



料金算定の前提となる需要と供給力について

2023年 2月15日

東京電力エナジーパートナー株式会社

①小売需要について

1. 需要想定の概要

- 今回の認可申請の需要※は、競争環境などを踏まえ、料金原価算定期間（2023～25年度）における販売電力量（kWh）と、1時間平均最大となる最大電力（kW）を想定しております。

※ 2022年12月中旬時点における2023年度供給計画案によります。

販売電力量(kWh)の想定

以下の手順にて想定しております。

- ① 下表のメニューごとに、過去実績傾向を基に、離脱等の影響を反映する前の電力量を想定しております。
- ② 離脱等の影響を反映し、各メニューの電力量を想定しております。
- ③ 各メニューの電力量を積み上げて、規制部門や自由化部門を算出しております。

	区分	電圧	用途	業種	メニュー
小売需要	規制部門	低圧	電灯・その他	家庭・街路灯 等	従量電灯A・B・C、定額電灯、公衆街路灯、臨時電灯
			低圧電力・その他	小規模店舗・工場 等	低圧電力、低圧農事用電力、低圧臨時電力
	自由化部門	低圧	電灯	家庭 等	スタンダード、プレミアム、スマートライフ、電化上手 等
			低圧電力	小規模店舗・工場 等	動力プラン 等
		特別高圧 高圧	業務用	商業施設 等	業務用電力 等
			産業用	工場 等	高圧電力 等

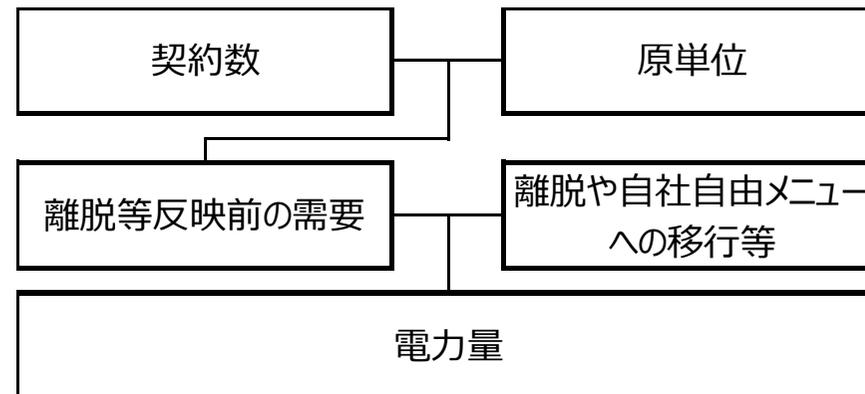
最大電力(kW)の想定

想定した販売電力量を基に、電気の使われ方を考慮した上で最大電力（最大3日平均電力）を想定しております。

【従量電灯A・従量電灯B】

- 過去実績傾向を基に契約数(口)及び原単位(kWh/口)を、それぞれ想定しております。
- 「契約数(口)×原単位(kWh/口)」として、離脱や自社自由メニューへの移行等の影響を反映する前の電力量を算出しております。
- 離脱や自社自由メニューへの移行等の影響を反映し、電力量を想定しております。

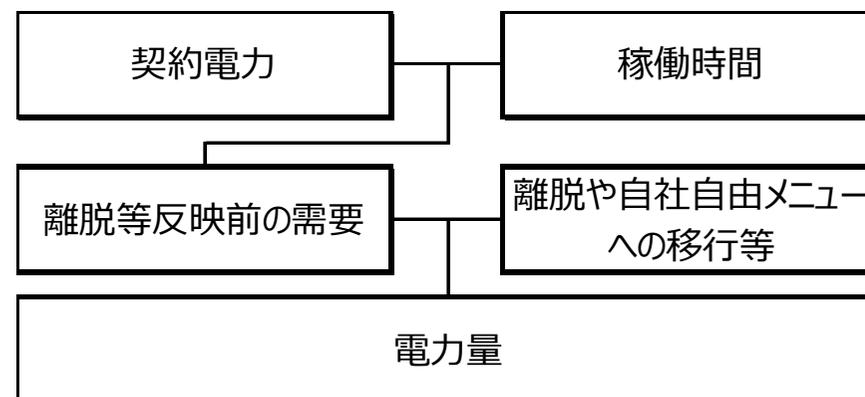
【従量電灯A・Bの想定フロー】



【従量電灯C・低圧電力】

- 過去実績傾向を基に契約電力(kW)及び稼働時間(kWh/kW)を、それぞれ想定しております。
- 「契約電力(kW)×稼働時間(kWh/kW)」として、離脱や自社自由メニューへの移行等の影響を反映する前の電力量を算出しております。
- 離脱や自社自由メニューへの移行等の影響を反映し、電力量を想定しております。

【従量電灯C・低圧電力の想定フロー】

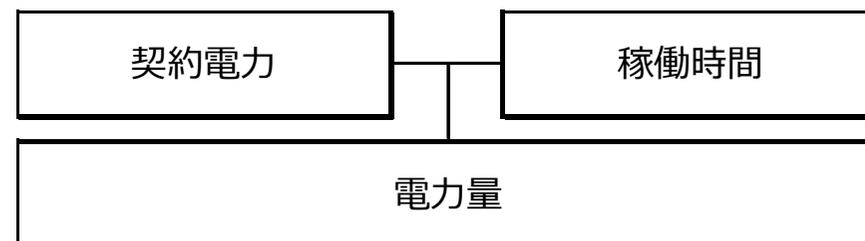


【電灯その他 (定額電灯・公衆街路灯・臨時電灯)】

【電力その他 (低圧農事用電力・低圧臨時電力)】

- メニューごとに、過去実績傾向を基に電力量を想定しております。

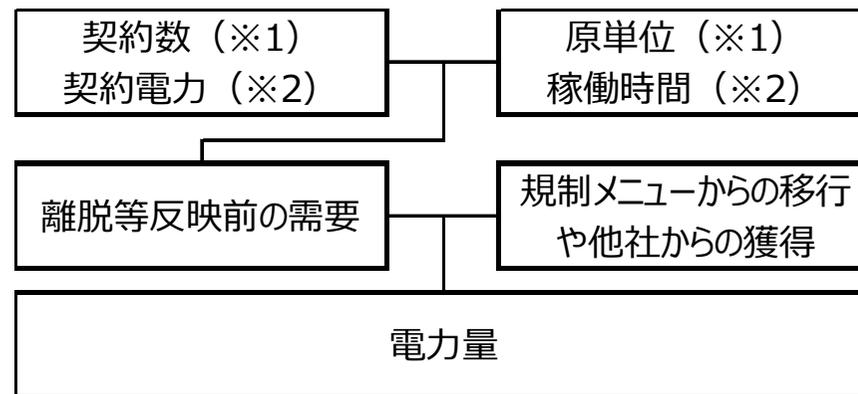
【電灯その他・電力その他の想定フロー】



【低圧自由化部門】

- 従量電灯と同様に、過去実績傾向を基に「契約数(口)及び原単位(kWh/口)」或いは「契約電力(kW)及び稼働時間(kWh/kW)」を、それぞれ想定しております。
- 上記を乗じて規制メニューからの移行や、他社からの獲得等の影響を反映する前の電力量を算出しております。
- 規制メニューからの移行や、他社からの獲得等の影響を反映し、電力量を想定しております。

【低圧自由化部門の想定フロー】

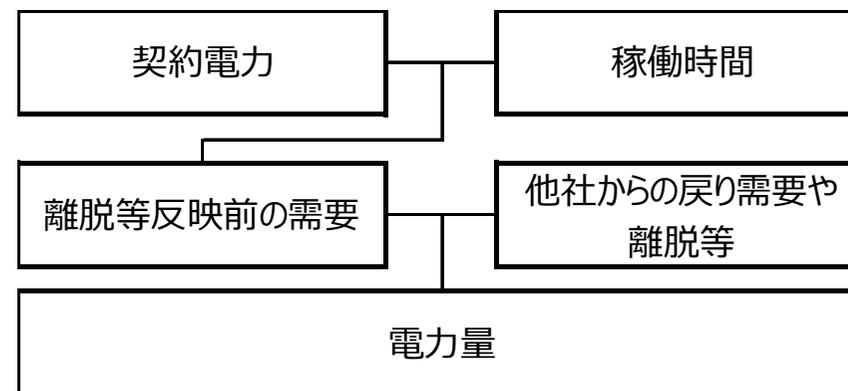


※1: スタンダードプラン等、※2: 電化上手、動力プラン等

【特別高圧・高圧】

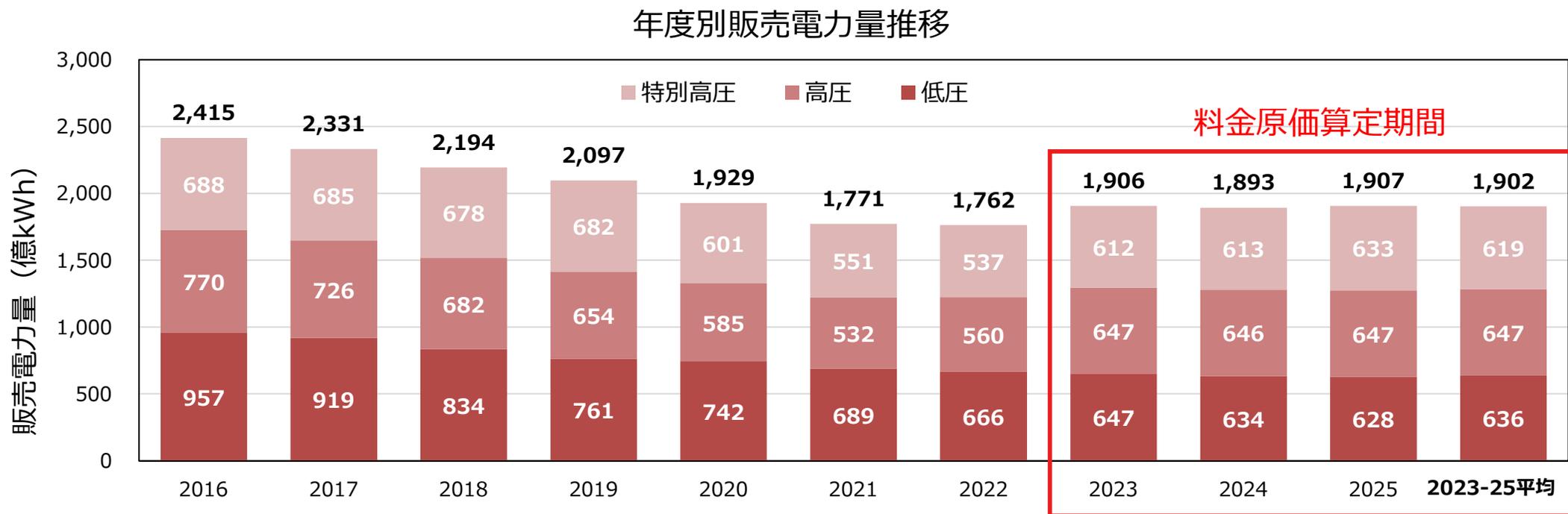
- 業務用、産業用ごとに過去実績傾向を基に契約電力(kW)及び稼働時間(kWh/kW)を、それぞれ想定しております。
- 「契約電力(kW)×稼働時間(kWh/kW)」として、他社からの戻り需要や離脱等の影響を反映する前の電力量を算出しております。
- 他社からの戻り需要や離脱等の影響を反映し、電力量を想定しております。

【特別高圧・高圧の想定フロー】



※関東エリア以外については、各エリアにおける実績傾向や、今後の獲得見込みを基に想定しております。

- 販売電力量は、低圧での競争進展による減少影響や、特別高圧・高圧での2023年度における他社からの戻り需要等の増加影響により、料金原価算定期間では、平均1,902億kWhとなる見通しです。



※ 四捨五入の関係で計算が合わない場合があります。

《各電圧における対前年度伸び率》

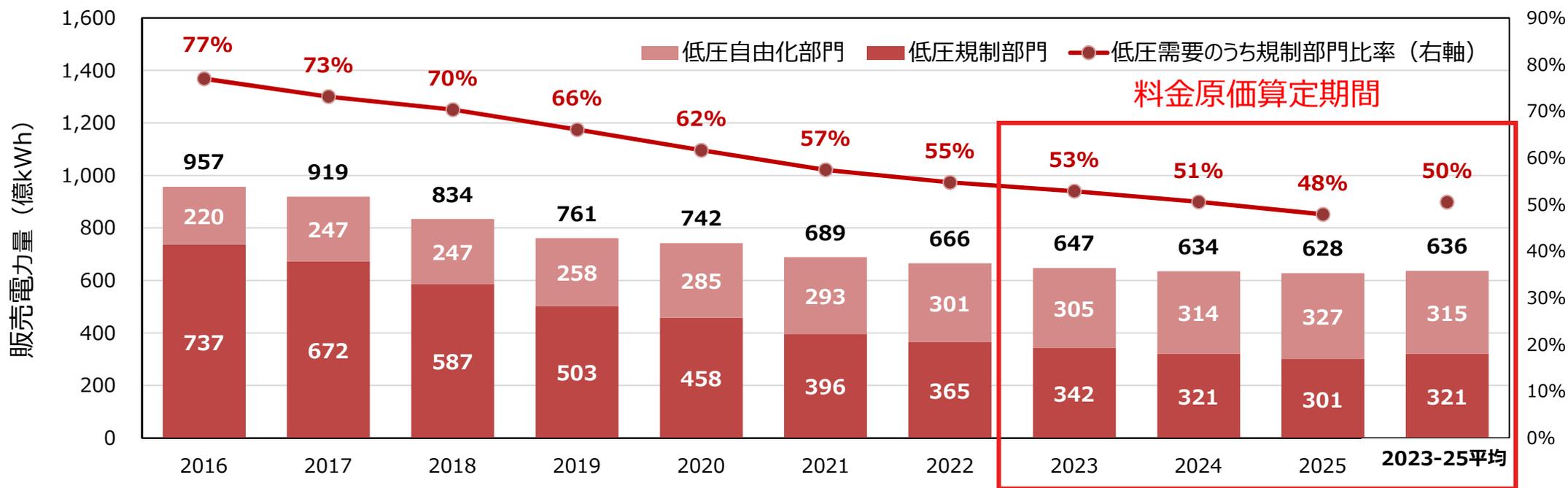
[%]

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
合計	-	▲ 3.5	▲ 5.9	▲ 4.4	▲ 8.0	▲ 8.2	▲ 0.5	8.2	▲ 0.7	0.8
特別高圧	-	▲ 0.4	▲ 1.1	0.6	▲ 11.9	▲ 8.4	▲ 2.5	13.9	0.1	3.4
高圧	-	▲ 5.7	▲ 6.1	▲ 4.2	▲ 10.5	▲ 9.1	5.2	15.6	▲ 0.2	0.1
低圧	-	▲ 3.9	▲ 9.3	▲ 8.7	▲ 2.5	▲ 7.3	▲ 3.3	▲ 2.7	▲ 2.0	▲ 1.1

3-2. 低圧需要における販売電力量見通し

- 規制部門の販売電力量は、離脱や自社自由メニューへの移行等の減少影響により、料金原価算定期間では、平均321億kWhとなる見通しです。
- 自由化部門の販売電力量は、規制メニューからの移行等の増加影響により、料金原価算定期間では、平均315億kWhとなる見通しです。

年度別販売電力量推移



※ 四捨五入の関係で計算が合わない場合があります。

《各部門における対前年度伸び率》

[%]

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧	-	▲ 3.9	▲ 9.3	▲ 8.7	▲ 2.5	▲ 7.3	▲ 3.3	▲ 2.7	▲ 2.0	▲ 1.1
規制部門	-	▲ 8.7	▲ 12.7	▲ 14.3	▲ 9.0	▲ 13.5	▲ 7.9	▲ 6.1	▲ 6.2	▲ 6.3
自由化部門	-	12.1	0.1	4.4	10.3	2.9	2.8	1.3	2.8	4.3

3-3. 規制部門における前年度差

- 規制部門における前年度差及び主な内訳は、以下の通りとなります。

[億kWh]

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧規制部門	737	672	587	503	458	396	365	342	321	301
主な内訳	前年度差	-	▲ 64	▲ 86	▲ 84	▲ 45	▲ 62	▲ 31	▲ 22	▲ 21
	離脱（他社からの戻り含む）※1	-	▲ 52	▲ 61	▲ 54	▲ 39	▲ 31	▲ 19	▲ 12	▲ 15
	自社自由メニュー移行 ※2	-	▲ 22	▲ 15	▲ 17	▲ 14	▲ 8	▲ 6	▲ 6	▲ 7
	気温・うるう影響	-	17	▲ 6	▲ 8	11	▲ 9	4	▲ 6	0
	その他 ※3	-	▲ 8	▲ 5	▲ 4	▲ 3	▲ 14	▲ 10	1	▲ 0

注：四捨五入の関係で計算が合わない場合があります。

※1：離脱（他社からの戻り含む）は、口数を基に影響量を推計しております。

※2：自社自由メニュー移行には、自社自由メニューから規制メニューへの戻り分も含まれます。

※3：その他には、新型コロナウイルスや省エネ・節電影響等が含まれます。

- 2019年度以降、徐々に離脱数は減少傾向にあります。
- 2023年度以降も離脱口数は減少傾向で想定しておりますが、規制料金の改定直後は競争が進展し、一時的に離脱口数は増加すると想定しております。

[万口/月, 億kWh]

年度		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
離脱口数	合計	12.8	13.0	14.0	12.4	9.9	6.9	4.5	4.6	3.8	3.1
	電灯	12.3	12.5	13.5	11.8	9.4	6.5	4.3	4.4	3.6	3.0
	電力	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1
影響電力量	合計	42.3	52.1	61.7	55.1	40.2	32.3	21.6	16.5	14.9	12.4
	電灯	40.2	48.3	57.4	49.0	35.8	28.2	19.3	15.4	14.0	11.6
	電力	2.2	3.8	4.3	6.1	4.5	4.1	2.3	1.1	0.9	0.8

- ※ 四捨五入の関係で計算が合わない場合があります。
- ※ 口数を基に影響量を推計しております。
- ※ 他社からの戻り分は含みません。

- 2022年9月以降、燃料費調整の上限による影響で、規制料金が自由料金を下回る料金水準となっております。
- 2023年度以降、規制料金の改定により規制料金と自由料金との格差が解消し、自由化部門への移行が進むと想定しております。

[万口/月, 億kWh]

年度		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
移行口数	合計	5.6	1.9	3.1	5.2	2.3	1.8	1.8	2.0	1.9	2.2
	電灯	4.4	1.6	3.0	5.1	2.2	1.8	1.8	2.0	1.9	2.2
	電力	1.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
影響電力量	合計	51.3	22.7	15.1	17.5	13.8	8.1	6.9	7.7	6.7	7.6
	電灯	40.7	16.9	11.9	16.3	13.1	7.6	6.7	7.7	6.7	7.6
	電力	10.6	5.7	3.1	1.2	0.8	0.5	0.2	0.0	0.0	0.0

- ※ 四捨五入の関係で計算が合わない場合があります。
- ※ 口数を基に影響量を推計しております。
- ※ 自社自由メニューから規制メニューへの戻り分は含みません。

- 最大電力は、過去実績傾向などから想定した月間の電力量を基に、1日の電気の使われ方（日負荷率）を考慮して想定しております。
- 料金原価算定期間では、平均3,739万kWとなる見通しです。

《想定手順》

8月の月間販売電力量 (使用端)	
	←託送供給等約款 損失率を考慮
8月の月間販売電力量 (送電端)	
	←最大電力発生上位3日 平均日量の比率を考慮
最大日量 (最大3日平均電力量・送電端)	
	←実績傾向に基づき 日負荷率を考慮
最大電力 (最大3日平均電力・送電端)	

《想定結果》

(億kWh、万kW)

	2023年度	2024年度	2025年度	2023-25平均
販売電力量 (送電端)	1,987	1,973	1,987	1,982
最大電力 (夏季)	3,751	3,722	3,744	3,739

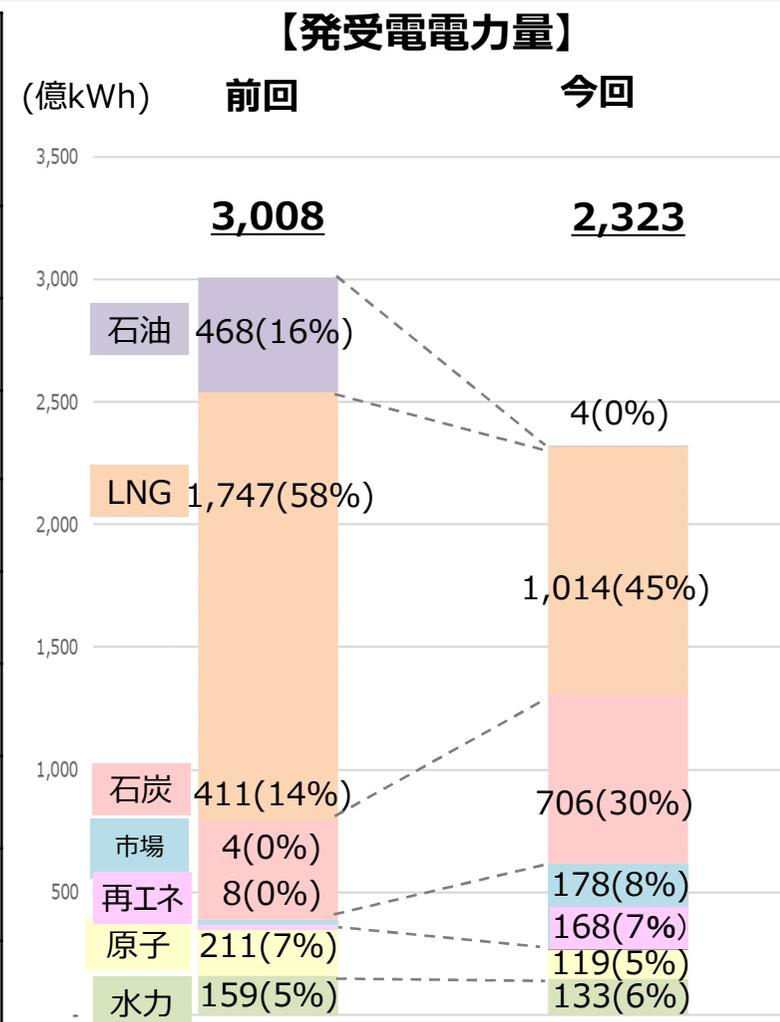
②供給力について

1. 供給電力量の算定結果

- 供給電力量※は、想定した電力需要に対して、最も経済的な電源の組み合わせとなるように算定しております。
- 具体的な電源種別ごとの算定結果は以下の通りです。

※ 2022年12月中旬時点における2023年度供給計画案によります。

項目		年度		申請原価 (今回)				現行原価 (B)	差引 (A - B)
		2023	2024	2025	平均 (A)				
発受電電力量	水力発電所	134	131	135	133	159	▲26		
	火力発電所	石油	4	4	4	4	468	▲464	
		ガス	1,138	975	927	1,014	1,747	▲733	
		石炭	643	732	743	706	411	295	
	原子力発電所	54	81	223	119	211	▲92		
	再エネ	171	167	168	168	8	160		
	市場	106	260	169	178	4	174		
	合計	2,251	2,350	2,368	2,323	3,008	▲685		
電力需要		2,251	2,350	2,368	2,323	3,008	▲685		



注： 端数処理の関係で一致しない場合があります。

<水力>

- ・ 一般水力（自流式・貯水池式）は、過去の発電実績、補修計画および貯水池運用計画から供給電力量を算定しております。
- ・ 揚水式発電は、発電単価および負荷追随性を勘案し、需要に対する最終調整電源（ポンプアップ含む）として供給電力量を算定しております。

<火力>

- ・ 契約内容、発電事業者からのヒアリング結果（補修計画・各種制約等）、経済性を踏まえ供給電力量を算出しております。

<原子力>

- ・ 東京電力ホールディングスの柏崎刈羽原子力発電所については、電源調達費用等の抑制による最大限の原価低減を図る観点から、総合特別事業計画の内容等を踏まえて、7号機は2023年10月に、6号機は2025年4月にそれぞれ再稼働すると仮置きした供給電力量を織り込んでおります。
- ・ 再稼働時期については、現時点で具体的にお示しできるものはなく、あくまで料金算定上の原子力の織り込みとなります。引き続き、柏崎刈羽原子力発電所に関する原子力規制庁の追加検査に対応するとともに、同社が安全に最善を尽くしながら取り組んでまいります。
- ・ なお、同発電所1～5号機については、現時点で新規規制基準適合性審査の申請をしておらず、再稼働時期が見通せないことから、原価算定期間中の受電電力量は計上しておりません。

<新エネルギー>

- ・ 過去の発電実績および今後の設備量の変化動向を踏まえ供給電力量を算出しております。

- 東京電力ホールディングスの柏崎刈羽原子力発電所については、電源調達費用等の抑制による最大限の原価低減を図る観点から、総合特別事業計画の内容等を踏まえて、7号機は2023年10月に、6号機は2025年4月にそれぞれ再稼働すると仮置きした運転計画を織り込んでおります。
- これにより、値上げ幅の一部抑制（今回申請した原価を前提に評価すると、総原価にして年間で3,900億円程度、規制部門の値上げ幅を2.1円/kWh程度圧縮する効果）につながります。
- 再稼働時期については、現時点で具体的にお示しできるものはなく、あくまで料金算定上の原子力の織り込みとなります。引き続き、柏崎刈羽原子力発電所に関する原子力規制庁の追加検査に対応するとともに、安全に最善を尽くしながら取り組んでまいります。

【原価算定上の原子力運転計画】

ユニット名	2023年度	2024年度	2025年度
柏崎刈羽7号機 織り込み量（74%）	 <p>▲ 単年度織り込み量 2023年10月（49%）</p>	<p>単年度織り込み量 （74%）</p>	<p>単年度織り込み量 （98%）</p>
柏崎刈羽6号機 織り込み量（33%）			 <p>▲ 単年度織り込み量 2025年4月（99%）</p>

- ※ 東京電力ホールディングスは、原子力規制委員会より、原子力規制検査の対応区分が第1区分に変更されるまで、柏崎刈羽原子力発電所における特定核燃料物質の移動を禁ずる命令を受領しております。
- ※ 柏崎刈羽原子力発電所1～5号機については、原価算定期間中の運転は織り込んでおりません。（原価上、必要な維持管理費用を計上）
- ※ 他社原子力発電からの受電について、原価算定期間中の運転は織り込んでおりません。（原価上、受給契約に基づく費用を計上）
 <対象ユニット> 東北電力(株)：東通原子力発電所1号機、女川原子力発電所3号機 日本原子力発電(株)：東海第二発電所

〔作成順について〕

- ①需要想定に対し、経済性を考慮し、ベース電源 ⇒ ミドル電源 ⇒ ピーク電源の順に供給力を計上
- ②各電源帯において、ユニット特性や補修状況、系統制約を考慮し最経済となるようユニット配分を実施
- ③年末年始、GW等の「需要 < 供給力」となる断面においては揚水動力を活用

【ピーク電源】

揚水式発電。比較的短時間での並解列が可能であることから、負荷追随性が高いものとなります。高需要時に対応する低効率LNG火力や市場調達を含みます。

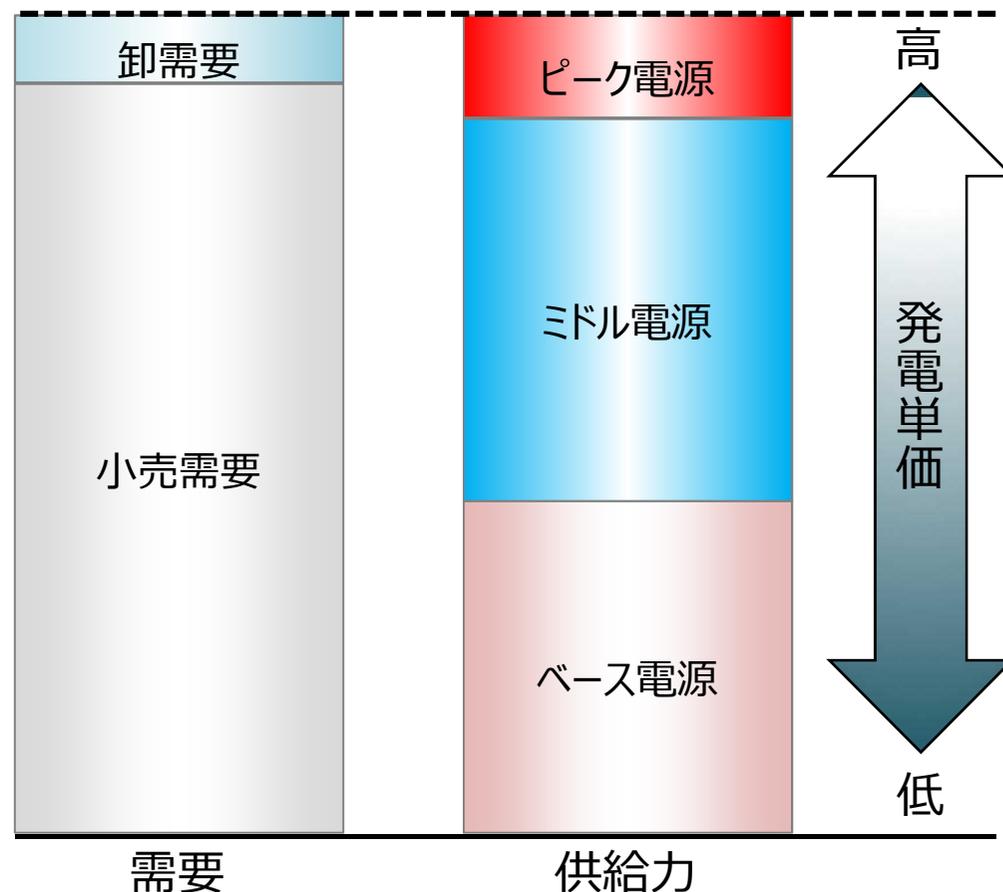
【ミドル電源】

LNG火力や貯水式水力等となります。ユニット毎の発電単価や運用方法にバラつきがあり、それぞれの電源特性に応じた配分計算を実施しております。

【ベース電源】

自流式水力、石炭火力、原子力、高効率LNG火力となります。基本的には出力変動は行わず、補修時以外は最高出力での運転を考慮しております。

(太陽光は過去発電実績を踏まえた出力変動を考慮)



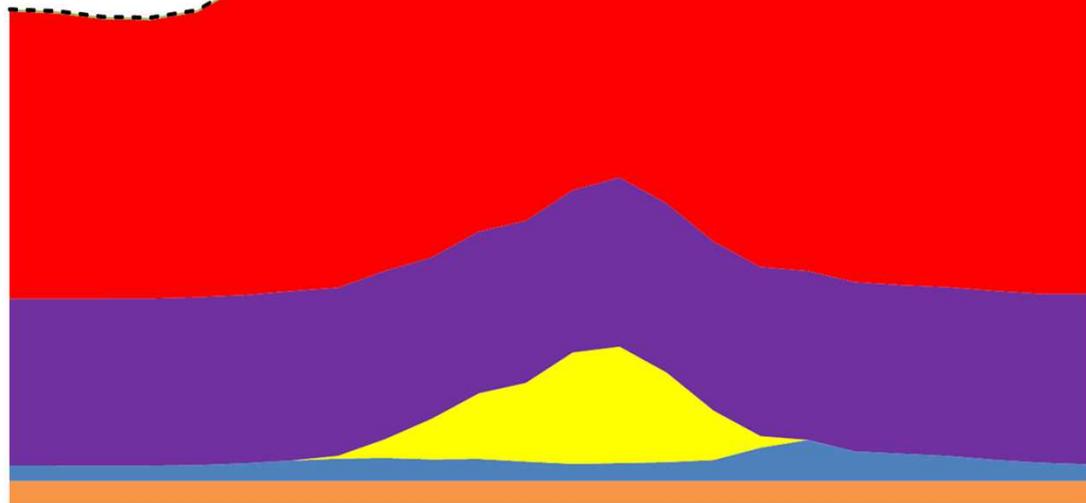
- 一般水力：自流式は実績の流入量と水位計画から算出、貯水式は池運用計画から算出
- 太陽光：契約設備量に地点毎の気象データから想定される日射量を加味し発電電力量を算出
- 火力：各社との契約内容の範囲内で経済性や補修計画等を考慮し算出
- 市場調達：需要に対して不足する電力量から市場調達量を算出（原子力再稼働分は市場調達の差替として反映）
- 揚水式水力：発電は主に点灯帯の供給力に活用、ポンプアップ（揚水動力）は深夜帯の低需要時を中心に実施

<夏季（2023年8月）の需給運用イメージ>

<冬季（2024年1月）の需給運用イメージ>

□ 揚水動力
■ 揚水発電
■ 市場調達
■ JERA
■ その他火力
■ 太陽光
■ 一般水力
-- 需要想定

■ 揚水発電
■ 市場調達
■ JERA
■ その他火力
■ 太陽光
■ 一般水力
■ 原子力
-- 需要想定



0時

時間

24時

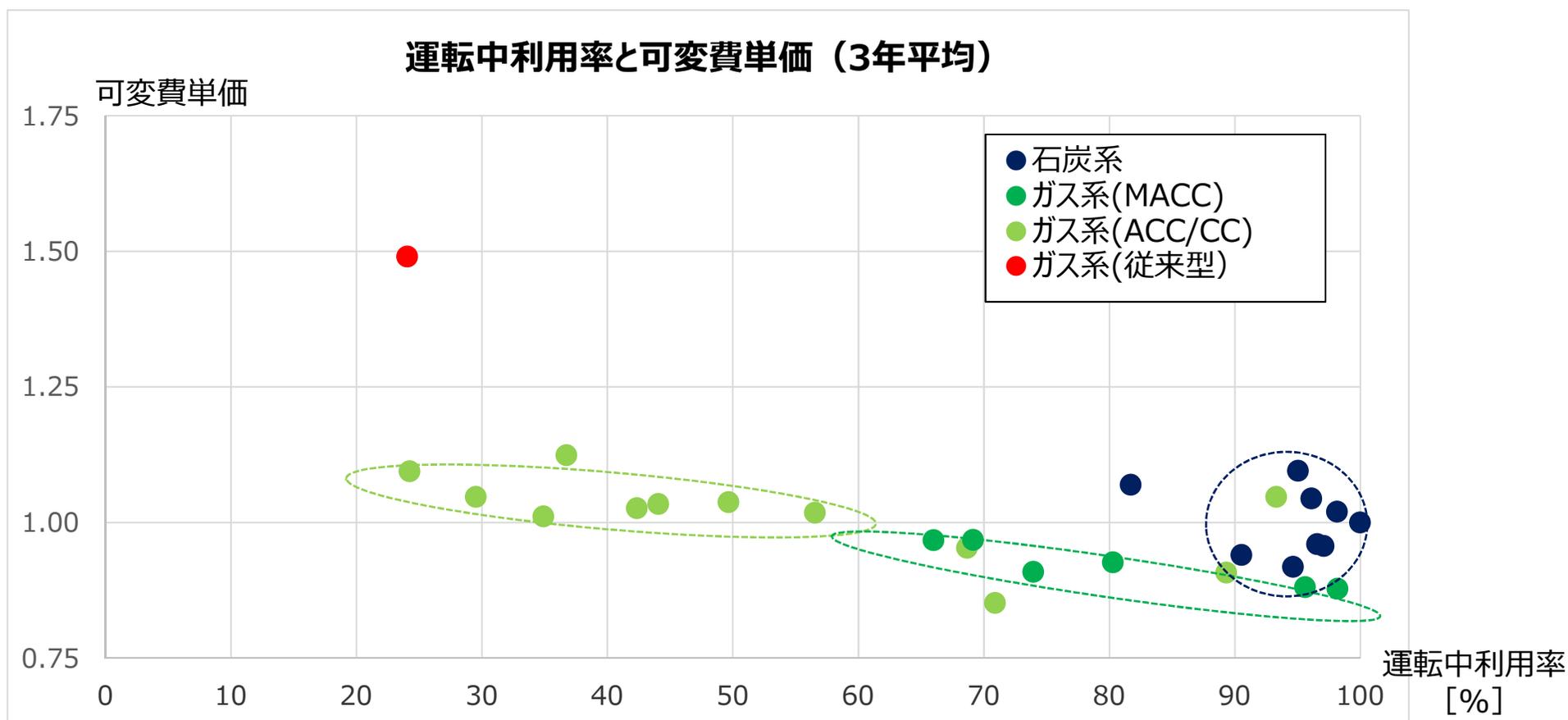
0時

時間

24時

4. メリットオーダーによる火力発電電力量の配分結果

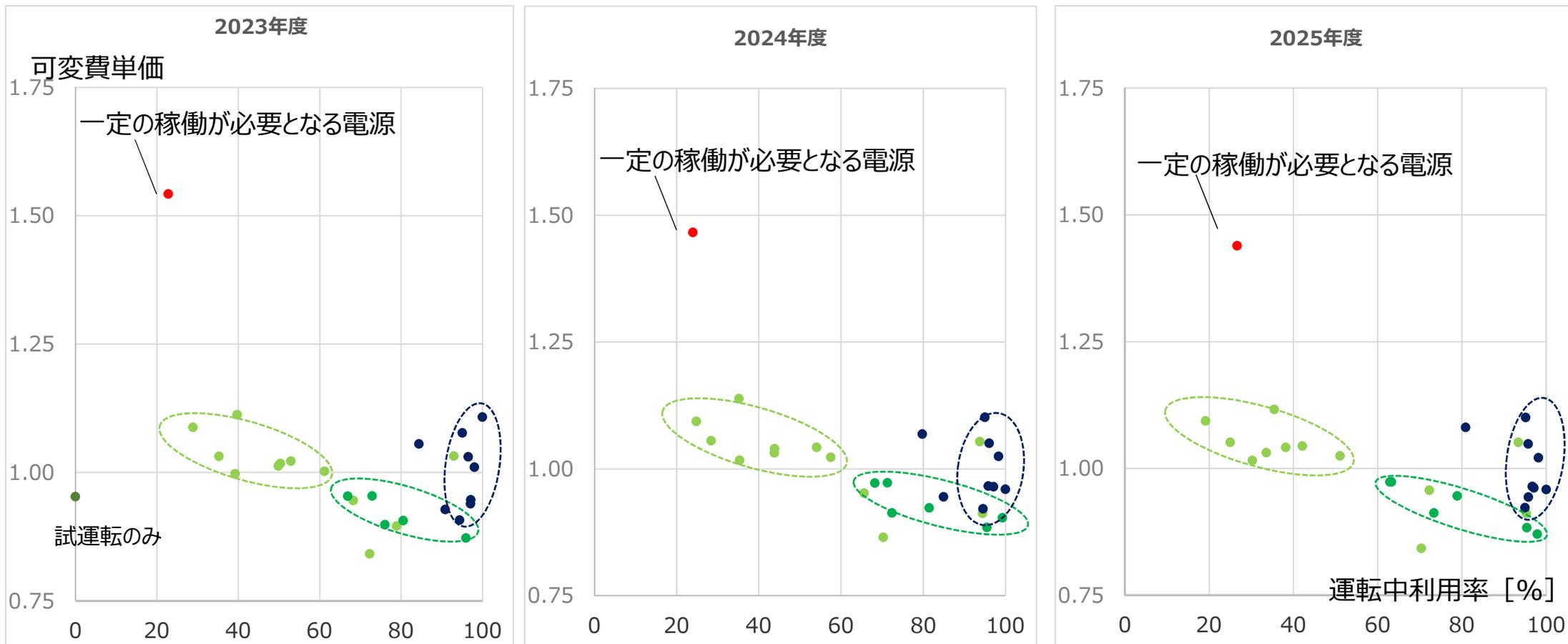
- 各社との契約内容、補修計画等を踏まえ、運転可能な範囲で、メリットオーダーにてユニット毎の発電量を算出しております。
- 上記の結果、石炭火力をベースに、LNG火力は熱効率の高いコンバインドサイクルを高稼働とし、残りの部分を従来型LNG火力に配分しております。



※可変費単価は石炭火力発電所の可変費単価平均を1.00とした時の相対関係により示しています。

※前提燃料価格は申請値となります。

※欄外に指数2.1のLNG（従来型）があります（運転中利用率32%、年間の利用率は3%）。



※可変費単価は石炭火力発電所の可変費単価平均を1.00とした時の相対関係により示しています。

※前提燃料価格は申請値となります。

※一定の稼働が必要となる電源：負荷追従に対応するため予め必要となる最低負荷運転や、LNGを貯蔵する際に自然入熱等により気化するガスを発電用燃料に用いてガス放散を回避するため、運転が必要となる電源をいいます。

※2023年度は欄外に指数2.1のLNG（従来型）があります（運転中利用率32%、年間の利用率は3%）。

- 石炭系
- ガス系(MACC)
- ガス系(ACC/CC)
- ガス系(従来型)

<一般水力>

- 一般水力には、河川流量を調整せずにそのまま発電する流れ込み式、調整池をもち、河川流量を1日～週間単位で調整できる調整池式、大きな貯水池をもち、年間を通して季節的な出力調整ができる貯水池式があります。
一般に、流れ込み式と調整池式を合わせて自流式といいます。
また、一部の揚水式発電所では、上部ダムに流れ込む水を、発電して下流へ流す分を有する発電所があり、この分は、揚水式発電としてではなく、通常の一般水力と同様に算出しております。（揚水自流分）
- 自流式発電所の発電電力量は、可能発電電力量（※）から補修計画などによる減少分を控除して算出しております。
※可能発電電力量とは、至近30か年の実績平均値を使用。可能発電電力量とは、全設備が健全とした場合に、その時の水力を使用可能な範囲で、全て利用したときに発電できる量のことをいいます。
- 貯水池式・揚水自流分は、年間の貯水池水位計画を元に、補修計画などによる減少分を考慮して算出しております。貯水池に流れ込んでくる水量は、至近30か年の実績平均値を使用しております。

<火力>

● 自家発以外

契約内容や発電事業者からのヒアリング結果（補修計画・各種制約等）を踏まえ、経済性を考慮して受電電力量を算出しております。運転パターン決定にあたっては、他火力電源との運転単価水準を考慮し最経済となるように設定しております。

- ・石炭系
→ 石炭燃料の経済性を踏まえ、高利用率で運転しております。
- ・ガス系
→ LNG～石油相当の運転単価水準を考慮し運転可能な範囲で最も経済的（燃料費最小）な運転計画を策定しております。

● 自家発

各事業者へのヒアリング結果より受電電力量を計上しております。

<新エネ>

●太陽光

過去の発電実績と足元の設備量の推移より、受電電力量を算出しております。

●風力

過去実績を基に受電電力量を算出しております。

<揚水発電>

揚水発電：毎時間の需要（1時間値）を高い順に並べ替えたグラフ（＝デューションカーブ）に対して、揚水発電を除いた供給力を上回る部分を算出し、これを揚水発電電力量としております。

揚水動力：上記で算出した揚水発電電力量を汲み上げるための電力量は、揚水運転時のロス分を考慮し算出しております。