# ベースロード市場ガイドライン（案）

策定　2019年3月19日
改定　2021年6月25日
改定　2022年7月21日
改定　2023年7月18日
改定　2024年8月14日
改定　2025年8月　6日
改定　2026年10月5日
改 定　〇年〇月〇日
資　源　エ ネ ル ギ ー 庁

## 1．本文書の位置づけ

石炭火力や一般水力（流れ込み式）、原子力、地熱等のいわゆるベースロード電源については、一般送配電事業者の供給区域において一般電気事業者であった発電事業者（以下「区域において一般電気事業者であった発電事業者」という。）及び卸電気事業者であった発電事業者が多くの電源を保有する状態が続いている。

ベースロード電源は、開発拠点の制約や、初期投資に要する費用が高額となることから、新規に開発することは容易ではないと考えられる一方で、一般に、運転コストが低く、高効率な発電が可能である。ベースロード電源は、我が国の電気事業において、低廉で安定的な電気の供給を実現する上で、重要な役割を果たしている電源である。

一方で、一般送配電事業者の供給区域において一般電気事業者であった小売電気事業者（以下「区域において一般電気事業者であった小売電気事業者」という。）は、自己又はグループ内の発電部門との内部取引に加えて、卸電気事業者であった発電事業者との長期かつ固定的な相対契約を維持している。

区域において一般電気事業者であった小売電気事業者が継続的な契約を締結し、ベースロード電源の運転・維持に要する費用を支払ってきたことによって、ベースロード電源の開発や維持が行われてきた側面がある一方で、電力自由化により新規参入した小売電気事業者は、ベースロード需要をLNG等のミドルロード電源や卸電力取引所から調達した電気によって供給する状況が生じている。

こうした中、電力自由化により新規参入した小売電気事業者が、区域において一般電気事業者であった小売電気事業者と同様の環境でベースロード電源を利用できる環境を実現することで、小売電気事業者間のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフッティングを図り、小売競争を活性化させるため、平成 31 年度から新たにベースロード市場が創設されることになった。

ベースロード市場においては、一定の期間にわたり固定的な価格や燃料価格の変動を踏まえた価格で電気の受け渡しが行われることとなり、小売電気事業者にとっては前日スポット市場の価格変動リスクを回避しながら安定的に電気を調達することができる一方で、発電事業者にとっても安定的な電気の供給先を確保することが可能となる。

電気事業制度改革の目的である安定供給の確保、電気料金の最大限の抑制、事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を実現するためには、卸電力取引所など卸電力市場の活性化が不可欠であり、ベースロード市場についても、積極的に活用されることが重要である。

本文書は、ベースロード市場に関する基本的な考え方を示すことで、ベースロード市場の適切な運営を目指すものである。

（注）ベースロード電源とは、地熱、一般水力（流れ込み式）、原子力、石炭火力を指す。

## 2. 考え方

（1）ベースロード市場の概要

ベースロード市場は、卸電力取引所に開設される市場の一つであり、ベースロード市場で約定した場合、受渡し期間にわたり、卸電力取引所の先渡市場と同様に、前日スポット市場を通じて、約定した量の電気が受け渡される。このとき、前日スポット市場の価格とベースロード市場の約定価格との値差については、卸電力取引所において清算が行われることになる。

また、ベースロード市場での取引は、原則として受渡し年度の前年度の 8 月、10 月、11 月、1 月に実施し、1月の開催回では、対象事業者のベースロード市場への参加は任意とする。

（注）ベースロード市場には、複数の市場範囲が設定され、それぞれに基準エリアプライスが設定される。沖縄エリアにおいては、需要家一般に対して新たな負担を求める措置はないことも踏まえ、ベースロード市場は開設されない。

8 月、10 月、11 月の開催回では受渡し期間 1 年間及び 2 年間の取引を扱うこととし、1 月の開催回では、受渡し期間 1 年の取引を扱うこととする。受渡し期間 2 年の取引については、燃料費（石炭価格）の変動を踏まえた価格で取引を行うこととし、受渡し期間 1 年の取引については、固定的な価格での取引を行い、11 月の開催回において、固定的な価格及び燃料費（石炭価格）の変動を踏まえた価格の双方の取引を行うこととする。

燃料費（石炭価格）の変動を事後的に調整する取引において約定した場合、受渡し期間において、発電事業者は供出上限価格の諸元に基づき算定した燃料費（石炭価格）の事後調整単価に基づき、小売電気事業者は、各市場範囲において、約定した発電事業者の燃料費事後調整単価を約定量で加重平均した事後調整単価に基づき、卸電力取引所において清算が行われる。

（2）対象事業者によるベースロード市場への投入電力量

対象事業者がベースロード市場に投入する量は、本項の算定式に従って資源エネルギー庁が算定した量を下回ってはならないこととする。ただし、対象事業者のベースロード市場への参加が任意の開催回の場合はこの限りではない。

（注）ここでいう対象事業者は、全国で 500 万 kW 以上の発電規模を有する発電事業者、その親会社又は当該発電事業者若しくはその親会社から 3 分の 1 以上の出資を受ける発電事業者である。

（a）電力自由化により新規参入した小売電気事業者の 9 供給区域におけるベース

ロード需要を勘案した量（A）

（A）＝（9 供給区域における全小売電気事業者の総販売電力量（e））×（9 供給区域における電力自由化により新規参入した小売電気事業者による総販売電力量の 9 供給区域における全小売電気事業者の総販売電力量に対する比率（p））×（ベースロード比率 0.56）×（電力自由化により新規参入した小売電気事業者のシェアを勘案した係数（d））

※総販売電力量等については、入札前年度の実績値を使用する。

電力自由化により新規参入した小売電気事業者のシェアを勘案した係数（d）については、以下の算定式による

$d = -(100/45) \times (p-0.15) + 1$

ただし、$p < 0.15$ のときは $d=1$ であり、$p>0.3$ のときは $d=0.67$ とする。

（b）各供給区域における電力自由化により新規参入した小売電気事業者のベースロード需要を勘案した量（B）

（B）＝（A）×｛（各供給区域におけるみなし小売電気事業者が調達する供給能力の 9 供給区域におけるみなし小売電気事業者が調達する供給能力に対する比率（a））× 0.25 ＋（各供給区域における対象事業者が所有するベースロード電源の設備容量の 9 供給区域における対象事業者が所有するベースロード電源の総設備容量に対する比率（b））× 0.25 ＋（各供給区域における電力自由化により新規参入した小売電気事業者による販売電力量の 9 供給区域における電力自由化により新規参入した小売電気事業者による総販売電力量に対する比率（c））× 0.5｝

※みなし小売電気事業者が調達する供給能力は最新の供給計画における受渡し年度の数値、対象事業者が所有するベースロード電源の設備容量は受渡し年度の前々年度の実績値、電力自由化により新規参入した小売電気事業者の販売電力量は受渡し年度の前々年度の実績値を使用する。

（c）各供給区域において各対象事業者が投入する配慮が求められる取引量

（C）＝（B）×（各供給区域におけるみなし小売電気事業者が調達する供給能力のうち各供給区域における各対象事業者が供出する供給能力の各供給区域における対象事業者が供出する総供給能力に対する比率（f））－（入札前年度の常時バックアップ契約に基づく控除量（g））－（旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との相対契約に基づく控除量（h））－（電発電源の切り出しインセンティブ(i)）－（非効率石炭火力のフェードアウトに向けた誘導措置に基づく控除量(j)）

※みなし小売電気事業者が調達する供給能力は最新の供給計画におけ

る受渡し年度の数値を使用する。

※「入札前年度の常時バックアップ契約に基づく控除量（g)」

前年度の常時バックアップ契約に基づく契約量及び実供給量をベースロード市場における供出量から控除することとする。ただし、初年度(2020 年度受渡し分)と 2 年度(2021 年度受渡し分)については、ベースロード市場導入直後の常時バックアップの使用量を予見することは困難であることから、前年度の常時バックアップの供給量の半分を控除することとする。

※「旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との相対契約に基づく控除量(h)」

旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との間で一定条件の下で結ばれた相対契約（以下「適格相対契約」という。）の取引量（以下「適格相対契約量」という。）をベースロード市場における供出量等から控除することとする。具体的な条件としては、ベースロード電源の負荷率等に鑑み、少なくとも契約期間における負荷率が 70%以上、かつ、契約期間が 6 ヶ月以上の契約であって、価格についてもベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格と著しく乖離がない契約を対象として、一定の負荷率(95%以上)を基準とし、その基準に満たない場合は、その未達量 [kWh]を減算して算定することとする。
具体的には、以下の算定式に従って算定する。

実績の負荷率＝R、受給契約電力＝W[kW]とした場合、

①R≧95%

（h）＝W × R × 該当年度の契約期間[h]

②95%＞R≧70%

（h）＝（W × R × 該当年度の契約期間[h]）－ {W × （0.95－R）× 該当年度の契約期間[h]}

③70%>R

控除なし（対象外）

この際、相対契約の受電実績から控除の算定を行うため、「受渡し年度 － 2 年度」の契約を対象とし、複数年度にわたる契約については、「受渡し年度 － 2 年度」の期間分のみを控除量算定の対象とする。また、旧一般電気事業者等が、自エリアが含まれる市場範囲において自己又はグループ内の小売部門と締結した相対契約については控除対象としない。

なお、控除可能量は、特定の事業者が控除対象となる契約電力の 40%以上を占めている場合、当該事業者との契約による控除は 40%を上限としたうえで、供出量の 30%（内外無差別な卸売を行っていると評価されたエリアの対象事業者は 70%）に限ることとし、その後の拡大については、状況を見ながら検討することとする。

「電発電源の切り出しインセンティブ（i)」

区域において一般電気事業者であった発電事業者が、ベースロード市場創設前に電発電源（電源開発の保有する電源をいう。）の切り出し等を行った場合、事前に切り出し等を行った総量分[kWh]を、区域において一般電気事業者であった発電事業者の供出量から控除することとする。

区域において、一般電気事業者であった発電事業者が、ベースロード市場の創設後に、自主的に電発電源の切り出し等を行った場合、切り出した総量分[kWh]を、ベースロード市場への供出量から控除することとする。

※ベースロード市場の供出のため、新たに切り出しを行ったものについては、控除の対象に含めない。

※電発電源の切り出し等を行う際、ベースロード市場において取り扱う価値は電力量[kWh]としているが、電発と区域において一般電気事業者であった小売電気事業者等との受電に係る契約は供給力[kW]にて取引がなされているため、電発電源の切出し量を算定する際は、kWh から kW に算定し直す必要がある。

この算定の際は定期検査等を踏まえた稼働率を考慮し、火力については、以下の算定式により契約解除量を決定することとする。

電発切り出し量[kW] ＝ 電発供出義務量[kWh]÷（ 8760[h]×85%）

「非効率石炭火力のフェードアウトに向けた誘導措置に基づく控除量（j)」

非効率石炭火力のフェードアウトに向けた誘導措置として、容量市場では対象となる石炭火力ユニットに対し、年間設備利用率が 50%以下となるように稼働抑制することをリクワイアメントとしている（以下「稼働抑制リクワイアメント」という。）。受渡し年度において稼働抑制リクワイアメントが適用される非効率石炭火力を電源開発が所有する場合、電源開発の供出量から以下の算定式に従って算定された量を控除することとする。

（j）＝（B）×（f）×各市場範囲における電源開発が所有する稼働抑制リクワイアメント適用電源の設備容量の、各市場範囲における電源開発が所有するベースロード電源の設備容量に対する比率 ×

（1－50%）

※電源開発が所有する稼働抑制リクワイアメント適用電源の設備容量は受渡し年度の切り出し分の数値、電源開発が所有するベースロード電源の設備容量は受渡し年度の前々年度の切り出し分の実績値を使用する。

部分供給は需要家ごとにその供給形態が異なるため、競争活性化の観点から、ベースロード市場からの部分供給分を供出量から控除しないこととする。

(d)各供給区域において各対象事業者が投入する配慮が求められる取引量の分配量

(i)受渡し期間 2 年での供出を求められる量

(D)=(C)×15%-(旧一般電気事業者と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との長期間の相対契約に基づく控除量(k))

ただし、前年度に受渡し期間 2 年の取引で約定した量については、取引時点で受渡しが確定していることを踏まえ、供出量から控除することが妥当である。

(ⅱ)受渡し期間 1 年での供出を求められる量

(E)=(C)×85%-(旧一般電気事業者と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との長期間の相対契約に基づく控除量(k))

※「旧一般電気事業者と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との長期間の相対契約に基づく控除量(k)」

旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との間で一定条件の下で結ばれた長期間の相対契約(以下「長期相対契約」という。)の取引量(以下「長期相対契約量」という。)を控除することとする。控除は、「(i)受渡し期間 2 年での供出を求められる量(D)」を優先に控除することとし、(i)を控除しても、なお控除量が余った量を、(ⅱ)の控除量とする。

控除の具体的な条件としては、契約期間が 1 年 6 ヶ月以上の契約であることとする。

具体的には、以下の算定式に従って算定する。

実績の負荷率＝R、受給契約電力＝W[kW]とした場合、

（k）＝W × R × 該当年度の契約期間[h]

この際、相対契約の受電実績から控除の算定を行うため、「受渡し年度 － 2 年度」の契約を対象とし、複数年度にわたる契約については、「受渡し年度 － 2 年度」の期間分のみを控除量算定の対象とする。また、旧一般電気事業者等が、自エリアが含まれる市場範囲において自己又はグループ内の小売部門と締結した相対契約については控除対象としない。

なお、控除可能量は、ベースロード市場における各供給区域において各対象事業者が投入する配慮が求められる取引量（C）の 30%に限ることとし、その後の拡大については、内外無差別の卸売状況を見ながら検討することとする。

オークション開催回において、受渡し期間が同一である取引として、固定的な価格での取引と燃料費（石炭価格）の変動を事後的に調整する取引が同時に行われる場合、各対象事業者が投入する配慮が求められる取引量については、各取引で等分し供出することとする。そのうえで、固定的な価格での取引で供出を求められる量において、未約定分であった売札は、燃料費の変動を事後的に調整する取引に全量を供出することとする。

なお、対象事業者がグループを形成している場合、グループ内の各発電事業者からの供出量については、対象事業者において任意に設定することとする。

（3）ベースロード市場への供出価格

ベースロード市場の目的を踏まえると、対象事業者は、ベースロード市場への供出価格が自己又はグループ内の小売部門に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、ベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格を供出上限価格として投入することが適当であり、この価格を超えてベースロード市場に投入する場合や、小売部門のベースロード電源に係る調達価格が供出価格を不当に下回る場合には、ベースロード市場の目的が達成されないおそれがある。

対象事業者におけるベースロード電源の発電平均コストは、「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）」に準じて（注）算定される、当該対象事業者のベースロード電源に係る受渡し期間における水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー等発電等費（制度適用期間内の長期脱炭素電源オークション落札電源以外のベースロード電源に係るものに限る。）、並びに制度適用期間内の長期脱炭素電源オークション落札電源で

あるベースロード電源についてはコスト相当額の合計をベースロード電源の想定発電電力量で除したものとすることが適当である。

その際、対象事業者のベースロード電源に係る水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー等発電等費（制度適用期間内の長期脱炭素電源オークション落札電源以外のベースロード電源に係るものに限る。）、並びに制度適用期間内の長期脱炭素電源オークション落札電源であるベースロード電源についてのコスト相当額の合計は、以下の手順で算定することが適当である。なお、みなし小売電気事業者以外の対象事業者については、本項の考え方を基本としつつ、ベースロード市場の目的を勘案して個別に考え方を確認するものとする。

（注）ベースロード市場への供出上限価格算定においては、小売料金改定と同様の作業を想定しているものではなく、ベースロード電源に係る費用を合理的に算定することが重要と考えており、現実的に対応可能な範囲であって、かつ、受渡し年度の翌年度において、実績と想定との乖離に係る合理性を確認可能な範囲での作業を想定している。例えば、社内における予算計画の数値を用い、予算策定後の事情の変更については、必要に応じて、公平かつ適切に反映することが考えられる。

(a)費用の算定（制度適用期間内の長期脱炭素電源オークション落札電源以外のベースロード電源に限る）

「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」第3条第2項各号に定める方式に従い、各営業費項目の額の合計額を算定する。

(i) 固定的な価格による取引における算定

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則第3条第2項第2号に定める燃料費に関して、ベースロード取引は受渡し期間を通じて固定価格で電気の受渡しを行うものであるため、供給計画等を基に算定した数量に乗じる単価としては、価格変動リスクを勘案した価格（燃料先物価格等に基づき客観的に合理性が認められる手法で算定した価格）を用いる。

(ii)燃料費（石炭価格）の変動を事後的に調整する取引における算定

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則第3条第2項第2号に定める燃料費に関して、取引時点の全日本通関統計価格を用いる。燃料費（石炭価格）の価格変動においては、各諸元を参照のうえ算定される、石炭価格が 1,000 円/トン変動した場合の変動額（円/kWh）を事後調整単価とする。受渡し時の燃料価格の変動分に応じて、卸電力取引所において事後的に清算が行わ

れる。

対象事業者は、取引の入札期間前に事後調整単価を登録することとする。また、卸電力取引所において、市場範囲毎に原則、最低・最大・加重平均単価を公表することとする。ただし、各市場範囲における対象事業者数が限られる場合はその限りではない。

対象事業者以外の発電事業者は、各市場範囲において事前に公表する加重平均調整単価を適用することとし、取引状況を踏まえつつ、今後の対応については検討することとする。

（iii） 受渡し期間 2 年の取引における算定

燃料費（石炭価格）以外においては、受渡し期間における既に締結済みの契約等により求められる費用や、過去複数年分の費用の変動や供給計画等に基づき、客観的に合理性が認められる手法で算定した費用を用いる。

(b) 事業報酬の算定（制度適用期間内の長期脱炭素電源オークション落札電源以外のベースロード電源に限る）

「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」第４条に定める方式に従い、電気事業報酬の額を算定する。ただし、事業報酬率（注）については、合理的に説明できる場合に限り、ベースロード電源を保有する自己又はグループ内の発電部門固有の事業報酬率を用いることを妨げない。

（注）事業報酬について、自己又はグループ内の小売部門に対する自己のベースロード電源の卸供給料金に含まれると考えられる事業報酬を上回らない範囲で設定することに留意する。

(c) 費用等の整理（制度適用期間内の長期脱炭素電源オークション落札電源以外のベースロード電源に限る）

以上の(a)及び(b)において算定された費用及び事業報酬の合計額を、「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」第６条第１項に定める方式に従い、同項各号に掲げる部門に配分することにより整理する。ただし、ベースロード電源に係る費用を特定するため、第１号「水力発電費」は「流れ込み式水力発電費」（該当する場合にはこれに加え、「貯水池式の一般水力発電費（ベース運用部分）」）及び「その他水力発電費」に、第２号「火力発電費」は「石炭火力発電費」及び「その他火力発電費」に、第４号「新エネルギー等発電等費」は「地熱発電費」及び「その他新エネルギー等発電費」に、それぞれ配分することにより整理する。

また、第6条第2項の方式に従い同条第1項第9号「一般管理費等」の額を配分する際は、第1項に準じて整理した他の部門に対してそれぞれ配分する。受渡し年度において対象事業者が送配電事業に係る費用を負担する場合においては、同条第4項ないし第6項に従って離島供給費及びアンシラリーサービス費への配分を行うなど、送配電事業に係る費用を適切に算定し、これを発電費から控除する。

(d)制度適用期間内の長期脱炭素電源オークション落札電源であるベースロード電源に係るコスト相当額

ベースロード電源のうち、制度適用期間内の長期脱炭素電源オークション落札電源については、市場価格相当単価に、当該電源の想定発電電力量を乗じることでコスト相当額を算定する。

なお、市場価格相当単価は、入札前月末時点における過去 1 年間(受渡し期間 1 年間の取引の場合)又は 2 年間(受渡し期間 2 年間の取引の場合)の前日スポット市場の当該電源が立地するエリアプライスの単純平均価格~~と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額~~とする。

ただし、当該長期脱炭素電源オークション落札電源に係る可変費(長期脱炭素電源オークション落札電源が得る容量収入で支援されない可変費に限る。)が上記で算定したコスト相当額を上回る場合には、当該可変費を当該長期脱炭素電源オークション落札電源に係るコスト相当額とみなすことができる。

(注)制度適用期間内の長期脱炭素電源オークション落札電源であるベースロード電源に係るコスト(固定費に限る。)について、当該長期脱炭素電源オークション落札電源が得る容量収入で支援されないコストが追加で発生した場合については、当該コストを上記のコスト相当額に加算することができる。

(e)排出量取引制度に係る費用

ベースロード電源における脱炭素成長型経済構造への円滑な移行の推進に関する法律(令和5年法律第32号。以下「GX推進法」という。)に基づく排出量取引制度(以下「排出量取引制度」という。)に係る費用は、以下の手順で算定することが適当である。

(i)当該取引の受渡し年度において見込まれる、当該事業者の発電事業全体における二酸化炭素の直接排出量と当該事業者の発電事業全体における排出枠(GX推進法第 32 条第1項に規定する脱炭素成長型投資事業者排出枠をいう。以下同じ。)の差分

(i) = 当該事業者の発電事業全体における二酸化炭素の直接排出量（※1）
（A） － 当該事業者の発電事業全体における排出枠（※2）（B）
（なお、(i)が 0 以下の場合には排出量取引制度に係る費用は 0 とし、当該事業者の発電事業全体における排出枠から当該事業者の発電事業全体における二酸化炭素の直接排出量を差し引いたものについて、将来における排出枠の保有義務の履行償却や更なる脱炭素成長型経済構造への円滑な移行の推進に資する投資その他の事業活動のために活用することをコミットしている場合には、供出上限価格に反映しないこととする。）

（※1）GX推進法関連法令に規定されている算定方法に則り、算定するものとする。なお、算定に当たっては、「排出量取引制度　排出量算定・報告マニュアル」を参照することができる。当該事業者の発電事業に係る事業活動に伴う二酸化炭素の直接排出量については、ベンチマーク対象事業活動（GX推進法第 32 条第2項第4号ロに規定する主務省令で定める事業活動をいう。以下同じ。）たる「発電に係る事業活動」以外の事業活動に伴うものであっても、発電事業に係る事業活動に伴うものについては計上することができる。

（※2）脱炭素成長型経済構造への円滑な移行に資する投資を行おうとする事業者に対する脱炭素成長型投資事業者排出枠の割当ての実施に関する指針（経済産業省告示第 29 号。以下「実施指針」という。）に則り算定するものとする。なお、算定に当たっては、「排出量取引制度　届出・排出目標量等算定マニュアル」を参照することができる。発電事業に係る事業活動については、ベンチマーク対象事業活動以外の事業に関し、GX推進法第 34 条の規定により割り当てられることが見込まれる排出枠（GX関連の研究開発投資の勘案等、GX推進法第 32 条第2項第5号に掲げる事項を勘案して割り当てられる排出枠を含む。）であっても、発電事業に係る事業活動に伴うものについては、過去実績値及び当該見込み時点における研究開発費の見込み等を踏まえ、計上することとする。

（A）=見込まれる燃料使用量（※3） × 単位発熱量（※4） × 炭素排出係数（※4） × 44/12（炭素量を二酸化炭素量へ変換する係数）

（※3）見込まれる燃料使用量は、供給計画等に基づく数値を用いることとする。なお、ベンチマーク対象事業活動以外の事業については、過去実績値等に基づく数値を用いることとする。（（ⅱ）において同じ。）

（※4）単位発熱量及び炭素排出係数は、脱炭素成長型経済構造への円滑な移行の推進に関する法律施行規則（令和6年経済産業省令第3号）に定めるところによる。（（ⅱ）において同じ。）

（B）= ベンチマーク対象事業活動ごとに、見込まれる基準活動量（※5）を用いて算定した量を合計した値

（※5）見込まれる基準活動量は、供給計画に基づく数値を用い、受渡し年度の前年度までの想定発電量の変動を考慮し、実施指針に則り算定するものとする。なお、算定に当たっては、「排出量取引制度　届出・排出目標量等算定マニュアル」を参照することができる。（（ⅱ）において同じ。）

（ⅱ）ある発電ユニットについて、当該取引の受渡し年度において見込まれる、当該発電ユニットにおける排出量と当該発電ユニットにおいて適用されるベンチマーク水準（実施指針に基づき定められる発電量その他の活動量の単位当たりの二酸化炭素の直接排出量の水準をいう。以下同じ。）をもとに算出される排出枠の差分

（ⅱ）= 当該発電ユニットにおける排出量（C） － 当該発電ユニットにおいて適用されるベンチマーク水準をもとに算出される排出枠（D）

（ただし、当該発電ユニットにおける排出量が、当該発電ユニットにおいて適用されるベンチマーク水準をもとに算出される排出枠を超えない場合は、（ⅱ）=0とする。）

（C）=当該発電ユニットにおける排出量=当該発電ユニットにおいて見込まれる燃料使用量 × 単位発熱量 × 炭素排出係数 × 44/12（炭素量を二酸化炭素量へ変換する係数）

（D）=当該発電ユニットにおいて受渡し年度に適用されるベンチマーク水準 × 当該発電ユニットにおいて見込まれる基準活動量~~発電量~~

（ⅲ）発電ユニット単位の排出量と排出枠の差分の合計

（ⅲ）=各発電ユニットにおける（ⅱ）を合計した値

（ⅳ） 当該発電ユニットに按分される排出量

（ⅳ）=（ⅰ） × {（ⅱ）/（ⅲ）}

（ｖ）ベースロード電源に係る排出量

（ｖ）=石炭火力ユニットにおける(ⅳ)を合計した値

（ⅵ）当該取引の受渡し年度における排出枠価格

排出枠価格は、原則として、直近の一定期間における排出枠価格やその価格動向を参照して、価格を見積もることとする。

なお、排出枠取引が開始される前については、当該取引の受渡し年度における排出枠の上限価格と下限価格（※）を合計して 2 で除した値とする。

（※）当該取引の受渡し年度における排出枠の上限価格と下限価格については、毎年度の上限価格と下限価格の上昇率とされている3％及び物価変動見込みを考慮して設定することができる。

(ⅶ)排出量取引制度に係る費用

（ⅶ）=（ｖ）×（ⅵ）

（なお、受渡し期間 2 年の取引においては、それぞれの受渡し年度において算定した（ⅶ）を合計した値を、排出量取引制度に係る費用とする。）

(f) 費用の集計

(c)の整理を行った上で、「流れ込み式水力発電費」（及び該当する場合には「貯水池式の一般水力発電費（ベース運用部分）」）、「石炭火力発電費」、「原子力発電費」及び「地熱発電費」に配分された金額の合計額に、(d)並びに(e)の額を合計したものを、対象事業者のベースロード電源に係る水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー等発電等費（制度適用期間内の長期脱炭素電源オークション落札電源以外のベースロード電源に係るものに限る。）、並びに制度適用期間内の長期脱炭素電源オークション落札電源であるベースロード電源についてのコスト額の合計とする。

(g) その他考慮すべき事項

容量市場からの期待収入（制度適用期間内の長期脱炭素電源オークション落札電源に係るものを除く。以下同じ。）は、受渡し期間に対応する期待収入の金額が確定している場合、(f)で集計された金額から当該期待収入の額を控除することが適当である。

また、ベースロード電源については、発電側課金の課金対象であることから、発電側課金単価を基に算定した額を供出上限価格に含めることが適当である。

ただし、事前に発電側課金単価が未確定の場合においては、過去の試算された単価を基に算定することとする。

（注）ベースロード電源（石炭火力、流れ込み式水力、原子力、地熱）のみでは、制度的措置に基づき求められる市場供出を履行できない場合は、貯水池式の一般水力のベース運用部分のコスト等に基づき、供出上限価格を算定することも認める。

（4）小売電気事業者によるベースロード市場の利用

ベースロード市場の目的を踏まえれば、小売電気事業者が各市場範囲における自らのベースロード需要に相当する量（以下「ベースロード需要量」という。）を超えない範囲でベースロード市場を利用することが重要であり、卸電力取引所等において、小売電気事業者が以下の考え方に適合する形で取引を行うこととなるよう、所要の取引規程を定めるなどの環境整備を行うことが望まれる。

（a）購入可能量の算定

各小売電気事業者の購入可能量は、各市場範囲における当該小売電気事業者のベースロード需要量から、適格相対契約量を控除した量とする。ただし、前年度に受渡し期間 2 年で約定した量については、取引時点で受渡しが確定していることを踏まえ、購入可能量から控除することが妥当である。

小売電気事業者は、正確性を期すため一般送配電事業者からの証憑等を添付した上で、卸電力取引所にベースロード需要量を申請し、各入札における購入可能量は、卸電力取引所が小売電気事業者からの申請、過去の入札における当該小売電気事業者の約定量及び適格相対契約量を確認した上で、設定を行う。

なお、バランシンググループの代表者は、バランシンググループに参加する小売電気事業者全体でのベースロード需要量に基づきバランシンググループ全体での購入可能量を申請するとともに、バランシンググループに参加する各小売電気事業者の購入可能量の内訳も同時に提出する。

ベースロード需要量については、本項(i)～(ii)の方法によって算定する。

(i)　直近一年間の実績を有する事業者の算定方法

ベースロード需要量は、ベースロード市場の入札を行う年度の前年度の実績を用いて算定することが基本となる。

小売電気事業者のベースロード需要は、需要家の獲得・喪失がなければ

年間を通じて比較的安定していると考えられる一方で、正月や 8 月の一時期等に工場等が稼働を停止することなどが考えられることから、小売電気事業者の一日当たりの最低需要のうち、年間 18 日の下位の需要を除いた需要に年間の日数を乗じたものを、当該小売電気事業者のベースロード需要量とする。ただし、需要家の獲得等によりベースロード需要が継続的に増加傾向にある場合においては、受渡し年度における実際のベースロード需要により近い量を購入できるよう、入札前の利用可能な直近一年間の実績を用いてベースロード需要量を算定することも可能とすることが適当である。

(ii)　直近一年間の実績を有しない事業者の算定方法

小売電気事業者が、事業の開始後 1 年間を経ておらず、直近一年間の実績を有しない場合には、小売電気事業登録における最大需要電力の見込み量の範囲内でベースロード需要量を設定することが適当である。

この場合において、当該小売電気事業者が、受渡し年度における実際のベースロード需要量以上に購入を行った場合、超過量は受渡し年度の翌年度の購入可能量から差し引くことが適当である。

この点に関し、当該小売電気事業者は、入札年度の 2 月末日までに受渡し年度の需要見込みについて説明を行うとともに、例外的にベースロード市場からの購入量の取消や下方修正を行えることとする。

(5)ベースロード市場の透明性

ベースロード市場の目的を踏まえると、対象事業者は、ベースロード市場への供出価格が自己又はグループ内の小売部門に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、ベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格を供出上限価格として投入することが適当であり、この価格を超えてベースロード市場に投入する場合や、小売部門のベースロード電源に係る調達価格が供出価格を不当に下回る場合には、ベースロード市場の目的が達成されないおそれがある。

こうした観点から、電力・ガス取引監視等委員会(以下「委員会」という。)においては、ベースロード市場の受渡し年度の前年度及び翌年度において、以下の内容を監視することが期待される(注)。なお、監視のために供出事業者等から入手する算定根拠等は、当該供出事業者等の競争情報に当たることから、原則として非公開とすることが適切と考えられる。

監視の具体的内容や手法の詳細については、委員会が必要に応じて検討を行う。

(a)ベースロード市場の受渡し年度の前年度

オークション終了後(対象事業者の参加が任意の開催回を除く。)に、供出量について、対象事業者を対象として、必要に応じて適切な量を供出していることを確認する。また、供出価格については、対象事業者を対象として、当該事業者に供出上限価格とその算定根拠の提示を求める。

適切な量が市場に供出されていない場合又は供出上限価格が適切に算定されていない場合は、該当事業者に対して詳細なヒアリングその他の必要な対応を行う。

(b)ベースロード市場の受渡し年度

対象事業者から、ベースロード市場への供出価格とベースロード電源に係る社内もしくはグループ内取引価格との整合性の確認に必要な根拠の提出を求め、ベースロード電源に係る社内もしくはグループ内取引価格が、ベースロード市場へ供出した価格を下回っていないかについて確認を行う。

ベースロード電源に係る、社内もしくはグループ内取引価格が、ベースロード市場へ供出した価格を不当に下回るおそれがある場合、該当事業者に対して詳細なヒアリングその他必要な対応を行う。

(注)ベースロード電源に係る社内もしくはグループ内取引価格が、ベースロード市場へ供出した価格を下回っていた場合、通常、ヒアリング等の対応を行うこととなると考えられる。

(c)ベースロード市場の受渡し年度および受渡し年度の翌年度

小売市場重点モニタリングを通じて、社内もしくはグループ内取引の購入コストを適切に認識した上で小売価格が設定されているかについて確認を行う。小売平均価格(託送除き)が社内取引を含む電力調達費用と非化石証書の外部調達費用を下回っている場合には、該当事業者に対して詳細なヒアリングその他の必要な対応を行う。

(d)ベースロード市場の受渡し年度の翌年度

必要に応じて対象事業者から実績発電コスト・実績発電量と想定発電コスト・想定発電量との比較に必要な根拠の提出を求め、実績と想定との乖離に係る合理性を確認する。 実績と想定との乖離に合理性が乏しいと判断される場合には、該当事業者に対して詳細なヒアリングその他の必要な対応を行う。

(6)ベースロード市場におけるエリア間値差の清算

前日スポット市場の値差が拡大し、約定価格での受渡しが難しい状況が生じていることを踏まえ、閾値以上の値差について清算を行うこととする。閾値については、全エリア共通とし、取引状況を踏まえつつ必要に応じて毎年度毎に見直すことが適当である。

閾値は、売手事業者は供出価格に、買手事業者は約定価格に適用する。売手事業者においては供出価格に年間約定量を乗じた額と年間の取引総額に閾値以上の差が生じた場合、買手事業者においては約定価格に年間約定量を乗じた額と年間の取引総額に閾値以上の差が生じた場合、閾値以上の差について、年単位で清算する。

今後の市場運用に当たり、委員会による監視の結果、事業者からの説明に客観的かつ合理的な説明が確認されない場合には、事業者に対する注意喚起を行うほか、適切な量を市場に供出していない、供出上限価格を適切に算定していない、適正な価格による供出をしていない等の不適切な行動が見られる場合等には、必要な手続を踏まえた上で、事業者名及び当該行為の内容を公表する等の対応を行う。

なお、今後において、監視結果や市場の状況等を踏まえながら、必要に応じて制度の見直しを行う。

また、卸市場が機能し、競争が十分に活性化された段階では、ベースロード市場を終了することが望ましいと考えられる。どのような段階で終了するかについては、今後の競争の進展状況等を踏まえて検討することが必要となる。