

購入・販売電力料について②

2023年3月24日（金）

第39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

- 本日は、前回会合（第30回）に引き続き、購入・販売電力料について御議論いただきたい。
- 現在、直近の燃料価格などを踏まえ、各事業者で原価等を再算定中であり、今後、補正が行われる予定である。そのため、本日は、購入・販売電力料のうち、当該補正に直接影響を受けない、**容量市場、調整力、非化石価値取引市場に係る費用**について、御議論をいただきたい。
- 本資料では、購入・販売電力料について、事務局が各事業者（北海道・東北・東京・北陸・中国・四国・沖縄）から聞き取った内容と主な論点をお示ししている。
- 本日は、**お示ししている論点について、及び、今後検討を深めていくべき論点としてどのようなものが考えられるかについて**、御議論いただきたい。

1. 容量市場

2. 調整力

3. 非化石價值取引市場

容量市場における支出と収入 申請概要

- 第30回料金制度専門会合でお示した4社（東北・北陸・中国・四国）に、北海道電力と東京電力EPの2社を加えた、容量拠出金（支出）並びに容量確保契約金額（収入）の原価織り込み額と算定方法は以下のとおり。 ※沖縄電力は容量市場の対象外

項目		北海道	東北	東京電力EP	北陸	中国	四国
容量 拠出金 （支出）	原価算定申請額 （3カ年平均）	194億円	－	1,440億円	176億円 ※支払基準で計上	337億円	164億円
	算定方法 （申請時）	エリア別の小売電気事業者の負担総額に、 エリア内の自社の需要比率 （想定小売需要（ピーク時平均）÷エリアH3需要（ 実需給前年度 ））を乗じて算定	織り込まない （参考）広域機関の算定方法に依って算出した結果： 444億円	エリア別の小売電気事業者の負担総額に、 エリア内の自社の需要比率 （想定小売需要（ピーク時平均）÷エリアH3需要（ 実需給前年度 ））を乗じて算定	エリア別の小売電気事業者の負担総額に、 エリア内の自社の需要比率 （想定小売需要（ピーク時平均）÷エリアH3需要（ 実需給前年度 ））を乗じて算定	エリア別の小売電気事業者の負担総額に、 エリア内の自社の需要比率 （想定小売需要（8月）÷エリアH3需要（ 実需給年度 ））を乗じて算定	全エリアの小売電気事業者の負担総額に、 全国大の自社の需要比率 （自社需要想定÷全国H3需要）を乗じて算定
容量確保 契約金額 （収入）	原価算定申請額 （3カ年平均）	▲238億円	－	▲54億円	▲169億円 ※支払基準で計上	▲226億円	▲168億円
	算定方法 （申請時）	広域機関との容量確保契約金額から、市場退出電源（FITへ移行した電源等）分、非効率石炭火力フェードアウトに係るペナルティ分を除外 ※契約金総額781億円中、66億円を除外	織り込まない （参考）広域機関との容量確保契約金額： ▲476億円	広域機関との容量確保契約金額から発電事業者分を除いた金額 ※市場退出電源なし	広域機関との容量確保契約金額から、市場退出電源（FITへ移行した電源）分を除外 ※契約金総額556億円中、18億円を除外	広域機関との容量確保契約金額から、市場退出電源（FITへ移行した電源）分を除外 ※契約金総額678億円中、0.2億円を除外	広域機関との容量確保契約金額 ※市場退出電源なし

※北海道電力、北陸電力、中国電力の容量確保契約金額の注釈：「契約金総額」は2024年度、2025年度の2年間の合計値。

容量市場 論点①容量拠出金および容量確保契約金額の取扱い

- 第30回料金制度専門会合においては、一部事業者が容量市場の支出と収入をいずれも料金原価に算入していない点に関して、料金算定規則に明示的に規定されていない費用・収入であっても、料金原価に含めるべき、との御指摘があった。
- こうした御指摘を踏まえて、容量拠出金は営業費の1つとして、容量確保契約金額は控除収益の1つとして、それぞれ織り込むこととしたい。

【参考】 前回お示した論点（抜粋）

- 容量拠出金および容量確保契約金額の扱いについて、どのように考えるべきか。
- 容量拠出金は、すべての小売事業者が支払うことが求められる費用であることから、営業費の1つとして算定することが適当ではないか。容量確保契約金額は、発電事業者が容量確保契約に基づき受け取る対価であり、発電設備への投資関連費用について規制料金との二重回収が生じないようにするためにも、控除収益の1つとして算定することが適当ではないか。

【参考】 前回会合における委員からの御指摘概要

- 今までのガイドラインで書いてないというのは確かにそうだが、コストとしてかかるものは、その後ガイドラインができた後に出てきたものであったとしても、コストに入るというのはある意味で当たり前のことであって、それによって売却収入が得られるとすれば、それも他市場収益ということになるので、それを考慮するのは当然。（松村委員）
- 容量市場については本来ニュートラルなはずという東北電力の考え方は、一見もっともに見えるが、私はほかの電力と同じ考え方にすべきだと思う。なぜなら、まず容量市場がニュートラルになるのは、その結果として最も極端なケースでは、例えばスポットの価格がその分下がるということになり、トータルの負担が変わらないというニュートラルリティだということになる。東北電力の将来の卸市場の価格は、本当にそれが織り込まれているのか。そういうことも織り込まないで高い価格を漫然とつける、あるいは相対市場で売る価格も漫然と横置きをし、ここについてはそこに織り込まれているはずだから入れないというのは、論理的にインコンシステントだと思う。（松村委員）
- 容量市場については、ガイドラインとの市場ができたタイミングの問題があって入っていないのだろうが、私は法律の専門家ではないが、法律の精神、ガイドラインの精神からすると、当然収入も費用もきちっと織り込んだ上で、それが理論的に相殺されるように実際も相殺されれば、それはそれで構わない。費用も収入も入れた上で原価を計算するのが我々やるべきことではないかと思った。（圓尾委員）

容量市場 論点②容量拠出金の算定方法

- 北海道電力、東京電力EP、北陸電力においては、広域機関が示している算定方法※に即して、容量拠出金の算定を行っていることを確認した。

※エリア別の小売電気事業者の負担総額を12等分して月別の請求額を算出した上で、各社の配分比率は、前年度の年間（夏季/冬季）のピーク時の電力（kW）を基礎として、実需給年の各月の小売電気事業者のシェア変動を加味して算出することとされている。ただし、現時点で、実需給年における各月のシェア変動を各事業者が客観的に想定することは困難であることから、いずれの事業者もシェア変動は加味していない。

- 中国電力においては、概ね広域機関が示している算定方法に即して算定を行っているものの、配分比率の算定に際して、実需給年度のデータを用いているが、他社と同様、実需給前年度の比率を用いて算定することとしてはどうか。
- 四国電力においては、エリア別の総負担額にエリアにおける自社の配分比率を乗じるのではなく、全国大の総負担額に全国における自社の配分比率を乗じることで算定しているが、これは、双方の試算を行った上で、原価の小さい方法を選択したことを確認した。ついては、再計算を求める必要は無いのではないか。

【参考】 前回お示した論点（抜粋）

- 容量拠出金について、広域機関が示している計算方法に基づき、適切に算定されているか。
- 四国電力においては、エリア別の総負担額にエリア内における自社シェア率を乗じるのではなく、全国大の総負担額に全国大における自社シェア率を乗じることで容量拠出金を算定しているが、このような算定方法は合理的か。
- 中国電力、四国電力においては、自社の配分比率の算定に際して、広域機関が示す算定方法と異なるピーク時電力を用いているが、このような算定方法は合理的か。
- 北陸電力においては、容量拠出金が実際に請求されるタイミングに合わせて、毎月の請求額について3ヶ月遅れで織り込んでいるが、このような算定方法は合理的か。

容量市場 論点②容量払出金の算定方法（続き）

- 北陸電力は、容量払出金が実際に請求されるタイミングに合わせて3ヶ月遅れで織り込んでいるが、この点について合理的な理由が確認されなかったことから、他社と同じく、オークション対象の実需給年度分の総額を織り込むこととしてはどうか。

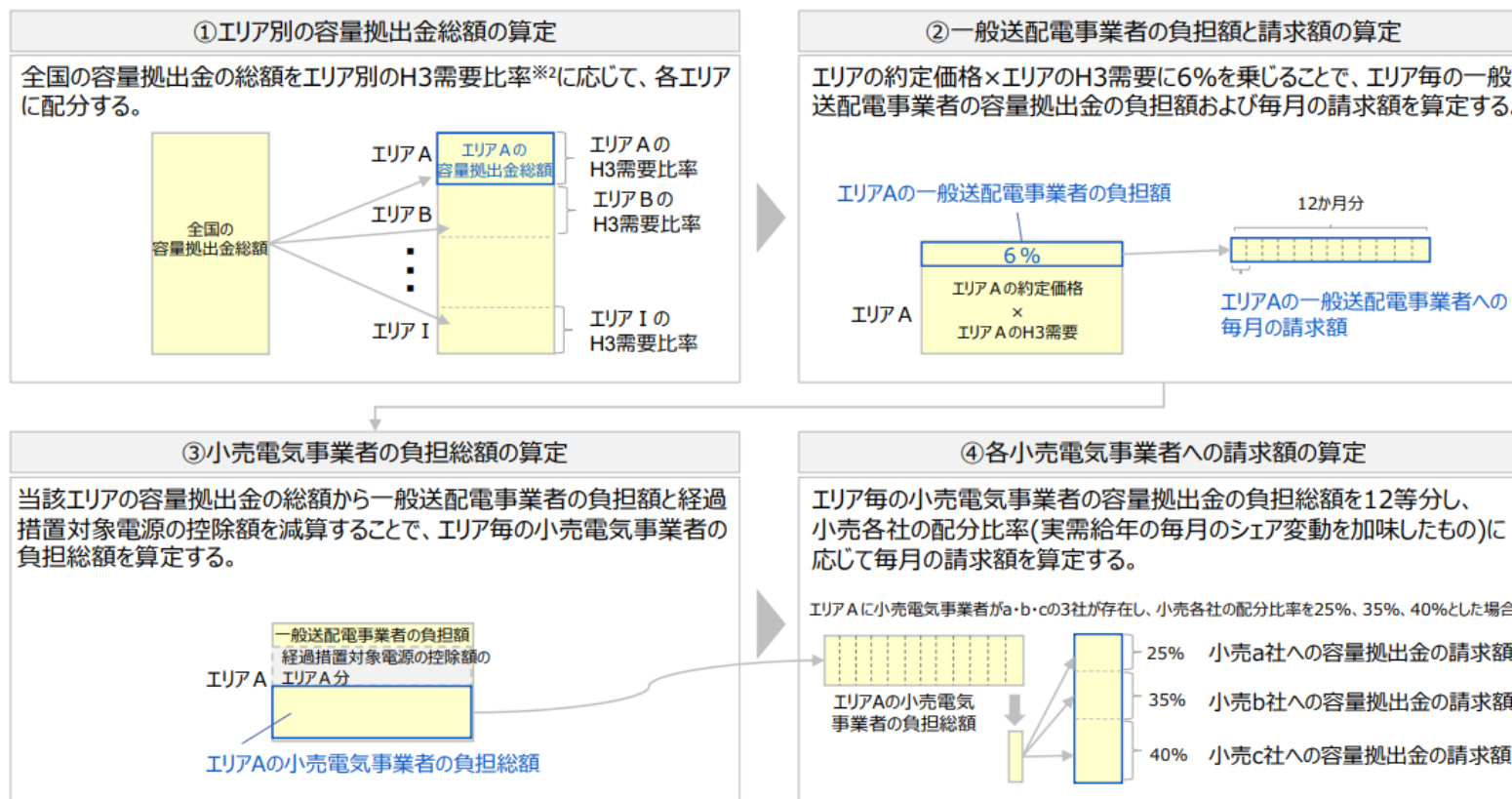
【参考】容量拠出金の算定方法（1/2）

- 容量拠出金の算定方法は、容量市場を運営する広域機関の「容量市場の在り方等に関する検討会」において整理・公表されている。

2. 容量拠出金の算定方法（容量市場の説明会資料より） （請求額の算定方法）

6

- 市場が分断されない場合※1における容量拠出金の請求額は、以下の手順で算定します。



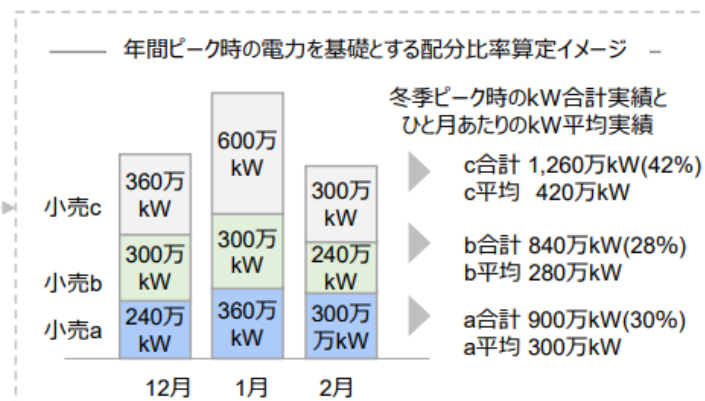
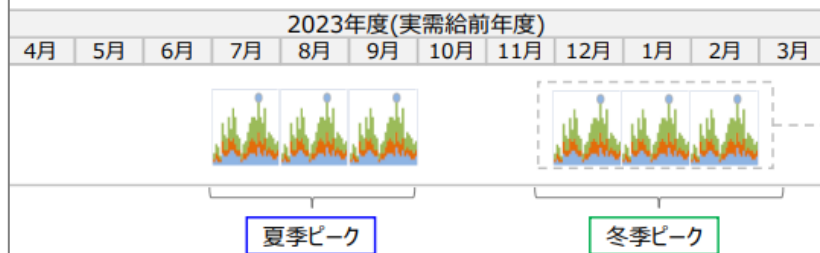
【参考】容量拠出金の算定方法（2/2）

2. 容量拠出金の算定方法（容量市場の説明会資料より） （小売各社の毎月の配分比率・請求額算定について（1/2））

11

- 小売各社の毎月の配分比率は、前年度の年間(夏季/冬季)のピーク時の電力(kW)を基礎とし、実需給年の各月の小売電気事業者のシェア変動を加味します。当該配分比率に基づき小売各社の毎月の請求額を本機関が決定します。
- ※ 年間ピークとは「7月～9月/12～2月の各月における最大需要発生時(1時間)における電力使用量を合計したものの(kW)の当該期間における比率」を指し、それぞれ容量拠出金1～6回目/7～12回目の請求額算定の基礎となります。

小売電気事業者に対する容量拠出金の配分比率・請求額算定の考え方



容量市場 論点③容量確保契約金額の算定方法

- 各事業者が広域機関と締結した容量確保契約書を確認した結果、四国電力においては、申請額が契約額と一致していることを確認した。
- 北海道電力、東京電力EP、北陸電力、中国電力においては、容量確保契約の締結後に容量市場から退出した電源（FIT認定を受けたことや電源の休止を決定したこと等による）について、退出した容量に相当する分の収入を当初の契約額から減額するなど、適切に算定していることを確認した。
- 北陸電力は、容量確保契約金額を実際に振り込まれるタイミングに合わせて5ヶ月遅れで織り込んでいるが、この点について合理的な理由が確認されなかったことから、他社と同じく、オークション対象の実需給年度分の総額を織り込むこととしてはどうか。

【参考】 前回お示した論点

- 容量確保契約金額について、各事業者が広域機関と締結済みの容量確保契約書に基づき、適切に算定されているか。
- オークション約定後に、FIT認定により市場退出することとなった電源分の契約金額を減額している事業者（中国電力）については、正しく金額が反映されているか。
- 北陸電力においては、容量確保契約金額が実際に振り込まれるタイミングに合わせて、毎月の契約金を5ヶ月遅れで織り込んでいるが、このような算定方法は合理的か。
- メインオークションに加えて、実需給年度の前年度に追加オークションが開催される可能性があるが、現時点で原価算定期間内の開催の有無を見通すことはできないことから、原価に織り込む必要はないと考えて良いか。

容量市場 論点④ 相対取引額からの容量市場収入の控除

- kW価値に対する対価を含む既存契約については、容量市場導入後も現行の既存契約を継続した場合、状況によっては、発電事業者は容量市場と既存契約のそれぞれから同一のkW価値に対して二重の収入を得ることになり、小売電気事業者は、容量市場と既存契約のそれぞれにおいて同一のkW価値に対して二重の負担を負うこととなる。
- こうした支出・収入の重複を解消するため、「容量市場に関する既存契約見直し指針」(資源エネルギー庁)において、こうした既存契約については、適切な契約内容の見直しを行うことが必要とされている。
- 一方で、申請各社によれば、現時点では容量受渡年度(2024年度以降)を含む相対契約が締結されていないケースが多く、見直し協議が行われていない契約が大宗であり、申請上の扱いについても各社各様となっている。
- 具体的には、相対購入は、①一部を除き全般的に控除、②控除を合意した契約について控除(北陸)、③控除しない(東北※)、と事業者によって異なっている。また、相対販売は、①電源特定の契約について控除(中国、四国)、②常時バックアップについて控除(四国)、③控除しない、と事業者によって異なっている。

※東北電力によれば、今回の料金算定に際して、自社・他社を問わず、容量市場における収入・支出を織り込んでいない。

- こうした中、今般の料金審査に当たって、相対取引額からの容量市場収入の控除についてどのように考えるべきか。

※料金原価上は、相対購入における控除額が大きくなれば原価は減少し、相対販売における控除額が大きくなれば原価は増加することとなる。

【参考】容量市場に関する既存契約見直し指針（抜粋）

2. 基本的な考え方

既存の相対契約（以下、「既存契約」という。）には、基本料金と従量料金を支払う二部料金制となっているもの、従量料金のみを支払うもの、基本料金と燃料費を除く従量料金のみを支払い電気を買取る事業者が発電用燃料を自ら調達し発電所に供給するトーリング契約等多様な契約形態が存在する。**容量市場において取引されるkW価値に対する対価を含む既存契約については、容量市場導入後も現行の既存契約を継続した場合等、状況によっては、発電事業者等は容量市場と既存契約のそれぞれから同一のkW価値に対して二重の収入を得ることになり、小売電気事業者は、容量市場と既存契約のそれぞれにおいて同一のkW価値に対して二重の負担を負うこととなる。**

既存契約に基づく当該kW価値に係る発電事業者等の収入、小売電気事業者の負担の重複が解消されるよう、こうした既存契約については、**適切な契約内容の見直しを行うことが必要**となる。容量市場の導入を予め見据えて見直しを行った契約等を除き、いずれの契約形態においても、契約上のkW価値の有無とその対価に対する考え方を**事業者間で誠実に協議し整理の上、本指針の基本的な考え方**に則った**既存契約の見直し協議が行われることが望ましい**。なお、事業者間の協議の結果、既存契約の中にkW価値が含まれていないことや、一部しかkW価値が含まれていないことが明らかな契約については、本指針によることが必ずしも適当というものではない。

具体的には、容量市場創設の趣旨を踏まえ、適切な時期に以下の内容の措置を講ずることが望ましい。

- ・**発電事業者等は、相対契約の対象となる全てのkW価値に対応する容量を容量市場に入札することに契約上合意する。**
- ・**容量市場に入札して落札された容量（kW価値）について、発電事業者等が容量市場から収入を得ており、既存相対契約においてkW価値に係る費用が支払われている場合は、既存契約を見直して、相対契約に基づく取引価格から容量市場から得られる収入額を差し引いた上で、発電事業者等が差額分を受け取る等の精算が行われるよう、当事者間で協議の上、既存契約の見直しを行う。**

容量市場 論点⑤容量市場収入の控除額の算定の考え方（購入）

- 仮に、容量市場収入を控除することとする場合、具体的にどのように算定すべきか。

（相対購入）

- 指針の趣旨に照らせば、個々の契約について見直し協議を事業者間で進め、その状況を料金原価に反映することが望ましい。一方で、先述のとおり、2024年度以降の契約については未締結となっているものも多い。こうした中、すでに見直しに合意した契約についてのみ控除することとした場合には、控除額が本来あるべき額よりも小さくなり、購入電力料を過大に織り込むことになるおそれがある。
- 他方で、買い手である申請事業者にとっては、相対購入契約に紐づく電源が容量市場で落札されたかどうかは必ずしも明らかではないなど、見直し協議を終えていない契約について、正確に控除額を算定することは困難。
- そのため、料金審査上は、すでに見直し協議が終わっている契約については、当該契約内容を反映するとともに、まだ見直し協議を終えていない契約（まだ見直し協議を行っていない契約や、現時点では契約締結をしていない相対購入金額で容量市場収入の控除を考慮していないものも含む）についても、一定の仮定を置いた上で、控除額を算定することとしてはどうか。

※例えば、個々の相対購入契約に紐づく電源が容量市場で落札されて容量市場から収入を得ている割合（燃種別）は、容量市場全体における落札割合（燃種別）と同じと想定し、契約容量（kW）に当該割合を乗じた値に約定価格（円/kW）を乗じた額を控除する、といったことが考えられるか。

容量市場 論点⑥容量市場収入の控除額の算定の考え方（販売）

（相対販売）

- 相対販売についても、指針の趣旨に照らせば、個々の契約について見直し協議を事業者間で進め、その状況を料金原価に反映することが望ましいが、2024年度以降の契約については未締結となっているものも多い。
- 一方で、売り手である申請事業者にとっては、自社電源の容量市場における落札状況等を正確に把握しており、必要な控除額は申請に織り込まれていると考えられる。
- そうした中、料金算定上、控除額が本来あるべき額より大きくなった場合には、販売電力料を過少に織り込むことになり、費用を過大に織り込むこととなるため、料金審査上は、各社の申請における控除額が容量市場収入と比して過大となっていないかを確認することとしてはどうか。

1. 容量市場

2. 調整力

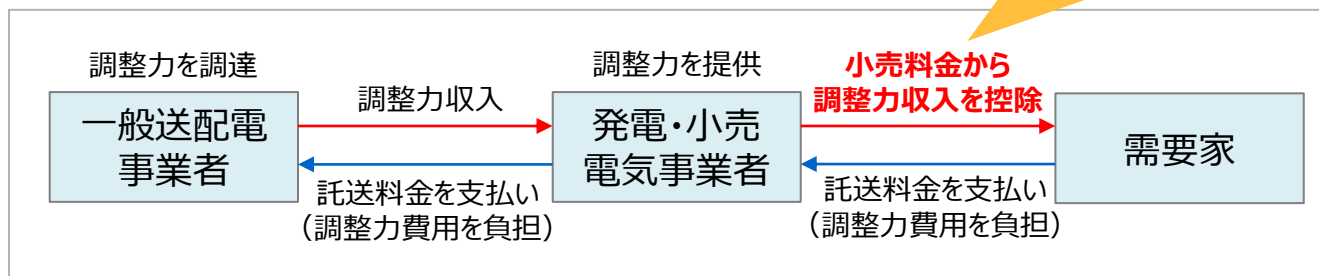
3. 非化石價值取引市場

前回会合（第30回）の振り返り

- 前回会合（第30回）では、調整力の調達に関する制度は見直しの過程にあり、取引実績が無い市場も存在する中、どのように原価（控除収益）に織り込むことが適切か、主に御議論をいただいた。
- 委員からは、小売料金から控除する調整力の提供による収入が、託送料金に織り込まれる調整力費用よりも少額であることについては問題外、一方で、エリアごとには入り繰りがあり得る、といった御意見を頂戴した。
- 一般送配電事業者が調整力を調達する費用（調整力費用）は、需要家が託送料金の一部として負担しており、発電事業者が調整力を提供することによる収入（調整力収入）が小売料金から適切に控除されない場合、需要家にとって過大な負担となる。そのため、**小売料金から控除する調整力収入は、託送料金に織り込まれる調整力費用と整合的な金額である必要**がある。
- こうした点を踏まえ、本日は、小売料金から控除する調整力収入について、**具体的にどのように算定すべきか**、御議論をいただきたい。

調整力に関する収入・費用の流れ（イメージ）

【論点】控除額をどのように算定すべきか



【参考】前回会合（第30回）における委員からの御意見

○松村委員

次に、調整力についてですが、調整力費用というのは、まず全体としては、託送料金で織り込まれたものというよりも低いなどというのは問題外だと思います。託送料金で織り込まれているものというのは、もし嵩んだとすれば自己調整されるというような性質があり、しかもあそこで言ったのは、むやみにコストを織り込まないで、今後の改革というのによってある程度抑えるというようなことというのが実現できたとすればこうなるはずだという、そういう値を織り込んでいるというわけで、それが本当にうまくいくかどうかというのは分からない。その場合には事後精算になる可能性もあるという、そのような費用というのであるのに対して、それよりも低い収入しか織り込まないというのは、現状ほとんどの調整力を旧一般電気事業者が供給している現状から見て、相当に変だと思います。

これは問題外だと思いますが、一方でエリアごとには入り繰りがあります。例えば東北電力が東京電力から、あるいはJ E R Aから調整力を受けるとかということもあり得るので、その場合には東北電力の収入というのはその分下がるということは、託送部門のエリアのコストに比べて下がるということは十分あり得るとは思いますが、そのような特別な事情というのを調整して説明できる水準なのか、そもそも織り込み単価というのが低過ぎるという結果としてそうなっているのかということについては、考えていただければと思いました。

託送料金に織り込まれている需給調整コストとの比較

- 今般の申請において各事業者が控除収益として織り込んでいる需給調整関連収入と、託送料金に織り込まれている各エリアの一送の需給調整コストとの比較は以下のとおり。
- いずれも、需給調整関連収入が、託送料金における需給調整コストよりも少額となっている。

※東京電力PGに対しては、東京電力EP以外（JERA等）も調整力を供出しているため、両者の織り込み額は特に大きく乖離している。

【小売料金】需給調整関連収入織り込み額

(単位：億円)

	2023年度	2024年度	2025年度	平均
	需給調整市場 (三次①、三次②)	需給調整市場 (一次～三次②)	需給調整市場 (一次～三次②)	
北海道電力	-	58	79	46
東北電力	64	1	1	22
東京電力EP	212	7	113	111
北陸電力	31	54	37	41
中国電力	21	96	96	71
四国電力	59	5	85	50

【託送料金】需給調整コスト織り込み額 (査定後の金額)

(単位：億円)

	2023年度	2024年度	2025年度	平均
	需給調整市場 (三次①)	需給調整市場 (一次～三次①)	需給調整市場 (一次～三次①)	
北海道電力NW	42	192	225	153
東北電力NW	68	293	322	228
東京電力PG	47	664	783	498
北陸電力送配電	17	183	197	132
中国電力NW	60	304	358	241
四国電力送配電	31	83	96	70

具体的な論点

- 調整力収入について検討すべき論点は、商品ごとに以下のとおり。

◆ 需給調整市場（一次調整力～三次調整力①）

➤ 【論点1】託送料金に織り込まれる調整力費用との整合性

- 【論点1 - ①】比較対象の考え方
- 【論点1 - ②】調整力 Δ kW収入・kWh収入の取り扱い（三次調整力②と共通論点）
 - 【論点1 - ② i】調整力 Δ kW収入の取り扱い
 - 【論点1 - ② ii】調整力kWh収入の取り扱い
- 【論点1 - ③】その他考慮すべき事項

◆ 需給調整市場（三次調整力②）

➤ 【論点2】三次調整力②の Δ kW収入の織り込みについて

◆ 調整力公募、ブラックスタート電源公募

➤ 【論点3】調整力公募結果（2023年度）、ブラックスタート機能公募（2023-25年度）の取り扱い

【論点 1 – ①】比較対象の考え方

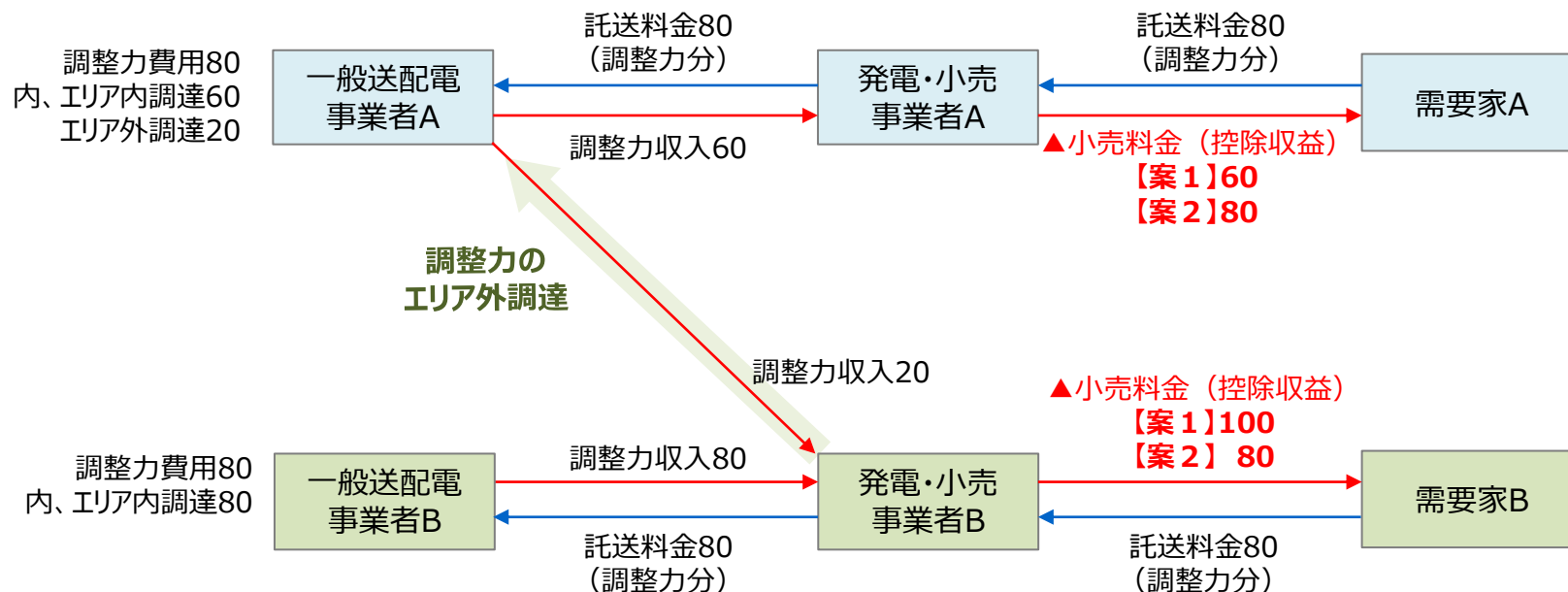
- 現状、電源 I の大宗は旧一般電気事業者が供出しており、当面の間、旧一般電気事業者以外の事業者の参入は限定的と考えられることから、**全国大で見れば、旧一般電気事業者の調整力収入の合計が、託送料金に織り込まれる一般送配電事業者の調整力費用の合計と整合的な金額となる必要がある**と考えられる。
- 他方、需給調整市場においては、一般送配電事業者による調整力の広域調達が行われるため、**エリアごとにみると、調整力収入と調整力費用の入り繰りがあり得る**（実際に、既に開始されている、三次調整力①の取引においては、エリア外からも調達が行われている。）。
- この点について、**【案 1】エリア間の入り繰りを考慮する方法、【案 2】エリア間の入り繰りを考慮しない方法**が考えられるが、**いずれの方法が適当か**。
- 発電・小売事業者が原価算定期間における費用・収入を適切に見積もるという**総括原価方式の原則からすれば【案 1】が適当**ではあるが、大宗の商品は取引が開始されていないこと等により※、エリア間の入り繰りを考慮するための**合理的な指標を採ることが困難であるため、【案 2】とすることとしてはどうか**。

※ 一次調整力～二次調整力については、取引が開始されておらず、現時点で、エリア外からの調達量を適切に織り込むことが困難。また、三次調整力①の取引については、2022年4月から取引が開始されているが、調達不足や価格高騰の課題が生じており、エリア外からの取引実績を用いることには課題がある。

【参考】エリア間の入り繰りのイメージ

- 小売料金から控除する調整力収入について、【案1】エリア間の入り繰りを考慮する場合、【案2】エリア間の入り繰りを考慮しない場合の収支のイメージはそれぞれ以下のとおり。

Aエリア ～一般送配電事業者による調整力のエリア外調達があるエリア～



Bエリア ～発電事業者による調整力のエリア外提供があるエリア～

小売料金からの控除額と負担関係

エリア間の入り繰り	Aエリア			Bエリア		
	控除額	需要家	発電・小売事業者	控除額	需要家	発電・小売事業者
【案1】考慮する	60	20持ち出し	ニュートラル	100	20利得	ニュートラル
【案2】考慮しない	80	ニュートラル	20持ち出し	80	ニュートラル	20利得

【論点 1 – ②】調整力 Δ kW収入・kWh収入の取扱い

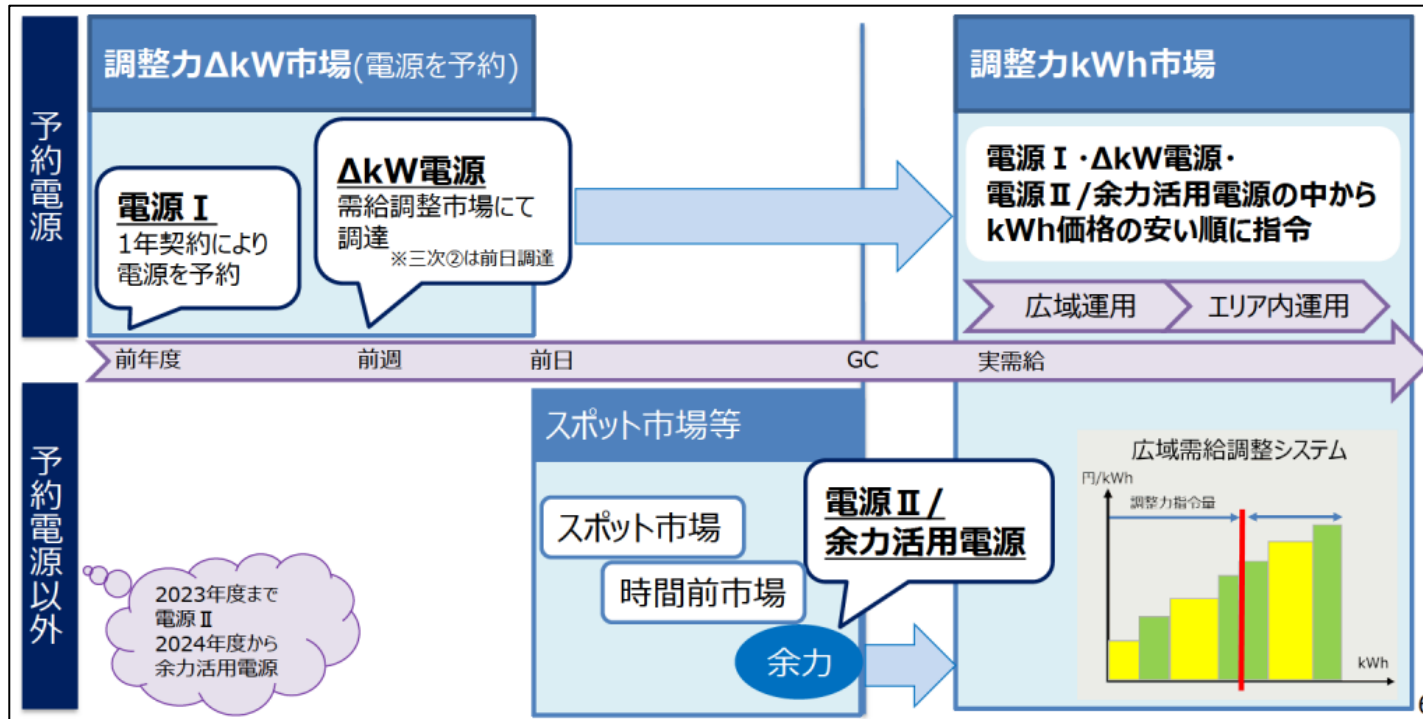
- 需給調整市場には Δ kW市場とkWh市場があり、発電事業者は、それぞれ収入を得ている。各市場からの収入について、原価算定上、どのように取り扱うべきか。

Δ kW市場 : 発電事業者等が電源等を供出し、一般電気事業者が、調整力として最低限必要な量の電源等を事前に調達（予約）するための市場

kWh市場 : 実需給断面において、予約確保した電源等に加え、スポット市場等で約定しなかった余力活用電源も含めた中から、一般電気事業者がkWh価格の安い順に稼働指令を行う市場

第50回 制度設計専門会合
資料4（一部抜粋）

（参考）調整力 Δ kW市場と調整力kWh市場の概要



【論点 1 – ② i】調整力ΔkW収入の取扱い

- 需給調整市場ガイドラインにて、大きな市場支配力を有する事業者に対して、各電源等のΔkW価格の登録に一定の規律が設けられており、次の式を満たすように算定することが妥当とされている。

ΔkW 価格 ≤ 当該電源等の**逸失利益（機会費用）** + **一定額**

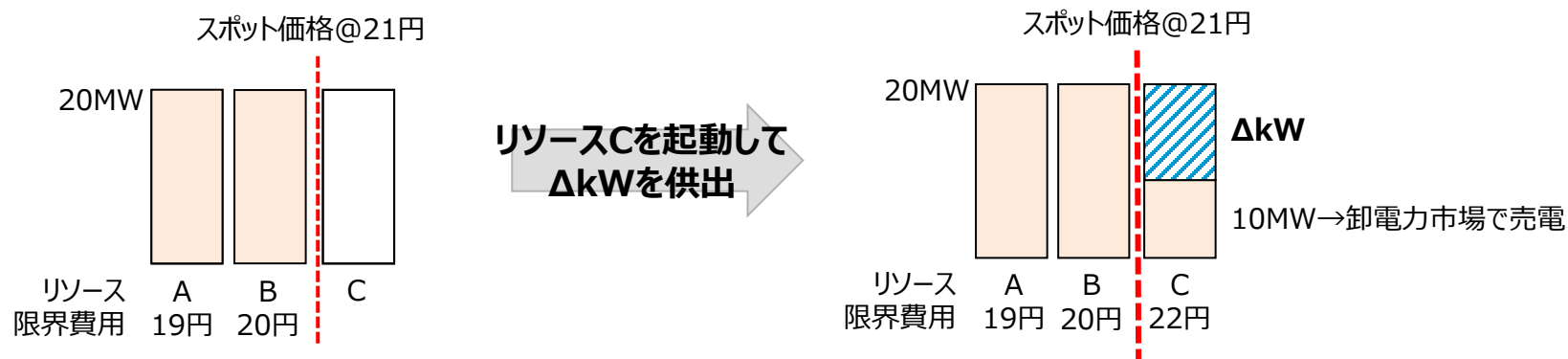
一定額 = 当該電源等の**固定費回収のための合理的な額**

（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 × 一定割合）

- ΔkWを構成する各要素について、原価算定上、以下のように取り扱うこととしてはどうか。
 - **固定費回収のための合理的な額**
 - **控除収益としての織り込みが必要。**
 - **機会費用（起動費を含む）** ※スポット市場価格より限界費用が高い電源を追加並列する場合
 - 収入に見合う費用も同額発生することとなり、収支はニュートラルとなる。各社の申請上、当該費用を原価に織り込んでいないことから、**控除収益としての織り込みは不要。**
 - **逸失利益** ※スポット市場価格より限界費用が低い電源の出力を下げる場合
 - 卸電力市場等で本来得られたであろう利益であり、**ΔkWを供出する場合と、ΔkWを供出せずに卸電力市場に全量供出する場合で、得られる利益はニュートラル**となる。
 - このため、取引所取引におけるマッチングにおいて、**全ての電源を市場で取引する前提で算定している場合**には、**控除収益としての織り込みは不要。**
 - 一方で、取引所取引におけるマッチングにおいて、**需給調整市場への供出電源を含めていない場合**には、**控除収益としての織り込みが必要。**この場合、**取引所取引におけるマッチングに需給調整市場への供出電源を含めて算定した結果と申請額とを比較して査定を行う。**

【参考】機会費用の取扱い

- スポット市場価格よりも限界費用が高い電源を追加的に起動することで ΔkW を供出する場合に生じる ΔkW 収入（機会費用（起動費を含む））については、収入に見合う費用も発生することから、収支がニュートラルとなる。



【リソースCを ΔkW 供出する際に生じる収支】

機会費用

- ・最低出力までの費用
 $22円 \times 10MW = 220千円$
- ・最低出力を卸電力市場で売電
 $21円 \times 10MW = 210千円$
- ・ ΔkW 収入（最低出力までの機会費用）
 $(21円 - 22円) \times 10MW = 10千円$

収支合計：10千円 + 210千円 - 220千円 = 0円

起動費

- ・起動費
300千円
- ・ ΔkW 収入（起動費）
300千円

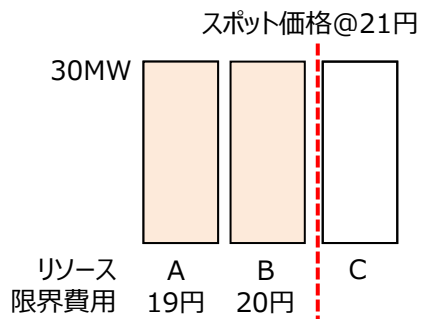
収支合計：30千円 - 30千円 = 0円

機会費用（起動費含む）については、収支がニュートラルである。

【参考】逸失利益の取扱い

- スポット市場価格よりも限界費用が低い電源の出力を下げることで ΔkW を供出する場合に生じる、 ΔkW 収入（逸失利益）については、 ΔkW を供出しない場合の市場収入とニュートラルである。

取引所取引におけるマッチング結果
(ΔkW を供出しない場合)

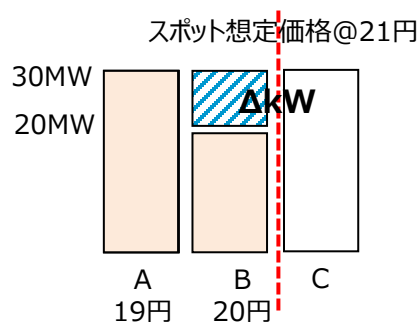


収入（スポット市場）：@21×60MWh=1,260千円
費用（燃料費）：@19×30MWh+@20×30MWh=1,170千円

収支合計：1,260千円 - 1,170千円 = **90千円**



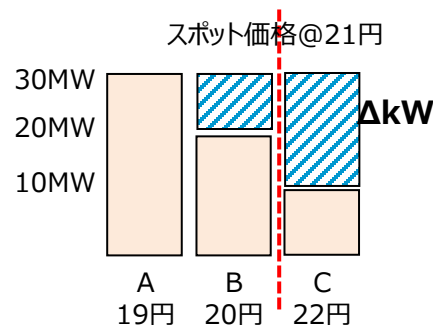
一次調整力～三次調整力①（週間断面における ΔkW 供出）



収入（ ΔkW ）：逸失利益（@21 - @20）×10MWh=10千円
収入（スポット市場）：@21×50MWh=1,050千円
費用（燃料費）：@19×30MWh+@20×20MWh=970千円

収支合計：10千円 + 1,050千円 - 970千円 = **90千円**

三次調整力②（持ち替えによる ΔkW 供出）



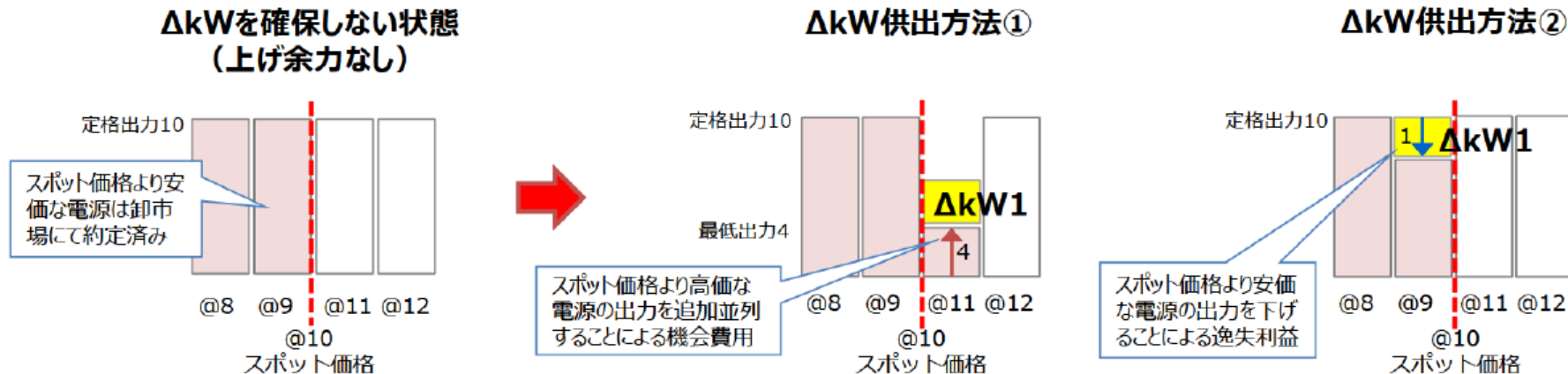
収入（ ΔkW ）：持ち替え費用（@22 - @20）×10MWh=20千円
収入（スポット市場）：@21×60MWh=1,260千円
費用（燃料費）：@19×30MWh+@20×20MWh+@22×10MWh=1,190千円

収支合計：20千円 + 1,260千円 - 1,190千円 = **90千円**

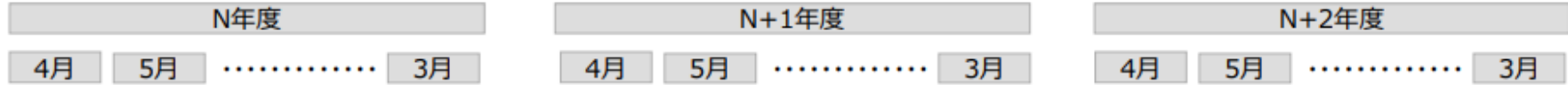
【参考】 ΔkW 市場の入札価格における逸失利益の考え方

- 第45回制度設計専門会合において、調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保の考え方を以下のように示した。
 - ① **卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し ΔkW を確保する場合**
→この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生
 - ② **卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げても ΔkW を確保する場合**
→この場合、 ΔkW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生
- 以上を逸失利益（機会費用）の基本的な考え方とし、監視において限界費用や予想した卸電力市場価格等の根拠資料の提出を求め、 ΔkW 価格が合理的でない場合は、修正を求めるなどの対応をすることとしてはどうか。

調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保の考え方



【参考】取引所取引におけるマッチングの考え方



各月代表日を抽出
(平日1日・休日1日)

①代表日について、コマ別に需給バランス作成※1

需給バランスのイメージ (灰色は、需要を賅うために稼働予定のユニット)

コマ	需要量 (kWh)	供給力(kWh)								
		ユニット	再エネ 太陽光	水力	石炭1	石炭2	LNG1	LNG2	石油1	石油2
		限界費用	1円	5円	10円	15円	20円	25円	30円	35円
0:00-0:30	4,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
...										
11:30-12:00	7,000		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
...										
23:30-24:00	5,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

③一か月分の市場売買料金を算出

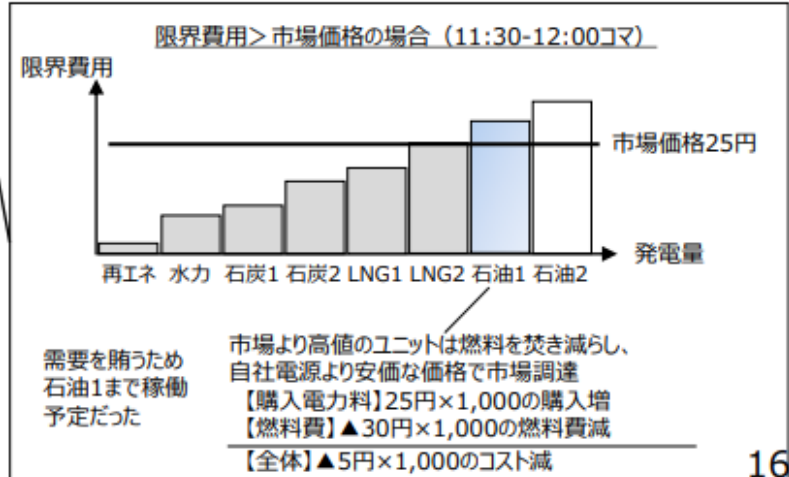
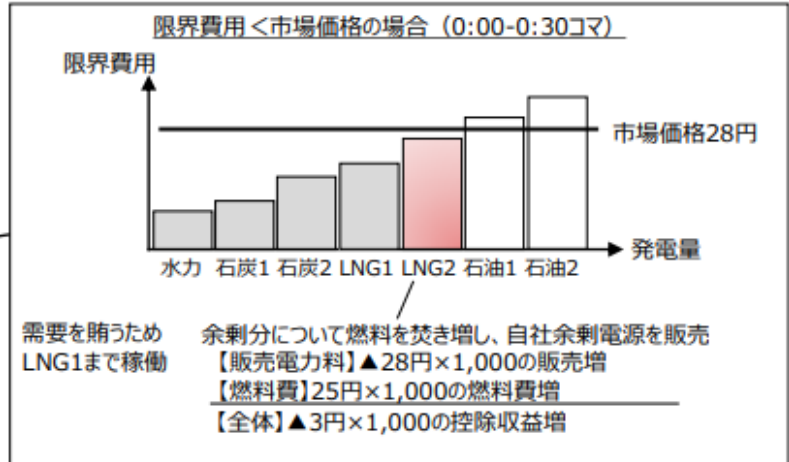
(平日代表日の市場売買料金(②)×平日の日数) + (休日代表日の市場売買料金(②) × 休日の日数)

④各月の市場売買料金を①～③で算出し、3か年分を積算して、取引所取引の原価を算出

※1 マッチング対象日について、中国・四国は365日×原価算定期間3年分で行っている。

※2 マッチング単位について、東電EPIはコマ別ではなく月単位で行っている。

②市場想定価格を当てはめて限界費用の大きさをコマ単位で比較し、市場売買料金 (= 取引量×市場価格) を算出※2



【論点 1 – ② ii】調整力kWh収入の取扱い

- 需給調整市場ガイドラインにて、大きな市場支配力を有する事業者に対して、各電源等のkWh価格の登録に一定の規律が設けられており、次の式を満たすように算定することが妥当とされている。

上げ調整のkWh価格 ≤ 当該電源等の**限界費用** + **一定額**

下げ調整のkWh価格 ≥ 当該電源等の**限界費用** - **一定額**

一定額 = 当該電源等の**固定費回収のための合理的な額**

(当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 × 一定割合)

- 調整力kWhを構成する各要素について、原価算定上、以下のように取り扱うことどうか。
 - **固定費回収のための合理的な額**
 - **控除収益としての織り込みが必要。**
 - **限界費用**
 - 収入に見合う費用（燃料費）も同額発生することとなり、収支はニュートラルとなる。各社の申請上、当該費用を原価に織り込んでいないことから、**控除収益としての織り込みは不要。**

【論点2】三次調整力②のΔkW収入の織り込みについて

- **三次調整力②**は再エネ予測誤差に対応する調整力であることから、一般送配電事業者は当該調整力の確保にかかる費用をFIT賦課金により回収することとなっており、**託送料金による回収の対象外**となっている。
- このため、三次調整力②にかかる収入は、一次調整力～三次調整力①のように託送料金に織り込まれる調整力費用と比較することはできないが、**どのように算定することが適切か**。

各社の調整力収入（需給調整市場）織り込み額

（単位：億円）

	北海道				東北				東電EP				北陸				中国				四国			
	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均	23	24	25	平均
三次②	-	58	79	46	62	1	1	22	212	7	113	111	31	32	21	28	16	16	16	16	59	5	85	50
三次①	-	-	-	-	2	0	0	0	-	-	-	-	-	22	16	13	5	81	81	56	-	-	-	-
一次、二次①・②	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

三次調整力②の織り込みに関する各社の考え方

北海道電力： 電源固定費から他市場における収益を控除した金額で算定。

東北電力： 2023年度は2022年度実績を基に算定。2024年度、2025年度は容量市場開始に伴い容量市場収入により、未回収固定費が無くなる（固定費回収済みとなる）ものと想定。

東京電力EP： 需給調整市場の収入は、供出対象電源の容量市場収入控除後の基本料金を稼働量により除して算出した固定費単価により算定。固定費回収済みの場合には一定額（限界費用×10%×電源 I 平均稼働率5%）により算定。

北陸電力： 入札原資はスポット市場送電後の余力。入札単価は機会費用+未回収固定費とし、入札単価と市場価格（2021下+2022上 3次②実績）をコマ毎に比較して、入札単価<市場価格であれば約定。

中国電力： 未回収固定費が発生しない前提とし、至近の三次②に係る市場設計や約定動向を踏まえる観点から、共同調達を開始された2022年度上期実績をもとに算定。

四国電力： 需給調整市場の収入は、供出対象電源の未回収固定費に2021年度の実績回収率を乗じて算定。2024年度は、同年度から始まる容量市場の約定額が高額で容量市場からの収入により供出対象電源の未回収固定費が僅少となるため、価格規律で認められている一定額（限界費用×10%×想定約定量×電源 I 平均稼働率5%）にて算定。

【論点2】三次調整力②の Δ kW収入の織り込みについて（続き）

- 一般送配電事業者による三次調整力②の調達費用に関しては、三次調整力②にかかる制度の見直しが行われた際、2022年1月～12月における費用（実績値及び制度見直し後の試算値）が公表されている。
 - 2023年度以降における一般送配電事業者による三次調整力②の調達費用について、現時点で適切に見積もることは困難であるため、原価算定上、上記の試算に用いた発電事業者による見積り額（2022年における年間調達費用）を2023～2025年度の各年度の調達費用として用いることとしてはどうか※。
- ※ 当該試算においてはエリア間の入り繰りも考慮されているため、三次調整力②についてはエリア間の入り繰りを考慮する。
- その際、一次調整力～三次調整力①と同様に、固定費回収のための合理的な額については、控除収益としての織り込みが必要、機会費用（起動費含む）および逸失利益については控除収益としての織り込みは不要、とすることとしてはどうか。
 - その上で、固定費回収のための合理的な額については、2024年度以降、容量市場からの収入分は控除することとしてはどうか。

【参考】一般送配電事業者による三次調整力②調達費用

- 一般送配電事業者による2022年1月～12月の調達費用の試算結果は以下のとおり（制度見直し前、制度見直し後）。
- 料金算定上は、算出元データである、発電事業者ごとの見積り額を用いることを想定。

2023年1月30日 第81回
制度設計専門会合 資料5

（参考）制度見直しによる影響

- 今般の制度見直しを踏まえ、三次調整力②の調達費用への影響額を以下のとおり試算した。

制度見直しによる三次調整力②の調達費用への影響試算 (2022年1月～12月 (TSOエリアごと))

(億円)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
①制度見直し前	56.9	128.0	150.6	452.2	18.4	292.8	116.1	52.4	209.8	1,477.3
②制度見直し後	53.6	128.3	141.9	206.3	14.5	298.7	108.6	50.4	205.8	1,208.1
②-①	-3.2	0.3	-8.8	-245.9	-3.9	5.9	-7.5	-2.0	-4.0	-269.2

- ※ 1. 制度見直し前の数値は、三次調整力②の調達費用の実績額。
 ※ 2. 制度見直し後の数値は、制度見直しを踏まえ、発電事業者において各入札実績を見直しで試算したものの合計。
 ※ 3. 東北エリアにおいては、一部発電事業者による機会費用の算出方法の見直しを行った。
 ※ 4. 関西エリアにおいては、一部発電事業者が、制度見直し前の機会費用の算出時に、卸電力市場価格（予想）の価格設定において高い価格を用いていた。
 ※ 5. 四捨五入の関係上、制度見直し前と制度見直し後の差額が「②-①」の数値と一致しない場合がある。
 ※ 6. 制度見直しに関し、制度設計専門会合の議論自体は2022年10月以降に開始され、需給調整市場ガイドラインの見直し自体は同年11月会合等を踏まえて現在手続き中である。上記の制度見直し後の効果はあくまで将来の調達費用を考えるための試算値であり、2022年内の一般送配電事業者の調達費用が下がっていた、または下げられるはずだった、といったことを含意するものではない。

【論点3】調整力公募、ブラックスタート機能公募の取扱い

- 調整力公募及びブラックスタート機能公募については、各発電事業者の落札結果が確定しているため※、当該金額で査定を行うこととしてはどうか。

※ 2023年度の調整力公募について、2022年12月に公募結果が公表済み。ブラックスタート機能公募については、2025年度向け契約分まで約定済み。
 北海道の電圧調整機能公募については2023年度まで約定済み。

2023年度 調整力公募結果

(単位：億円)

	調整力固定費収入織り込み額			調整力公募結果		
	電源 I'	電源 I	計	電源 I'	電源 I	計
北海道電力	6	122	128	6	122	128
東北電力	-	-	-	4	77	81
東京電力EP	32	-	32	32	-	32
北陸電力	3	74	77	3	74	77
中国電力	6	90	97	9	89	99
四国電力	7	36	42	9	44	53

2023-25年度 ブラックスタート機能公募結果

	ブラックスタート機能収入織り込み額				ブラックスタート機能公募結果			
	2023	2024	2025	平均	2023	2024	2025	平均
北海道電力	0.5	-	3.2	1.3	0.5	-	3.2	1.3
東北電力	-	-	-	-	0.1	-	0.1	0.1
東京電力EP	-	-	-	-	-	-	-	-
北陸電力	0.7	-	-	0.2	0.7	-	0.8	0.5
中国電力	0.3	1.2	36.5	12.6	0.3	1.2	36.5	12.6
四国電力	0.1	0.0	36.3	12.2	0.1	0.0	36.3	12.2

電圧調整機能公募収入織り込み額			
2023	2024	2025	平均
9.6	0.5	0.2	3.4

※北海道のみ電圧調整機能公募あり。
 北本安定運転維持対策については、2023年度に系統安定化装置設置の計画があるため、2024年度以降は募集終了となる予定であり、金額減少。

(注) 一般送配電事業者によるブラックスタート機能の調達方法について、2024年度以降は各社ブラックスタート機能公募によるが、2023年度は公募による調達、調整力公募の中で金額合意等、各社相違がある。

1. 容量市場

2. 調整力

3. 非化石価値取引市場

非化石証書購入費の申請概要

- 前回会合（第30回）でお示した4社（東北、北陸、中国、四国）に、北海道電力と東京電力EPの2社を加えた、非化石証書購入費の原価織り込みの考え方と申請額は以下のとおり。
※沖縄電力は中間目標義務の対象外
- 審査要領における規定や過去の査定実績がない中、事業者によって**2023～25年度の目標値の算定方法が異なる。**

原価織り込みの考え方と申請額	北海道	東北	東京電力EP	北陸	中国	四国
中間目標値の算定根拠	2023年度目標概算値から2030年度44%に向け 等差 と想定	2022年度目標から +2.5%/年 （第1フェーズの延長）	2022年度目標から2030年度44%に向け 等差 と想定	2022年度目標から2030年度44%に向け 等差 と想定	2021年度目標から2030年度44%に向け 等差 と想定	2022年度目標から2030年度44%に向け 等差 と想定
内部取引可能量の織り込み	有	有	無	有	有	有
原価算入申請額（3カ年平均）	19億円	53億円	224億円	14億円	13億円	11億円

非化石証書購入費の算定方法 論点①2023年度の間目標値

- エネルギー供給構造高度化法義務達成に必要な非化石証書購入量は、事業者の小売販売電力量に事業者ごとに計算される中間目標値（%）を乗じて決定される。料金原価上の非化石証書購入費は、事業者が購入する非化石証書の量に購入価格を乗じて算定されているため、**原価算定期間（2023～2025年度）における中間目標値の設定が料金原価に影響する。**
- この点について、各社の申請時点においては、上記期間における中間目標値の考え方が示されていないかったものの、2023年1月27日に開催された資源エネルギー庁 制度検討作業部会にて、**2023～2025年度（第2フェーズ）における中間目標値の考え方**が「第十次中間とりまとめ（案）」として**公表**され、3月4日にパブリックコメント受付が締め切られたところ。
- 上記の第十次中間とりまとめ（案）においては、**2023年度の間目標値の算定方法が具体的に示されたことから、2023年度の間目標値は、上記算定方法に基づいて査定を行うこととしてはどうか。**
※パブリックコメントを踏まえ、今後「十次中間とりまとめ（案）」の内容が修正されれば、当該修正内容も反映することを想定。
- なお、この際、**当初申請値よりも中間目標値が高くなることも想定されるが、これは制度に基づくものであるため、認めることとしてはどうか。**

- 証書の購入量および調達先の内訳（市場取引、相対取引）の見積もりは合理的か。
- また、市場取引、相対取引それぞれの取引価格の見積もりは合理的か。
- 購入量や購入価格の算定の大前提となる、**第2フェーズ（2023～2025年度）における中間目標値、激変緩和措置（グランドファザリング）や最低価格等については、現在資源エネルギー庁の審議会にて議論されている**ところであり、そうした**整理がなされた後、現在の織り込みと想定が異なる場合には、必要に応じて、再計算を求めるべきではないか。**

【参考】第十次中間とりまとめ（案）の概要

第10次中間とりまとめ（案）の概要（主な論点と方向性）

高度化法義務達成市場

□ 中間目標の第二フェーズの基本的方向性

- 事業者へのアンケートも踏まえ、2030年さらに2050年へのカーボンニュートラル社会の実現に向けた移行期と位置付け、一定の配慮措置は講じつつも、段階的に目標水準を高めながら、非化石電源側への維持・拡大を着実に促進していくことを基本とした。

□ 第二フェーズの期間と評価方法

- 期間は2023年度～25年度の3カ年とし、年度毎の中間目標に対する達成状況を評価する単年度評価を採用した。

□ 第二フェーズにおける具体的な目標値の設定方法

- 目標値の設定方法においては、第一フェーズ同様、証書の全体の需給バランスに基づき外部調達量を決めることにした。
- グランドファザリングについては、漸減する方向性とし、具体的にはグランドファザリングの設定基準から6%引き下げることとした。
- 需給バランスについては、証書の取引状況や価格推移、売れ残り、第二フェーズの位置づけなどを考慮し、なるべく市場メカニズムによる価格形成を促すよう、これまでの1.2から1.15（23年度の外部調達比率は12.0%）とした。
- 配慮措置については、具体的な措置内容や発動水準の大枠を決定した。

□ 最低価格

- これまでの証書価格の推移や当該価格の役目・意義を踏まえ、第二フェーズの位置づけも踏まえ、引き続き0.6円/kWhとした。

□ 証書購入費用と料金の在り方

- 機動的な料金転嫁と市場メカニズムを採用する制度との関係を踏まえ、当該施策の実現が困難である点を指摘。他方、料金転嫁策については引き続き検討を求める意見があった。

□ その他

- 第二フェーズにおいても、目標の対象範囲は5億kWh以上の事業者とした。
- 証書の対象範囲は、引き続き非FIT証書とした。

非化石証書購入費の算定方法 論点②2024、2025年度の中間目標値

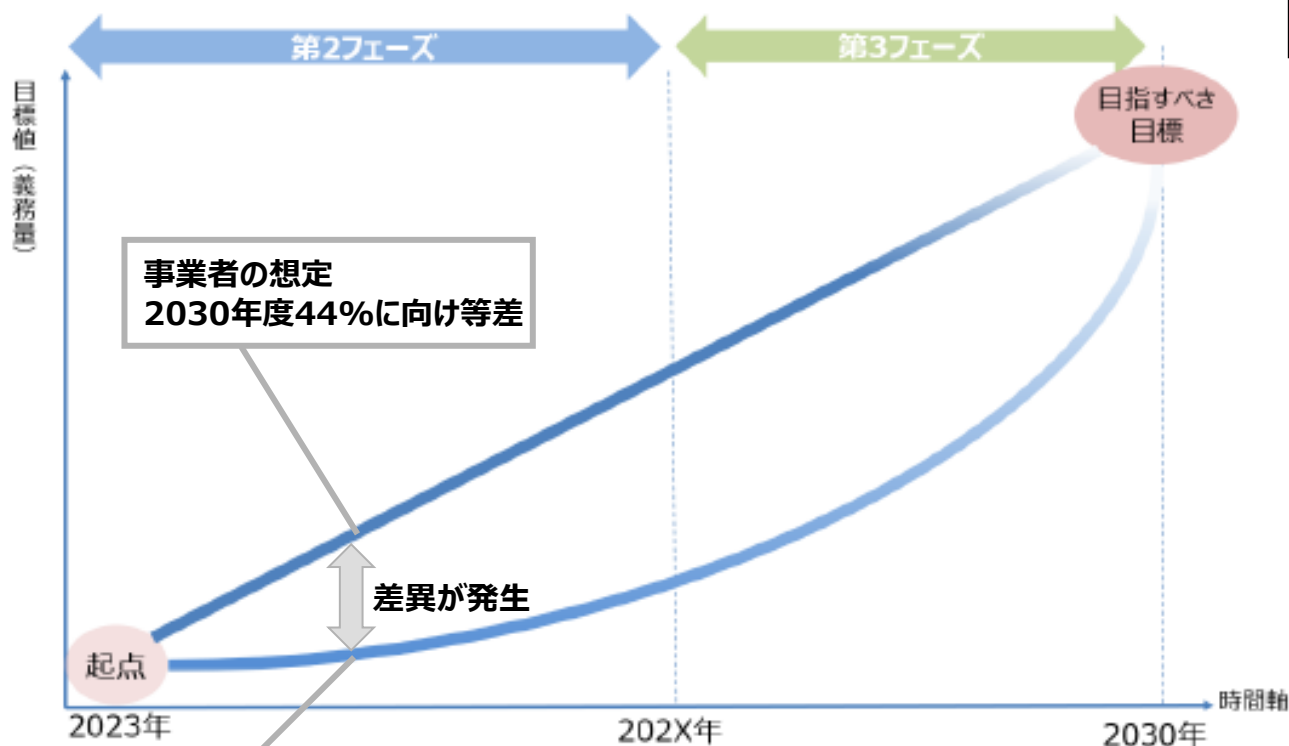
- 2023～2025年度の3年間を通しての中間目標値の考え方は示されたが、各年度の具体的な中間目標値は最新の供給計画等に基づき前年度に決定されることから、**2024年度及び2025年度の中間目標値については現時点で確定していない。**
- こうした中、東北電力を除くすべての事業者は、**足下の目標値から2030年度44%に向けて、等差で目標値を高くしていく**ことを織り込んでいる。また、東北電力においては、過去第1フェーズにおける目標値の実績である年率2.5%の伸び率を延伸して目標値を高くしていくことを織り込んでいる。
- この点について、制度設計上も中間目標値は段階的に高めていくこととされている一方で、各年度の**中間目標値の主たる算定要素であるグランドファザリング（激変緩和措置）と需給バランス**について、**第2フェーズの3年（2023～2025年度）の間は一定とする**考え方が第十次中間とりまとめ（案）で示された。
- この考え方を踏まえると、**2023年度から2025年度の3年間においては、1年単位で等差で中間目標値を高めていく想定をすると、2024年度及び2025年度の中間目標値、ひいては料金原価を過大に織り込むおそれがある**（※制度設計上の中間目標値のイメージは次頁のとおり）。
- よって、現時点で示されている考え方を踏まえ、**料金算定上は、2024年度及び2025年度の中間目標値は2023年度と同じと想定することとしてはどうか。**

※パブリックコメントを踏まえ、今後「十次中間とりまとめ（案）」の内容が修正されれば、当該修正内容も反映することを想定。

【参考】中間目標値に関する事業者の想定と制度設計の差異イメージ

(参考図 1-10 2030 年の目標に向けた今後のフェーズにおけるイメージ)

第75回 制度検討作業部会（2023年1月27日）
参考資料「第十次中間とりまとめ（案）」より抜粋掲
載、事務局で加筆



制度設計

（第二フェーズの目標を考える上での基本的方向性）

第二フェーズの目標値の在り方については、2030年の高度化法の非化石比率目標や2050年のカーボンニュートラル社会の実現に向け、本制度が非化石電源の維持・拡大に貢献するよう、その機能を果たすべき旨の意見が多数あった。

他方、いまだ非化石比率の向上の途上にある中で、昨今のエネルギー情勢に伴う燃料制約や電力価格高騰による安定供給への懸念もあり、目標値そのものについては、第一フェーズと同様、一定の配慮措置を求める意見があった。

また、本制度が将来的な非化石比率の向上に資することが期待されるが、足元から直線的に非化石電源が増加するとも考えにくい中では、実際の非化石電源の発電量に応じつつ、できるだけ非化石価値が埋没しないような対応が必要である意見もあった。

さらに前述のアンケートにおける達成率や証書の活用率も踏まえると、第二フェーズにおいて過度に高い目標を課すことは、事業者の履行を却って難しくすることにつながり、非化石電源への維持・拡大につながらないおそれがある。

これらを踏まえ、第二フェーズは、2030年、さらに2050年へのカーボンニュートラル社会の実現に向けた移行期と位置付け、一定の配慮措置は講じつつも、段階的に目標水準を高めながら、非化石電源側への維持・拡大を着実に促進していくことを基本とした。

【参考】中間目標値の算定プロセス

直近の供給計画より、非化石証書の供給量と需要量を想定する。
非化石電源供給量からFIT想定量を差し引いて非FIT証書量を算出する。

(参考図 1-16 2023 年度における非 FIT 証書の需給量の試算値¹⁴)

証書供給量 (推計) 単位: 億kWh			
証書供給想定量 ^{※1} (A)	Aより内部取引量 (推計) 反映後 (B) ^{※2}	FIT想定量 (C) ^{※3}	証書供出量 (D=B-C)
約2,894	約2,438	約1,250	約1,188

※1 直近の2022年度供給計画取のために基づき。
 ※2 内部取引量の考え方は前掲を参照。
 ※3 2021年度買取実績と20年度の買取実績の増減率を基に、23年度の発電実績として推計。

2022年度の需要想定量と外部購入率 単位: 億kWh						
2022供計の 2023年度 需要想定量 ^{※4}	外部調達比率に応じた購入必要量					
	13.0%	12.0%	11.0%	10.0%	9.0%	8.0%
約8,522	1,108	1,023	937	852	767	682

※4 直近の2022年度供給計画とために基づき、21年度の販売電力量における5億kWh以上のシェア(97%)を乗じた値。

需給バランスより、外部調達比率を設定する。

(参考図 1-17 2023 年度における非 FIT 証書の需給バランス表)

- 現状のGFを6%引き下げた2023年度の証書供出量に対するの需要の変化。現行の需給バランス(1.2程度) から1.15程度にすると、当該年度でいえば需要側が従来よりも30億kWh程度変わる。

証書の需給バランス検証 単位: 億kWh		
	調達量	証書供出量
	1,188	1,188
	13.0% 1,108	1.07
	12.7% 1,080	1.10
	12.0% 1,023	1.16
外部調達	11.6% 990	1.20
比率	11.0% 937	1.27
	10.0% 852	1.39
	9.0% 767	1.55
	8.0% 682	1.74

非化石証書の需給量の想定と需給バランスより、外部から調達する中間目標値を設定する。

(参考図 1-19 2023 年度の中間目標値における数値のイメージ(試算)GF 対象外の場合)

中間目標値の算定諸元	23年度の 目標値
A. 中間目標対象年度の想定非化石電源の供給量からFIT発電量相当を控除し、需要電力量で割った比率	19.30%
B. 各社毎のGF量(例: GFが0%の場合)	0.00%
C. 全中間目標値設定対象事業者のGF量の平均値	2.24%
D. 外部調達比率に応じた調整項目	1.36%
E. 2022年度の中間目標値(A-B+C-D)	20.18%

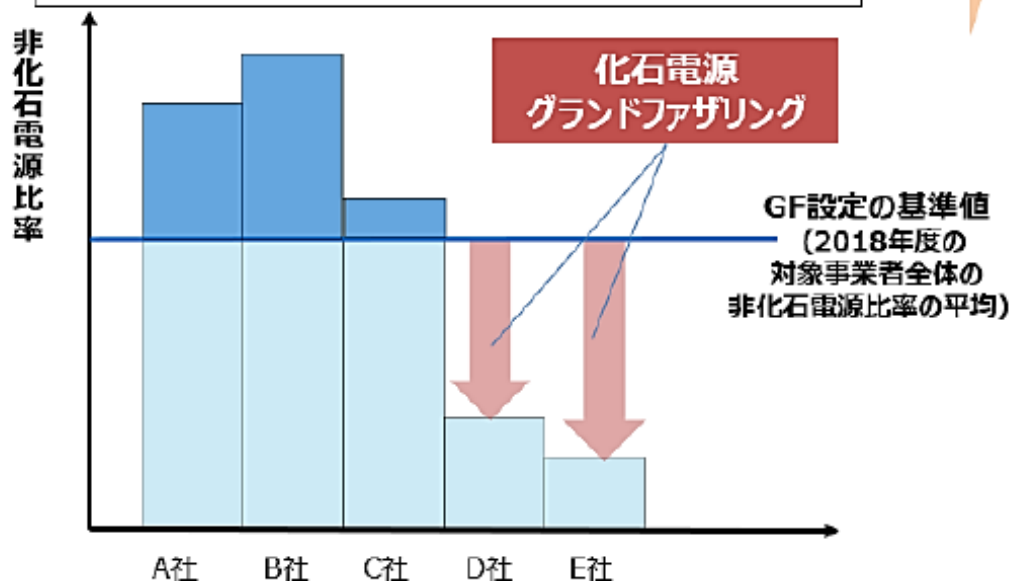
(参考) 証書の外部調達比率 **12.0%**

【参考】グランドファザリング（激変緩和措置）

（参考図 1-15 化石電源グランドファザリングの具体的考え方¹¹）

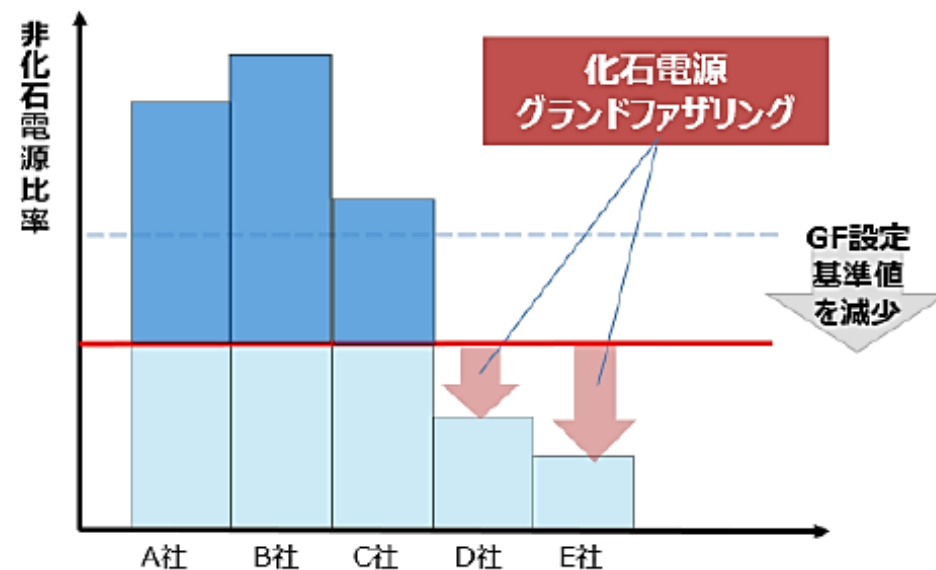
第一フェーズでのGFの設定の考え方

- GF設定基準との差がGF。
- 売り手となりうる事業者（主に旧一電）では内部取引量をGF基準値又はGF適用量までとしている（激変緩和量控除後）。
- 濃い水色が市場・相対への供出可能量。



GFを漸減させる方法・影響

- GF設定基準を下げることで、GF量が減少。
- 売り手となりうる事業者（主に旧一電）での内部取引量が減少（= 市場や相対など外部への証書供出量が増加）。濃い水色部分が増加。



非化石証書購入費の算定方法 論点③内部取引可能量の織り込み方

- 多くの事業者（北海道、東北、北陸、中国、四国）は、内部取引可能量を控除した上で外部からの調達費用を算定していることを確認した一方で、**東京電力EP**は、申請時点において、第2フェーズ（2023～2025年度）における制度設計が未定であったとの理由から、**内部取引可能量※を織り込んでおらず、非化石証書購入量の全量を外部から調達する費用として料金原価に織り込んでいる。**

※内部取引可能量とは、激変緩和措置の基準年における当該事業者の非化石電源比率の範囲内で、グループ内の発電事業者からの相対取引や社内取引で非化石証書を入手することを認められた量を指す。

- この点について、**東京電力EPにおいても、他社と同様、内部取引可能量を適切に織り込むこととしてはどうか。**

非化石証書購入費の算定方法 論点④ 調達先と購入価格

- 証書の調達先については、いずれの事業者も、相対取引の既存契約延長分を除いた残りの量を市場から調達すると見積っていることを確認した。
- 証書の取引価格については、いずれの事業者も、市場取引については最低価格で、相対取引については既存契約価格で、それぞれ見積もっていることを確認した。