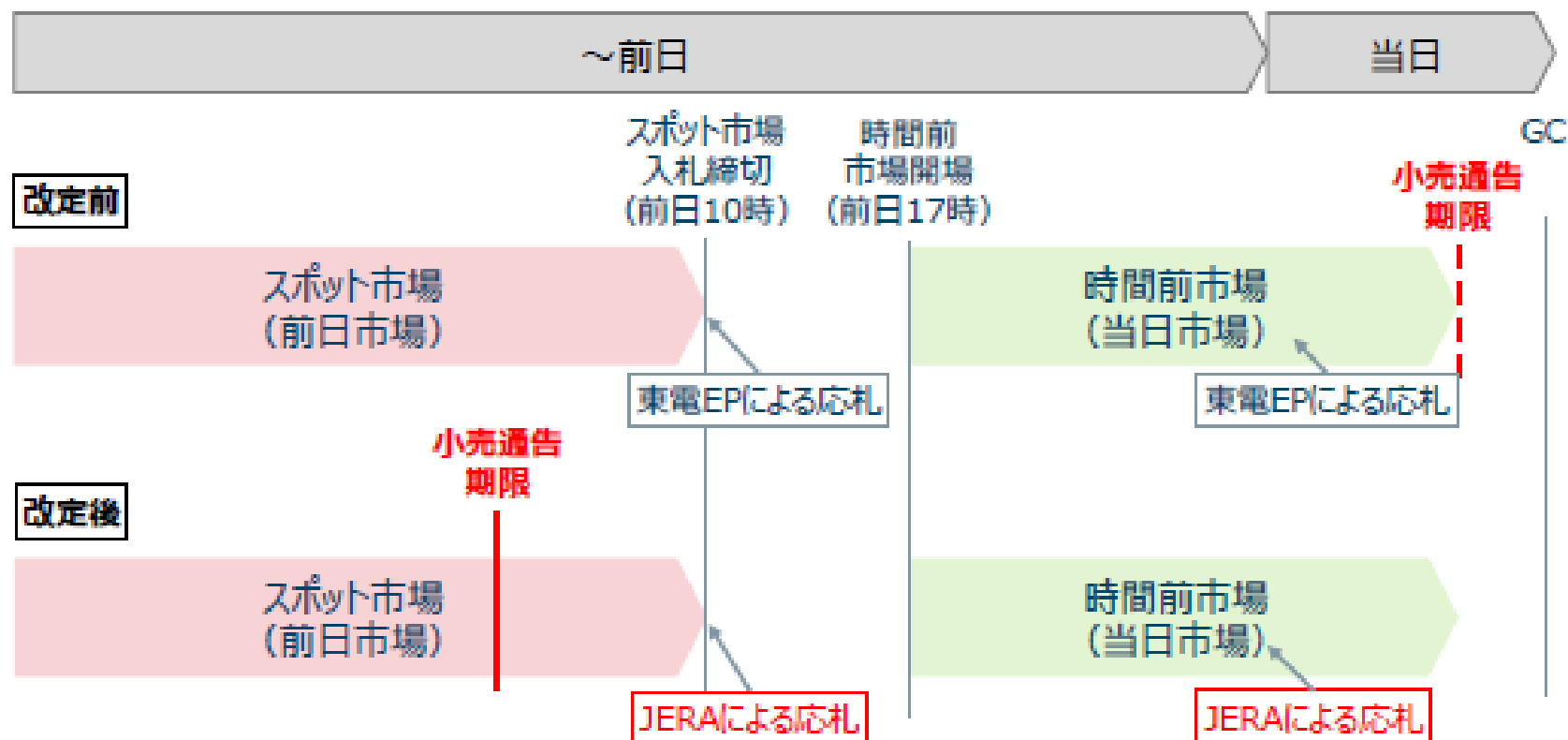
3.東電EPとのPPA一部改定（概要）

（略）

- 小売通告期限を変更し、JEPX市場への応札を東電EPではなくJERAが行う取組は、発電・小売間の役割明確化、取引の透明性向上につながる。また、卸売条件（通告期限）の内外無差別性は向上

### 3. 東電EPとのPPA一部改定（概要）

- 東京エリアにおいて制度的な条件が整い次第早期にスポット市場応札前での小売通告期限を試行的に導入予定。東電EP-JERA間で協議中
- 小売通告期限を変更し、JEPX市場への応札を東電EPではなくJERAが行う取組は、発電・小売間の役割明確化、取引の透明性向上につながる。また、卸売条件（通告期限）の内外無差別性は向上



- 新たな市場等に係わる費用（容量市場拠出金、非化石証書費用）として、3カ年平均にて1,664億円を原価に織込んでおります。

(単位：億円)

	今回 (2023~2025)	算定概要
容量市場拠出金	1,440	<p>・電力広域的運営推進機関公表の試算値や、一般送配電事業者の供給計画・当社需要想定値等をもとに、以下算式により算定。</p> <p>容量市場拠出金（当社負担額）                      = 容量市場拠出金（各エリア小売事業者負担額）                      × 当社需要比率</p> <p>&lt;各エリア小売事業者負担額&gt;                      電力広域的運営推進機関が公表する「容量市場メインオークション約定結果」の試算結果を参照。                      &lt;当社需要比率&gt;                      各エリア最大3日平均電力における当社最大3日平均電力比率より想定。</p>
非化石証書購入費	224	<p>・「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」（以下、「エネルギー供給構造高度化法」）における当社中間目標値の達成などに必要な非化石証書の購入に要する費用を織り込み。</p>
計	1,664	

- エネルギー供給構造高度化法における当社目標値については、以下の通り想定しております。
  - ✓ 非化石電源比率（全国平均値）については、2030年度の非化石電源比率44%以上とする目標値を基本に、2015年度に策定された第5次エネルギー基本計画における2030年度の電源構成比率を参照し、再エネ比率ならびに原子力比率が2022年度から2030年度まで等差で増加する前提とし想定。
  - ✓ 再エネに占めるFIT比率については、2021年度の再エネ発電量に占めるFIT発電量の比率を横置きとし想定。

### 【非化石比率の当社目標値の想定】

(単位：%)

	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2030年度
非化石電源比率 (全国平均値)	29.30	31.14	32.98	34.82	44.00
再エネ比率 (A)	22.63	22.68	22.72	22.77	23.00
原子力比率 (B)	6.67	8.46	10.25	12.04	21.00
再エネに占めるFIT比率 (C)	58.72	58.72	58.72	58.72	58.72
当社目標値 ( $A \times (1-C) + B$ )	11.84	17.82	19.63	21.44	30.49

- 市場調達分として3カ年平均で212億円、相対電源調達分として3カ年平均で12億円、の計224億円を原価に織込んでおります。

### 【非化石証書購入費の算定諸元】

		単位	2023年度	2024年度	2025年度	3カ年平均
非化石価値目標調達比率	①	%	17.82	19.63	21.44	—
販売電力量（送電端）	②	億kWh	1,987	1,973	1,987	1,982
目標調達量	③ = ① × ②	億kWh	354	387	426	389
市場調達量	④ = ③ - ⑤	億kWh	347	366	398	370
相対電源調達量	⑤	億kWh	8	21	28	19
調達費用計	⑥	億円	183	235	256	224
市場調達分※1	⑦	億円	178	220	238	212
相対電源調達分※2	⑧	億円	5	15	18	12

※1 購入単価は、非FIT証書の直近取引実績である0.6円/kWhに手数料0.01円/kWhを加算した値。

※2 電気と非化石証書が一体の取引での証書購入費用（卒FIT分等）



- 新たな市場等に係わる費用（容量確保契約金額、調整力公募収入、需給調整市場収入）として、3カ年平均にて176億円を原価に織込んでおります。
- また、発電事業者が得る容量確保契約金相当額を他社購入電力料の減として、3カ年平均1,564億円を原価に織込んでおります。

（単位：億円）

	今回 (2023~2025)	算定概要
容量確保契約金額	54 (1,619)	容量市場の対象期間（2024、2025年度）について、容量市場メインオークションの約定結果をもとに算定。 （「容量市場に関する既存契約見直しに指針」を踏まえ、他社購入電力料の基本料金から控除した発電事業者が得る容量確保契約金相当額を合算した金額）
調整力公募収入	11	調整力公募の対象期間（2023年度）について、2022年度の落札結果をもとに算定。
需給調整市場収入	111	過去実績をベースとした約定数量に、想定単価を適用して算定。
計	176 (1,741)	

- 調整力公募に係る収入については、一般送配電事業者が実施する2022年度の調整力公募の応札結果をもとに算定しております。なお、2024年度以降は、調整力公募が終了し、全ての調整力が容量市場（発動指令電源）や需給調整市場を通じた募集に移行します。
  - 需給調整市場※からの収入については、市場開設後の実績をもとに算定した想定約定数量に、年度ごとの想定単価を適用して算定しております。
- ※ 需給調整市場は、一般送配電事業者による広域的な調整力調達を目的として2021年に開設された市場であり、当社は需給状況等を踏まえ、供給余力を原資として売り応札を行い、一般送配電事業者に調整力（ΔkW）を販売しております。

### 調整力公募・需給調整市場の原価織込額 [他社販売電力料]

(単位：億円)

	2023年度	2024年度	2025年度	3ヶ年平均
調整力公募※1	32	—	—	11
需給調整市場※2	212	7	113	111
合 計	244	7	113	122

- ※1 調整力公募は2023年度に終了予定のため、2024年度、2025年度の織込みはない。  
2023年度は電源 I ' 廠気象対応調整力公募に応札。当社はアグリゲーターとして、お客さまとDR契約を締結の上、要請に応じて調整力をご提供いただくこととなり、送配電事業者から得られる報酬の中から、お客さまに報酬をお支払。
- ※2 需給調整市場については、需給調整市場ガイドラインにもとづき、固定費回収のための合理的な額等により算定。  
2024年度以降は、容量市場からの発電事業者における収入（各PPA料金から控除）による、固定費回収のための合理的な額の減少にともなって低減（他社購入電力料の減にて反映）。