

需要想定・供給力について④

2023年4月4日（火）

第40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

本日御議論いただきたい点について

- これまで、各みなし小売電気事業者（北海道・東北・東京・北陸・中国・四国・沖縄）の「需要想定・供給力」について、料金制度専門会合で計3回（第30回・第33回・第35回）御議論をいただいた。
- 今般、「直近の燃料価格、卸電力市場価格及び電力先物価格」を踏まえて、上記7者が原価等を再算定し、経済産業大臣に対して補正を行った。
- 本日は、上記の補正を踏まえた「需要想定・供給力」に関し、事務局から概要をお示しするとともに、事業者からも説明を行う。
- その上で、専門委員による審査チームや事務局における審査において、今後検討を要する論点があるか、御議論いただきたい。

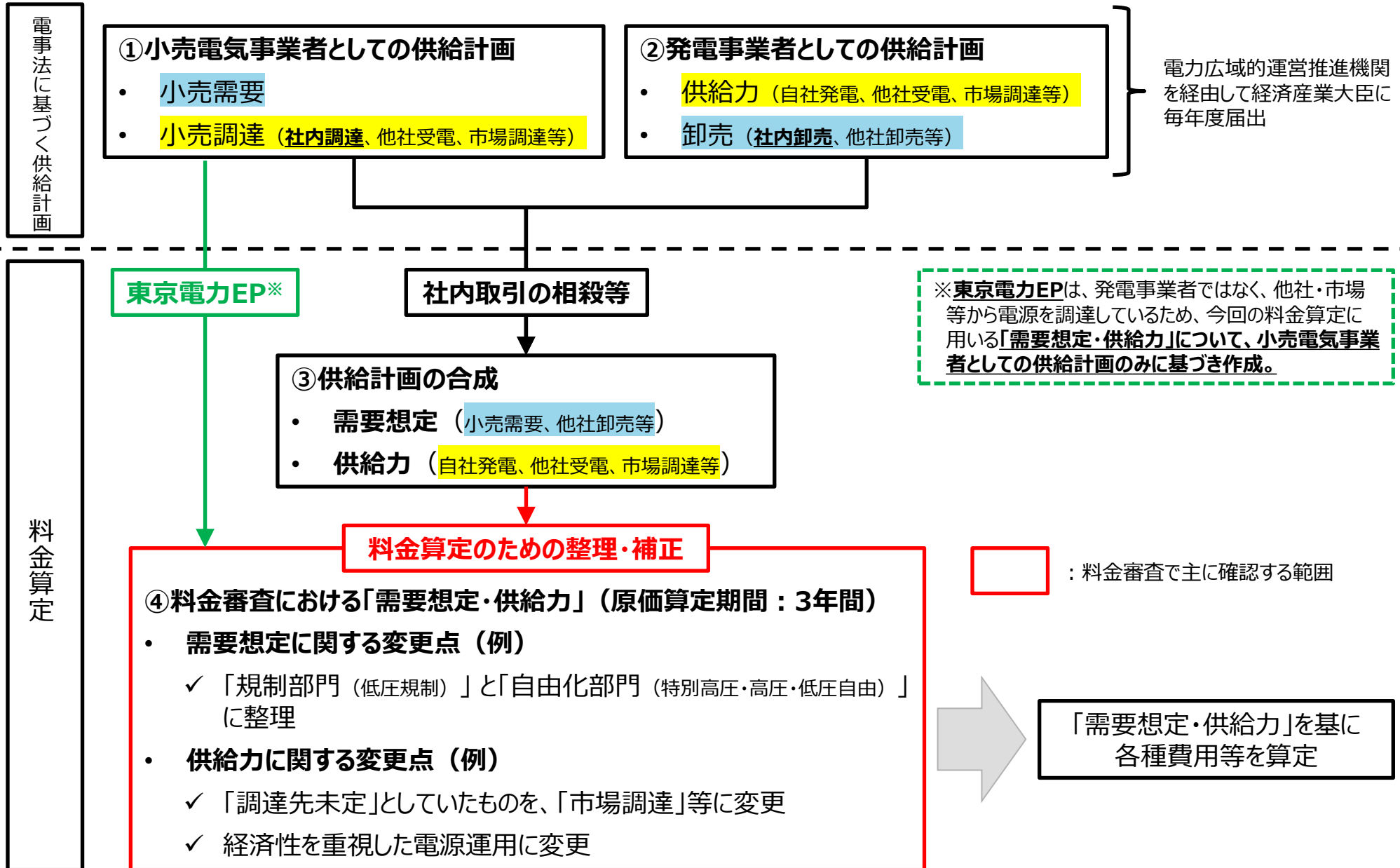
1. 「需要想定・供給力」の位置づけ

2. 各事業者の「需要想定・供給力」

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（※詳細は次ページを参照）。

【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。）

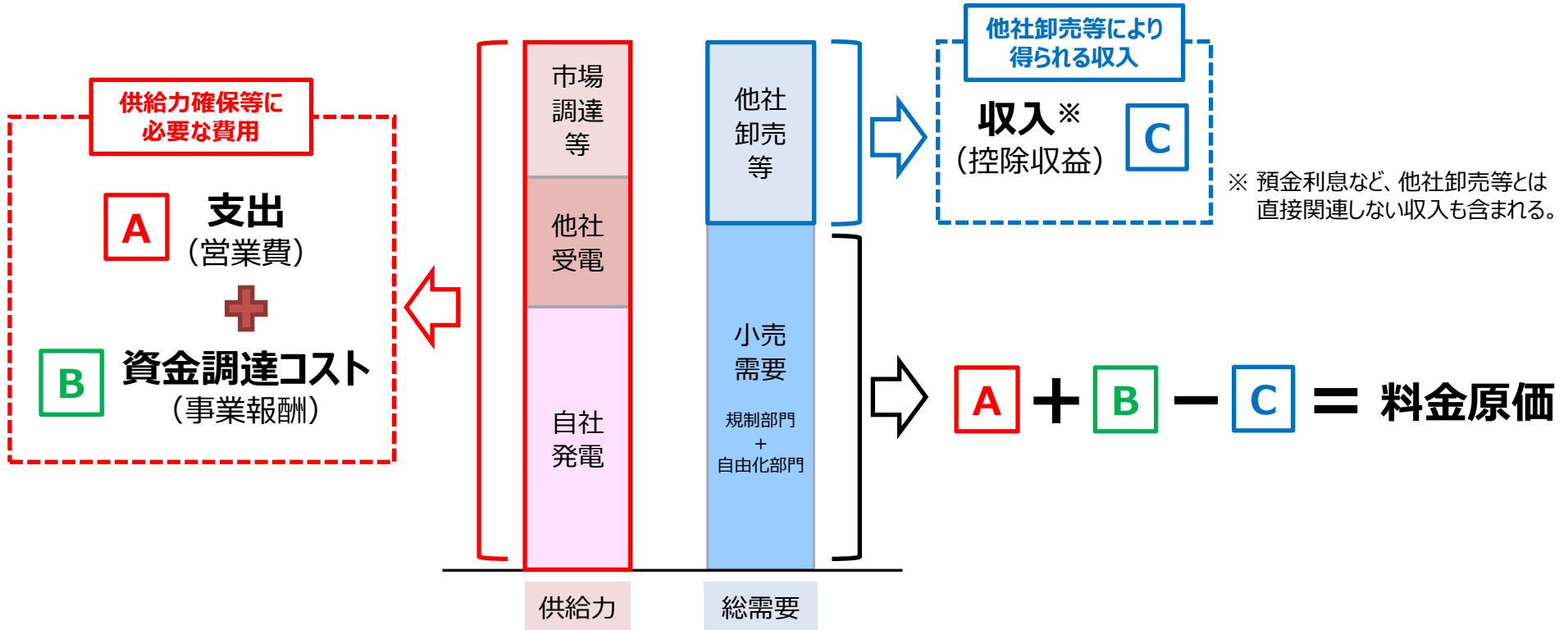
三 十月一日から翌年三月末日までの期間の最重負荷日の最大尖頭負荷時における需要電力の平均値（以下「冬期尖頭時責任電力」という。）

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つては、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」に係る主な論点

- 各事業者が今回の料金算定に用いた「供給計画」は、以下のとおり。
 - 北陸・沖縄：2022年3月に経済産業大臣に届け出たもの
 - 東北・中国・四国：2022年11月に経済産業大臣に届け出たもの
 - 北海道・東京：2023年3月までに経済産業大臣に届け出る見込みのもの（※）
- ※北海道・東京は、電力広域的運営推進機関との調整を経て、2023年3月末に経済産業大臣に届出済。なお、**料金改定の申請時点での「供給計画」案と、今回届出を行った「供給計画」**では、例えば、「販売先未定」となっていた分について、常時バックアップの契約が確定するなどの**差異が生じている**ため、今後、事務局で詳細を確認の上、必要に応じて、補正を求めることも検討。
- 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**主な論点**は以下のとおり。
 - **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**。

1. 「需要想定・供給力」の位置づけ

2. **各事業者の「需要想定・供給力」**

今般の補正を踏まえた「需要想定・供給力」のポイント

- 各事業者の「需要想定」について、小売需要は、直近の燃料価格などを踏まえた今般の補正の影響を受けないものであり、事務局において、当初申請からの変更が無いことを確認した。
- 各事業者の「供給力」について、上記の補正に伴って、例えば以下のような変更が生じているが、算定方法に係る考え方自体には変更が無いことを確認した。

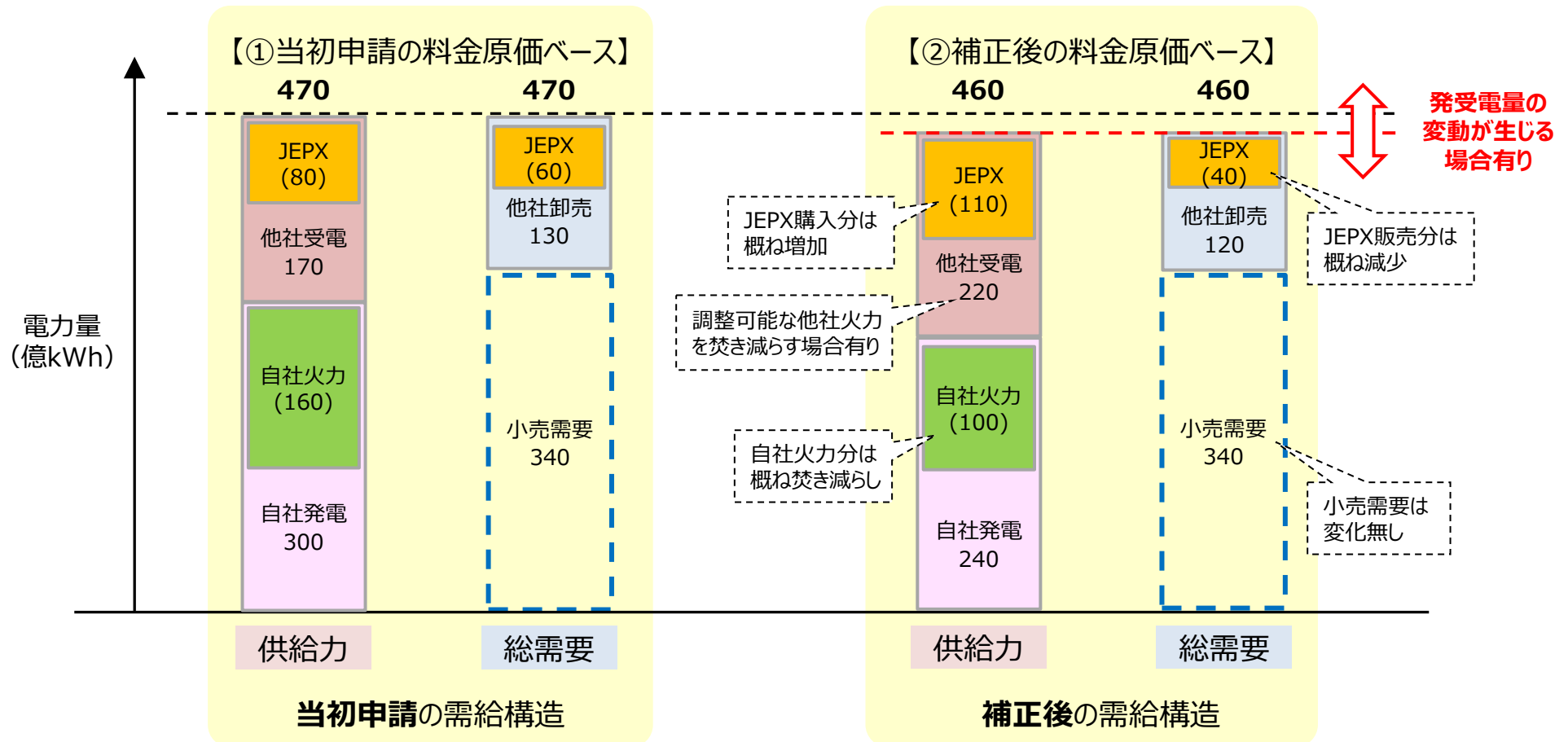
【各事業者の「供給力」に関する変更点（例）】

- 当初申請と比較して、火力発電（自社発電分及び調整可能な他社受電分）の発電量が減少し、卸電力市場からの調達量が増加（火力発電分と卸電力市場との差替え）。
- 卸電力市場価格の変更により、卸電力市場での売買量が変化（供給力（自社発電分及び他社受電分）と他社卸売分が変化する場合有り）。
- 火力発電（自社発電分及び調整可能な他社受電分）におけるメリットオーダーについては、例えば、卸電力市場との差替えに伴って、一部の火力発電の運転中利用率が低下するなど、局所的な変更が発生。

【参考】今般の補正に伴う需給構造の変化（イメージ）

- 直近の燃料価格などを踏まえた今般の補正により、燃料価格と卸電力市場価格の両方とも概ね低下している。
- その上で、各事業者によって詳細は異なるものの、概ね以下のように需給構造が変化している。

当初申請と補正後の需給構造の変化（イメージ）



各事業者の「供給力」のまとめ

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

事業者	供給電力量※1 (億kWh)								最大電力※2 (万kW)			
	補正後の原価		現行原価		差引 (補正後の原価 －現行原価)		【参考】差引 (当初申請の原価 －現行原価)		夏季 (補正後)		冬季 (補正後)	
	供給力	自社発電	供給力	自社発電	供給力	自社発電	供給力	自社発電	夏季 (補正後)	冬季 (補正後)	夏季 (当初申請)	冬季 (当初申請)
北海道電力	278	191	342	270	▲64	▲79	▲70	▲71	327	395	327	395
東北電力	909	647	927	657	▲18	▲10	▲16	▲15	1,155	1,193	1,155	1,193
東京電力EP	2,324	0	2,917	2,458	▲593	▲2,458	▲594	▲2,458	3,739	3,541	3,739	3,541
北陸電力	361	257	350	290	11	▲33	15	▲19	474	462	474	462
中国電力	496	360	668	466	▲172	▲106	▲172	▲105	841	810	841	810
四国電力	237	190	293	218	▲56	▲28	▲56	▲22	433	399	433	399
沖縄電力	69	50	72	56	▲3	▲6	▲3	▲6	120	80	120	80

※1：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。

※2：最大電力は、各季の最大3日の小売需要の平均値（送電端）。

【参考】「需要想定・供給力」のまとめ（当初申請）

- 各事業者が、当初申請の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）	
	当初申請の原価		現行原価		差引		当初申請の原価		現行原価		差引		夏季	冬季
	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		
北海道電力	272	248	342	339	▲70	▲91	272	199	342	270	▲70	▲71	327	395
東北電力	911	726	927	843	▲16	▲117	911	643	927	657	▲16	▲14	1,155	1,193
東京電力EP	2,323	1,982	2,917	2,917	▲594	▲935	2,323	0	2,917	2,458	▲594	▲2,458	3,739	3,541
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（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。

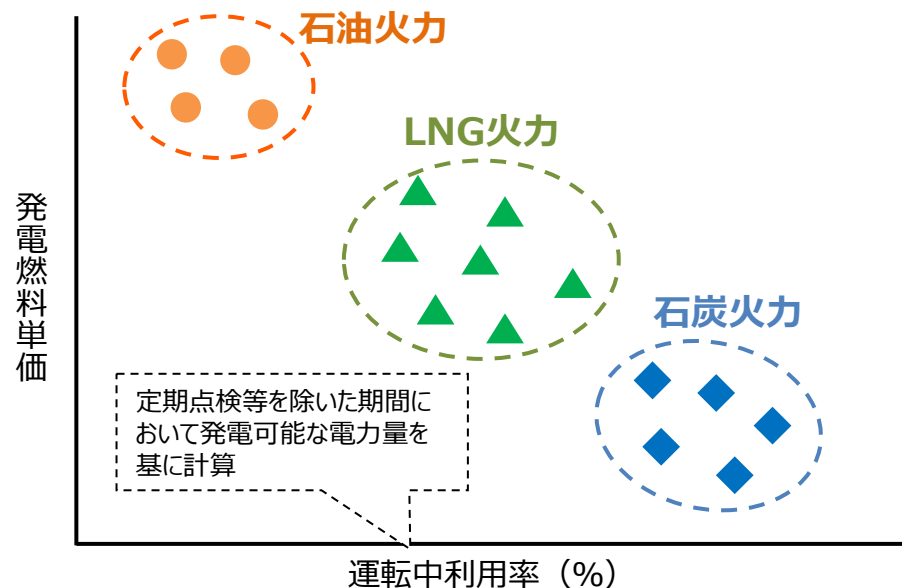
※ 3 最大電力は、各季の最大3日の小売需要の平均値（送電端）。

【参考】火力発電における「メリットオーダー」の考え方（イメージ）

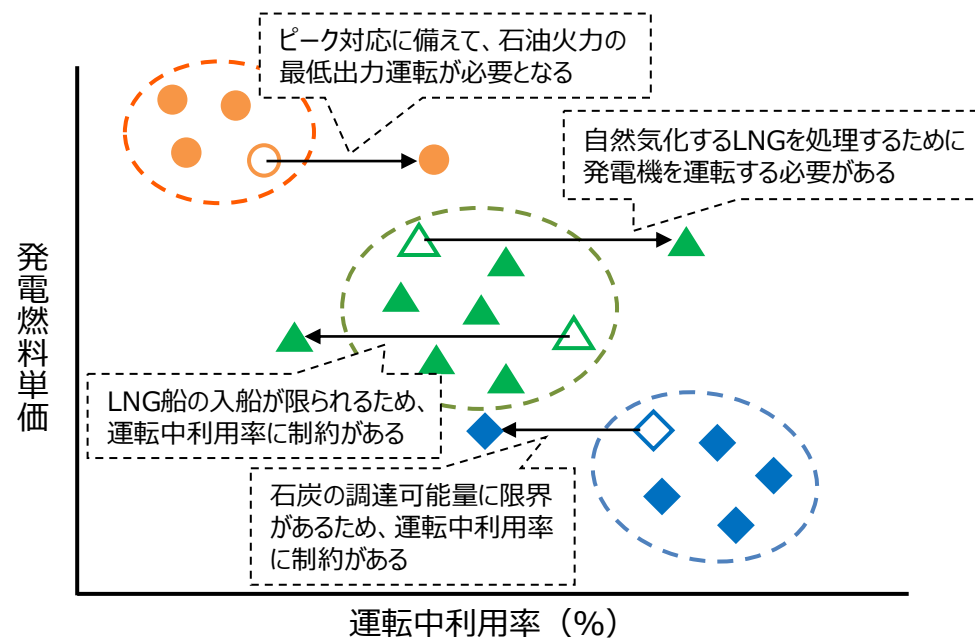
- 一般に、単価の安い電源を優先して発電に用いることを「メリットオーダー」という。
- 火力発電における「メリットオーダー」は、基本的に、燃料単価が安い電源ほど、運転中利用率を高くするように設定されている。
- 一方で、燃料の調達契約や、発電所立地に伴う燃料調達上の制約（例：タンク容量の制約）といった観点から、実際の火力発電の運用は、必ずしも「メリットオーダー」どおりにはならない。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（イメージ）

【「メリットオーダー」のみ考慮した場合】



【「メリットオーダー」に各種の制約を考慮した場合】

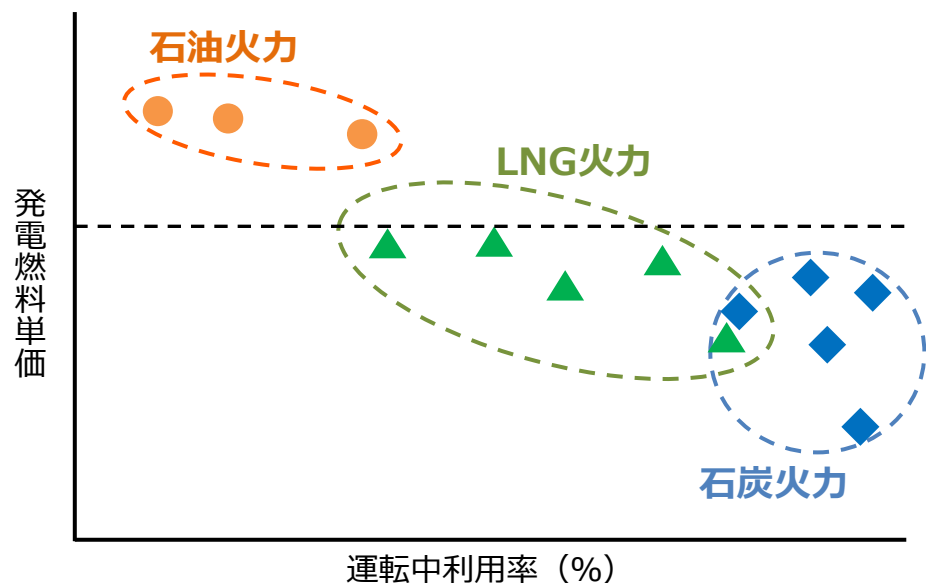


【参考】今般の補正に伴う「メリットオーダー」の変化（イメージ）

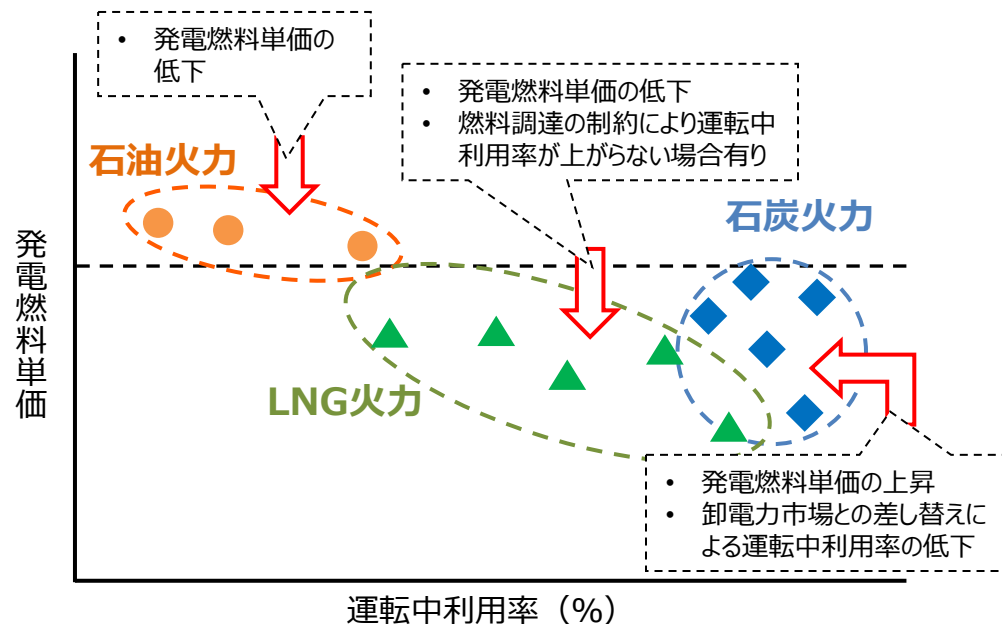
- 直近の燃料価格、卸電力市場価格及び電力先物価格を踏まえ補正を行った結果、発電燃料単価が変化したり、火力発電と卸電力市場との差替えに伴って運転中利用率が変化したりする場合がある。
- 上記の補正に伴い、火力発電の「メリットオーダー」について局所的な変更が発生する場合がある。

「メリットオーダー」の変化（イメージ）

【当初申請の原価における「メリットオーダー」】

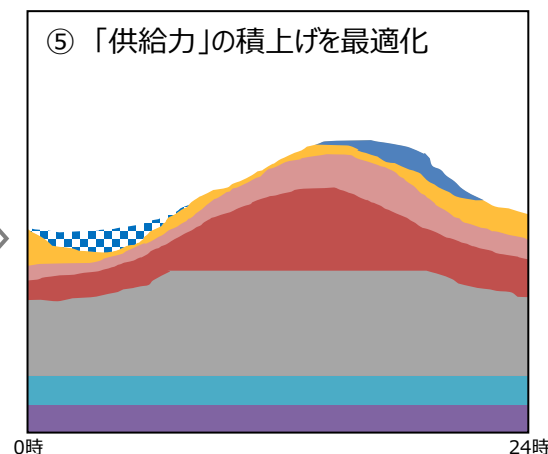
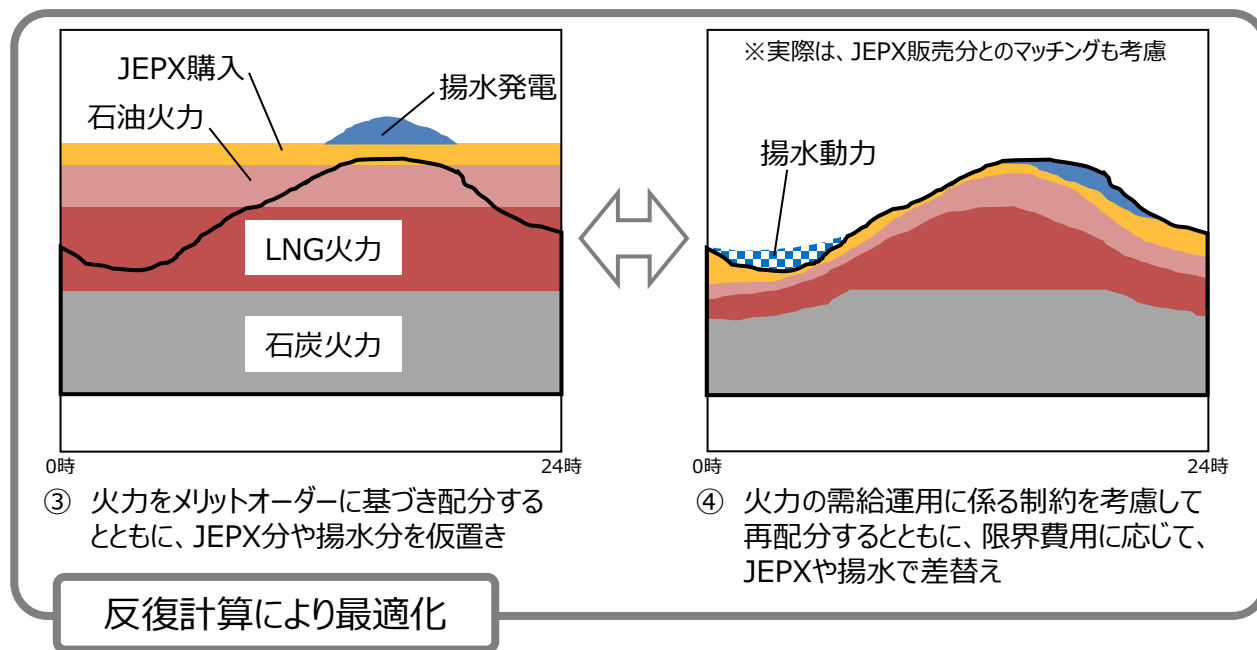
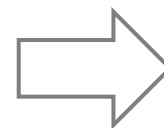
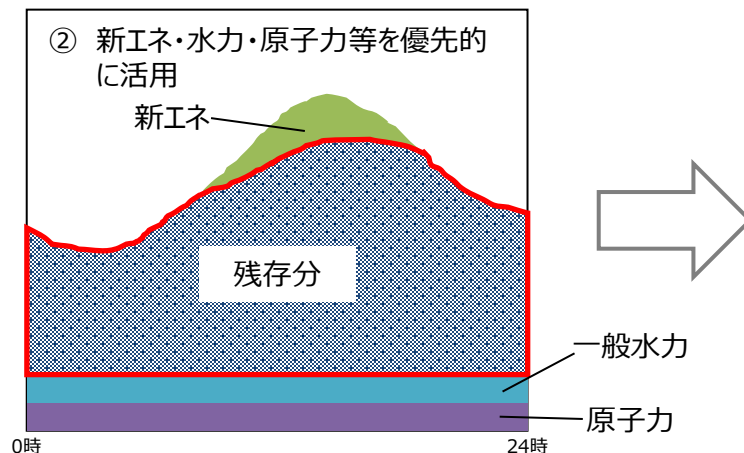
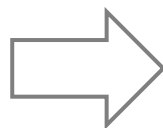
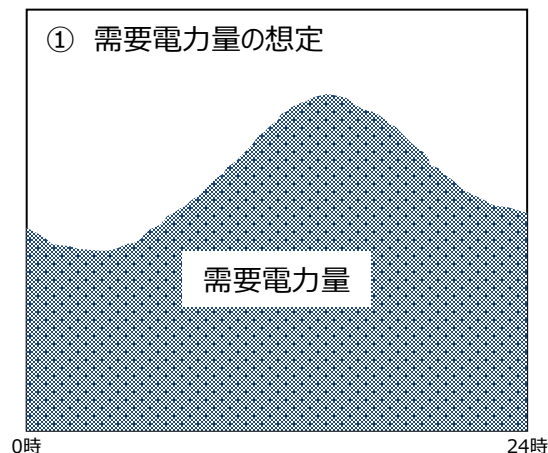


【補正後の原価における「メリットオーダー」】



【参考】「供給力」の積上げ方法（イメージ）

- 「供給力」の積上げは、単価の安い電源を優先して運転することを原則としつつ、需給運用に係る制約（点検計画や燃料調達など）を考慮し、最適化する。



各事業者の「供給力」の考え方

- 各事業者によれば、補正後の「供給力」について、当初申請からの変更点は以下のとおり。

事業者	供給電力量 (億kWh) ※1 (補正後の原価)			供給電力量 (億kWh) ※1 (当初申請の原価)			当初申請からの変更点※2
	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	
北海道電力	295	272	269	290	266	261	<ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場売買量の変動 (販売+6億kWh、購入+14億kWh) 自社火力発電量の減少 (▲8億kWh)
東北電力	910	916	902	910	919	904	<ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場売買量の変動 (販売▲1億kWh、購入▲6億kWh) 自社火力発電量の増加 (+4億kWh)
東京電力EP	2,252	2,351	2,369	2,251	2,350	2,368	<ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場販売量の増加 (+1億kWh) 揚水発電計画の変動 (発電+1億kWh、動力+2億kWh) 火力発電量の増加 (+2億kWh)
北陸電力	275	271	270	275	271	270	<ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場売買量の変動 (販売▲4億kWh、購入+10億kWh) 自社火力発電量の減少 (▲14億kWh)
中国電力	500	495	493	500	495	493	<ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場売買量の変動 (販売▲7億kWh、購入+16億kWh) 火力発電量の変動 (自社+0.3億kWh、他社▲0.6億kWh) 揚水発電計画の変動 (発電▲0.6億kWh、動力▲0.9億kWh)
四国電力	239	236	235	239	236	235	<ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場売買量の変動 (販売▲7億kWh、購入+6億kWh) 火力発電量の減少 (自社▲7億kWh、他社▲6億kWh)
沖縄電力	68	69	69	68	69	69	なし

※1 供給電力量は送電端。

※2 カッコ内は「供給力」に係る当初申請と補正後との差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間平均値。

【参考】各事業者の「供給力」の考え方（当初申請）

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

事業者	当初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	
北海道電力	290	266	261	・ なし
東北電力	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）
東京電力EP	2,251	2,350	2,368	<ul style="list-style-type: none"> ・ 柏崎刈羽原発 7・6 号機の再稼働を追加織込（+119億kWh） ・ 供給計画における調達先未定分の減少（▲119億kWh） ・ 火力の作業計画の変更（+3億kWh） ・ 水力の作業計画の変更（▲3億kWh）
北陸電力	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>
中国電力	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）
四国電力	239	236	235	・ 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。
沖縄電力	69	69	69	・ 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
北海道電力	<ul style="list-style-type: none"> 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、バイオマス、地熱）は過去実績等から算定。 国内炭、LNG、一部石油の調達契約の影響により国内炭機、LNG機、石油機は利用率が低下。
東北電力	<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。
東京電力EP	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 新エネ（太陽光、風力）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"> 東京電力EPは自社電源を持たず、全て他社電源又は市場調達。 水力は事業者計画等を考慮。 火力は契約や事業者補修計画等を踏まえて算定。
北陸電力	<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。
中国電力	<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。
四国電力	<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。
沖縄電力	<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。