

需要想定・供給力について

2022年12月26日（月）

第30回 料金制度専門会合

事務局提出資料

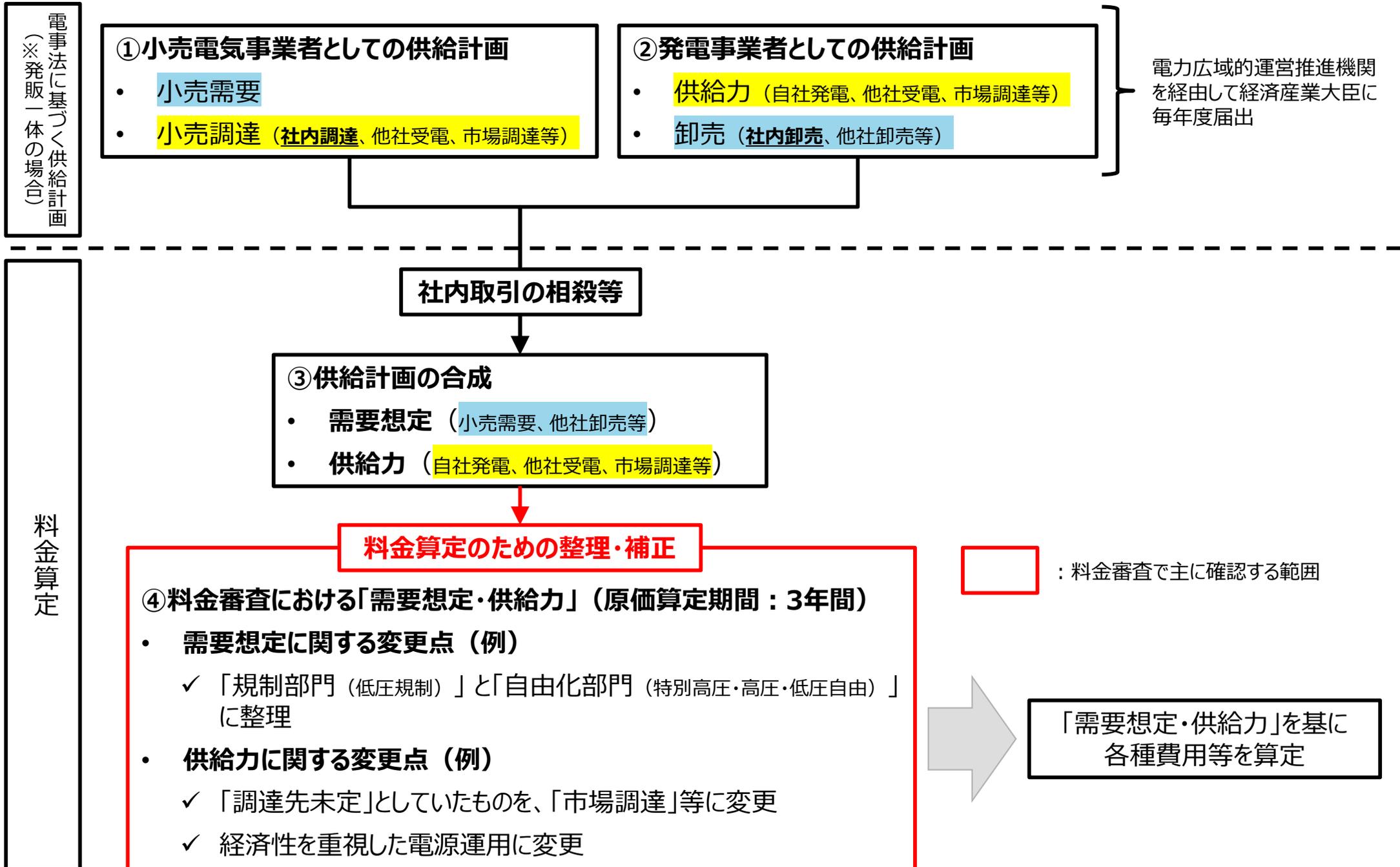


電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

料金審査における「需要想定・供給力」の位置づけ

- **「需要想定」**については、電気事業法第29条第1項の規定に基づいて、電気事業者が電力広域的運営推進機関を經由して経済産業大臣に届け出る**「供給計画」等を基に**、原価算定期間における**規制部門（低圧規制）の電力需要（特定需要）と自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由）の電力需要（非特定需要）をそれぞれ算定**することとなっている。
- また、**「供給力」**についても、「供給計画」等を基に、上記の**需要想定に対応する形で策定**される。
- なお、料金算定における「需要想定・供給力」は「供給計画」をベースとするが、規制料金の算定のために集計区分を整理することや、「供給計画」では未定となっている項目に一定の仮定を織り込んで補正することなどが行われる場合がある。そのため、**「供給計画」と料金算定で用いる「需要想定・供給力」は、必ずしも一致しない**（※詳細はP3を参照）。

【参考】「需要想定・供給力」の策定イメージ (※事業者によって詳細な策定方法は異なることに留意)



【参考】参照条文

電気事業法（昭和39年法律第170号）（抜粋）

第四款 供給計画

第二十九条 電気事業者は、経済産業省令で定めるところにより、毎年度、当該年度以降経済産業省令で定める期間における電気の供給並びに電気工作物の設置及び運用についての計画（以下「供給計画」という。）を作成し、当該年度の開始前に（中略）、推進機関を経由して経済産業大臣に届け出なければならない。

2 （略）

3 電気事業者は、供給計画を変更したときは、遅滞なく、変更した事項を推進機関を経由して経済産業大臣に届け出なければならない。

4～6 （略）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（平成28年経済産業省令第23号）（抜粋）

（需要等の算定）

第九条 事業者は、送配電非関連需要（当該事業者が小売供給を行う場合の需要をいう。以下この款において同じ。）について、原価算定期間における次の各号に掲げる値を、非特定需要（特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要（特定需要を除く。）を合成した需要をいう。以下この款において同じ。）及び特定需要ごとに、供給計画等を基に算定しなければならない。

一 最重負荷日の最大需要電力の平均値（以下「最大電力」という。）

二 四月一日から九月末日までの期間の最重負荷日の最大尖頭負荷時における需要電力の平均値（以下「夏期尖頭時責任電力」という。）

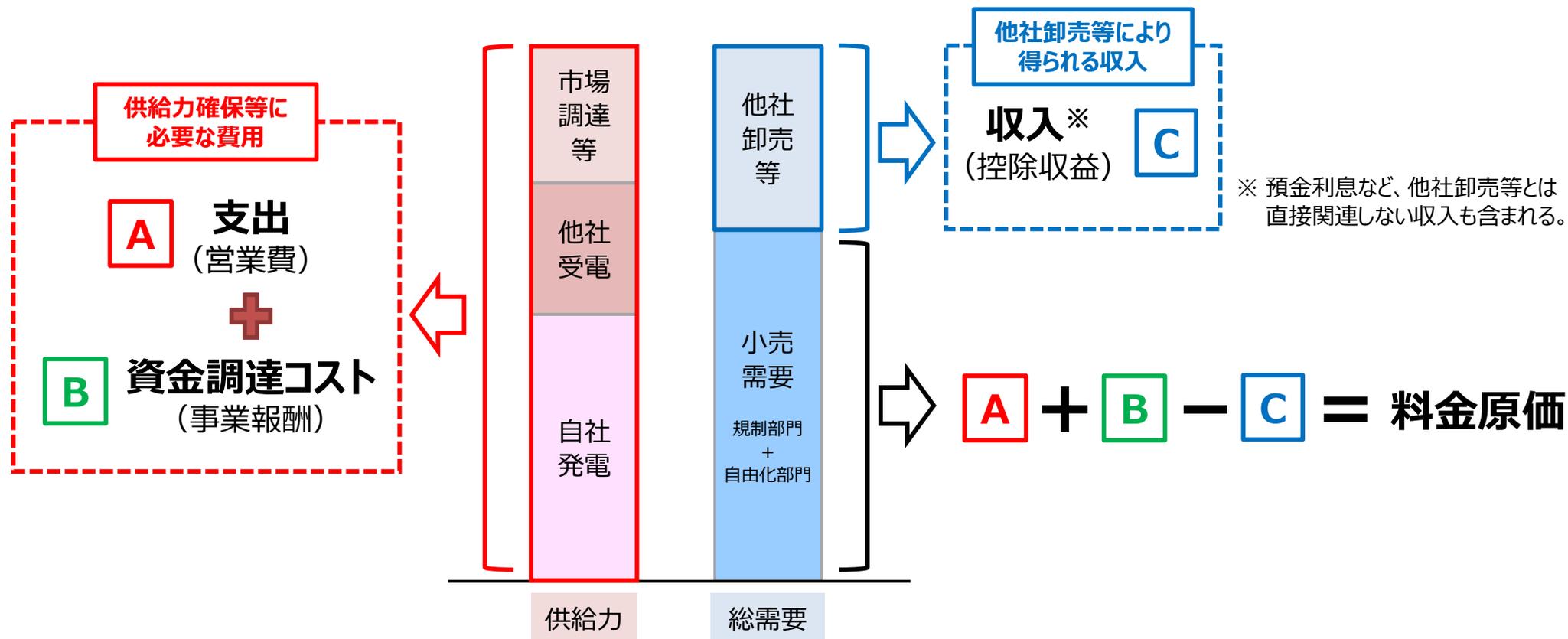
三 十月一日から翌年三月末日までの期間の最重負荷日の最大尖頭負荷時における需要電力の平均値（以下「冬期尖頭時責任電力」という。）

四 その電気を供給する事業の用に供するために事業者が発電する電気の量及び他の者から受電する電気の量を合計して得た値から当該事業者がその小売電気事業等（小売電気事業及び発電事業（その小売電気事業の用に供するための電気を発電するものに限る。）をいう。以下同じ。）を行うために使用する電気の量を控除して得た値の平均値（以下「発受電量」という。）

五 月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

2～6 （略）

【参考】「需要想定・供給力」と料金原価の関係（イメージ）



みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（平成28年経済産業省令第23号）（抜粋）

（認可料金の原価等の算定）

第二条 改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする特定小売供給約款で設定する料金を算定しようとするみなし小売電気事業者（以下「事業者」という。）は、四月一日（中略）を始期とする一年間を単位とした将来の合理的な期間（以下「原価算定期間」という。）を定め、当該原価算定期間において電気事業を運営するに当たって必要であると見込まれる原価に利潤を加えて得た額（以下「原価等」という。）を算定しなければならない。

2 四月一日を始期とする原価算定期間を定めた場合にあっては、前項で定める原価等は、事業年度ごとに次条の規定により算定される営業費及び第四条の規定により算定される事業報酬の合計額から第五条の規定により算定される控除収益の額を控除して得た額（以下「期間原価等」という。）を合計した額とする。

3 （略）

「需要想定・供給力」及び「供給計画」に係る論点

- 各事業者が今回の料金算定に用いた「供給計画」は、北陸電力・沖縄電力においては本年3月に、その他の3事業者においては本年11月に、それぞれ経済産業大臣に届け出たものである。
- これらの「供給計画」と、今回申請における「需要想定・供給力」に係る論点は、以下のとおり。

1. 事務局では、以下の視点から、「需要想定・供給力」及び「供給計画」の詳細を確認していくが、その他に確認すべき点はあるか。
 - 需要種別の需要（特別高圧・高圧・低圧自由・低圧規制）の算定根拠は何か。特に、低圧自由と低圧規制の配分は、どのような根拠に基づいているか。
 - 需要について、節電効果、「自社から他社への離脱」の影響（離脱影響）、「他社から自社に戻る需要」（戻り需要）などをどのように織り込んでいるか。
 - 料金算定における「需要想定・供給力」は、「供給計画」と異なる前提を用いているか。仮に、異なる前提を用いている場合は、その内容・理由は合理的か。
2. 今回の料金値上げに伴って、規制料金からの離脱が生じる可能性があるが、この影響について、料金審査で考慮すべきか。（※今回新たに料金を算定した上で、当該料金の水準を踏まえて離脱影響を推定し、その影響を需要想定に反映した場合、料金算定の基礎となる需要想定を循環参照することとなる点に留意。）

各事業者の「需要想定・供給力」(まとめ)

- 各事業者が、申請原価及び現行原価で織り込んでいる需要電力量・供給電力量・最大電力(いずれも送電端)は、以下のとおり。

事業者	需要電力量※1 (億kWh)						供給電力量※2 (億kWh)						最大電力※3 (万kW)	
	申請原価分		現行原価分		差引		申請原価分		現行原価分		差引			
	総需要	小売需要	総需要	小売需要	総需要	小売需要	供給力	自社発電	供給力	自社発電	供給力	自社発電	夏季	冬季
東北電力	911	726	927	843	▲16	▲117	911	643	927	657	▲16	▲14	1,155	1,193
北陸電力	365	272	350	302	15	▲30	365	271	350	290	15	▲19	474	462
中国電力	496	493	668	667	▲172	▲174	496	360	668	466	▲172	▲105	841	810
四国電力	237	237	293	293	▲56	▲56	237	196	293	218	▲56	▲22	433	399
沖縄電力	69	63	72	72	▲3	▲9	69	50	72	56	▲3	▲6	120	80

※1：需要電力量は、全て送電端であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間の平均値。また、小売需要については、原価算定期間の各年度の全需要種（特別高圧・高圧・低圧自由・低圧規制）の合計の平均値。

※2：供給電力量は、全て送電端であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間の平均値。また、自社発電については、原価算定期間の各年度の平均値。

※3：最大電力は、各季の最大3日の小売需要の平均値（送電端）。

各事業者の「需要想定」の考え方

- 各事業者によれば、今回申請に係る「需要想定」の「供給計画」からの変更点は、以下のとおり。

事業者	今回申請に係る需要想定（小売需要）（億kWh）						小売需要に関する 供給計画からの変更点※	
	送電端			使用端				
	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度		
東北電力	全体	728	725	725	689	687	687	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画には、建設工事用・事業用電力を含むため除外（▲0.7億kWh）
	うち、低圧規制	111	96	82	102	88	76	
北陸電力	全体	275	271	270	263	259	259	<ul style="list-style-type: none"> 特別高圧・高圧における戻り需要と離脱影響がバランスすると見込んでおり、結果的に変化無し
	うち、低圧規制	21	18	15	20	16	14	
中国電力	全体	498	493	490	472	468	465	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画には、建設工事用・事業用電力を含むため除外（▲3億kWh）
	うち、低圧規制	48	41	35	44	38	32	
四国電力	全体	239	236	235	227	224	222	<ul style="list-style-type: none"> 変更無し
	うち、低圧規制	27	23	20	25	22	19	
沖縄電力	全体	63	63	63	61	60	60	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画には、建設工事用・事業用電力を含むため除外（▲0.1億kWh）
	うち、低圧規制	15	14	12	15	13	12	

※カッコ内は「需要想定」と「供給計画」の電力量の差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間平均値。

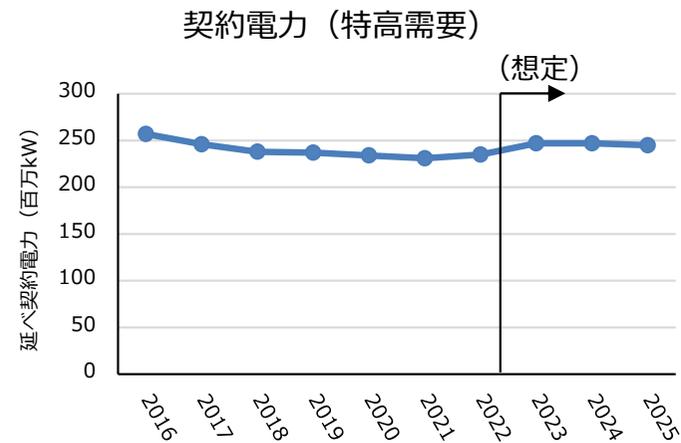
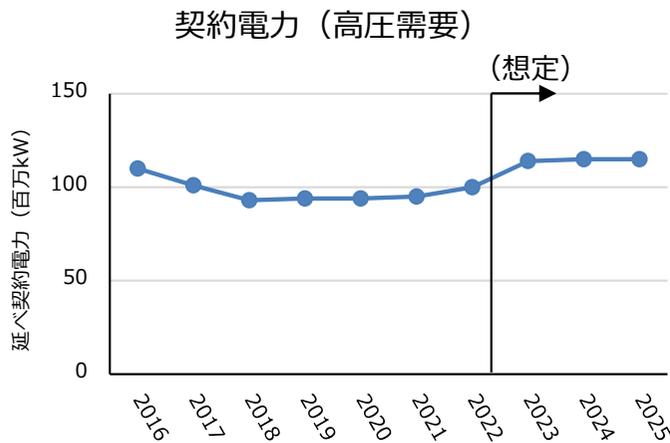
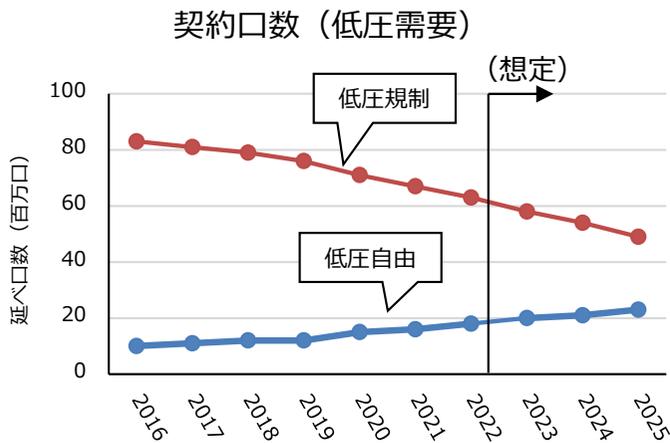
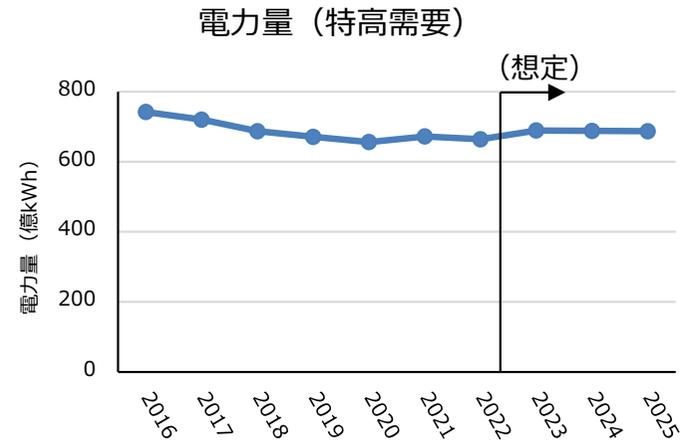
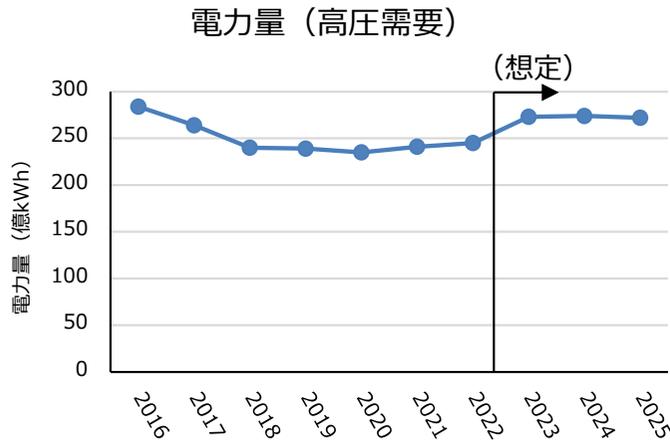
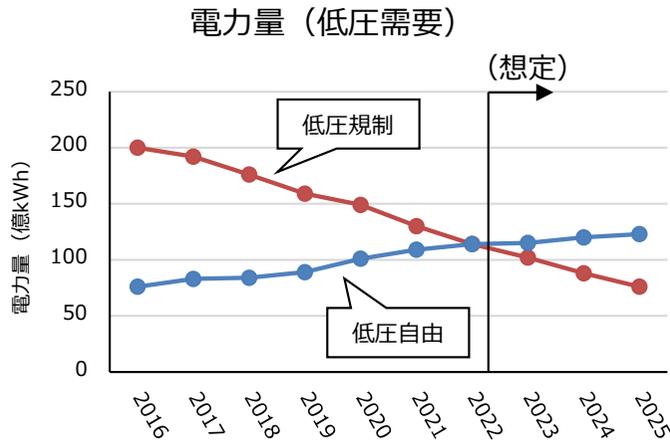
【参考】「供給計画」における電力需要の算定方法等

- 各事業者によれば、電力需要の算定方法や、各種要因の織り込み・想定は、以下のとおり。

事業者	電力需要の主な算定方法 (上段：低圧、下段：特別高圧・高圧) ※カッコ内は主たる算定根拠	電力需要に影響を与える要因の織り込み・想定			
		節電効果	離脱影響	戻り需要	値上げ影響
東北	<ul style="list-style-type: none"> 延口数・延契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向）：メニュー別に算定 ⇒規制部門と自由部門とでそれぞれ積上げ 	2022年度の実績節電率と同程度の節電が継続するとして、原単位の織込	実績傾向を考慮し、延口数・延契約電力に織込	LRや事業撤退する他社に離脱した需要家の戻りで推定	外部アンケートや深夜機器割引廃止時の反響から、2023年4～9月について離脱影響に織込
	<ul style="list-style-type: none"> 延契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向）：電圧別に算定 特高については需要家聞取りの結果も考慮 				
北陸	<ul style="list-style-type: none"> 延口数・延契約電力（実績傾向、世帯数）×原単位（実績傾向）：低圧合計と自由部門（メニュー別）を算定 ⇒規制部門＝低圧全体－自由部門合計で分割 	実績傾向を考慮し、原単位の織込	実績傾向を考慮し、延口数・延契約電力に織込	【低圧】実績傾向を考慮し、離脱影響に織込	【低圧】想定困難なため織込まず
	<ul style="list-style-type: none"> 延契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向） 産業用については、IIPとの相関により電力量を推定し、離脱影響を反映。 			【特別高圧・高圧】LRや他社からの戻りを考慮し、離脱影響に織込	【特別高圧・高圧】他社への契約切替を考慮し、離脱影響に織込
中国	<ul style="list-style-type: none"> 1か月あたり電灯計口数、契約電力（エリア人口、実績傾向）×原単位（実績傾向）－離脱影響－節電影響：全体と自由部門を算定 ⇒規制部門＝低圧全体－自由部門で分割 	機器別節電率と節電参加需要家数（推定）から算定	実績傾向から電力量を算定	LRや事業撤退する他社に離脱した需要家の戻りで推定	想定困難なため織込まず
	<ul style="list-style-type: none"> エリア需要（実績傾向、KP3、IIP）－離脱影響－節電影響 				
四国	<ul style="list-style-type: none"> 契約口数（エリア人口、実績傾向）×原単位（実績傾向）－離脱影響：全体を算定 ⇒別途、実績傾向から算定したメニュー別想定値をもとに規制部門と自由部門に分割 	実績傾向を考慮し、原単位の織込	実績傾向を考慮し、離脱口数と原単位から電力量を算定	原価算定期間を通じての合理的な想定が困難なため織込まず	競争環境への影響は認識していないため織込まず
	<ul style="list-style-type: none"> エリア需要（実績傾向、IIP、需要家聞取り）－離脱影響 				
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> 延口数・延契約電力（人口見通し、実績傾向）×原単位（実績傾向）－離脱影響（実績傾向）：用途別に想定 ⇒規制部門＝低圧全体－自由部門で分割 	実績傾向を考慮し、原単位または電力量に織込	実績傾向から電力量を算定	離脱影響に織込	想定困難なため織込まず
	<ul style="list-style-type: none"> エリア需要（実績傾向、需要家聞取り）－離脱影響（実績傾向） ⇒規制部門＝高圧全体－自由部門で分割 				

東北電力の需要想定（需要電力量、契約口数・契約電力）【使用端】

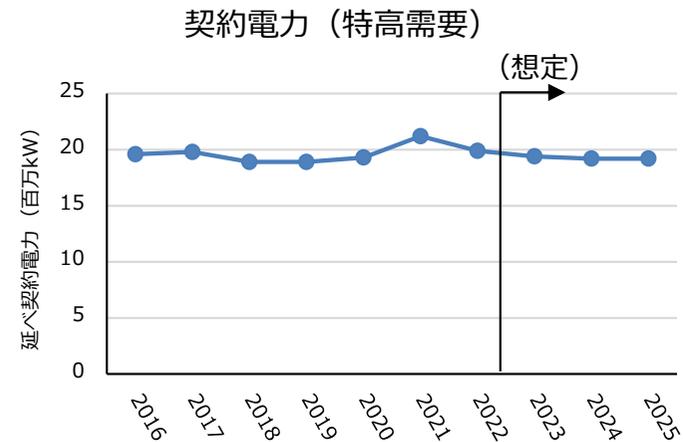
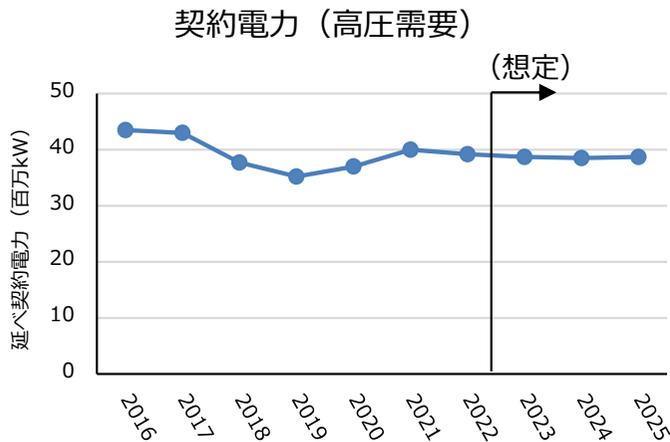
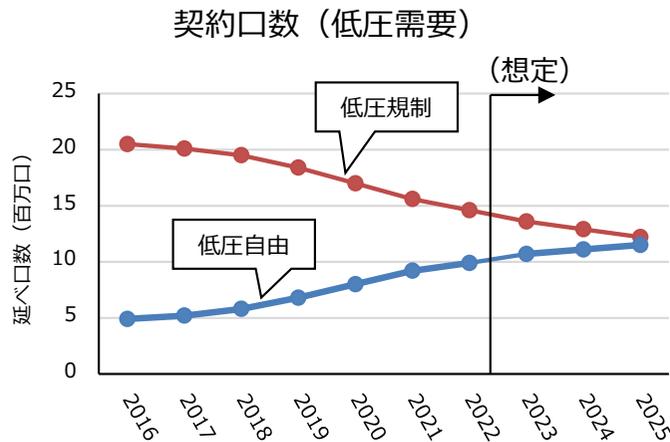
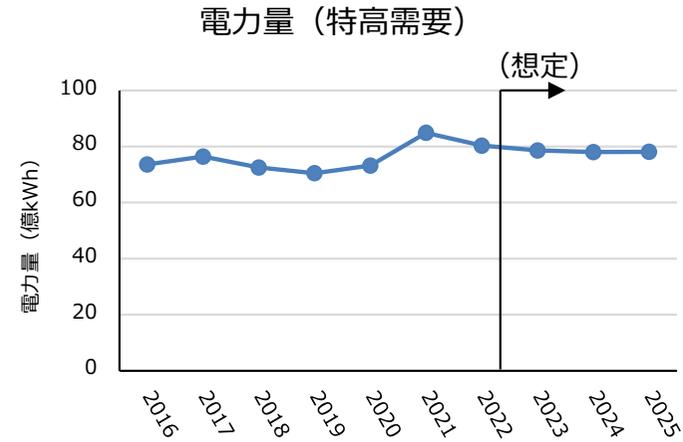
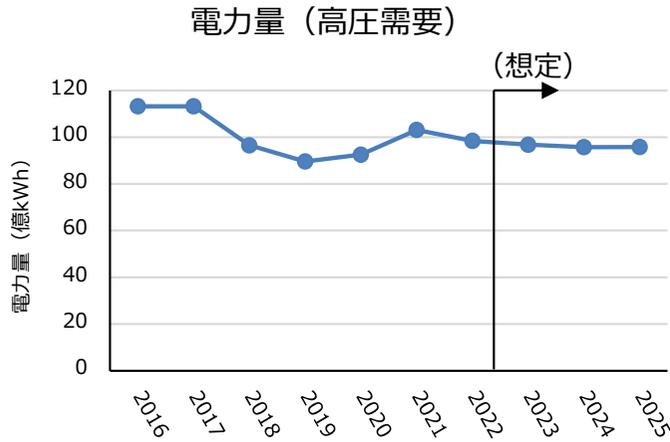
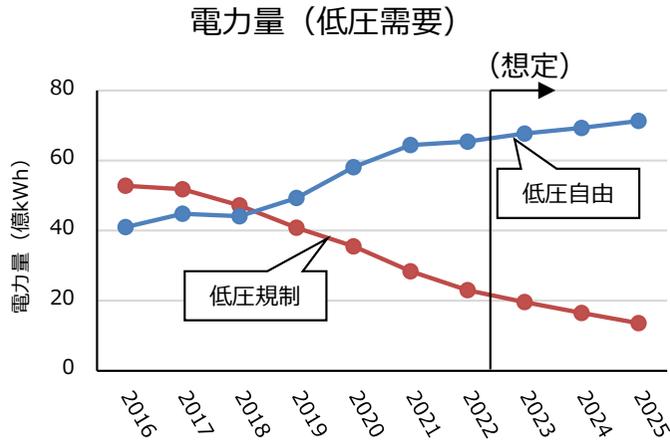
- 東北電力によれば、需要種別の需要想定は、以下のとおり。



※ 電力量は使用端。域外需要を含む。2016～2019年度は離島需要を含む。自社消費分を除く。うるう補正なし。

北陸電力の需要想定（需要電力量、契約口数・契約電力）【使用端】

- 北陸電力によれば、需要種別の需要想定は、以下のとおり。

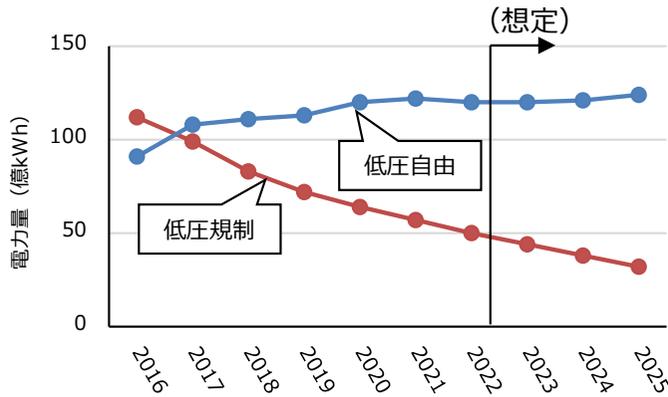


※ 電力量は使用端。域外需要を含む。気温・うるう補正なし。自社消費分は除く。コロナ影響実績を補正の上で想定。

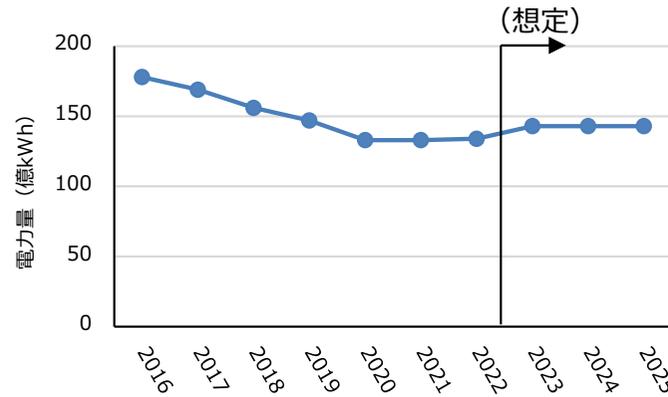
中国電力の需要想定（需要電力量、契約口数・契約電力）【使用端】

- 中国電力によれば、需要種別の需要想定は、以下のとおり。

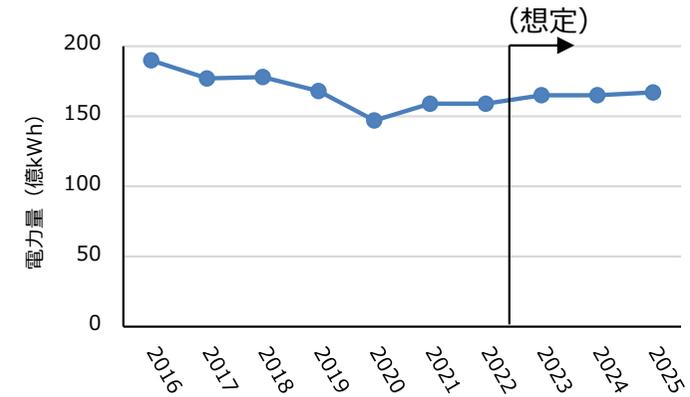
電力量（低圧需要）



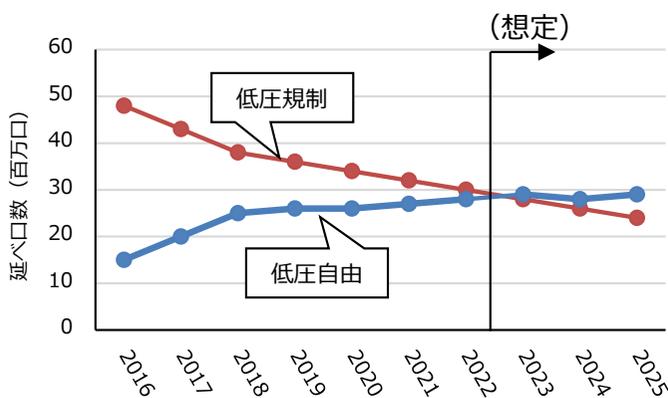
電力量（高圧需要）



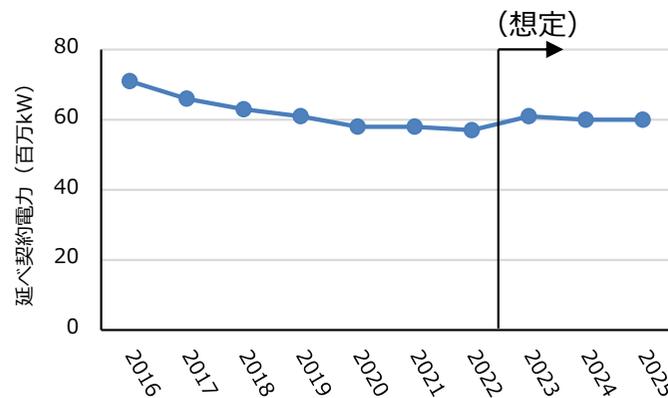
電力量（特高需要）



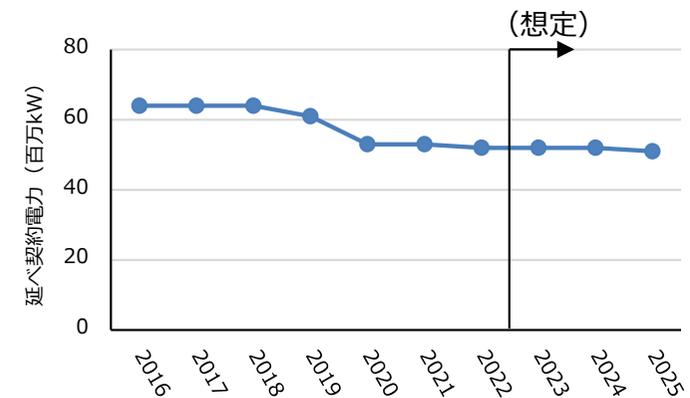
契約口数（低圧需要）



契約電力（高圧需要）



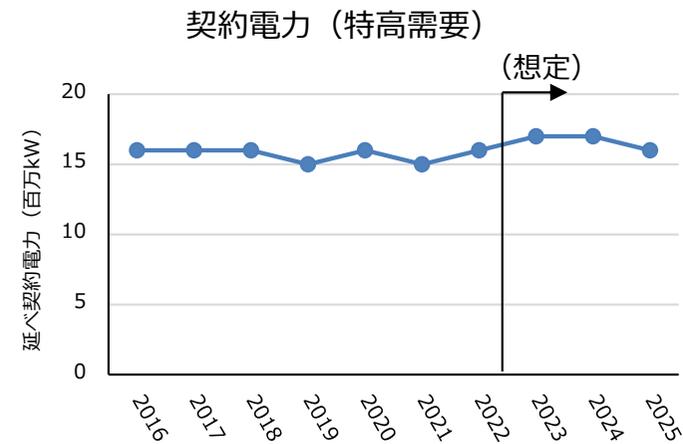
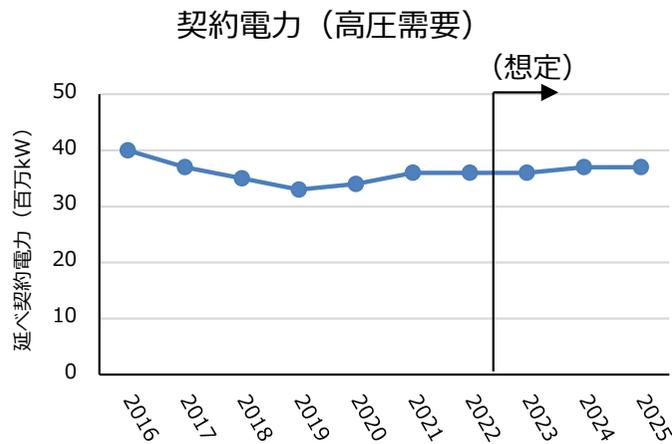
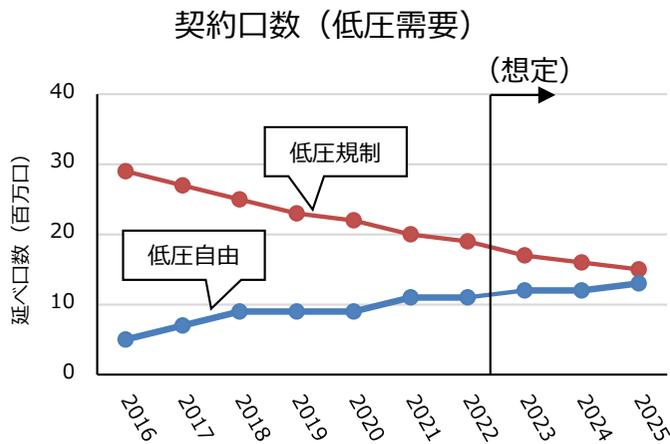
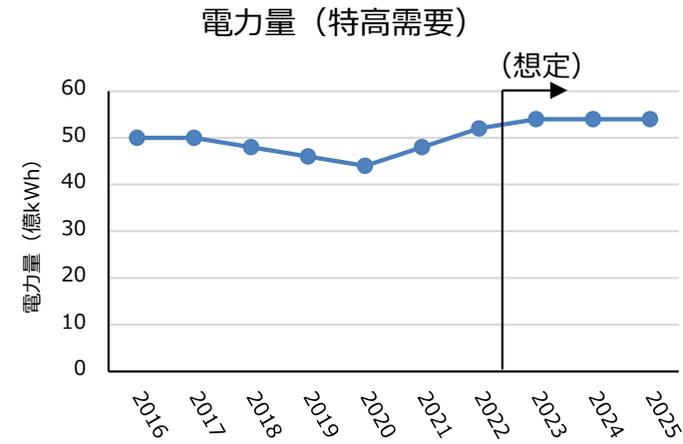
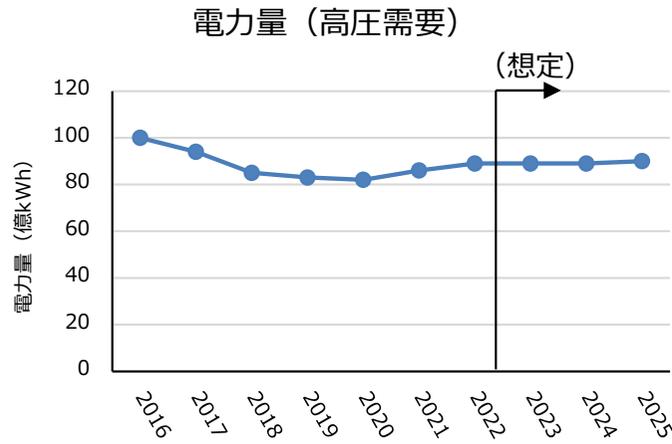
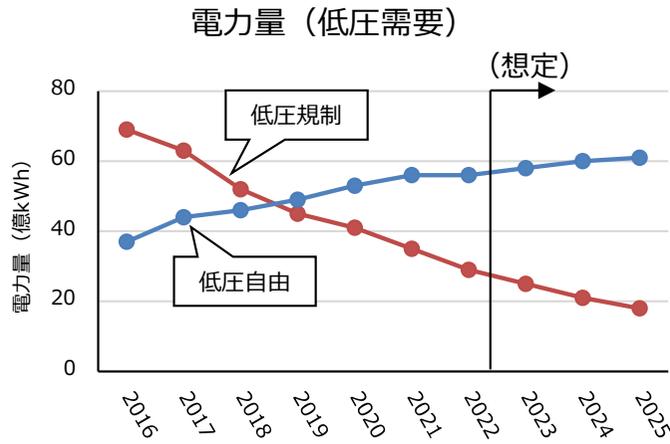
契約電力（特高需要）



※ 電力量は使用端。域外需要を含む。2016～2019年度は離島需要・最終保障需要を含む。自社消費分を除く。

四国電力の需要想定（需要電力量、契約口数・契約電力）【使用端】

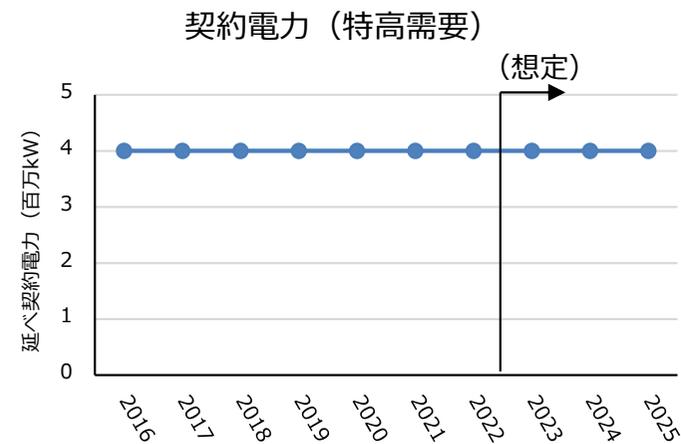
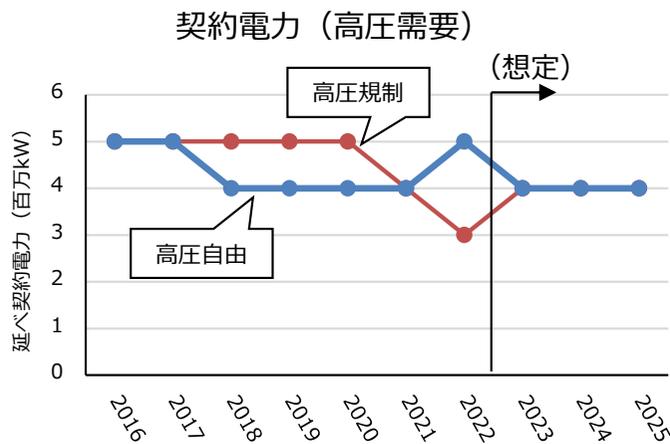
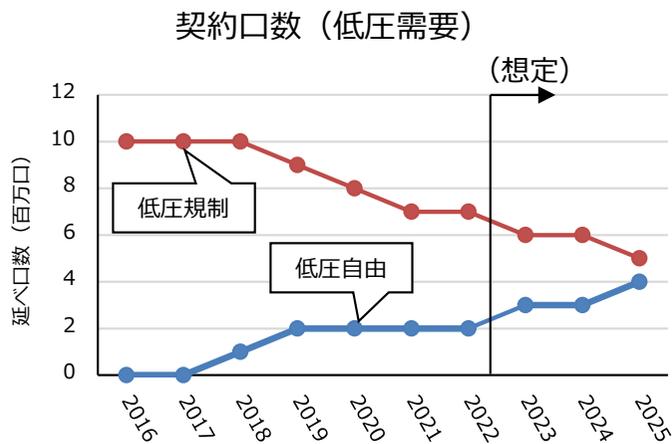
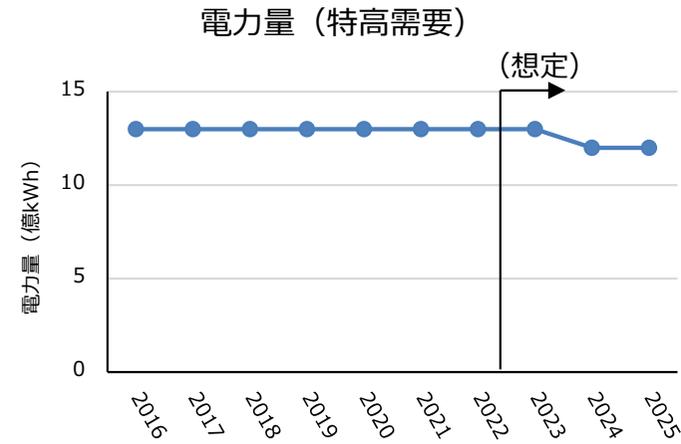
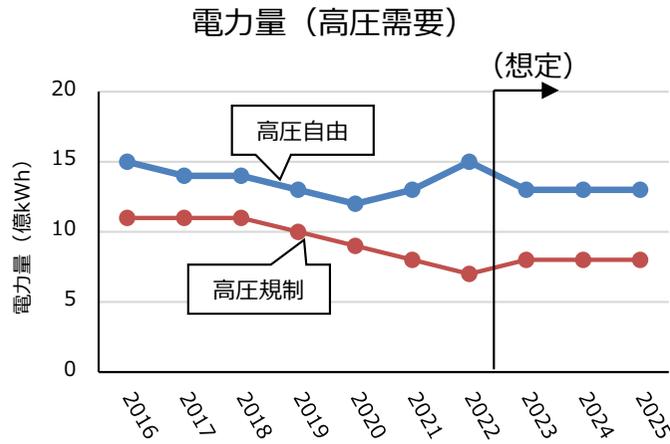
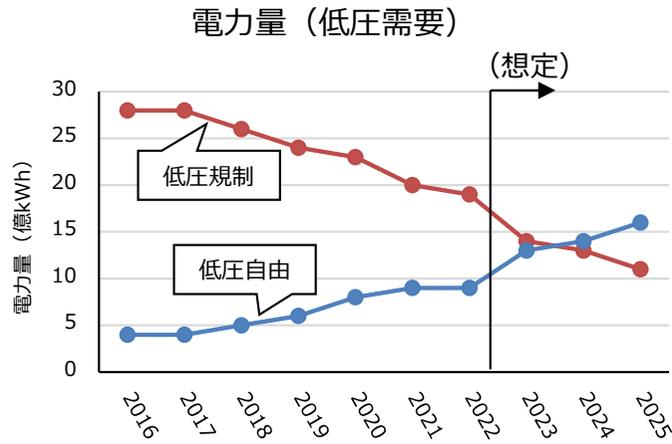
- 四国電力によれば、需要種別の需要想定は、以下のとおり。



※ 電力量は使用端。域外需要を含む。自社消費分は除く。気温・うるう補正なし。

沖縄電力の需要想定（需要電力量、契約口数・契約電力）【使用端】

- 沖縄電力によれば、需要種別の需要想定は、以下のとおり。



※ 電力量は使用端。離島分は除く。自社消費分は除く。

各事業者の「供給力」の考え方

- 各事業者によれば、今回申請に係る「供給力」の「供給計画」からの変更点は、以下のとおり。

事業者	今回申請に係る供給電力量（億kWh）※1			供給計画からの変更点※2
	2023年度	2024年度	2025年度	
東北	910	919	904	<ul style="list-style-type: none"> 女川原発2号機の再稼働を追加織込（+38.7億kWh） 市場調達量を削減（▲38.7億kWh）
北陸	275	271	270	<ul style="list-style-type: none"> 志賀原発2号機の再稼働を追加織込（+9億kWh） 供給計画において余力となっている電源の市場売買及び相対卸への追加計上（▲9億kWh） 火力の変動（+1億kWh） 水力の作業計画の変更（▲1億kWh） <p>（※左記の供給電力量は、自家消費分（2億kWh）を含まない値。）</p>
中国	500	495	493	<ul style="list-style-type: none"> 島根原発2号機の再稼働織込（+43.3億kWh） 上記見直しに伴う火力発電の稼働見直し等（▲43.3億kWh）
四国	239	236	235	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画における調達先未定分は、市場及び他社販売等に織込。
沖縄	69	69	69	<ul style="list-style-type: none"> なし

※1 供給電力量は送電端。

※2 カッコ内は「供給力」と「供給計画」の電力量の差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間平均値。

【参考】「供給計画」における供給力の算定方法

- 各事業者によれば、「供給計画」における供給力の算定方法は、以下のとおり。

事業者	供給力の算定方法	
	基本的な考え方	留意事項
東北	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 水力は過去実績等から算定。 新エネ（地熱）は出力想定等から算定。 火力はメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。 他社新エネ（太陽光、風力、廃棄物）は過去実績や契約見込から算定。
北陸	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 新エネ（太陽光）は過去実績等から算定。 水力は過去実績等から算定。 火力はメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 他社水力は事業者供給計画を考慮。 他社新エネ（太陽光）は事業者供給計画や過去実績から算定。 LNG調達契約の影響によりLNG機は利用率が低下。
中国	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 新エネ（太陽光）は過去実績等から算定。 水力は過去実績等から算定。 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。 他社新エネ（太陽光、風力）は過去実績や設備量から算定。 他社火力は契約の範囲内で運用。 LNG調達契約の影響によりLNG機は利用率が低下。
四国	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 新エネは過去実績等から算定。 水力は過去実績等から算定。 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 他社火力は契約に基づく受電利用率制約を考慮。 発電コストより市況価格が安価であれば取引所より調達、高価であれば販売。 LNGはタンク1基制約により均等配船で計画的に消費するため、年間発電量がほぼ一定。
沖縄	<ul style="list-style-type: none"> 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネは過去実績等から算定。 他社火力は契約の範囲内で運用。 LNG機はLNG調達量に見合う利用率で運用。

料金制度専門会合における審査体制

- 本年12月7日に行われた第28回料金制度専門会合において、委員3名で一組の審査チームを計4チーム設置し、審査チームごとに担当項目を設定することとしたところ。
- 今回、需要想定・供給力については、チームCの各委員にご担当頂くこととしたい。

各審査チームの委員構成・担当項目（案）
（2022年12月26日時点）

審査チーム				担当項目
チームA	安念	北本	華表	<ul style="list-style-type: none"> ・ 経営効率化 ・ 人員計画・人件費 ・ 公租公課
チームB	河野	東條	圓尾	<ul style="list-style-type: none"> ・ 購入・販売電力料 ・ 設備投資・事業報酬 ・ 修繕費
チームC	男澤	松村	山内	<ul style="list-style-type: none"> ・ 需要想定・供給力 ・ 燃料費 ・ 控除収益 ・ 費用の配賦・レートメイク・約款
チームD	梶川	川合	平瀬	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子力バックエンド費用 ・ その他経費

【参考】

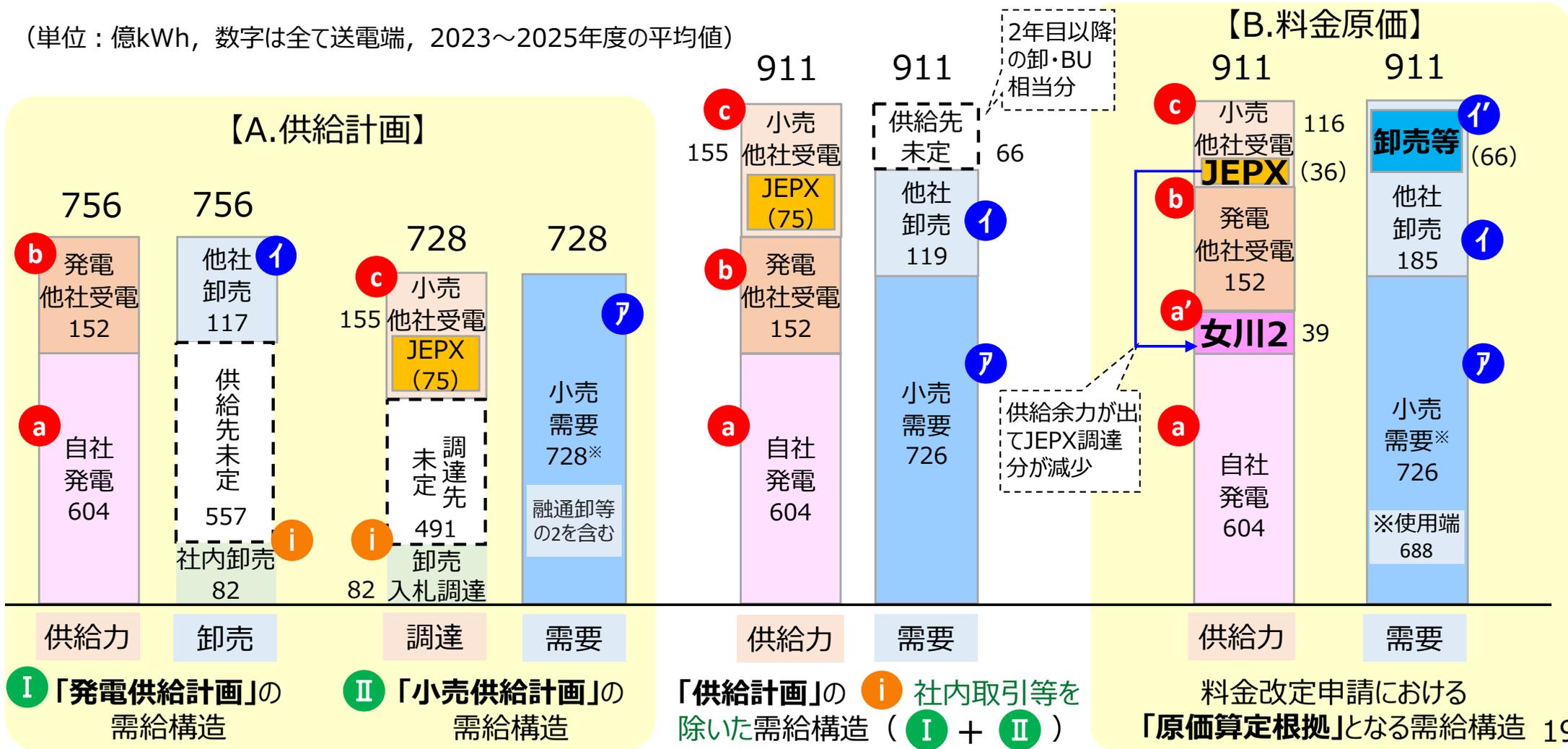
需要想定・供給力に係る補足説明資料 (各事業者からの提出資料)

- P19～ : 東北電力株式会社 提出資料
- P23～ : 北陸電力株式会社 提出資料
- P27～ : 中国電力株式会社 提出資料
- P31～ : 四国電力株式会社 提出資料
- P35～ : 沖縄電力株式会社 提出資料

供給計画と料金原価における需給構造の違いについて（東北電力）

- A.供給計画（以下「供計」）は発電・小売のライセンス別に届出する一方、**料金改定申請では「発販一体の需給構造」で総原価を算定**している。このため、需給の前提が一部異なっている。
- B.料金原価における供給力は、供計における発電供計・小売供計の合計供給力（**a b c**）に原価上織り込んだ女川2号機の供給力（**a'**）が可算される。（これによりJEPXからの受電分が一部減少）
- B.料金原価の需要は、供計で織り込んだ **ア** 小売需要と **イ** 他社卸売（2年目以降の卸売等 **イ'** を除く）に、**イ'** を加算したバランスとなっている。

（単位：億kWh, 数字は全て送電端, 2023～2025年度の平均値）

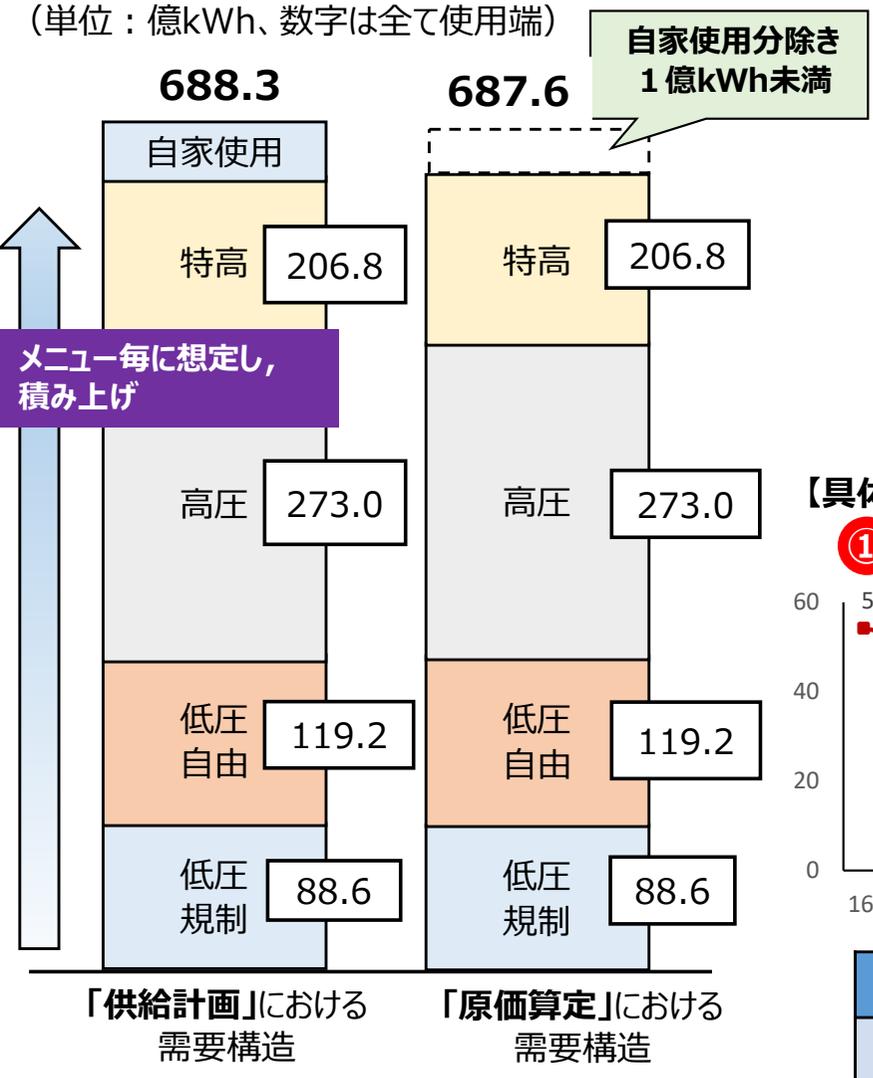


電力需要想定の概要について（東北電力）

- 届出している供給計画の販売電力量および原価算定における販売電力量については、共に**各メニュー毎に契約口数、または契約容量(電力)と原単位を乗じた販売電力量を積み上げて算出**しており、同じ手法で算定しています。
- 供給計画の販売電力量および原価算定における販売電力量との相違点は、**供給計画の販売電力量は自家使用分を含み、原価算定における販売電力量は自家使用分を除いた数値**となっておりますが、**それ以外は整合**しております。

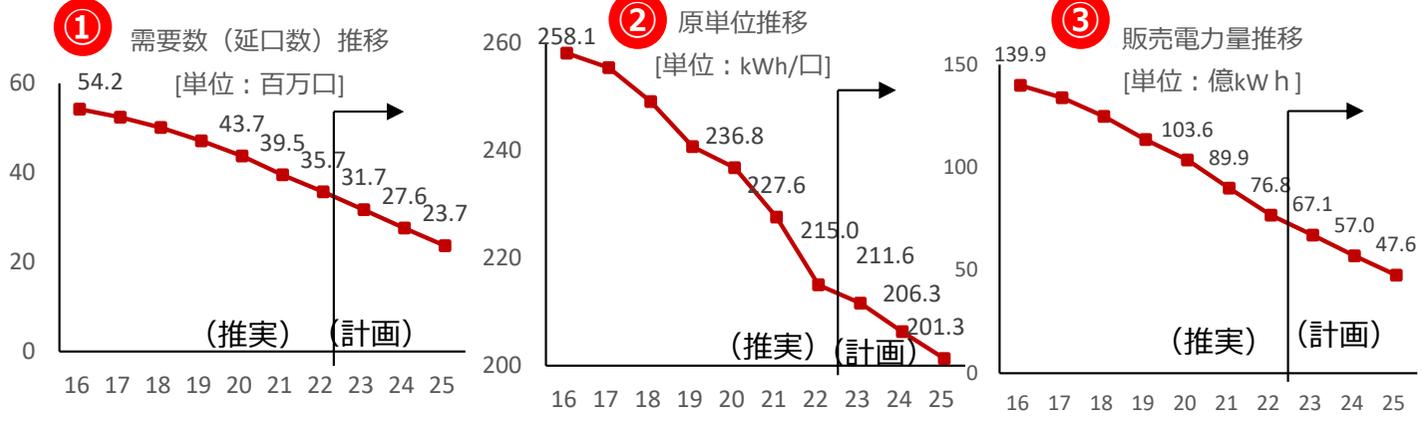
【供給計画需要と原価算定需要のイメージ：3カ年平均値】

(単位：億kWh、数字は全て使用端)



	各用途における想定概要			
	低圧規制	低圧自由	高圧	特高
想定単位の	従量電灯A・B、従量電灯C、臨時電灯、定額電灯、公衆街路灯、低圧電力、臨時電力、農事用電力	【主なメニュー】よりそう+eねっとバリュー、よりそう+ファミリーバリュー、時間帯別電灯A・B・S、よりそう+シーズンタイム	業務用、産業用 業種別	業務用、産業用 業種別 一部個社想定
販売電力量の想定手法	・メニュー毎に想定した契約口数、または契約容量(電力)と原単位を乗じて販売電力量を算定しています。			

【具体例：従量電灯A・Bの算定】



想定手法

① 契約口数 × ② 原単位で想定 = ③ 販売電力量

料金算定の前提となる電力需要想定（東北電力）

- 規制部門の販売電力量については、離脱影響や自由化メニューへの移行、省エネの進展等により減少していく結果、原価算定期間（2023年度～2025年度）の3ヵ年平均では89億kWhと想定しました。
- 節電影響については、2023年度以降も継続するものと見ております。

【販売電力量推移※1】

[単位：億kWh]

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3ヵ年平均
電力量 (規制・自由合計)	742	719	688	671	656	672	664	689	687	687	688
上記うち規制部門	200	193	176	159	149	130	114	102	88	76	89
前年差	—	▲7	▲16	▲17	▲10	▲19	▲16	▲12	▲14	▲13	—
主な影響 (内訳)	離脱※2	—	▲8	▲7	▲7	▲9	▲2	▲6	▲3	▲3	—
	自由化メニューへの移行	—	▲1	▲3	▲4	▲5	▲4	▲4	▲4	▲4	—
	気温	—	3	▲3	▲1	+4	▲2	▲1	0	0	—
	節電	—	—	—	—	—	▲2	0	0	0	—
	その他※3	—	▲1	▲3	▲6	▲0	▲3	▲7	▲2	▲6	▲6

※1 四捨五入の関係で数値が合わない場合があります。※2 離脱影響は電力取引の状況（電力取引報）等をもとに規制部門からの離脱を推計しています。

※3 主に省エネの進展影響等が含まれます。なお、2020年度および2021年度は新型コロナウイルス流行での在宅時間の増加による需要増加のため、減少影響が圧縮しています。

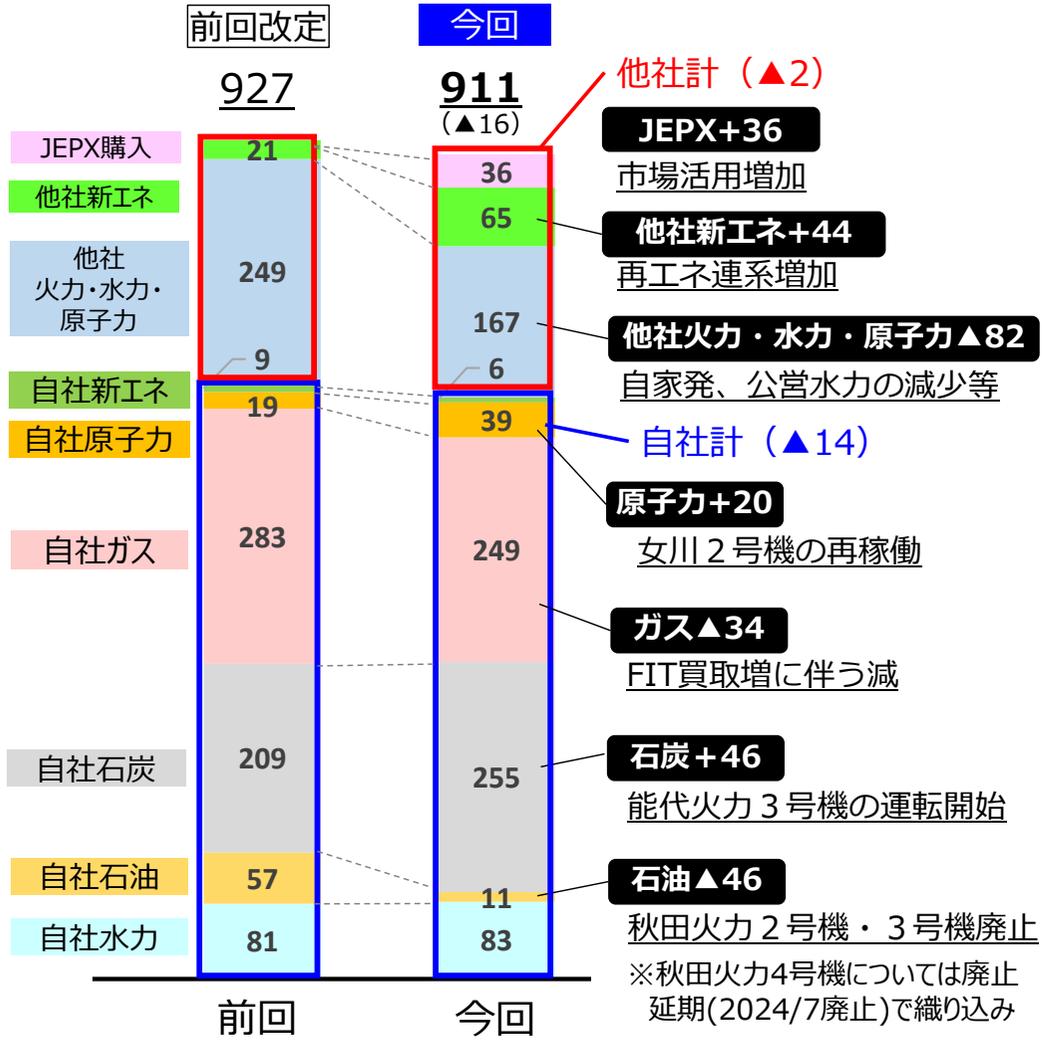
【減少要因の概要】

離脱	<ul style="list-style-type: none"> 原価算定期間の離脱は、2022年度実績を踏まえ、0.9万口/月と想定しています。ただし2023年度改定直後の半年は、規制料金の値上げ影響により0.8万口/月増加し、年度平均としては1.3万口/月と想定しています。
自由化メニューへの移行	<ul style="list-style-type: none"> 2023年度は、2022年度までの実績推移を踏まえ、年度平均0.7万口/月と想定しています。 改定直後の半年は、規制料金の値上げ影響により0.6万口/月増加し、年度平均としては1.0万口/月と想定しています。2024年度以降は、自由化メニューへの移行がさらに進み、年度平均0.9万口/月と想定しています。
節電	<ul style="list-style-type: none"> 電気料金の低減を志向した節電の取組みが2023年度以降も2022年度と同水準の節電率▲2%、節電影響量▲2億kWhで継続されるものと想定しています。
省エネの進展	<ul style="list-style-type: none"> 省エネ機器の普及により販売電力量は減少していくと想定しています。

料金算定の前提となる供給力の概要（東北電力）

- 供給力については、FIT買取制度による再エネの受電量増加や発電所の新設廃止を織り込んでおります。
- また、安価な電源の利用率を高めることで全体としての燃料費効率化に努めております。
- 原子力について、供給計画上すべて稼働を「未定」としているものの、このうち、女川2号については適合性審査に関する原子炉設置変更許可、ならびに工事計画認可を受けていることなどの状況を踏まえ、2024年2月以降に再稼働するものとして原価算入しております。

< 発電電力量（送電端） > (単位：億kWh)

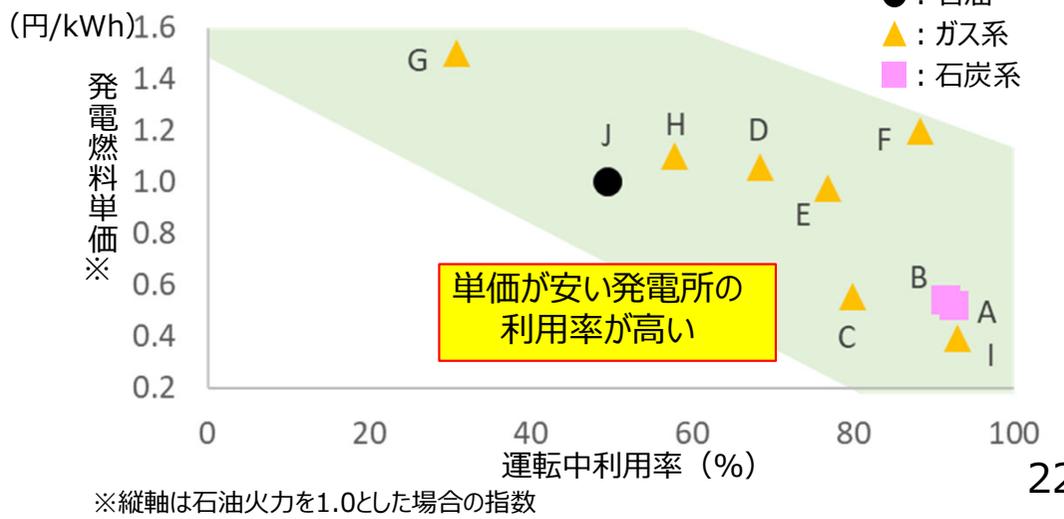


< 原子力の織り込み > (斜線は運転中の期間)

ユニット名	2023年度 設備利用率 1.0%	2024年度 設備利用率 29.5%	2025年度 設備利用率 19.8%
女川2号機		2024年2月再稼働	定期点検
女川3号機	原価算定期間中の運転は織り込んでいない (原価上、必要な維持投資費用のみ計上)		
東通1号機			

注) 設備利用率は上記3基合計の発電可能量に対する発電電力量の割合

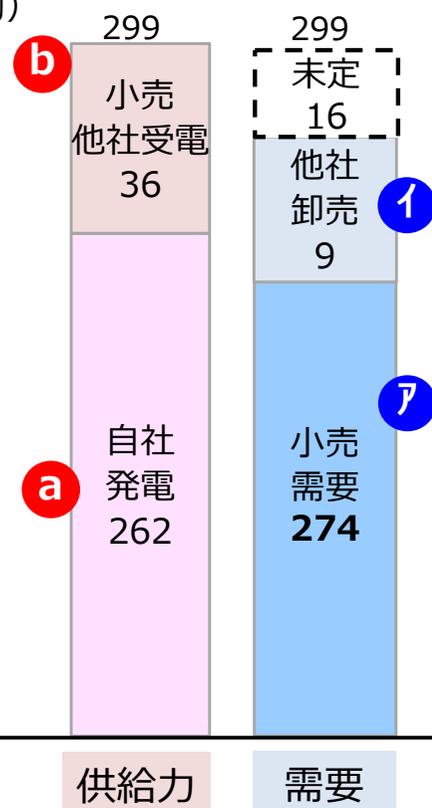
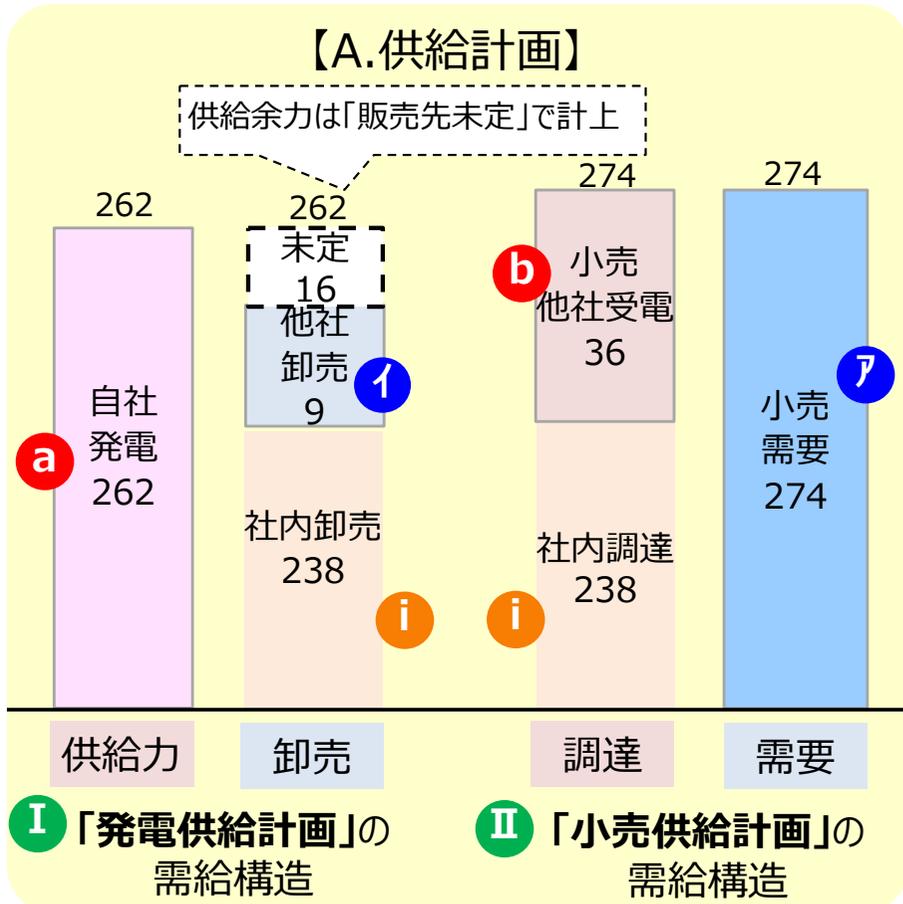
< 火力発電の運転中利用率 >



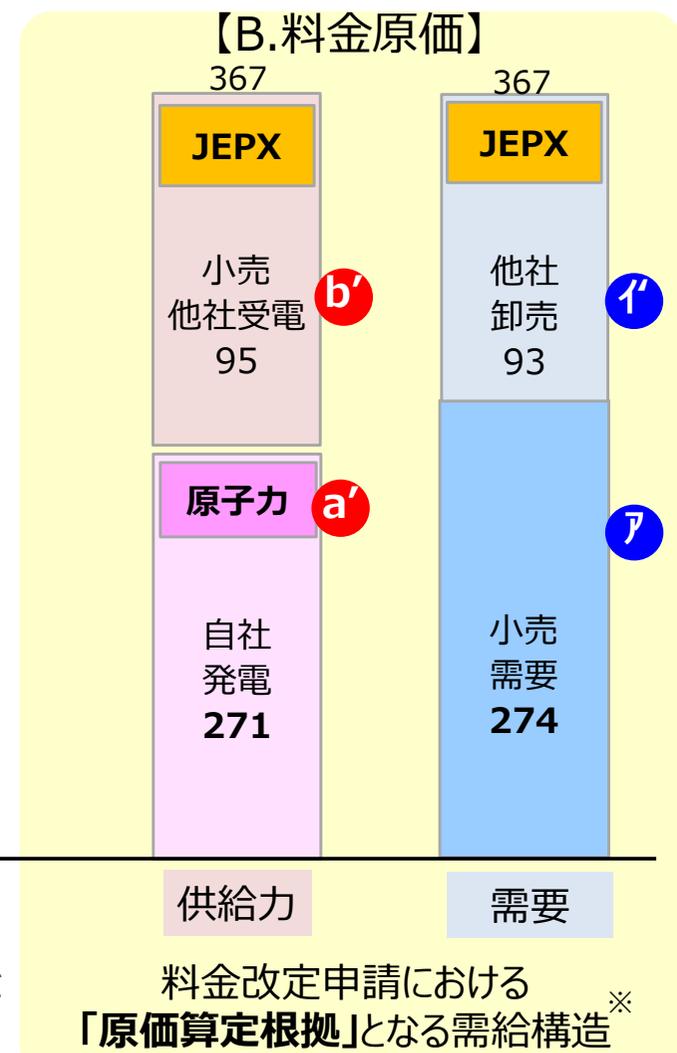
供給計画と料金原価における需給構造の違いについて

- A.供給計画（以下「供計」）は発電・小売のライセンス別に届出する一方、**料金改定申請では「発販一体の需給構造」で総原価を算定**している。このため、需給の前提が一部異なっている。
- B.料金原価の需要は、供給計画における発電供計・小売供計の合計需要（**ア** **イ**）に、下記を反映し算定。
- B.料金原価における供給力は、上記の需要を前提に、発電供計・小売供計の合計供給力299億kWhから、以下を反映し算定。
 - ①志賀原子力2号機の稼働織込による稼働増 **a'**，
 - ②供給力面，販売面双方での積極的なJEPX活用による，小売他社受電 **b'** および他社卸売の増 **イ'**

（単位：億kWh，数字は全て送電端），2023～2025年度平均）



「供給計画」の **i** 社内取引等を除いた需給構造※(Ⅰ + Ⅱ)

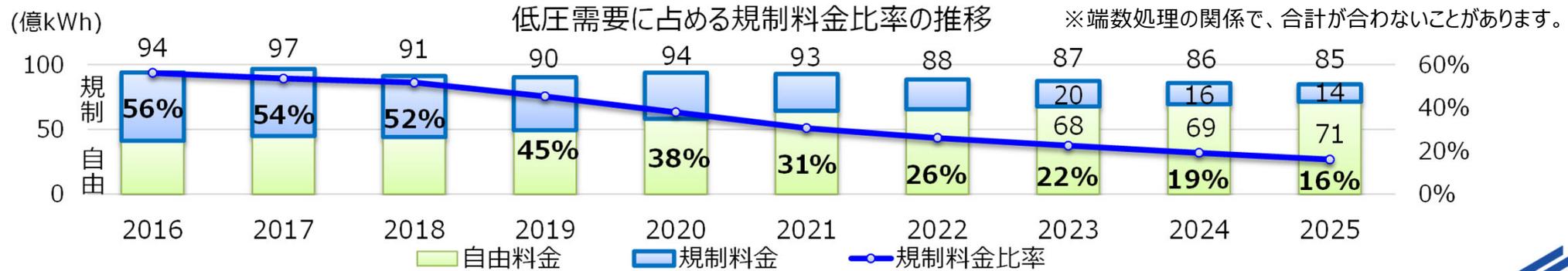
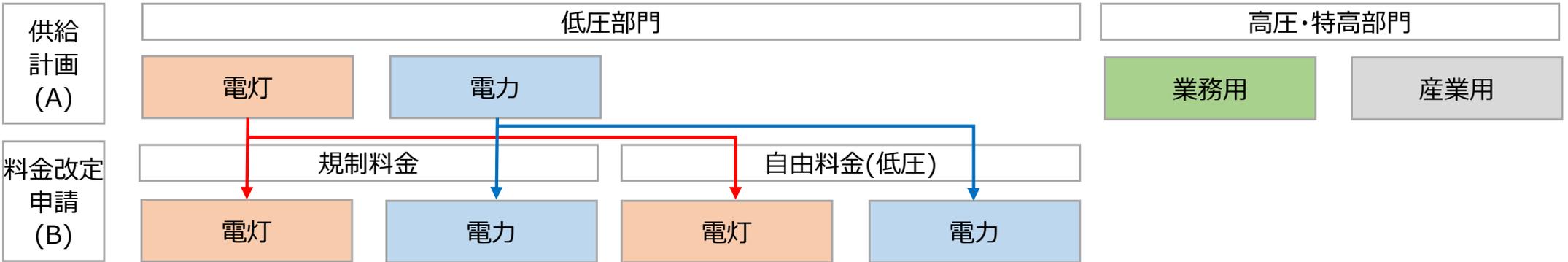


（注）端数処理の関係で合計が一致しない場合がある。

※自家消費分(2億kWh)を含めた値を記載

需要想定における「規制料金」と「自由料金(低圧)」の配分方法

- 供給計画(A)では、用途別・電圧別の区分に従い需要を想定する一方、料金改定申請(B)では「規制料金需要」を区分する必要がある。
- 料金改定申請(B)では、供給計画(A)で想定した「低圧部門」の需要を、「規制料金」需要と「自由料金(低圧)」需要に配分。
 - 【具体的な配分方法】
 - ①低圧部門の過半を占める自由料金(低圧)の需要数(契約口数・契約電力)と原単位をそれぞれ実績傾向から想定。需要数(契約口数・契約電力)と原単位を乗じることで自由料金(低圧)の電力量を算定。
 - ②供給計画(A)で想定した「低圧部門」の需要から、①で算定した「自由料金(低圧)」の需要を控除することで「規制料金」の需要を想定。
- 実績では、自由料金メニューの新設や電化普及等に伴い規制料金比率が継続して低下(▲7%程度/年)。低下傾向は緩やかになるものの、規制から自由への移行が継続すること等から、「規制料金」比率は減少するものと想定。(下記グラフ)



- 料金原価算定期間（2023～2025年度）における年度・月別の電力量（kWh）は、電気事業法第29条の規定に基づき国に届け出た「2022年度供給計画」における想定値を使用しております。
- 規制部門の販売電力量は、離脱影響や自由料金への移行、省エネ進展等を考慮した結果、3か年平均（2023～2025年度）で17億kWhと想定しております。

■ 需要想定のお考え方

- 実績傾向や販売見通し、世帯数、経済指標等を考慮して、用途別に販売電力量を想定しています。

低圧	電 灯	家庭用・街路灯など
	電 力	小規模店舗・工場など
高圧 以上	業務用	オフィスビル・商業施設・病院など
	産業用	工場など

■ 前提諸元 [需要]

		今回 (3か年平均)	現行原価 (2008改定)	差引
販売電力量	(億kWh)	260	287	▲27
(再掲)規制部門	(億kWh)	17	69	▲52

■ 販売電力量の推移

年度		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
販売電力量		281	286	260	250	259	281	267	263	259	259
(再掲) 規制部門		53	52	47	41	36	28	23	20	16	14
前年差		-	▲1	▲5	▲6	▲5	▲7	▲5	▲3	▲3	▲3
内訳 主な 影響 別	離脱・自由料金への移行	-	▲1	▲1	▲3	▲4	▲4	▲3	▲2	▲2	▲2
	気温・うるう影響	-	+2	▲1	▲1	+1	▲1	▲1	+0	▲0	0
	省エネ・節電影響等	-	▲1	▲2	▲3	▲3	▲3	▲2	▲1	▲1	▲1

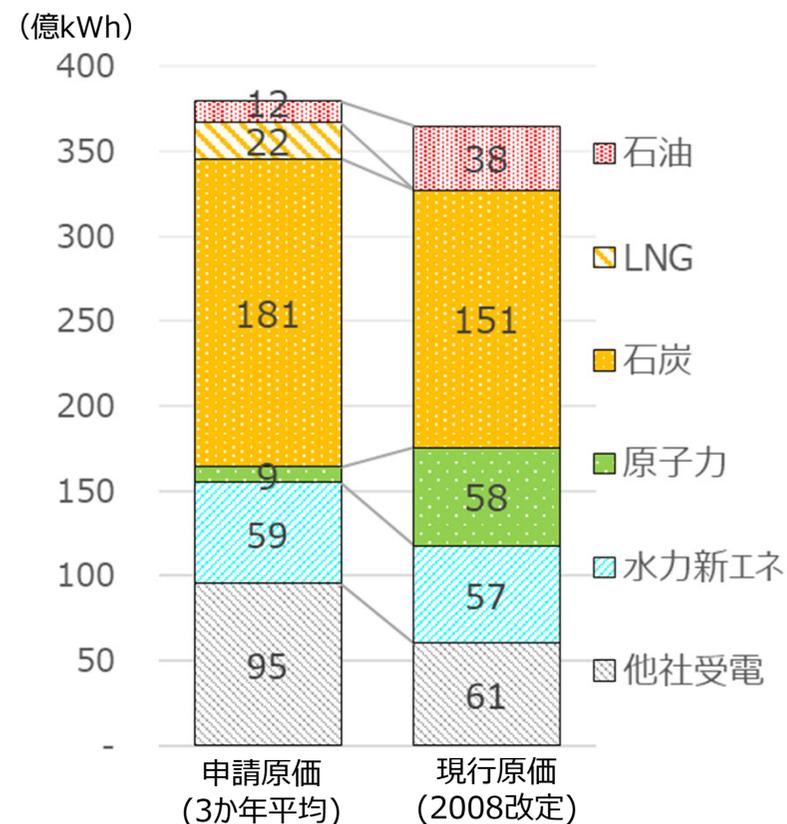
※ 端数処理の関係で合計が合わない場合があります。 ※ 「離脱・自由料金への移行」は契約口数の減少数をもとに推計しています。

- 供給力については、想定需要および供給計画等を基に、各電源毎の発電電力量を想定しております。
- 志賀原子力発電所2号機の再稼働については、新規規制基準適合性審査を経て、地元のご了解を頂いた後に行うこととなりますが、審査状況を踏まえると、現時点では、具体的な再稼働の時期を見通せる状況にはありません。
- しかしながら、原価算定上は、審査が最大限効率的に進むことを前提に、火力燃料費等の抑制による、最大限の原価低減を図る観点から、志賀原子力発電所2号機の再稼働時期を2026年1月としております。
- なお、志賀原子力発電所1号機については、原価算定中の稼働は見込んでおりません。

■前提諸元【供給力】

		今回 (3か年平均)	現行原価 (2008改定)	差引
販売電力量	(億kWh)	260	287	▲27
(再掲)規制部門	(億kWh)	17	69	▲52
原子力利用率 (自社)	(%)	6	38	▲32

■発電電力量比較



■原子力の織込み

ユニット名	2023年度	2024年度	2025年度	利用率
志賀1号機	原価算定期間中の発電電力量なし			6%
志賀2号機			2026/1	

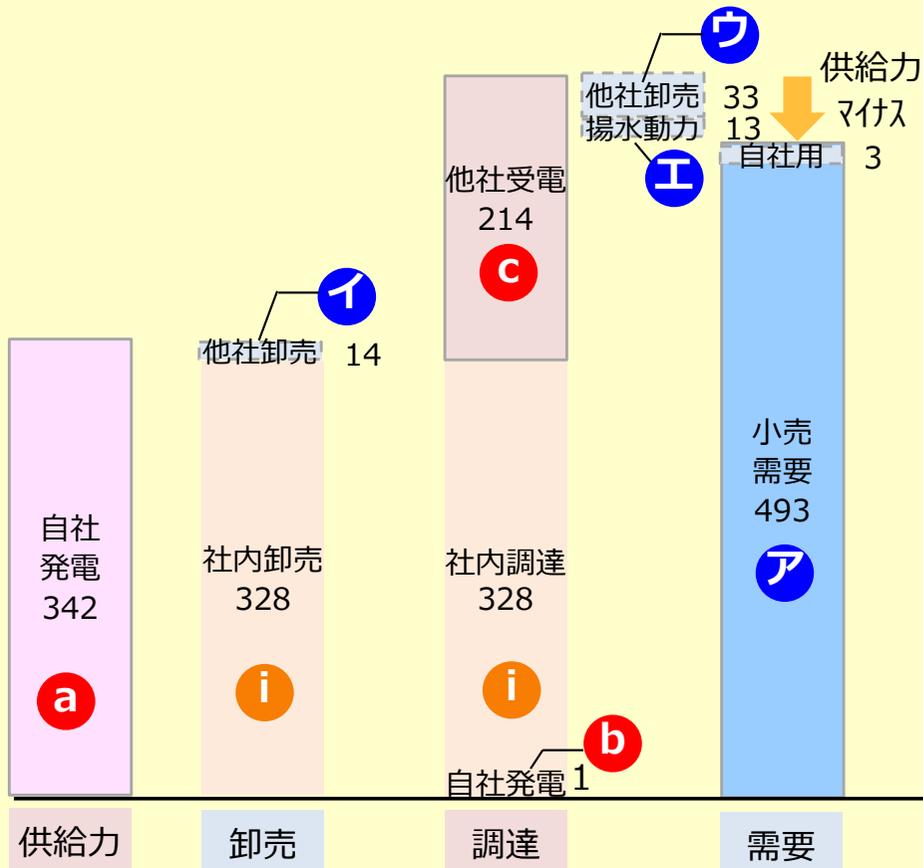
■ : 電力量想定期間

供給計画と料金原価における需給構造の違いについて

- A.供給計画（以下「供計」）は発電・小売のライセンス別に届出する一方、**料金改定では「発販一体の需給構造」で総原価を算定**しています。また、当社の場合、原子力の稼働を織り込んでいることから、B.料金原価の需給の前提とは一部異なっています。
- 具体的には、B.料金原価の供給力は、発電供計・小売供計の合計供給力（**a b c**）に、原子力の稼働（**d**）を反映したものです。

（単位：億kWh，数字は全て送電端）

【A.供給計画】

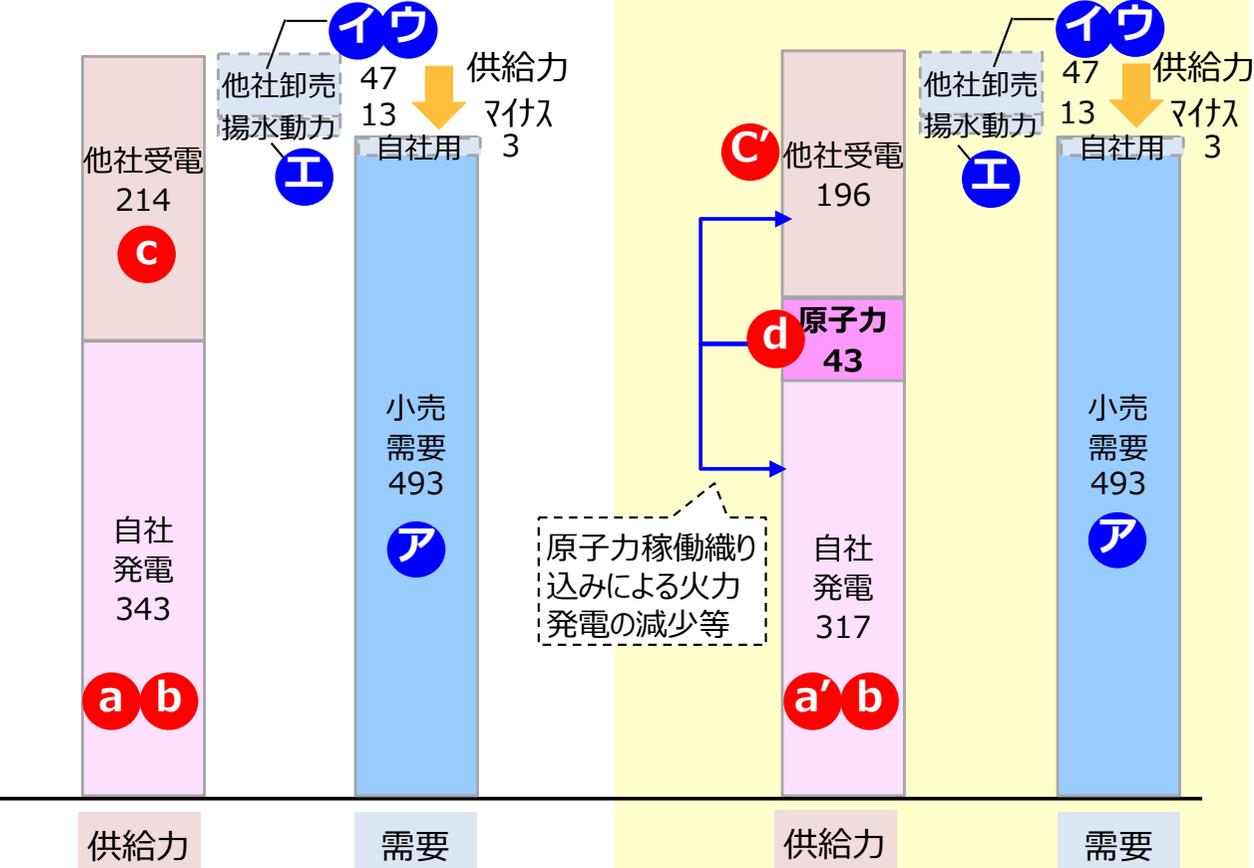


Ⅰ 「発電供給計画」の需給構造

Ⅱ 「小売供給計画」の需給構造

（注）端数処理の関係で合計が一致しない場合があります。

【B.料金原価】



「供給計画」の **i** 社内取引を除いた需給構造（Ⅰ + Ⅱ）

料金改定申請における「原価算定根拠」となる需給構造

規制部門・自由部門の想定方法について

- 料金改定の小売需要は、2022年度変更供給計画の小売需要と同じ算定プロセスにより想定しています。
- 小売需要は、電圧別・用途別（電灯、低圧電力、業務用、産業用）に想定したエリア需要から、離脱・節電影響等を控除し、中国地域以外の需要を加算して想定しています。
- なお、小売需要の低圧は、実績傾向により規制部門・自由部門に区分しています。

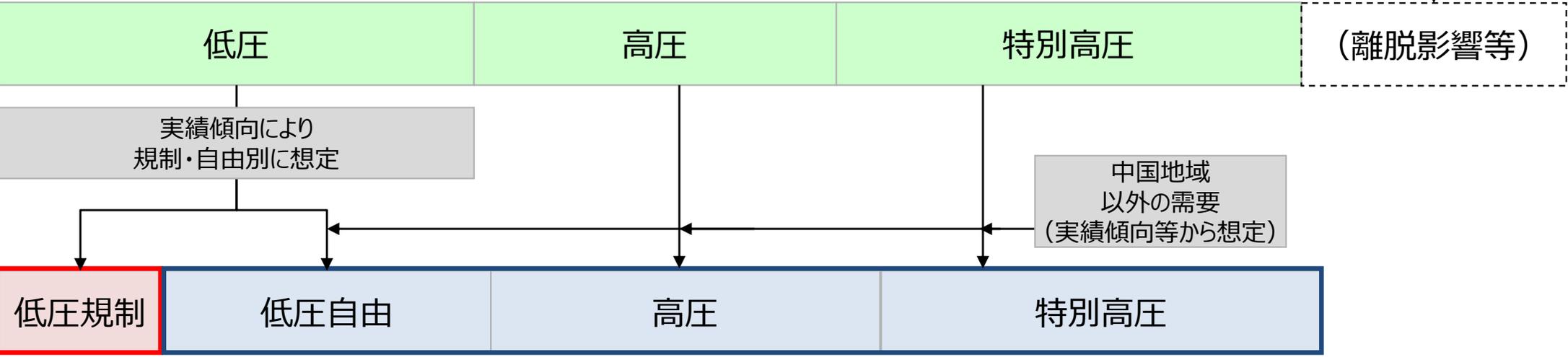
【算定フロー（イメージ）】

○エリア需要（離脱・節電控除前の需要）

低圧	高圧	特別高圧
<ul style="list-style-type: none"> • 電灯：口数×原単位により想定 • 低圧電力：需要数×原単位により想定 	<ul style="list-style-type: none"> • 業務用：経済指標（KP3）を用いて想定 • 産業用：経済指標（IIP）を用いた想定に加え、一部の大規模なお客さまは個別の聞き取り情報を踏まえ想定 	

離脱・節電等を控除
(実績傾向等から想定)

○小売需要

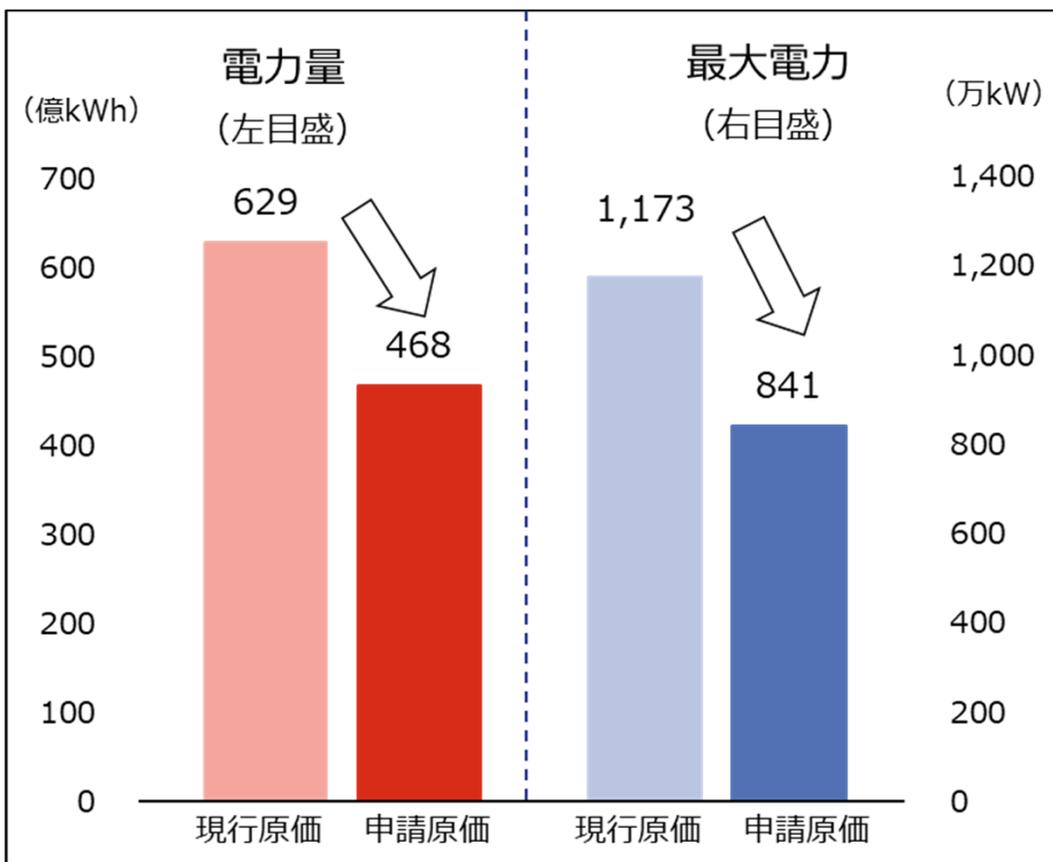


小売需要

料金算定の前提となる電力需要想定について

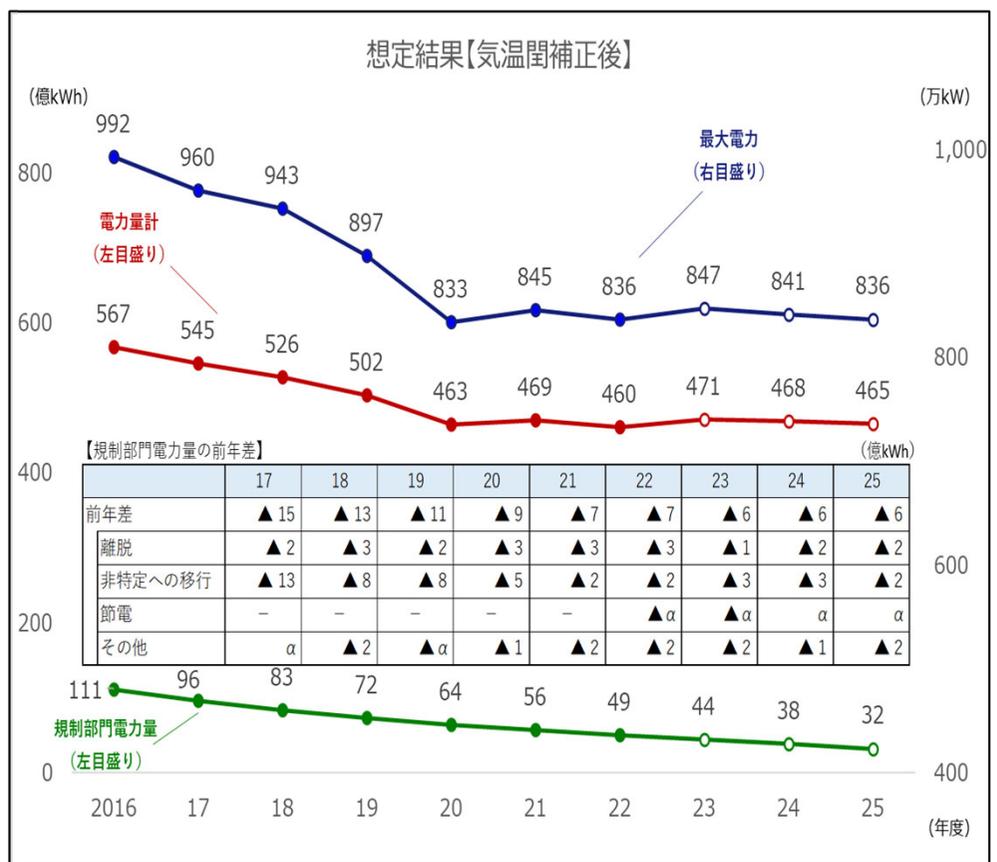
- 電力需要は、至近の景気動向や競争環境を踏まえ想定しています（2022年度変更供給計画需要）。
- 現行原価策定時に比べ、電力量・最大電力ともに競争進展による離脱の影響などにより大幅に減少しています。
- 今回の申請原価算定期間においては、緩やかな経済成長に伴う産業用需要の増加はあるものの、低圧における離脱の増加などから、電力量・最大電力ともに減少傾向を見込んでいます。

【現行原価との比較】



注1：現行原価には離島需要を含み、申請原価には含みません。
 注2：自家消費分（建設工事用・事業用電力）を含みません。
 注3：中国地域以外の需要を含みます。
 注4：申請原価は2023～25年の3年平均の値。
 注5：電力量は使用端、最大電力は送電端・夏季最大3日平均電力。

【電力量・最大電力の推移】



注1：2019年度までは離島需要・最終保障供給需要を含み、2020年度以降は含みません。
 注2：自家消費分（建設工事用・事業用電力）を含みません。
 注3：中国地域以外の需要を含みます。
 注4：電力量は使用端、最大電力は送電端・夏季最大3日平均電力。

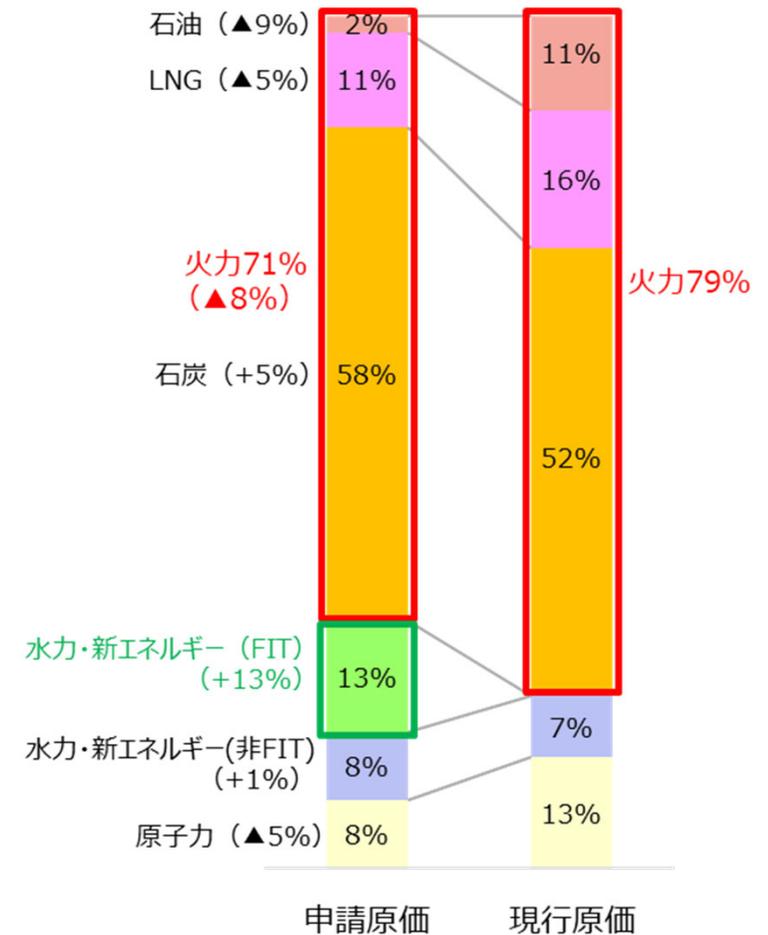
料金算定の前提となる供給力

- 現行原価と比較して、供給電力量は販売電力量の減により、石油・LNGを中心に減少しています。また、島根原子力発電所1号機の廃炉等による原子力の減少、FIT制度による買取電力量の計上、三隅発電所2号機の運転開始に伴う石炭の増加等により、電源構成が変化しており、火力内では石炭の割合が増加しています。

(単位：億kWh)

		申請原価				現行原価 (B)	差引 (A-B)		
		2023	2024	2025	平均 (A)				
供給電力量	自社電源	水力発電所	35	36	37	36	36	▲0	
		火力発電所	石炭	203	207	208	206	166	41
			LNG	67	45	69	60	99	▲39
			石油	14	11	14	13	76	▲63
		原子力発電所	11	66	53	43	89	▲45	
		新エネルギー等発電所	1	1	2	1	-	1	
	小計	331	367	383	360	466	▲105		
	他社電源	水力	6	2	2	3	10	▲6	
		火力	150	116	95	120	199	▲78	
		新エネルギー等	72	73	74	73	5	68	
その他※		▲45	▲49	▲47	▲47	▲3	▲44		
小計	182	142	123	149	211	▲62			
揚水発電所の揚水用動力量		▲13	▲13	▲14	▲13	▲8	▲5		
合計		500	495	493	496	668	▲172		
自社用電力量 (送電端)		▲3	▲2	▲3	▲3	▲1	▲1		
小売需要 (送電端)		498	493	490	493	667	▲174		

【電源構成の比較】



注1) 端数処理の関係で一致しない場合がある。注2) 卸電力取引所取引に係る電力量は含まず、当該電力量は、別途、算出している。
 ※他事業者への卸販売、常時バックアップなど。

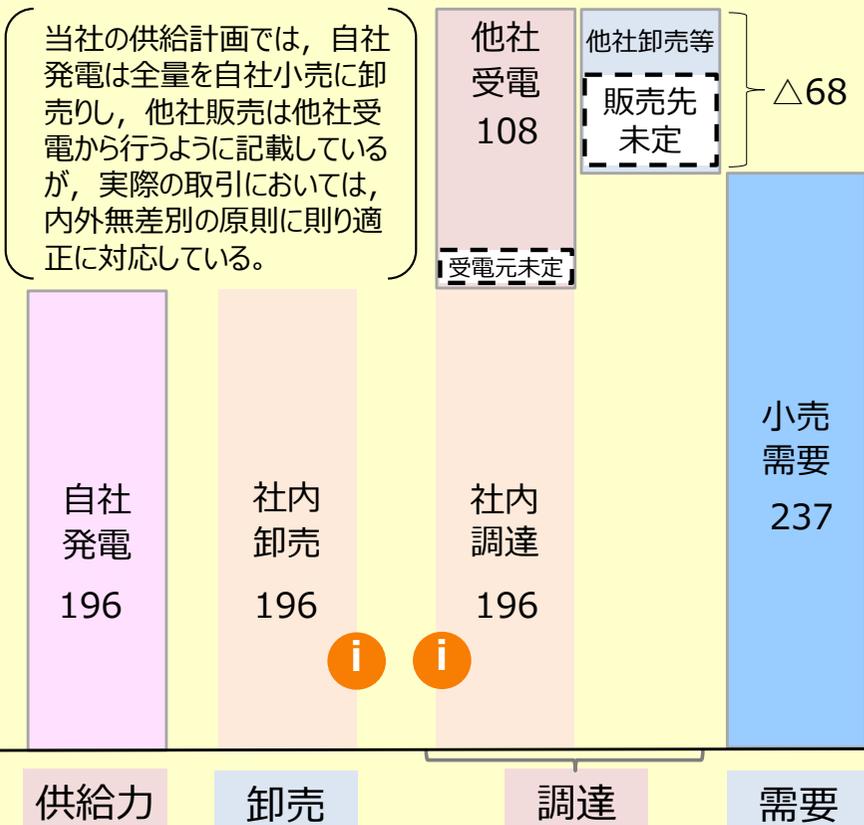
供給計画と料金原価における需給バランスの違いについて

- A.供給計画（以下「供計」）は発電・小売のライセンス別に届出する一方，料金改定申請では「発販一体の需給バランス」で総原価を算定しているが，双方の数値は一致している。
- なお，供計での調達先未定分については，B.料金原価の需給バランスでは，JEPX等において活用することとしている。

（単位：億kWh，数字は全て送電端）

【A.供給計画】

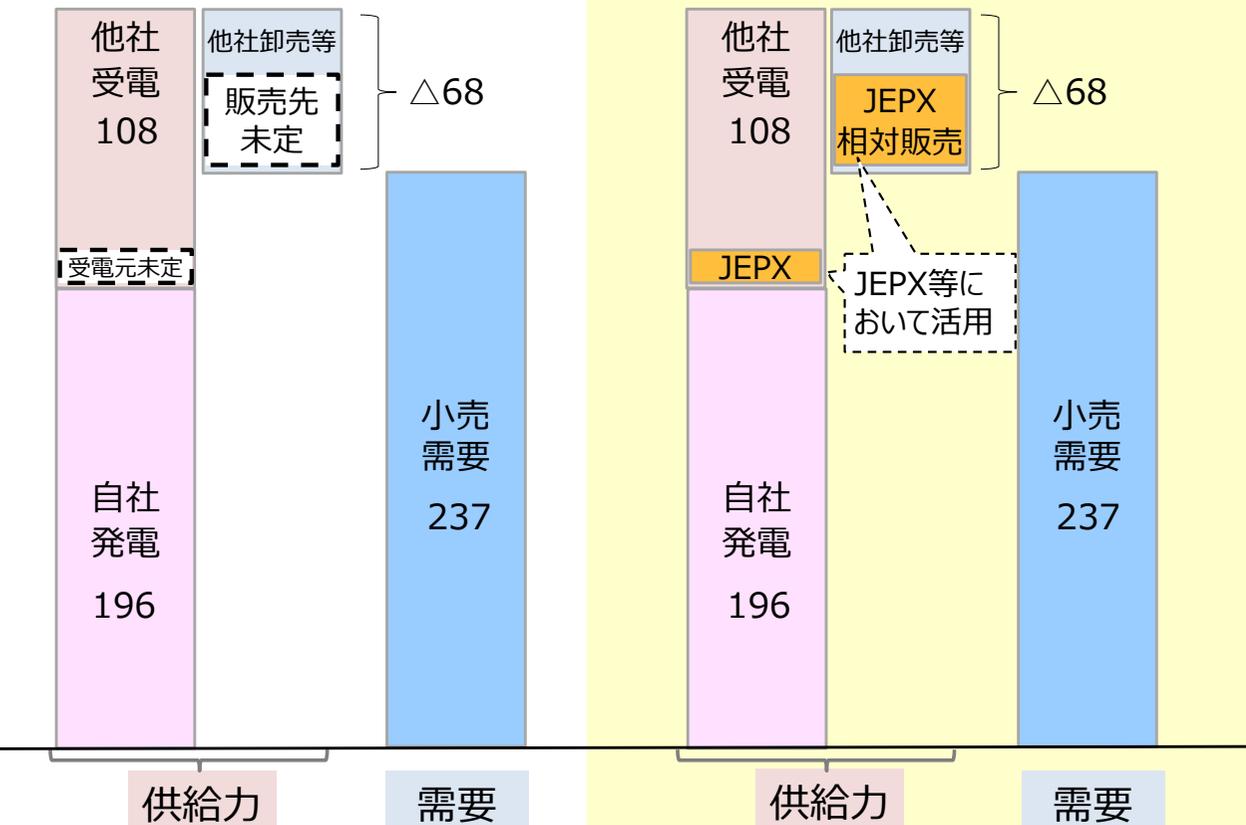
当社の供給計画では，自社発電は全量を自社小売に卸売りし，他社販売は他社受電から行うように記載しているが，実際の取引においては，内外無差別の原則に則り適正に対応している。



Ⅰ 「発電供給計画」の需給バランス

Ⅱ 「小売供給計画」の需給バランス

【B.料金原価】



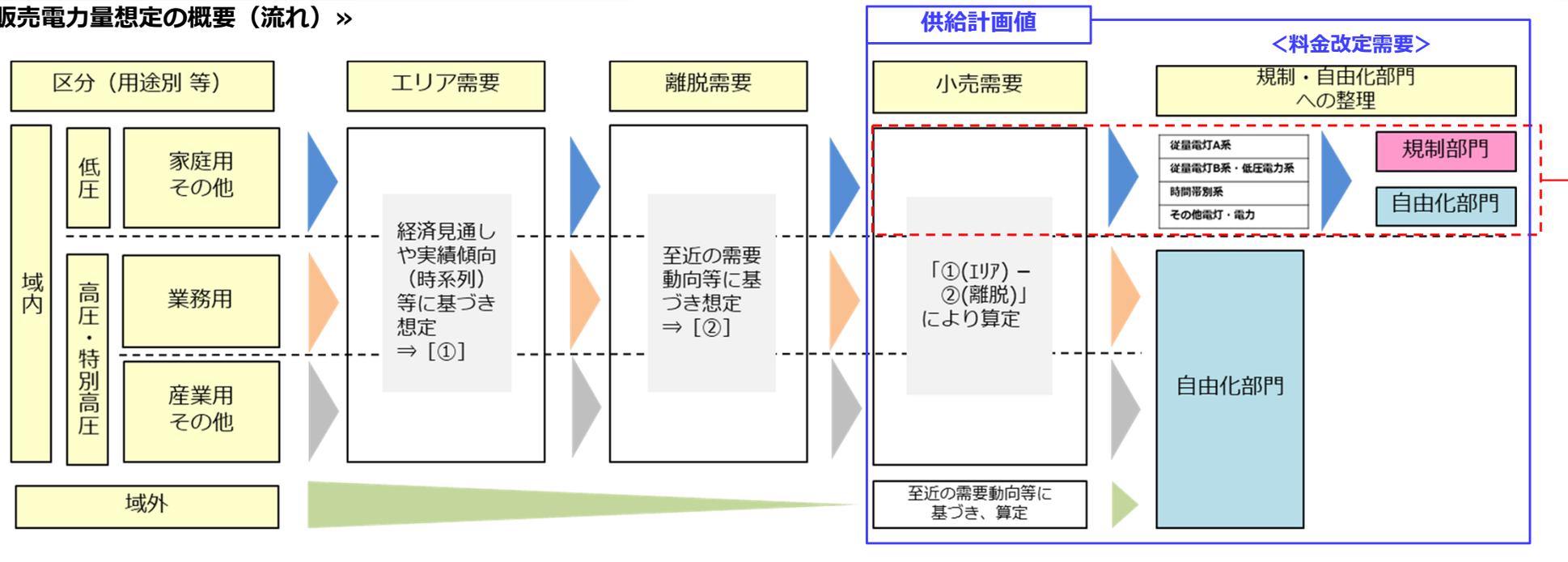
「供給計画」の *i* 社内取引等を除いた需給バランス (Ⅰ + Ⅱ)

料金改定申請における「原価算定根拠」となる需給バランス

（注）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

販売電力量 (kWh) 想定の概要 (想定の流れ、規制部門の需要の抽出)

◀販売電力量想定の概要 (流れ) ▶



◆ 低圧需要からの規制部門の需要の抽出

契約種別ごとに、料金メニュー単位の需要を算定し、規制・自由化部門へ整理したうえで、規制部門の需要を抽出している。

契約種別	主な料金メニュー	規制・自由化部門への整理
従量電灯A系 (一般家庭向けメニュー)	規制部門 従量電灯A	離脱想定値や社内変更想定値 (規制→自由への移行口数) を勘案し、規制・自由化部門へ整理。 <従量電灯A系の場合> ※規制・自由化部門が混在する「従量電灯B系、低圧電力系」も同様の考え方で想定
	自由化部門 おトケeプラン	
従量電灯B系、低圧電力系 (事務所・商店向けメニュー)	規制部門 従量電灯B・低圧電力	実績傾向から想定した口数、原単位をもとに、電力量 (口数×原単位) を算定し、自由化部門に整理。
	自由化部門 ビジネススタグ・ドプラン、低圧スタグ・ドプラン	
時間帯別系 (電化住宅向けメニュー)	自由化部門 でんかeプラン、でんかマシヨンプラン	実績傾向から電力量を算定し、規制部門に整理。

料金算定の前提となる電力需要想定について

○ 今回の原価算定期間（2023～2025年度）における小売販売電力量は、2022年度供給計画をもとに算定しており、四国地域における人口減少・省エネの進展や全面自由化以降の競争激化による離脱増加などの影響により、前回原価から51億kWh減少の224億kWh（3カ年平均）としている。

◀小売販売電力量実績推移・原価織込値▶ 小売販売電力量（使用端）は、気温影響補正後、閏補正無し。自社消費分を除く。 (億kWh)

			実績 (2022年度は想定値)						今回原価				前回原価	差異 [A-B]	
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3カ年平均 [A]		3カ年平均 [B]
域内	低圧	家庭用他	105	104	99	95	94	91	86	83	80	78	80	112	▲32
		(再掲) 特定小売	68	61	52	46	41	35	29	25	22	19	22	74	▲52
	高圧・特別高圧	業務用	56	51	45	43	42	44	46	46	46	46	46	60	▲14
		産業用他	93	90	85	82	79	83	87	88	88	88	88	103	▲15
	計			255	245	228	220	214	218	218	217	214	212	214	275
域外 計			0	1	3	4	5	7	9	9	10	10	10	-	+10
小売販売電力量 計			255	246	232	225	220	225	227	227	224	222	224	275	▲51

特定小売（規制部門）の前年差		-	▲7	▲9	▲6	▲5	▲5	▲6	▲4	▲4	▲3	↓原価算定期間の想定概要		
主な要因 (内訳)	離脱・社内変更 (規制→自由)	-	▲7	▲8	▲6	▲5	▲5	▲5	▲4	▲3	▲3	実績傾向で想定		
	省エネ進展 等	-	▲0	▲1	▲1	+1※	▲0	▲1	▲0	▲0	▲0	実績傾向で想定		

※2020年度は、コロナによる巣ごもり影響により増加。

[注] 上記数値は、億kWh未満を四捨五入で表記しているため、合計が合わない場合あり

料金算定の前提となる供給電力量について

- 供給電力量は、発電所の補修計画や燃料制約、貯水池の運用制約等を考慮したうえで、想定した電力需要（自社小売り需要と相対融通契約の合計電力量）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。
- 具体的な電源種別ごとの考え方と算定結果は以下の通り。

1. 供給電力量算定における考え方

- 原子力
 - ・伊方発電所3号機は、重要なベースロード電源であるため、安全・安定運転を前提に最大限の供給電力量が織り込めるよう、定期検査の間隔が法令に定められた範囲で最長になるように計画。
 - 新エネルギー（太陽光・風力・バイオマス）
 - ・過去の運転実績および今後の設備量の見通しに基づき、供給電力量を算定。
 - 水力
 - ・一般水力（自流式・貯水池式）は、過去の実績および貯水池運用計画から供給電力量を算定。
 - ・揚水式発電は、需要や太陽光出力等の見通しに合わせて供給電力量を算定。
 - 火力
 - ・極力、重負荷期を避けて補修を計画したうえで、経済性に基づき最大限活用。
 - ・LNG火力は、タンク1基制約から均等配船で調達しているLNGを計画的に消費するよう供給電力量を算定。石炭・石油火力は、発電燃料単価が安価な順に供給電力量を算定。
 - ・他社火力のうち、契約に基づく受電利用率制約がある場合は考慮。
 - 収益拡大のための電源活用
 - ・発電余力等は、調整力公募※、需給調整市場、取引所取引等において最大限活用。
- ※ 調整力公募の対象期間は2023年度のみ。

2. 供給電力量算定結果（2023～2025年度）

（億kWh）

項 目		年 度		差 今回-前回		
		今回 2023～2025 年度平均	前回 2013～2015 年度平均			
送 電 端 電 力 量		237	293	△56		
送 電 端 供 給 力 内 訳	自 社 発 電	水 力	23	22	1	
		火 力	石 炭	71	70	2
			石 油	12	37	△25
			C O G	10	15	△5
			L N G	20	19	1
		原 子 力	60	56	4	
	新エネルギー※1	0.12	0.11	0.01		
	合 計		196	218	△22	
	他 社 購 入	水 力	9	11	△2	
		火 力	51	67	△17	
新エネルギー		34	7	27		
市 場		15	1	14		
合 計		108	86	22		
他社販売等		△68	△11	△57		

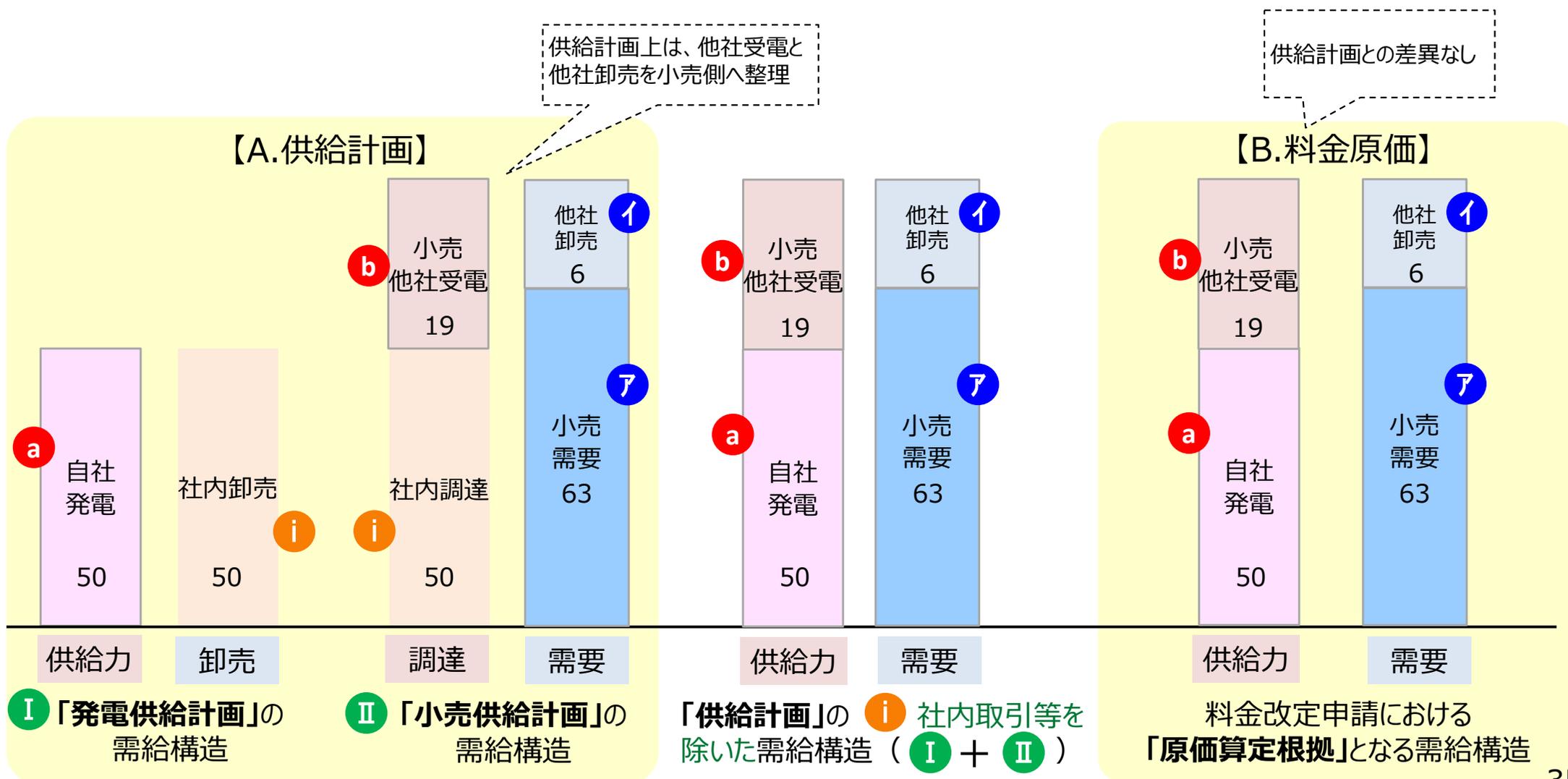
※1. 火力のバイオマス混焼分を含む

注：四捨五入の関係で合計および差が合わない場合がある

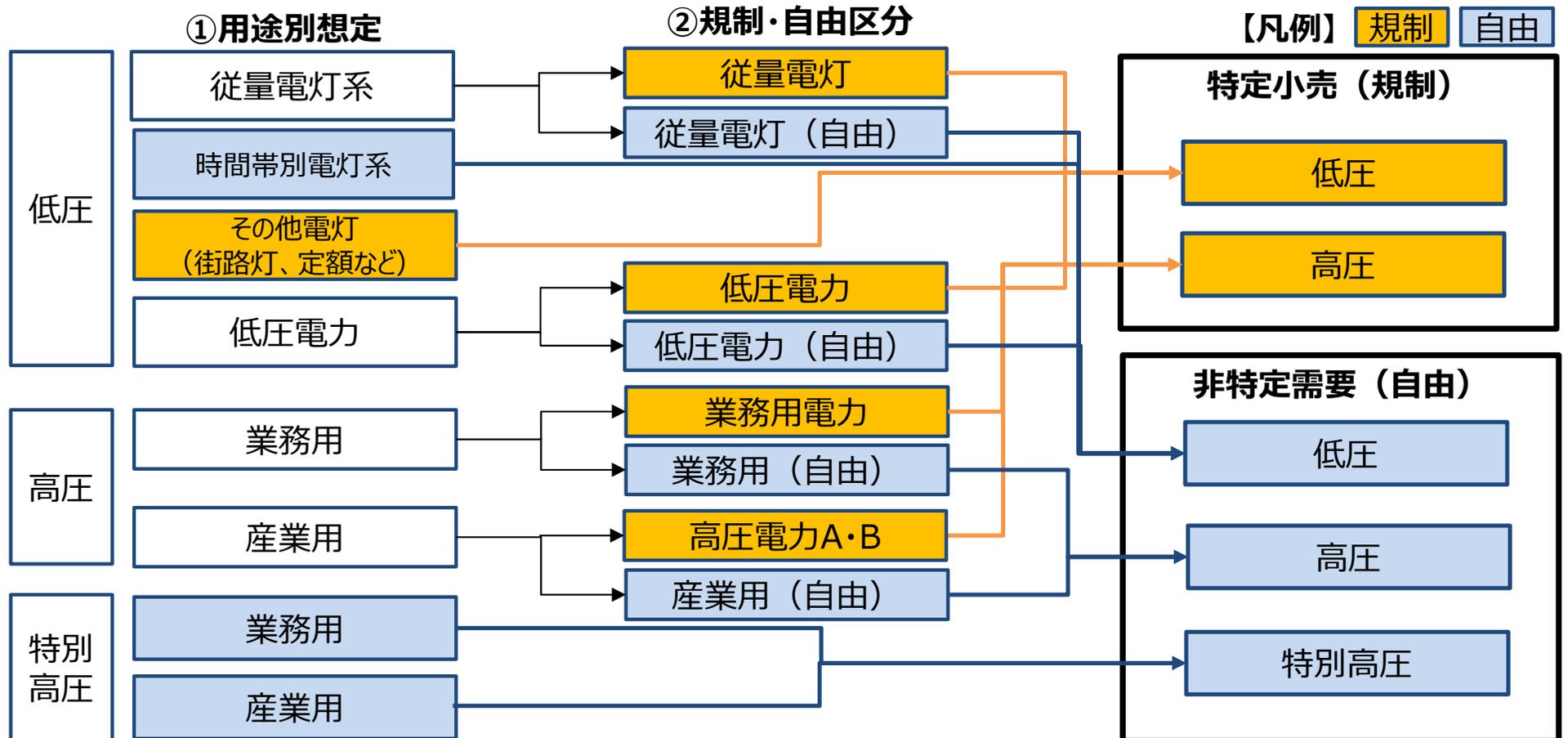
供給計画と料金原価における需給構造の違いについて

- A.供給計画は発電・小売のライセンス別に届出しているが、**料金改定申請では社内取引を控除後の「発販一体の需給構造」で総原価を算定**している。
- B.料金原価における供給力は、供給計画における発電供給計・小売供給計の合計供給力（**a b**）。
- B.料金原価の需要は、供給計画における小売需要と同様となる（**ア イ**）。

(単位：億kWh, 数字は全て送電端, 2023~2025年度の平均値)



- 小売全体の需要想定については、需要の形態に応じて、主な用途別に実績傾向や離脱動向を勘案して想定しております。
 - 同一用途内における規制・自由の区分についても、実績や至近の傾向を基に想定しております。
- 【低圧】低圧においては、よりお客さまのニーズに応えるべくメニューやサービスの展開を行ってきたことから、至近の実績でも自由料金への移行が進んでいることを踏まえ、規制料金は需要が減少し、自由料金は需要が増加していくものと想定しております。
- 【高圧】高圧については、従来よりお客さまへの最適なメニューのご提案を実施し、自由料金でメリットの出るお客さまの多くは既に自由料金へ移行していただいております。過去実績においても規制料金から自由料金へ需要が移行していく大きな動きはみられないことから、至近の規制料金と自由料金の実績比率を踏まえ、同程度の割合で推移していくものと想定しております。



- 小売料金算定の前提となる需要想定は、電力広域的運営推進機関の需要想定要領に基づき作成した2022年度供給計画（小売）における需要想定をもとにしています。
- 想定手法としては、用途・契種別に、実績傾向や離脱動向を勘案して想定しました。
- 2023～2025年度は、新型コロナウイルスの収束を前提に、人口や観光客数の増加を背景とした商業・宿泊施設の増加や食料品製造業の増加が見込まれるものの、他事業者への契約切り替えの影響により、緩やかな減少を見込んでいます。

【用途】

用途		備考
電灯		家庭用、街路灯等
電力	低圧電力	小規模店舗・商店等
	業務用	商業施設・宿泊施設等
	産業用	工場等
	高圧A 大口電力 (高圧B・特高)	大規模工場等
その他		深夜電力、農事用電力、臨時電力

【電力量の想定結果】（使用端）

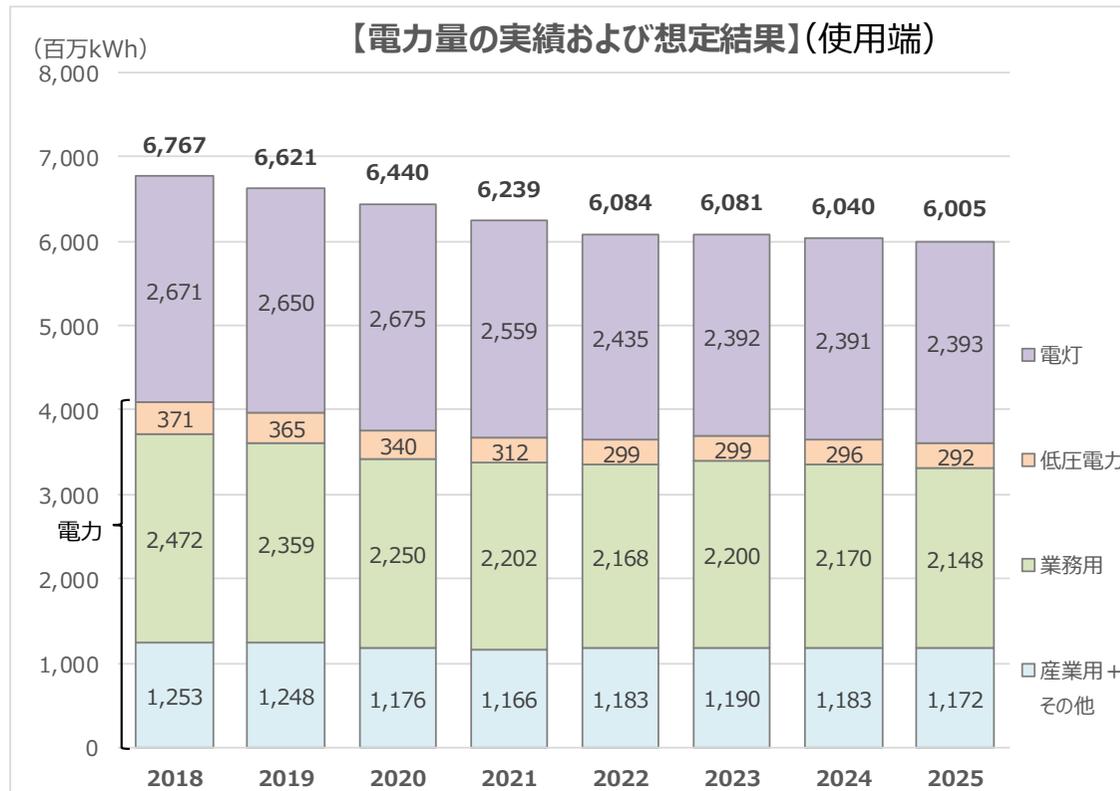
	2023	2024	2025	23-25平均
電灯	▲ 1.7 2,392	▲ 0.1 2,391	0.1 2,393	0.0 2,392
電力	1.1 3,689	▲ 1.1 3,649	▲ 1.0 3,612	▲ 1.0 3,650
計	▲ 0.1 6,081	▲ 0.7 6,040	▲ 0.6 6,005	▲ 0.6 6,042

(百万kWh、%)

(注) 2023年度は366ベース。(右側のグラフ、表も同様)

建設工事用電力、事業用電力は除く。(右側のグラフ、表も同様)

表内上段は対前年増減率、23-25平均は3年平均増減率。



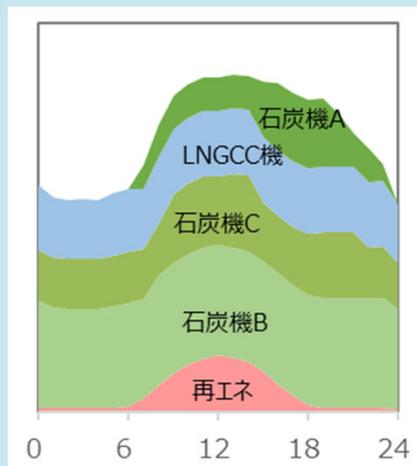
(単位：百万kWh)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
規制部門	3,637	3,470	3,190	2,794	2,562	2,258	2,100	1,941
対前年度差	-	△ 167	△ 279	△ 397	△ 231	△ 304	△ 158	△ 159
主な影響	離脱影響	-	△ 135	△ 71	△ 70	△ 62	△ 51	△ 23
	気温	-	8	4	△ 26	△ 20	0	0
	コロナ	-	△ 1	△ 40	7	0	23	2
	その他	-	△ 39	△ 172	△ 308	△ 149	△ 276	△ 137

(注) 規制には高圧・低圧含む。「主な影響」は推計値。「離脱影響」には戻り需要も勘案。「その他」は、規制料金から自由料金への移行影響や省エネ影響等

- 需給計画は、系統制約を加味せず発販にとって最も経済的な電源の組み合わせとなるように作成しております。
- 自社火力は、需要想定や補修計画、燃料調達量等を考慮した上で、発電燃料単価が安価なLNGコンバインドサイクル機(以下、LNGCC機)、石炭機、石油機の順に発電電力量を配分しており、他社石炭機は、発電事業者との契約の範囲内で経済性を考慮して計画しております。
- なお、LNGCC機の発電燃料単価が最も安価となる理由は、今般の燃料価格高騰局面において、長期契約で購入しているLNGがスポット価格と比較して安価に調達できていることが影響しております。
- 一方で、LNGCC機の運用は、長期契約のLNG調達量より決定されることから、運転中利用率は石炭機を下回る水準となります。

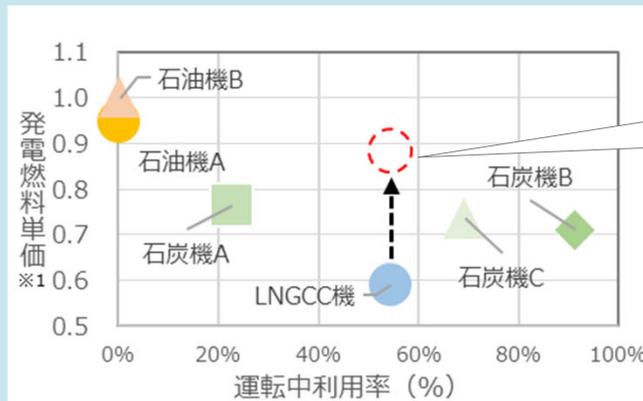
○ 1日の供給力の内訳イメージ (2024年8月)



電源別	発電燃料単価 順位 (降順) ※1	1日の運用		
		昼間帯	夜間帯	
ピーク	石炭機A	1	ピーク時 運転	停止
↑	LNGCC機	4	需要変動に 応じて出力※2	需要変動に 応じて出力※2
	石炭機C	2	需要変動に 応じて出力	需要変動に 応じて出力
	石炭機B	3	フル出力	ほぼ フル出力
ベース				

※1 2023～2025 年度の3か年平均単価 (円/kWh) で順位付
 ※2 LNG調達量を考慮

○ 火力発電所の運転中利用率と発電燃料単価 (3カ年平均)

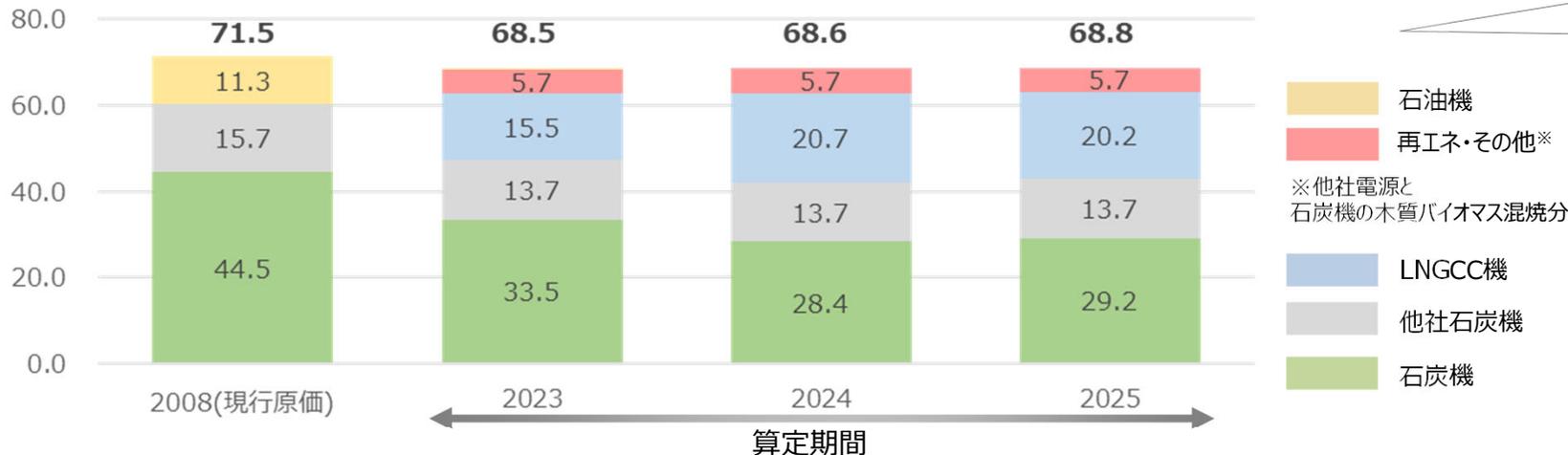


※1 縦軸は石油機Bを1.0とした場合の指数

仮にLNG燃料をスポット価格※2にて調達した場合、LNGCC機の発電燃料単価が石炭機を上回ることとなり(図の○)、申請原価より燃料費が上昇することとなります。

※2 JOGMEC日本着スポットLNG月次価格の2022年5～7月平均値を採用

○ 原価算定期間中の需給計画 (単位：億kWh)



・LNGCC機を導入(2012年度)と再生可能エネルギーの拡大により発電電力量の構成が変化しております。

・原価算定期間においては、LNGの燃料調達量※の違いにより、石炭機とLNGCC機の発電電力量の配分に差が生じます。

※ 2023年度 約22.4万t
 2024年度 約28.2万t
 2025年度 約27.7万t