

ベースロード市場について

2018年4月26日

資源エネルギー庁

ベースロード市場の論点（1）

論点	現時点の検討の方向性	さらに検討を深めるべき事項
①取扱商品	<ul style="list-style-type: none"> ● BL市場は電力量（kWh）を取引。 ● 当初は燃調等のオプションを具備しない受渡期間1年の商品を先行。 ● 商品の受渡しについては、官公庁等の入札や供給計画の策定の時期に合わせて4月から受渡し開始。 ● BL市場に供出することができる電源種は基本的に限定せず。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 調達量のキャンセル・下方修正との整合。
②競売方法	<ul style="list-style-type: none"> ● シングルプライスオークションで競売を実施。 ● 現行の先渡市場と同様、スポット市場を介して商品を受渡し。 	
③市場範囲	<ul style="list-style-type: none"> ● 市場分断状況を踏まえ、複数エリアを設定。 ● 北海道ー東北、東京ー中部間にて市場範囲を分割。①北海道エリア②東北・東京エリア③西エリアの3つの市場を設定。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 設定したエリア内で分断が頻発する等の場合には、必要に応じて見直し。
④精算の仕組み	<ul style="list-style-type: none"> ● 現行の先渡市場と同様、スポット市場を介して受渡し。 ● 受渡しに当たってはシステムプライスを参照価格とし、システムプライスとエリアプライスが異なった場合は当該値差を精算。 ● BL市場は全国を3つのエリアに分けて市場を開設するため、各々のBL市場の基準エリアプライスを設定。その基準エリアプライスと買い手のエリアのエリアプライスの値差が生じる場合に精算。 ● 基準エリアプライスは、総需要量の多いエリアのエリアプライスを採用。 	
⑤市場開設期間	<ul style="list-style-type: none"> ● 複数回開催。 ● 7月上旬、9月上旬、11月上旬に開催。入札可能量は既約定分を除く。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 開設時期と入札可能量。
⑥買い手の取引要件（基本的な考え方）	<ul style="list-style-type: none"> ● 各事業者のベース需要を基とした事前要件（各社の購入枠を設定するなどして、実需を上回る購入を行うことができないような措置を講じる）と事後要件（転売制限の設定などを行い、実需を上回る購入があった場合に事後的に何らかの措置を講じる）を設定。 	
⑦買い手の取引要件（ベース需要）	<ul style="list-style-type: none"> ● 日別のベース需要のうち、年間18日程度（=365日×5%、2.5週）の下位の需要を除いたものを、BL市場で購入できる各事業者のベース需要と考えることを基本。 	

ベースロード市場の論点（2）

論点	現時点の検討の方向性	さらに検討を深めるべき事項
⑧買い手の取引要件 （事前要件と事後要件の比較）	<ul style="list-style-type: none"> ● 事前要件かつ実績値基準を基本。 ● 小売事業者の登録後間もない一年間の実績を有しない事業者には計画値基準を認めるが、事後要件も導入。購入可能範囲は、買い手の取引要件におけるベース需要の考え方を踏まえつつ、小売事業者登録における最大需要電力の見込みの範囲内。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 計画値基準の適用範囲。事業者ヒアリング等を踏まえてさらに検討。 ● 一年間の実績を有しない事業者の計画値基準の運用等。 ● 計画値基準の購入可能範囲について、今後も適切な水準を検討。
⑨買い手の取引要件 （購入可能量の算定）	<ul style="list-style-type: none"> ● 市場管理者であるJEPXで購入可能量を算定。 ● 算定に必要な実績値については、各BGの代表者からJEPXに対し、毎年度、初回オークションの開催前に提出。なお、各BGの代表者は提出〆切り時までにはBG内に参加している企業の実績値を提出。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 実績値の正確性の担保。（市場参加者が提出する資料は一般送配電事業者からの証憑等を添付するなど。）
⑩買い手の取引要件 （調達量の取り消し・下方修正）	<ul style="list-style-type: none"> ● 調達量の取り消し・下方修正は認めないことを基本。 ● 例外的に計画値基準を認められる新たに小売事業者に登録したばかりの事業者については前年度内の一定の時期（2月中）までであれば、調達量の取り消し・下方修正が可能。なお、BG単位ではなく、新たに小売事業者に登録した事業者に限って認めることに留意。 	
⑪旧一般電気事業者等の位置づけ	<ul style="list-style-type: none"> ● 旧一般電気事業者等は自エリアが含まれる市場範囲での買い入札を禁止。 ● 旧一般電気事業者等の子会社や関連会社等についても、旧一般電気事業者等から3分の1以上の出資を受ける事業者は旧一般電気事業者等と同じく、自エリアが含まれる市場範囲での買い入札を禁止。 	
⑫制度的措置について （基本的な考え方）	<ul style="list-style-type: none"> ● 全体の市場供出量は長期エネルギー需給見通しのベースロード電源比率に基づき、新電力等の総需要ベース（kWhベース）で決定。 ● ベースロード電源の発電平均コストから、容量市場での収入を控除等し、供出上限価格を設定。 ● 保有するベースロード電源の①受渡期間における運転計画や、②石炭等の燃料費調達費用、③設備維持費等を踏まえ、同電源を維持・運転する費用（円）を年間発電量(kWh)で割り戻して算定。ただし、資源価格の変動等を加味した価格を反映。 	
⑬制度的措置の考え方 （全体供出量の考え方）	<ul style="list-style-type: none"> ● 全体市場供出量は以下の算定式で算出。 ● 全体市場供出量(kWh) = 総需要(kWh) × 全国エリア離脱率(%) × ベースロード比率(%) (=56%) × 調整係数(d) ● d値については、当初は1として、0.67程度に段階的に引き下げ。 ● 新電力シェアが一定程度に達した段階(30%)で、以後の追加的な供出は自主的取組に移行。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整係数dの段階的な引下げの算定式等については別途検討。 ● 制度的措置の終了段階について。今後の競争の進展状況等を踏まえて検討。

ベースロード市場の論点（3）

論点	現時点の検討の方向性	さらに検討を深めるべき事項
⑭制度的措置の考え方 （エリア別・事業者別の供出量の考え方）	<ul style="list-style-type: none"> ● 供出が求められる事業者は①全国規模で一定の発電規模(500万kW以上の最大出力を有する事業者)、②①の要件に該当する事業者から3分の1以上の出資を受ける事業者。 ● グループ単位での供出は可能。グループ内での配分方法については、任意で決定可能。 ● エリア別の供出量の算定について、売り手の供給能力（エリア別供給力比率、BL電源比率）と買い手ニーズ等の指標（新電力需要量）を1：1で算定し、売り手の供給能力である小売供計BL電源比率を1：1で算定することとして、「小売供計比率：BL電源比率：新電力需要比率」をそれぞれ「1：1：2」で按分して供出量比率を算定。 ● エリア内の旧一般電気事業者と電源開発（以下、「電発」）の供出量の算定に当たっては、エリア別供給力を基準に按分。 ● それぞれの数値については、実需給を反映して見直す。エリア内の新電力シェアに偏りが生じた場合においては、必要に応じて見直しや調整。 	
⑮制度的措置の考え方 （電発の契約見直しの考え方）	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。 ● 電発切出し量 (kW) = 電発供出義務量 (kWh) ÷ (8760h×85%) ● 電発はBL市場で未約定となった分については、その全量をスポット市場等に供出。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 北海道エリア等の水力については個別に検討。
⑯制度的措置の考え方 （常時バックアップの扱い）	<ul style="list-style-type: none"> ● BL市場と政策目的が一部重複する常時バックアップは、その取引量等をBL市場における供出量等から控除することが基本。 	
⑰制度的措置の考え方 （相対契約の位置付け）	<ul style="list-style-type: none"> ● BL市場と同等の価値を有する相対契約については、その取引量を旧一般電気事業者等のBL市場への供出量及び新電力等の購入枠から控除。 ● 買い手については、新電力のベースロード電源のアクセスを確保する観点から新電力のみに限定。 ● 旧一般電気事業者等の供出量からの控除可能量は一定量に限定。 ● 事後的な監視を行い、要件を満たさないものやBL市場の趣旨に反するものについては、次年度からの控除を停止。 ● 控除の対象となる相対契約の要件の例として <ol style="list-style-type: none"> ①一定の負荷率(95%) (一定の負荷率に満たない場合は、未達量(kWh)を相当量から減算する。) ②6ヶ月以上の期間 ③新電力間の公平性に配慮した形で取引が行われていること。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 控除の対象となる相対契約の要件。 ● 控除可能量の数値。 ● 新電力の定義。

ベースロード市場の論点（４）

論点	現時点の検討の方向性	さらに検討を深めるべき事項
⑱ 制度的措置の考え方 （電発電源の切り出し）	<ul style="list-style-type: none"> ● BL市場に対して制度的に電源供出を求められる旧一般電気事業者が同市場創設前に電発電源の切り出し等を行った場合、BL市場創設後の市場供出量を事前に切り出した総量分を旧一般電気事業者の供出義務量から控除。 ● 「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」開催以前に、電発電源の供出量義務量を超えて早期切出しを行っていた場合については、引き続き市場等に供出され、卸市場の活性化に寄与することを踏まえ、旧一般電気事業者の供出義務量から供出量義務量を超えて切出した総量分を控除。 	
⑲ 供出量等の確定時期	<ul style="list-style-type: none"> ● 入札年度をX年度とすると、全国エリア離脱率・エリア離脱率・ベースロード電源比率・新電力需要実績についてはX-1年度の実績を基に算定。小売供計比率についてはX年度計画を基に算定。 ● ただし、実績と受渡しに2年の間が空いているところ、実績が実需に対応しないと考えられる場合には、調整を行う。 ● 数値については毎年の見直し。 ● BL市場への供出に必要な既存契約見直しについては、既存契約見直し指針に基づき、供出量の確定時期のスケジュールに合わせて初回入札前に見直されることが前提。 	
⑳ 監視のあり方	<ul style="list-style-type: none"> ● BL市場の監視の主体は電力・ガス監視等委員会。 ● BL市場への供出に係る基本的考え方(供出量・上限価格等)は適取GLに記載。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 監視の具体的なあり方。 ● 適取GLへの具体的な記載内容。
㉑ 常時バックアップ等の扱い	<ul style="list-style-type: none"> ● 常時バックアップ、部分供給については本来の制度趣旨に照らし、事業者が足下どのような運用を行っているか、更に分析を進めつつ、検討。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 基本政策小委員会等にて本来の制度趣旨に照らし、事業者が足下どのような運用を行っているか、更に分析を進めつつ、制度を見直し。

今後の検討の進め方

- 買い手の取引要件や、監視のあり方等の必要な運用ルールおよび適取GLへの記載については、事業者ヒアリング等を踏まえつつ、引き続き本作業部会において、丁寧に検討を進めることとする。（並行して、電力・ガス取引監視等委員会においても検討。）
- また、2019年度の市場開設に向け、JEPXにおける必要な事務の洗い出し等の作業をJEPXや関係事業者において並行的に進め、その作業の中で浮かび上がった重要な論点については、本作業部会において検討することとする。

(参考) 意見募集結果の概要①

①ベースロード市場（合計意見数：129件）

<基本的な考え方>

- ・新電力が任意の判断によりベースロード電源市場へ供出することを認めて頂きたい。
- ・BL市場に供出する電源種は、価格優位性の高いものから順に一定のルールを設けるべきである。
- ・BL市場に供出できる電源がベースロード電源に限らないことから、市場の名称もBL電源とは別の名称にするべきである。

<取引について>

- ・「シングルプライスオークションで実施される」とされているが、複数の入札カーブの設定が可能な設計とするべきである。
- ・板寄せザラ場とし、板の状況が見える環境の中で納得する価格での取引ができるようにして頂きたい。（東証株式と同じ方法。）
- ・価格決定方式は、透明性が高いシングルプライスオークションが適当である。
- ・不可抗力による稼働停止など事業者帰責によらない事由により発電電力量が計画に比し低下した場合、約定した価格の前提が異なるばかりでなく、現物（電気）の受渡に支障が生じかねず、なんらかの取り決めを事前に定めておくべきである。
- ・ベースロード電源市場における実際の約定量が十分な水準に至らなかった場合の対応策（ペナルティ含む）について事前に議論の上、情報を開示して頂きたい。
- ・供出事業者は、3回目の約定結果に応じて、自社の電源が足りなければ代替供給力を調達するために、燃料調達を行う必要が生じるため、3回目の入札はもう少し早く(1か月程度)して頂きたい。
- ・年度の最終回の入札については遅くとも11月までに開催し、最終回の入札量についても、例えば、供出義務量の50%など一定量に絞るべきである。

<市場範囲>

- ・九州エリアを西エリアから分離して頂きたい。

<取引開設時期>

- ・オークションは、年次を基本としつつ月次で行うべきである。
- ・年間3回であれば、いずれの入札時期においても同程度の価格で、一定量の電力が確保されるような仕組みを検討して頂きたい。
- ・年度直前の2月末を最終開設時期とするべきである。
- ・3回目の入札は、遅くとも11月までの開催とし、供出義務量についても、1、2回目の約定結果に因らず一定（例えば供出義務量の50%程度）の上限を設けるべきである。

(参考) 意見募集結果の概要②

<供出量>

- ・供出量や価格については、原子力の再稼働状況に十分配慮（2030年目標のBL比率のみを勘案するだけでなく）すると共に、特に廃炉等も含むコスト算定の根拠を明確にすることが重要である。
- ・新電力のシェアに応じて供出量の変動することは、発電事業者へのファイナンスサイドとしてキャッシュフローの予見性低下につながることもあり得るため、一定の見通しを示すべきである。
- ・小売競争や新電力の電源開発の進展を考慮するための調整係数dを設定し、当初は1として0.67程度に段階的に引き下げることが示されているが、新電力シェアに応じて段階的に引き下げるとした変動イメージの通り設定するべきである。
- ・安定供給確保のため、旧一般電気事業者および新電力の双方にとって、新規電源建設や維持・更新のインセンティブがなくならないよう、市場供出量が過大な水準とならないようにすべきである。
- ・制度的措置として求める供出量は、新電力シェアが30%に達した段階とすることが適当である。
- ・全体供出量の算定式に調整係数は設定するべきではない。
- ・拠出する事業者は、2010年以前に運転開始したベースロード電源を所有する事業者に限定して頂きたい。
- ・旧一般電気事業者においては自エリア内での安価な電源の構成比が低下し電気料金は値上がりする懸念があることから、供出量設定に際しては、エリア内の市場動向等踏まえ慎重な検討が必要である。

<買い手の取引要件>

- ・計画値による算定を行う場合、事後のペナルティを緩和すべきである。
- ・既存事業者に計画値による購入可能量上限の算定を(一部)許可するべきである。
- ・取引要件について、BL市場から調達した電気が余剰になった場合のJEPX等での「転売」は認められているということを明確化して頂きたい。
- ・ベースロード電源市場の利益が需要家に確実に還元されるよう、転売目的の購入は禁止することが重要である。
- ・前年の実績基準でベース需要を算定し、購入年の事後要件は課すべきではない。また転売の禁止についても、balancingグループを1～2しか持たない新電力にとって、総量でベース需要が入札額を上回っていれば形式上転売の中にベースロード電源が入っていても、認めるべきである。
- ・事後要件となっても、ペナルティは翌年の入札可能量から差し引く等、軽微なものとするべきである。
- ・需要地に設置された太陽光発電設備の需要量に及ぼす影響を控除して算定できる仕組みが必要である。
- ・エリア間値差等を利用した裁定取引目的の調達は厳に取り締まるべきである。

(参考) 意見募集結果の概要③

<旧一般電気事業者の買い手としての位置付け>

- ・旧一般電気事業者から3分の1以上の出資を受ける事業者も対象となることに関して、複数の旧一般電気事業者から合わせて3分の1以上の出資を受けている会社の取り扱いについてもあらかじめ対象・対象外を明確にするべきである。
- ・旧一般電気事業者およびその関連会社等がそれぞれ公平な競争環境となるよう、自エリアのみ買い入札禁止とする案も引き続き検討すべきである。

<常時バックアップ・部分供給の扱い>

- ・常時バックアップ分は供出義務量から控除すべきでない。
- ・常時バックアップについて、ベースロード電源市場と二重に供出を求められることの無いよう、新規契約分については前年度の契約量相当を、既存契約分については前年度の実供給量相当を、ベースロード電源市場の供出量および買い手の購入可能量からそれぞれ控除すべきである。
- ・常時バックアップおよび部分供給については、本来の制度趣旨に照らし足元どのような運用となっているかを十分に分析し、例えばスポット市場の約定結果判明後に常時バックアップの調達量の変更が可能など、競争環境を歪めているような運用については早急に見直しを行うべき。

<相対契約の扱い>

- ・相対契約の位置づけについて、購入枠から控除するのは反対。控除するとしても旧一般電気事業者との相対契約分に限定するべきである。
- ・現在の相対契約の扱いについて明確にするべきである。
- ・旧一般電気事業者・新電力双方ともに、要件次第では今後の需給運用に支障をきたすことが想定されるため、その設定に際しては、各関係者からその実態を十分ヒアリングしつつ、検討して頂きたい。
- ・一定の負荷率(95%以上)は運転中の負荷率で定修等は除くものとして頂きたい。
- ・入札等によらず個別交渉で新電力と契約する負荷率95%以上かつ1年以上の相対契約であれば控除するべきである。

(参考) 意見募集結果の概要④

<監視の在り方>

- ・監視に当たっては、「ベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格」という視点に加え、「旧一般電気事業者の小売部門の高負荷需要への販売価格」という視点からも、「同じ水準」になっているかを検証するべきである。
- ・「B L 市場への供出価格」と「旧一電小売による小売価格（対高負荷需要家）」が同等であるか否かを監視して頂きたい。
- ・グループ内の小売電気事業者への卸供給料金と同等価格以下での供出を義務づけるべきである。
- ・ベースロード（BL）電源相応の価格水準による提供が不可欠である。
- ・監視に当たっては、現状の常時BUは全電源平均価格なので、それよりも低い水準となる事を監視すべきである。
- ・供出価格については、スポット市場との比較で不利とならない価格設定が必要である。
- ・供出価格は、①みなし小売り事業者への販売価格②域内ベースロード需要家への販売価格③域内入札案件を受注できる価格と同条件とするべきである。
- ・「発電平均コストについては、同電源を維持・運転する費用を年間発電量で割り戻して算定」とあるが、長期間停止中の発電施設、特に原発維持費用などは除外すべきである。（稼働しない原発のコストを新電力が負担するのは不当である。）
- ・燃料価格を不当に高く見込む事が無いよう、監視するべきである。石炭火力の電源割合と石炭CIF価格のみを考慮するべきである。
- ・稼働にかかわらず電源の維持に必要な固定費を含むベースロード電源の全体の平均的なコストと燃料価格変動リスクなどの適切なリスクの反映が可能な供出上限価格とするべきである。
- ・供出価格については事後的に監視を行うこととし、監視の具体的な手法については、各事業年度の決算データ等からベースロード電源の発電平均コストの実績値を確認し、入札価格との乖離が合理的な範囲であることを確認することが適当である。
- ・監視委員会を中心に継続的に監視し、合理的な理由がなく、みなし小売り事業者がベースロード市場価格を下回った販売を行う場合には、独禁法の適用を含め適切な処置をして頂きたい。
- ・供出価格については、特に新規開発電源の場合、発電事業者の資金調達上の制約（融資期間中は一定の利益を確保することを、金融機関との間で約する等）が生じる点についても、制度設計上考慮頂きたい。

<データの受け渡し等>

- ・購入可能量算定のための実績値の提出は送配電事業者から行い、小売事業者はその確認をすることと定めるべきである。
- ・クリアリング機能を有する機構の設立、またはJEPXにそうした機能を具備する設計をお願いしたい。
- ・供出量や購入枠の設定に関し、調整を実施するならば、適切な時期に十分な情報が開示されるような制度にして頂きたい。
- ・供出義務量や相対契約による控除可能量等が大幅に変更となる場合は、事業者への情報提供を速やかに頂きたい。

ベースロード電源市場における論点（1 / 2）

論点	中間論点整理（第2次）の検討の方向性	検討を深めるべき事項
①制度的措置の考え方（全体供出量の考え方）	<ul style="list-style-type: none"> ● 全体市場供出量は以下の算定式で算出。 ● 全体市場供出量(kWh) = 総需要(kWh) × 全国IPIA離脱率(%) × ベースロード比率(%) (=56%) × 調整係数(d) ● d値については、当初は1として、0.67程度に段階的に引き下げ。 ● 新電力シェアが一定程度に達した段階(30%)で、以後の追加的な供出は自主的取組に移行。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整係数dの段階的な引下げの算定式等については別途検討。 ● 制度的措置の終了段階について。今後の競争の進展状況等を踏まえて検討。
②制度的措置の考え方（相対契約の位置付け）	<ul style="list-style-type: none"> ● BL市場と同等の価値を有する相対契約については、その取引量を旧一般電気事業者等のBL市場への供出量及び新電力等の購入枠から控除。 ● 買い手については、新電力のベースロード電源のアクセスを確保する観点から新電力のみに限定。 ● 旧一般電気事業者等の供出量からの控除可能量は一定量に限定。 ● 事後的な監視を行い、要件を満たさないものやBL市場の趣旨に反するものについては、次年度からの控除を停止。 ● 控除の対象となる相対契約の要件の例として <ol style="list-style-type: none"> ①一定の負荷率(95%) (一定の負荷率に満たない場合は、未達量(kWh)を相当量から減算する。) ②6ヶ月以上の期間 ③新電力間の公平性に配慮した形で取引が行われていること。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 控除の対象となる相対契約の要件。 ● 控除可能量の数値。 ● 新電力の定義。
③買い手の取引要件（事前要件と事後要件の比較）	<ul style="list-style-type: none"> ● 事前要件かつ実績値基準を基本。 ● 小売事業者の登録後間もない一年間の実績を有しない事業者には計画値基準を認めるが、事後要件も導入。購入可能範囲は、買い手の取引要件におけるベース需要の考え方を踏まえつつ、小売事業者登録における最大需要電力の見込みの範囲内。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 計画値基準の適用範囲。事業者ヒアリング等を踏まえてさらに検討。 ● 一年間の実績を有しない事業者の計画値基準の運用等。 ● 計画値基準の購入可能範囲について、今後も適切な水準を検討。 ● 年度直前の2月末を最終開設時期とするべきとの意見についてどう考えるか。
④供出価格と監視の在り方	<ul style="list-style-type: none"> ● BL市場の監視の主体は電力・ガス監視等委員会。 ● BL市場への供出に係る基本的考え方(供出量・上限価格等)は適取GLに記載。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 監視の具体的なあり方。 ● 適取GLへの具体的な記載内容。
⑤新電力等の参入について	<ul style="list-style-type: none"> ● 新規 	<ul style="list-style-type: none"> ● 新電力が任意の判断によりベースロード電源市場へ供出することを認めるか否か。
⑥名称	<ul style="list-style-type: none"> ● 新規 	<ul style="list-style-type: none"> ● BL市場に供出できる電源がベースロード電源に限らないことから、市場の名称もBL電源とは別の名称にするべきとの意見についてどう考えるか。

ベースロード電源市場における論点（2 / 2）

論点	中間論点整理（第2次）の検討の方向性	検討を深めるべき事項
⑦制度的措置の考え方（常時バックアップの扱い）	● BL市場と政策目的が一部重複する常時バックアップは、その取引量等をBL市場における供出量等から控除することが基本。	● 取引量等の控除についての考え方。

赤枠内は本日御議論頂きたい論点

BL市場と諸市場等との関係について

- ベースロード電源市場(以下、「BL市場」という)は、旧一般電気事業者等の供出義務者に対して、供出上限価格以下で一定量の市場供出を求める一方、新電力等に対しては、設定した購入枠の範囲内で商品の購入可能とする方向で検討を行ってきているところ。
- また、商品設計に関し、事業者の創意工夫を促し、卸電力市場全体の価格指標性を高める観点から、BL市場では、燃料調整制度は導入せず、年間の先渡商品を基本として設計することとしている。
- BL市場は、関係事業者にとって、新たな電気の取引機会を生み出すものであるが、他市場や関連する諸制度との関係にも留意しつつ検討を進めることが重要と考えられる。

BL市場の概要(現時点での整理)

目的	<ul style="list-style-type: none"> 旧一般電気事業者等に対して電気を市場に供出することに伴い、新電力等のベースロード電源に対するアクセス環境の公平性を確保し、更なる競争活性化を図ること。 	
市場の設計	買い手	<ul style="list-style-type: none"> 新電力等がベース需要の範囲内で購入可能
	売り手	<ul style="list-style-type: none"> 供出量：各事業者に設定された供出量を供出（相対契約等による控除量を除外）。 供出価格：ベースロード電源の平均コスト等から供出上限価格を設定。
	約定方法	<ul style="list-style-type: none"> 受け渡し前年度に複数回オークションを開催。 シングルプライスオークションにてオークションを行い、現行の先渡市場と同様、スポット市場を介して商品を受け渡し。
	商品	<ul style="list-style-type: none"> 当初は年間商品を基本とする。 燃料調整制度は導入しない。
	市場範囲	<ul style="list-style-type: none"> 3エリアに分けてオークションを開催。 北海道エリア、東日本エリア(東北・東京)、西日本エリア(中部・北陸・関西・中国・四国・九州)
市場の監視	<ul style="list-style-type: none"> 詳細について、後述詳細。 	
預託金、手数料、取引単位 与信条件等	<ul style="list-style-type: none"> 先渡市場と共通する詳細な論点については、監視等委員会における先渡市場の活性化の議論を踏まえて、検討を進める 	

BL市場と諸市場等との関係について（先渡市場について①）

- 現行の先渡市場では、年間商品から週間商品まで取引が行われている。
- 他方で、JEPXの各市場ごとの約定割合(2017年10月時点)を見ると、スポット市場97.16%、一時間前市場が約2.82%、先渡市場が約0.03%（総電力需要に占める先渡市場の取引割合は約0.002%）。現時点において、先渡市場の利用者は限られており、約定量は約4,800万kWh（約定件数約120件（平成29年度））（※1）。

※ JEPX提供データによる。

- BL市場は先渡市場の一種（※2）と考えられるが、年間約560億kWh（※3）の売入札量が見込まれる。

※2 旧一般電気事業者等の供出義務者に対して、供出上限価格以下で一定量の市場供出を求める一方、新電力等に対しては、設定した購入枠の範囲内で商品の購入可能とする点等（詳細は後述）で、既存の先渡市場の商品とは異なる。

※3 約8300億kWh（総需要）×12%（全国エリア離脱率）×56%（ベースロード比率）と試算。

BL市場と諸市場等との関係について（先渡市場について②）

- 電力・ガス取引監視等委員会においては、活性化に向けた議論が行われており、この中で、現在の先渡市場の課題が検討されている。
- BL市場においては、旧一般電気事業者の供出量・供出上限価格が決まっていること、シングルブライソオークションで価格が決定されること、市場分断発生頻度等を加味して市場範囲を設計するなど点で、既存の先渡市場の商品とは相違点が見られる。
- 他方で、電力・ガス取引監視等委員会の議論では、現行の先渡市場に関して、事業者の価格固定ニーズが生じにくい（買い手側については、常時バックアップが存在）等が指摘されており、BL市場においても留意が必要な事項と考えられる。

2017年10月 第26回制度設計専門会合
事務局提出資料

先渡市場の役割と意義

- 先渡市場では、商品ごとに実需給の3年前（年間商品）から3日前（週間商品）まで取引が可能であるため、小売電気事業者が中長期的に必要な供給力を確保するというニーズに対応することが可能（相対取引と同様）。
- また、一般に、先渡市場には、価格固定機能が存在する。スポット市場を始めとする取引所取引の流動性の向上に伴い、小売電気事業者や発電事業者による活用が増加している中、事業者が自らのリスクを適切に管理する観点から、先渡市場の活用ニーズが増加することが想定される。
- さらに、発電設備の大宗を所有する旧一般電気事業者にとって、新電力の需要増大に必要な燃料を短期間で追加的に調達することは困難である。このため、約定後、実需給までに一定の準備期間が存在する先渡市場は、バランス停止電源や燃料制約の解消へ向けた一つの解決策となる可能性がある。先渡市場の活性化は、国内の発電設備を最大限活用する観点からも重要な課題と考えられるのではないかと。
- このような先渡市場の持つ役割と意義にかんがみ、第23回制度設計専門会合における議論を踏まえつつ、先渡市場の活性化に向けた論点についてご議論をお願いしたい。

先渡市場に期待される役割・機能

内容

① 中長期的な電源確保

- 先渡市場では、商品ごとに実需給の3年前から3日前まで取引が可能となっており、自社需要にあわせて中長期的な電源確保が可能となる。

② 取引所の価格固定

- スポット市場を初めとする取引所取引割合が増加する中、先渡市場を活用することで取引所価格を一定期間前に固定することが可能となる。

③ 発電設備の最大活用

- 約定結果の判明後、実需給までに一定の準備期間が存在するため、約定結果に合わせて、発電設備の最大活用が期待できる。

2

2017年10月 第26回制度設計専門会合
事務局提出資料から作成

先渡市場の今後の検討課題

- 現行の先渡市場については、例えば、次のような課題が考えられる。今後、ヒアリング等を通じて、電気事業者のニーズを詳細に確認しつつ、先渡市場の活性化に向けて必要な改善策を検討していくこととしたい。

主な課題		課題内容
売買ニーズの不一致	価格	<ul style="list-style-type: none"> ● 様々なリスクが盛り込まれるため、売り入札価格が高く、買い入札価格は安くなる傾向にあり、売買入札価格にミスマッチが生じている。今後はミスマッチの解消が課題。 ● 将来の需給状況が不明確なこと、また価格ヘッジ手段として機能していないこともあり、市場参加者が少ない状況。今後、市場参加者をどのように増加させるかが課題。
	取引量	
事業者の価格固定ニーズが乏しい	旧一電	<ul style="list-style-type: none"> ● 旧一般電気事業者には先渡市場における価格固定ニーズが乏しく、値差リスク等により、先渡市場を活用することが逆にリスク要因となっている。 ● <u>常時バックアップの存在により、新電力の価格固定ニーズが生じにくい状況にある。</u>
	新電力	
価格固定手段として機能していない		<ul style="list-style-type: none"> ● 現行の先渡市場ではシステムブライソがヘッジ価格となっているため、市場分断が発生した場合、価格固定ができない。 ● また、市場分断の結果、エリアブライソが安価になる傾向が強い西側エリアでは、先渡市場で売り入札を行った結果、市場間値差により損が出る可能性もあり、先渡市場への売り入札を敬遠する傾向にある（同様に、エリアブライソが高価になる傾向が高い東側エリアでは買い入札を敬遠する傾向）。
ザラバ取引のため、売買入札のマッチングが難しい		<ul style="list-style-type: none"> ● 先渡市場の場合、取引期間が長期間確保されているところ、現行の先渡市場では、ザラバ取引のみで取引が行われているため、売り入札と買い入札がマッチングしにくく、流動性が低くなっている原因の一要因と考えられる。今後、年1～数回のオークションも組み合わせることも考えられる。
受渡しの不確実性		<ul style="list-style-type: none"> ● 現行の先渡市場では、スポット市場の入札量次第では、先渡市場で約定したにもかかわらず、電力の受渡しが行えないケースも存在しており、小売電気事業者が供給力を確実に確保するという観点から一定の課題がある。

16

BL市場と諸市場等との関係について（常時BUについて①）

- 常時BUは、経過措置料金における全電源の平均コストを基に、自社小売への卸供給の料金と比べて不当に高くないよう設定されており、基本料金と従量料金の二部料金制となっている。さらに、燃料調整制度により燃料価格に連動する。
- 負荷率が高いほど、基本料金込みの常時バックアップ単価は低下し、季節や時間帯によってスポット価格が変動すれば、スポット価格と常時BUの価格（負荷率勘案後）の価格の大小関係も変動する。
- 常時BUのあり方については、現在、基本政策小委において検討が行われている。

2018年1月 第7回基本政策小委員会
事務局提出資料

（参考）現行の常時バックアップ

- 常時バックアップの価格や上限量は、「適正な電力取引についての指針」において、以下のとおり整理されている。

供給者

- 各エリアの旧一般電気事業者（各エリアごとに常時補給電力契約を締結）

契約可能範囲（利用枠）

- 新規参入者が新たに需要拡大をする場合に、その量に応じて一定割合（特高・高圧：3割、低圧：1割）

料金体系

- 基本料金と従量料金の二部料金制、燃料調整制度により燃料価格に連動
※経過措置料金における全電源の平均コストを基に、自社小売への卸供給の料金と比べて不当に高くないよう設定

必要な手続

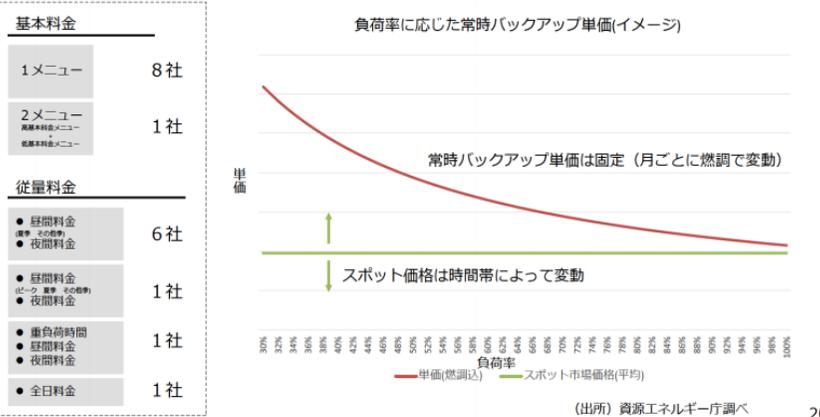
- 旧一般電気事業者との契約に基づく期限（広域機関への計画提出期限である前日12時に間に合う期限）までに、必要量を申請。
- 月ごとに契約変更可能（2か月ほど前に契約変更申し込み。）
※1年に満たないで契約を減少する場合、割増料金が請求される。

8

2018年3月 第8回基本政策小委員会
事務局提出資料

常時バックアップの料金体系

- 旧一般電気事業者9社のいずれも基本料金＋従量料金の二部料金制を採用しており、1社のみ、2013年の改定前後の料金メニュー双方を提供している。
- 負荷率が高いほど、基本料金込みの常時バックアップ単価は低下し、季節や時間帯によってスポット価格が変動すれば、両価格の大小関係も変動する。

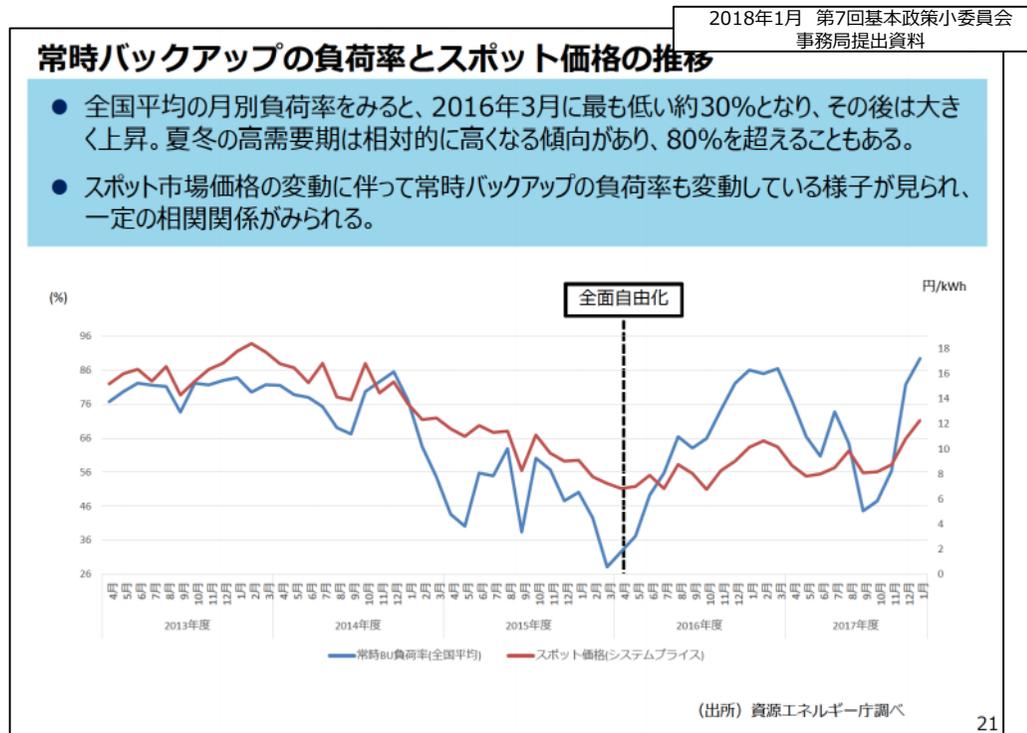


20

BL市場と諸市場等との関係について（常時BUについて②）

- スポット価格の水準が、常時BUの負荷率に影響している可能性がある。

※スポット価格の水準と常時BUの負荷率には一定の関係が見られるが、因果関係があるかどうかまでは、データからは必ずしも判別できないことに留意が必要。



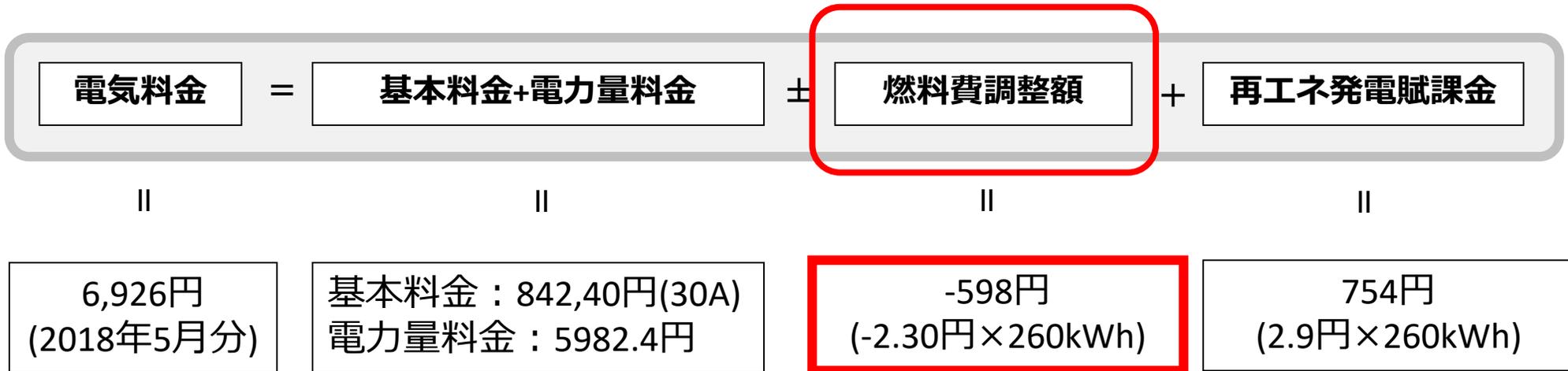
BL市場と諸市場等との関係について（燃料費調整制度について）

- 燃料費調整制度は、総原価の3-4割を占める事業者の効率化努力のおよばない燃料価格や為替レートの影響を外部化することにより、事業者の経営効率化の成果を明確にし、経済情勢の変化を出来る限り迅速に料金に反映させると同時に、事業者の経営環境の安定を図ることを目的とし、1996年1月に導入された。
- なお、2016年4月以降は、旧一般電気事業者の小売部門（みなし小売電気事業者）の特定小売供給約款における契約種別ごとの料金に適用することとなっている。（形式は異なるが常時BUにも採用されている）

※ただし、輸入燃料価格は、3～5ヶ月前の平均値を用いるため、燃料価格の変動が電気料金に反映されるまでにはタイムラグあり。

例：2018年5月分の燃料費調整額の算出には、2017年12月～2018年2月の貿易統計値を使用。

【電気料金の構成】東京電力管内の標準的な家庭における平成30年5月分を例に



※1カ月の使用電力量は260kWhと想定。

※ただし、合計額(6,926円)は、口座振替割引額(-54円)を勘案しているため、上記の数値の式は合致しない。

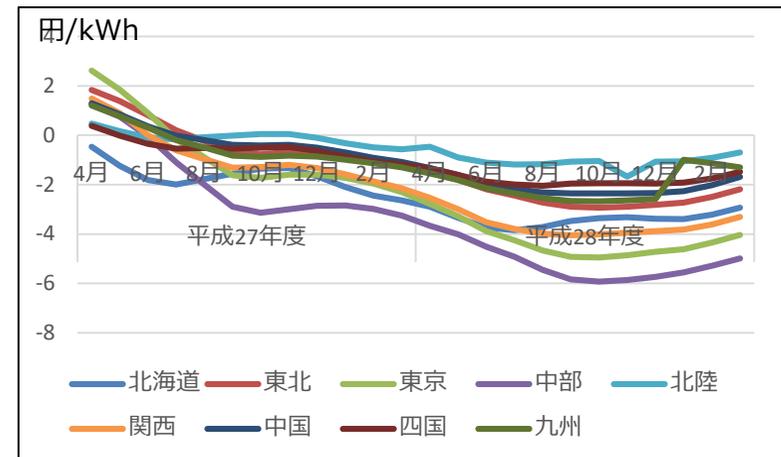
BL市場と諸市場等との関係について（燃料費調整制度について②）

- なお、燃料費調整額は、以下の方法で算出する。
 - 原油・LNG・石炭それぞれの3か月間(3~5カ月前)の貿易統計価格に基づき、毎月平均燃料価格を算定。
 - 算定された平均燃料価格（実績）と、基準燃料価格(前述の東京電力管内に適用される特定小売供給約款においては、平成24年1月~3月平均の貿易統計価格に基づき設定)との比較による差分に基づき、燃料費調整単価を算定。(平均燃料価格（実績）が、基準燃料価格を上回る場合はプラス調整を、下回る場合はマイナス調整を行う。)
- 燃料費調整額は、3か月の貿易統計価格に基づき算定した平均燃料価格を基に算定するため、下図のとおり、月単位でなだらかに変化する。また、3~5カ月前の平均燃料価格を基に算定されるため、燃料価格の変動の影響は3~5カ月後の燃料費調整額に影響することとなる。

電気料金への反映時期(イメージ)

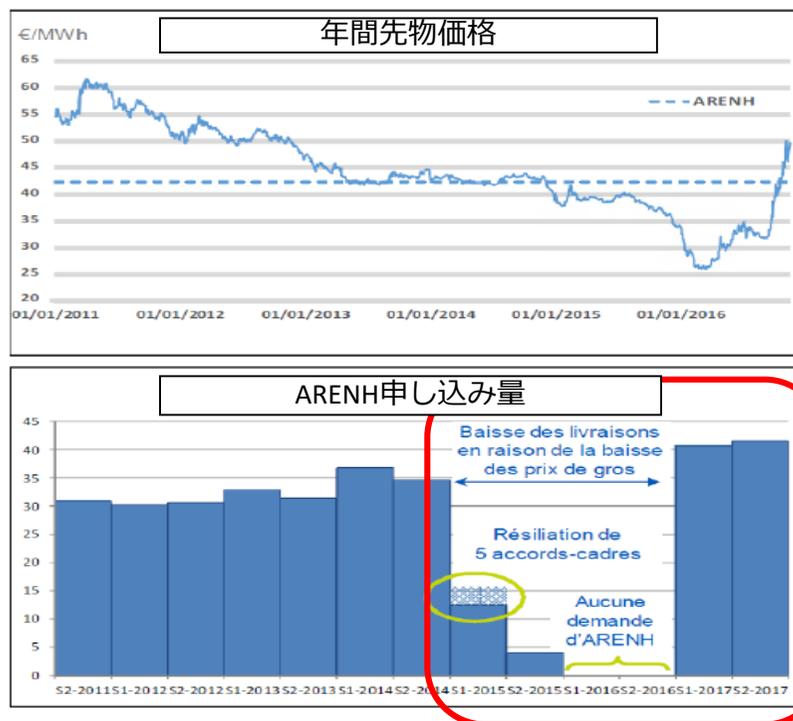


燃料費調整額の推移
(2016年4月~2017年3月)



BL市場と諸市場等との関係について（海外事例：ARENH制度①）

- フランスでは、小売競争の活性化策として、既存原子力発電所への規制アクセス制度 (ARENH)が導入されている。この制度の下、新規参入した小売電気事業者は、固定価格で国営企業(EDF)の原子力発電所で発電した電力の一部を調達可能。
- 2011年にARENHが導入された後、下図のとおり利用量が推移しているが、先物市場価格等との関係で、ARENHの利用量は大きく変動している。



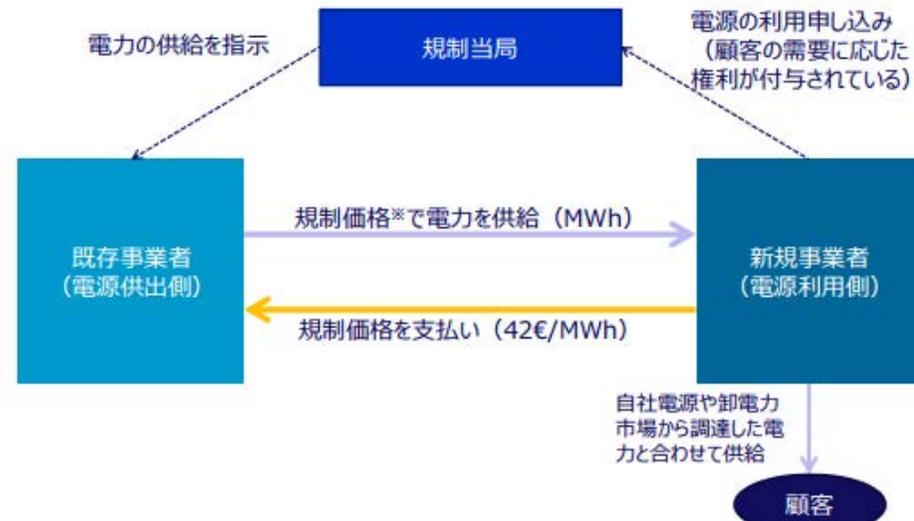
Source : Autorité de la concurrence, d'après données EDF (janvier 2017)

BL市場と諸市場等との関係について（海外事例：ARENH制度②）

【ARENHの枠組み】

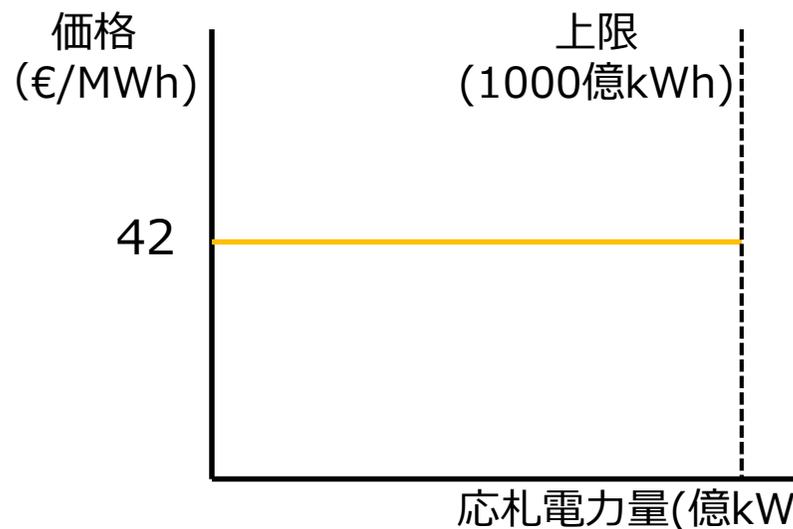
項目	特性
取扱商品	原子力由来の電気（定量）
時期	2011年～2025年
売り手	EDF（1社）
買い手	小売事業者、送配電事業者
取引方法	申請に基づき、当該量を供給
取引量（割合）	最大年間1000億kWh （原子力発電発電量の約25%）
取引価格	既存原子力発電所の費用を踏まえた固定価格(40～42€/MWh)*
商品特性	ベース商品
受渡期間	1年
受渡開始時期	毎年 1月1日 or 7月1日
取引頻度	年2回
備考	転売不可（ペナルティー有）

*2012年1月までは40€/MWh,それ以降は42€/MWh



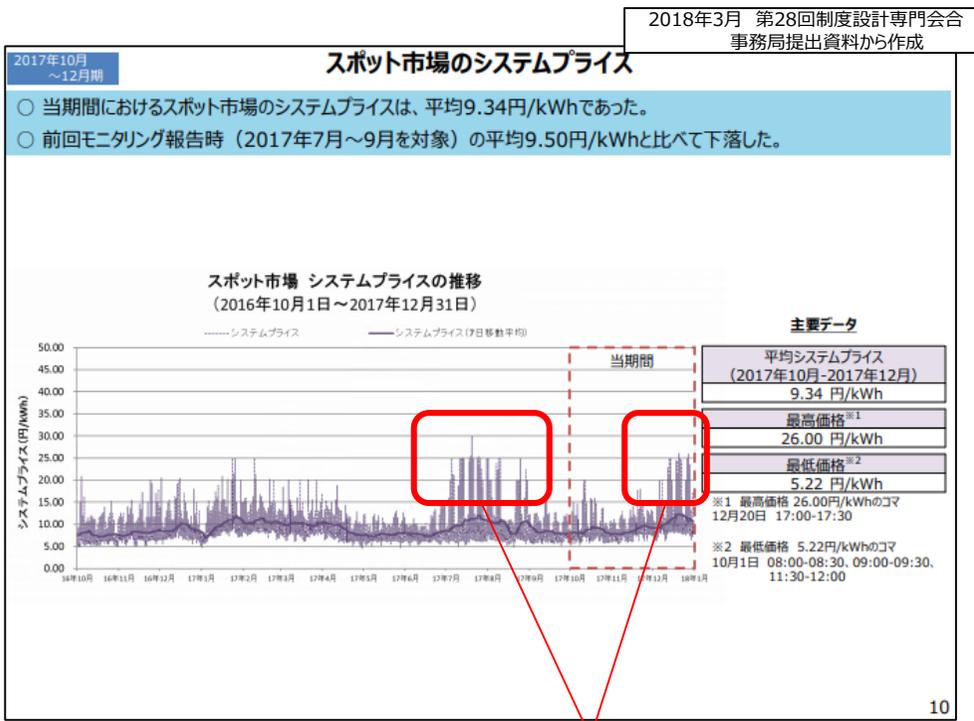
【ARENHにおける価格及び量の推移】

*現時点における値

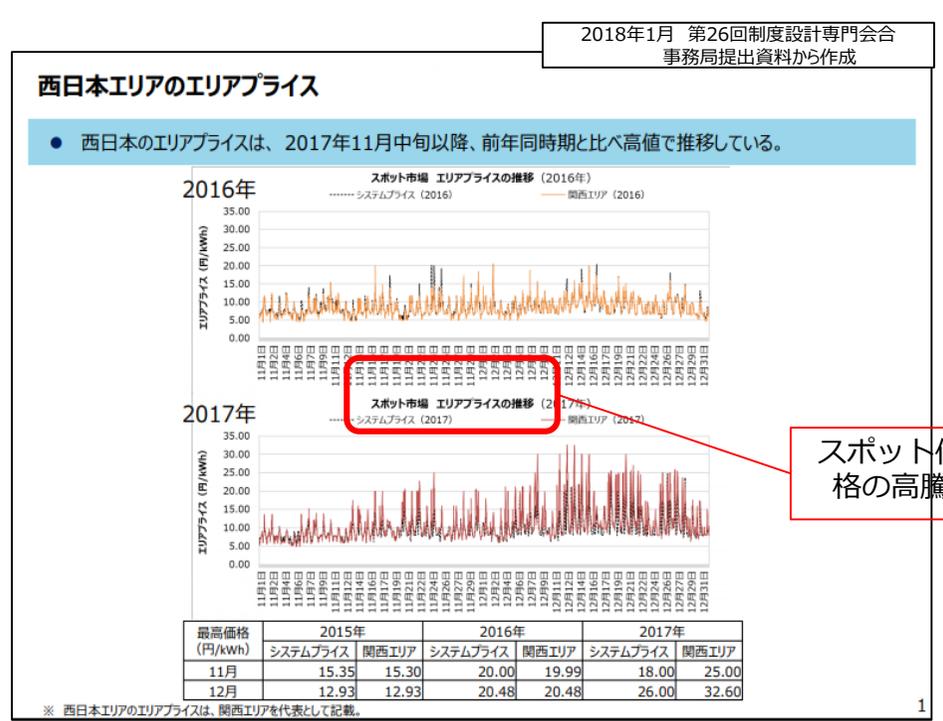


BL市場と諸市場等との関係について（スポット市場について）

- スポット市場価格は、30分コマ単位で価格が変動する。
- 2017年11月中旬以降の西日本エリアでのスポット市場価格の高騰のように、エリア需要の増減、気象状況、需要増加に伴う燃料制約、入札方法等に伴いスポット市場価格は短期間で変動する。



需給のひっ迫状況によって、
価格が高騰する場合がある。

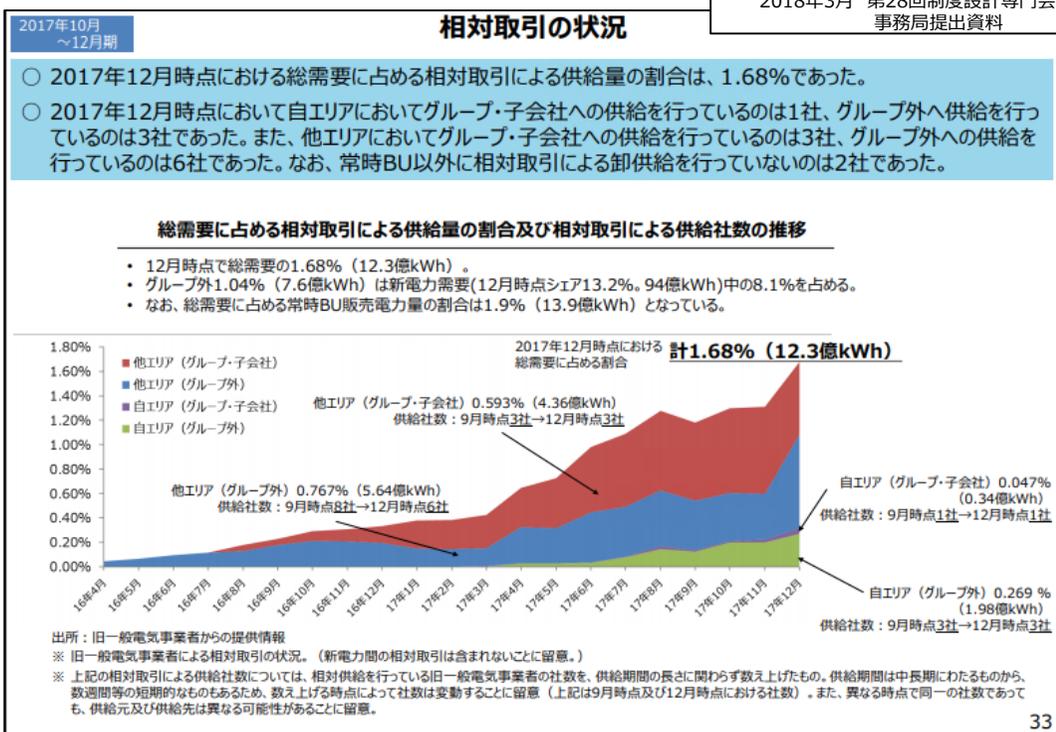


BL市場と諸市場等との関係について（相対取引について）

- (常時BUを除く)相対取引は、卸市場活性化の観点から、小売電気事業者による多様な電源調達の手段の一つとして活用が期待されるものであると考えられる。
- 他方、相対取引(※)の取引量の状況を見ると、2016年度後半から2017年度後半にかけて供給量は堅調に増加しつつあるものの、総需要に占める割合は、依然として1.68%(2017年12月時点)に留まっている。

※旧一般電気事業者による相対契約。新電力間の相対取引は含まれないことに留意。

2018年3月 第28回制度設計専門委員会
事務局提出資料



BL市場と諸市場等との関係について（まとめ）

- BL市場の商品は、燃料調整制度を導入しない先渡商品であるため、新電力の調達コストを早期に固定化する効果がある。
- 他方、BL市場の利用は、他市場との関係も頭におく必要があるのではないかな。

	制限無し	実需給の前年	実需給の 3年前～3日前まで	実需給の 前日10:00まで	実需給の前日 10:30or11:00まで	実需給の前日 17:00～GCまで
卸市場 分類	相対契約※1	BL市場	先渡市場	スポット 市場	常時BU	時間前 市場
役割 ・効果	<ul style="list-style-type: none"> 多様な電源確保 中長期的な供給力確保。 	<ul style="list-style-type: none"> BL電源に対する新電力と旧一般電気事業者のイコールフットイング 卸市場の活性化 中長期的な電源確保 価格の固定化 (発電設備の最大活用) 	<ul style="list-style-type: none"> 中長期的な供給力確保 価格の固定化 (発電設備の最大活用) 	<ul style="list-style-type: none"> 翌日の供給力確保 	<ul style="list-style-type: none"> 常時補給電力契約 (※「適正な電力取引についての指針」にてその契約行為における公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為等が記載) 	<ul style="list-style-type: none"> 需給調整
2017年 実績	約12.3億kWh (2017年12月時点) ※新電力間の相対取引は含まれないことに留意	(2019年開設)	約0.48億kWh	約442億kWh	約132億kWh	23.4億kWh
全販売量 に占める 割合	約1.68% (2017年12月時点)	(2019年開設)	約0.05%	約5%	約1%	約0.27%

※1旧一般電気事業者による相対契約。新電力間の相対取引は含まれないことに留意。

論点①：新電力の供出について

- ベースロード電源市場は、旧一般電気事業者等に対して電気を市場に供出することに伴い、新電力等のベースロード電源に対するアクセス環境の公平性を確保し、更なる競争活性化を図ることを目的として創設するもの。
- このため、旧一般電気事業者等に供出を求めていることとしているが、新電力が発電事業者としてBL市場で電気を売ることが市場の活性化の観点から認められるべき(※)ものと考えられる。

※その際の監視の在り方については、市場の目的を踏まえれば、旧一般電気事業者等と区別されるべきところ、詳細は別途議論することとしてはどうか。

- また、新電力が市場に供出する場合、ベースロード電源由来の電気に限らないことを踏まえ、市場の名称を「ベースロード電源市場」から「ベースロード市場」とすることとしてはどうか。なお、略称は「BL市場」とすることとしてはどうか。

論点②：相対取引の位置付け①

- 多様な事業者のニーズ等に対応するため、BL市場と同等の価値を有する新電力(※₁)と旧一般電気事業者等間で結ばれる相対契約(※₂)については、その取引量を旧一般電気事業者等のBL市場への供出量及び新電力の購入枠から控除するべきと議論されたところ。
※₁ 該当する新電力の扱いについては後述。 ※₂ 常時BUを除く。
- 相対契約の締結に伴う供出量の控除については、下図のような論点が考えられる。相対契約の締結は、新電力の電源調達が多様化の観点から基本的に望ましいものであることから、BL市場から控除される相対取引については、極力要件を緩和することが適当であると考えられる。

検討すべき論点

内容

①新電力の定義	●控除の対象となる相対契約は、新電力と旧一般電気事業者等間で結ばれるものに限るが、新電力の定義はどう考えるか。
②BL市場への供出量との公平性	●BL市場への供出量との関係をどのように考えるか。
③新電力間の公平性	●控除を行う際に、特定の新電力が裨益する仕組みとはならないためには、どのような控除方法が適切か。
④BL市場と同等の価値を有する相対契約	●前回の議論を踏まえ、控除量を明確化するため、BL市場と同等の価値を有する相対契約の要件をどう考えるか。 ※極力要件を緩和することが適当である
⑤控除にかかる具体的な手続き	●控除の手続きについて。

論点②：相対取引の位置付け①

- 論点①（新電力の定義）について、BL市場への供出量から控除される相対契約の範囲を確定するにあたっては、BL市場から購入可能な新電力の定義と基本的には合わせて考えることとしてはどうか。
- 論点②（BL市場への供出量との公平性）について、相対契約が急速に拡大し、BL市場への供出量が急激に減少する場合、新電力等の公平性の観点から問題がないか確認することが必要ではないか。したがって、控除可能量は、供出量の10%に当初は限ることとし、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してはどうか。

検討すべき論点

検討の方向性

①新電力の定義

- BL市場から購入可能な新電力の定義と合わせる。
- ただし、旧一般電気事業者等とその子会社・関連会社(※)は、自エリアが含まれる市場範囲に係る旧一般電気事業者等と相対契約を締結しても控除しない。
※常時バックアップとの整合性等を鑑み、旧一般電気事業者等から3分の1以上の出資を受ける事業者。

②BL市場への供出量との公平性

- 控除可能量は、当初供出量の10%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。

論点②：相対取引の位置付け①

- 論点③（新電力間の公平性）について、相対契約の交渉における新電力等の機会の公平性を確保する観点から、旧一般電気事業者等の供出量から新電力との相対契約分を控除する際は、当該新電力の購入可能枠を上限として控除することとしてはどうか。
- また、旧一般電気事業者等が複数の新電力と相対契約を結んだ結果、控除の対象となる相対契約に基づいて算出された総量(kWh)(※)が旧一般電気事業者等の控除可能量(供出量の10%)を超えた際、新電力各社の購入可能枠からの控除量は、当該旧一般電気事業者等の供出量からの控除量を新電力各社の相対契約量の比率で按分した量とすることとしてはどうか。

※契約をkWで行っている場合、契約の負荷率等に基づき契約期間における購入電力電力量を算出する。

検討すべき論点

③新電力間の公平性

検討の方向性

- 供出量から相対契約分を控除する際は、当該新電力の購入可能枠を上限として控除する。
- 控除量が控除可能量(供出量の10%)を超えた際、新電力等の公平性の観点から、新電力の購入可能枠からの控除量は、新電力各社の相対契約量の比率で按分した量とする

【例】旧一般電気事業者A社（供出量50億kWh）が新電力B社（購入可能枠2億kWh）・C社（購入可能枠6億kWh）とそれぞれ相対契約を6億kWh(負荷率95%以上)、6億kWh(負荷率95%以上)ずつ契約している場合。

	供出量	控除可能量	供出量からの控除量(kWh)		購入可能枠(kWh)	相対契約量(kWh)	供出量からの控除可能量を相対契約量比(6億:6億)で按分	当該新電力の購入可能枠を上限として控除	購入可能枠からの控除量(kWh)
A社	50億kWh	5億kWh	5億kWh	B社	2億kWh	6億kWh		2.5億kWh	2億kWh
				C社	6億kWh	6億kWh		2.5億kWh	2.5億kWh
				合計量(kWh)	8億kWh	12億kWh		5億kWh	4.5億kWh

論点②：相対取引の位置付け②

- 論点④（BL市場と同等の価値を有する相対契約）について、一定の負荷率(95%以上)を基準とし、基準に満たない未達量 (kWh)を控除相当量から減算することとする。なお、ベースロード電源の負荷率を鑑み、少なくとも70%以上の負荷率の相対契約を対象とすることとしてはどうか。また、BL市場と同等の価値を有することを踏まえ、価格についてもBL市場への供出上限価格と著しく乖離がないかを確認することとしてはどうか。
- 論点⑤（控除に係る具体的な手続き）について、控除にかかる具体的な手続きは、JEPXにおける取引方法等を踏まえ、実務的に検討することとしてはどうか。また、適切な相対契約が控除対象となっていることを確保するため、電力・ガス取引監視等委員会において必要に応じて、旧一般電気事業者等各社から相対契約に関する情報の提出を求めることとしてはどうか。

控除の対象となる相対契約の要件

検討すべき論点	内容		
④BL市場と同等の価値を有する相対契約	●右図参照	①	●一定の負荷率（95%以上）の相対契約
⑤控除にかかる具体的な手続き	●今後詳細検討。	②	●一定の負荷率(95%)に満たない場合は、未達量(kWh)を相当量から減算することとする
		③	●対象となる相対契約は少なくとも70%以上の負荷率の相対契約
		④	●BL市場への供出上限価格と著しく乖離が無い。
		⑤	●6ヶ月以上

(参考) 前回の議論

- 第13回、第16回制度検討作業部会の議論において、多様な事業者のニーズ等に対応するため、BL市場と同等の価値を有する相対契約については、その取引量を旧一般電気事業者等のBL市場への供出量及び新電力等の購入枠から控除することとなった。
- 控除の対象となる相対契約については、例えば、下図の要件を満たしたものに限定することとしてはどうか。なお、BL市場に供出される予定であった取引の相当量が、相対取引を通じて行われることになれば、市場への供出量が大幅に減少することになるため、旧一般電気事業者等の供出量からの控除可能量を一定量に限ることとしてはどうか。なお、控除可能量については、状況に応じて見直すこととしてはどうか。

※買い手については、新電力のベース電源のアクセスを確保する観点から新電力のみに限定することとしてはどうか。なお、新電力の定義については別途検討することとしてはどうか。

- ただし、事後的な監視を行い、要件を満たさないものやベースロード電源市場の趣旨に反するものについては、次年度からの控除を取りやめることとしてはどうか。

※電源開発の供出量の控除方法については、市場エリアごとに供出量から控除するかどうかも含め、取扱いについては今後検討することとしてはどうか。

控除の対象となる相対契約の要件 (例)	
①	一定の負荷率 (例えば95%以上を想定) (一定の負荷率に満たない場合は、未達量(kWh)を相当量から減算することとする)
②	6ヶ月以上を想定
③	新電力間の公平性にも配慮した形で取引が行われること。

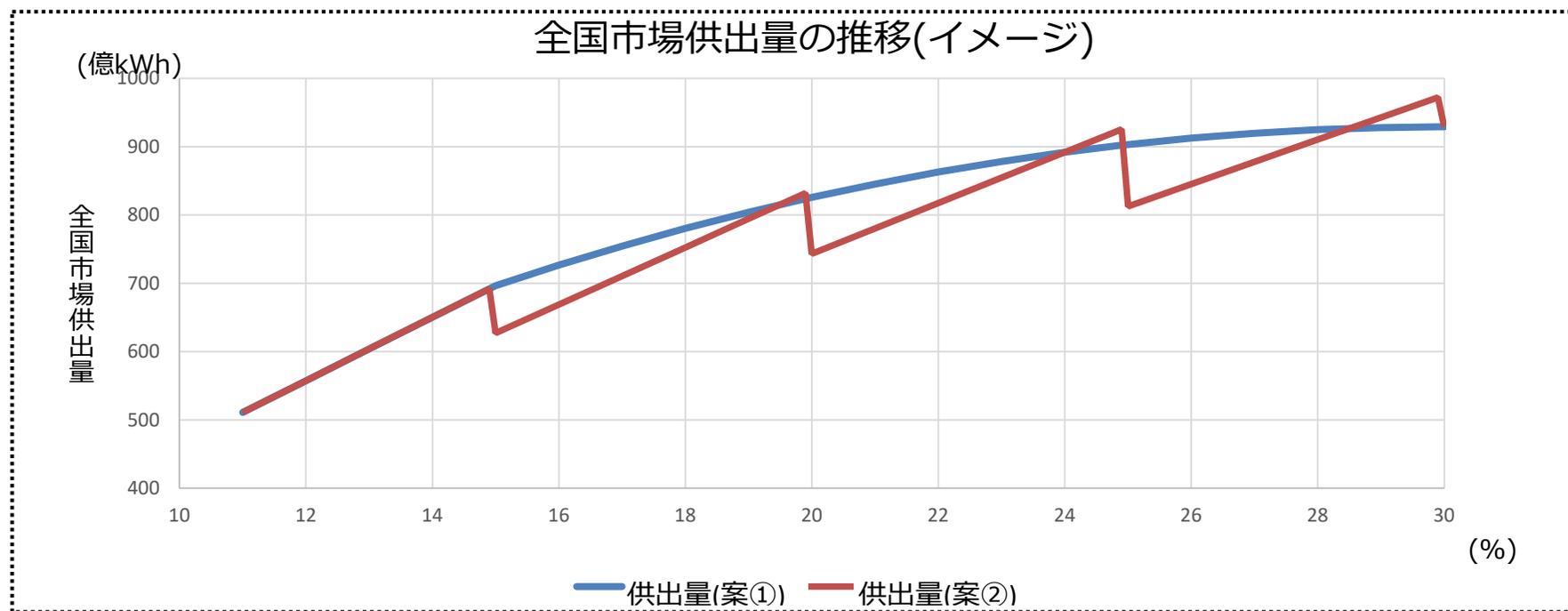
論点③：調整係数の考え方

- 中間論点(第2次)において、BL市場への供出量は、新電力等による電源投資の拡大を考慮し、新電力等のベース需要に十分な量の供出量となるように、調整係数（d）を設定し、以下の算定式を用いて算定することとしている。
- なお、d値については、旧一般電気事業者等（小売部門）と新電力のベースロード比率が最終的に同水準となることを目指す観点や、発電部門の競争促進を進める観点に加え、BL市場の需給の状況によっては供出された電源の全てが新電力によって購入されるとは限らないことなども加味しつつ、当初は1として、0.67程度に段階的に引き下げることにした。
- この時、d値については、全体市場供出量の算定式と同様、具体的な算定式を定めておくことが望ましいと考えられる。

項目	算定式・数値
全体市場供出量(kWh)	総需要(kWh) × 全国エリア離脱率(%) × ベースロード比率(%) × 調整係数(d) ※ベースロード比率 = 56%(長期需給見通しを基に算定。)
d値(調整係数)	1 ~ 0.67で段階的に変動 (小売競争や新電力の電源開発の進展を考慮するための調整係数)

論点③：調整係数の考え方

- d値については、下図のとおり、新電力等シェアが一定量増えた際に、段階的に引き下げる(案②)のではなく、事業者の予見性確保の観点から、新電力等シェアの拡大に応じて、徐々に引き下げる(案①)こととしてはどうか。
- なお、案①の場合、d値は下図のような算定式に基づいて算出することとする。



項目

算定式・数値

d値(調整係数)

$$d = -\frac{100}{45}(p - 0.15) + 1 \quad 0.15 \leq p \leq 0.3$$

- ※1 p=新電力等シェア(整数値)
- ※2 $p \leq 0.15$ までは、 $d = 1$
- ※3 新電力シェアが30%に達した段階で、以後の追加的な供出は自主的取組にゆだねることとする。

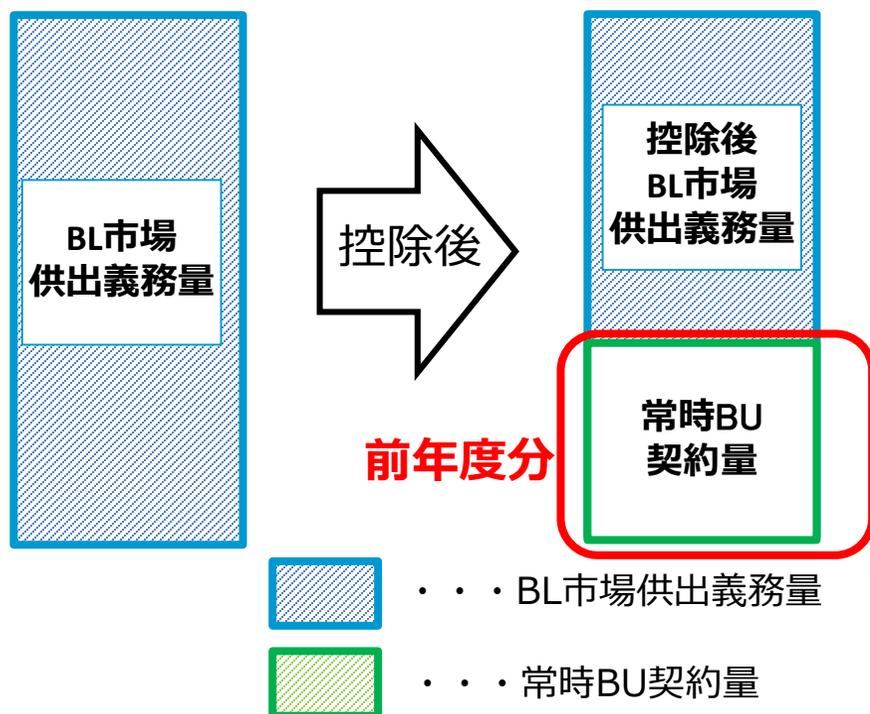
論点④：常時バックアップ・部分供給

- 第8回制度検討作業部会(2017年6月30日)にて「常時バックアップ（以下、常時BU）は、同市場創設時に常時BUを即時廃止することは志向しないものの、BL市場等からの調達に移行を促す観点から、原則、BL市場と同等の効果を持つ相対取引と同様、その取引量等をBL市場における供出量及び購入枠から控除してはどうか。」との議論がなされたところ。
- 他方で、各新電力の購入枠から単純に当該事務の前年度の常時BU契約量を控除した場合、BL市場への移行が進まないと考えられる。
- また、BL市場から調達する電気は燃調込の価格ではない年間一定の価格であるところ、燃調の状況次第では、常時BUの価格がBL市場の価格よりも安くなる場合も理論上あり得る。
- 仮に、そうした状況が生じた場合には、裁定取引が生じ、BL市場から調達した電気がスポット市場に転売されるおそれがある。
- こうした点を踏まえて、常時BUのあり方について、基本政策小委員会において検討を深めることとしてはどうか。

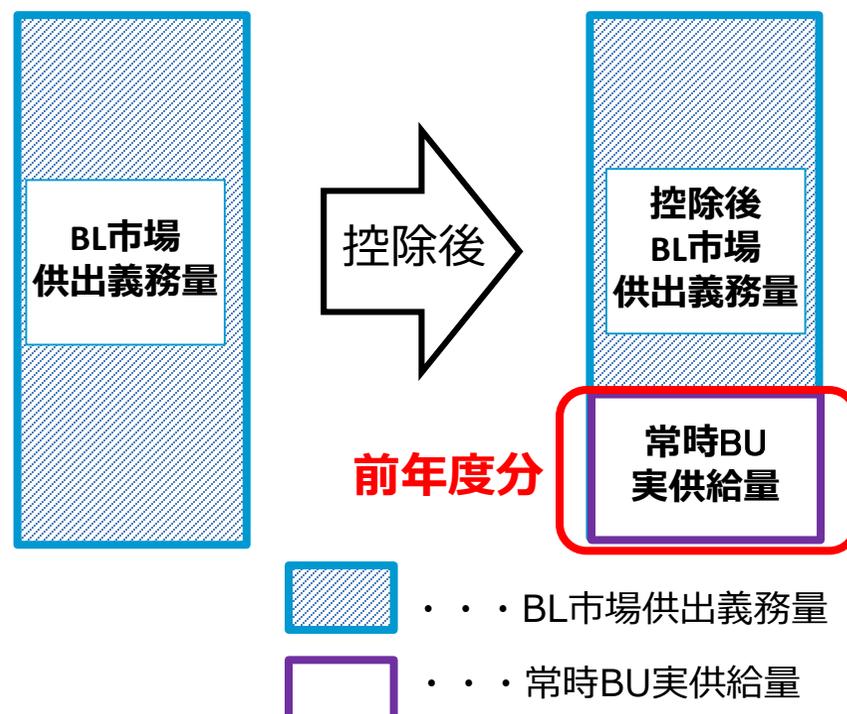
論点④：常時バックアップ・部分供給

- 常時バックアップについては、中間論点整理において、「前年度の常時BU契約に基づく契約量および実供給量をBL市場における供給量等から控除することを基本とすることが考えられる」としていたところ。
- 同時に、BL市場が開設される初年度における取り扱いについては、今後検討することとされていたところ。

<新規契約の場合>



<既存契約の場合>



論点④：常時バックアップ・部分供給

- 常時BUについては、ベース需要が増加した新電力への供給など、BL市場が創設された後も併存することとなる。
- こうした観点から、初年度(2020年度受渡し分)と2年度(2021年度受渡し分)についても供出量から一定量の控除を行うことが考えられるが、BL市場導入直後の常時BUの使用量を予見することは困難であることから、初年度と2年度については、前年度の常時BUの供給量の半分以上を控除することとしてはどうか。
- なお、3年度以降については、供出量から前年度の常時BU契約に基づく契約量および実供給量をBL市場における供給量等から全量控除することを基本としてはどうか。

※本論点についても、常時BUのあり方について、基本政策小委員会において今後検討が進められる予定であることに留意が必要。

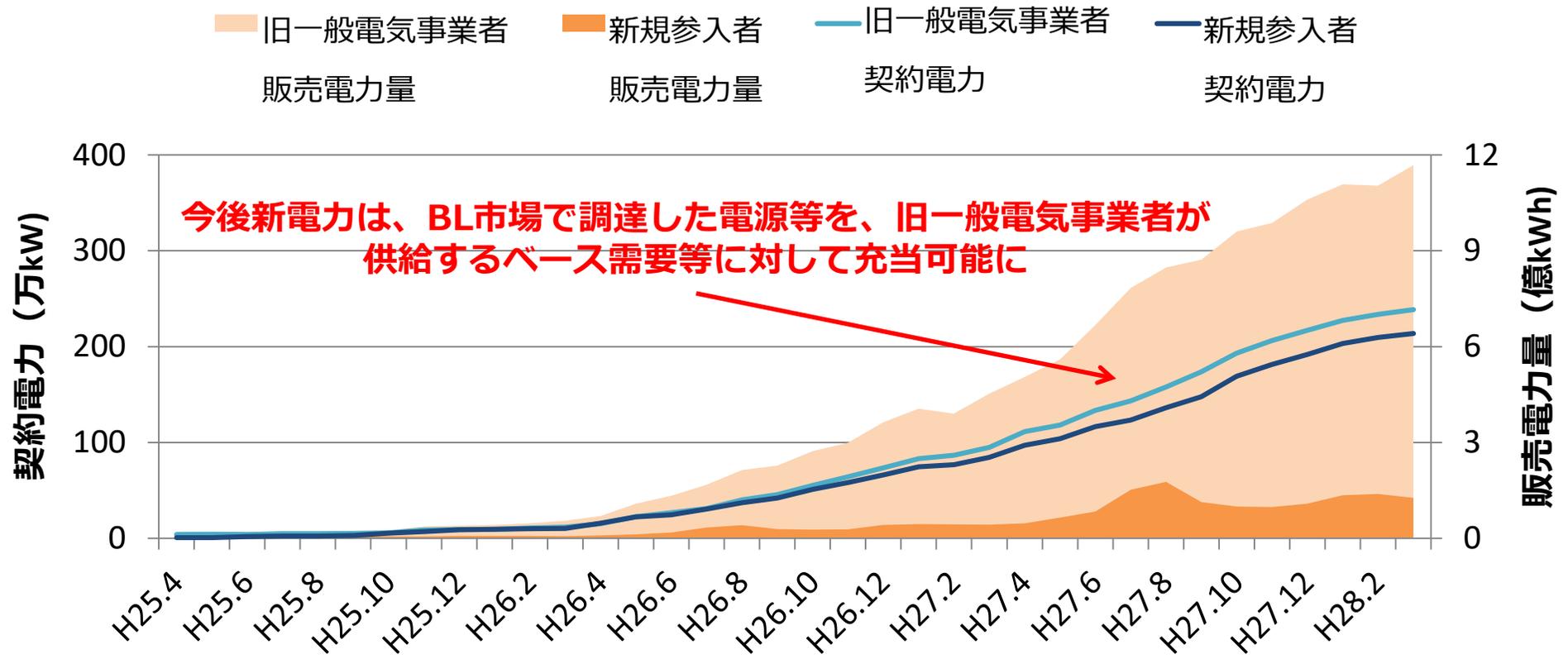
論点④：常時バックアップ・部分供給

- 部分供給とは、「複数の小売電気事業者から一需要場所に対して、各々の電気が物理的に区分されることなく、1引き込みを通じて一体として供給される形態」を指し、旧一般電気事業者が新電力の需要家に対し新電力の求めに応じてベース需要を含む供給を行うことである。
- また、部分供給は、電力システム改革の基本方針において「市場における十分な競争状態を実現するため、特にベース電源や夜間に活用できる電源が不足しているといった新電力の事業実態に配慮した措置」であり、かつ、常時BUと同様、「卸市場が機能するまでの当面の措置」とされている。
- 旧一般電気事業者による部分供給は、ベース需要を含む供給を行うものであることを鑑みると、BL市場への移行を促す観点から、その取引量等をBL市場における供出量及び購入枠から控除することも考えられる。
- 他方、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、市場開始後当面の間は、BL市場からの部分供給分を供出量か控除しないこととしてはどうか。
- なお、今後の状況変化に応じて、適宜見直しを行うこととしてはどうか。

(参考) 部分供給の扱いについて

- 現在旧一般電気事業者は、部分供給を行うに際し、ベース含む大部分の需要に対して小売供給を実施。
- しかしながら、BL市場創設後は、新電力もBL市場で電源調達を行うことで、こうした需要にも自ら供給することが可能となると考えられるため、新電力が部分供給を活用する必要は薄れるのではないか。
- また、BL市場と同等の効果を持つ相対取引（常時BU）は、BL市場の供出量や購入枠から控除することが比較的容易である一方、部分供給は利用形態が需要家毎に異なり、こうした措置を講ずることが困難である。従って、今後の同制度の扱いについては、こうした点も念頭に置きつつ、検討する必要があるのではないか。

【部分供給による契約電力と販売電力量の推移】

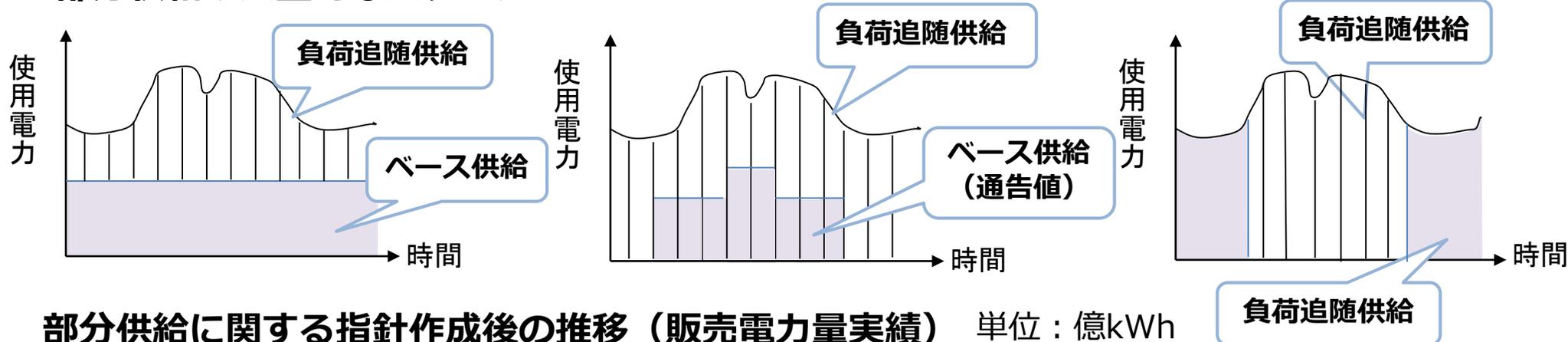


(参考) 部分供給の扱いについて

- 部分供給は需要家にとって供給を受ける選択肢拡大に資する上に、新規参入者の供給力不足を一般電気事業者からの供給で賄うことで新規参入者の参入促進に繋がることが期待される。
- そのため、具体的な実施方法についての慣行を確立すべく、部分供給における契約電力の算定方法や託送料金の取り扱いを内容とする「部分供給に関する指針」を平成24年12月に定めた。
- その結果、部分供給に関する販売電力量は年々増加しており、平成27年度は全供給電力量のうち、約1.4%の電力が部分供給に関連して旧一般電気事業者及び新電力から販売されている。

(※) 常時バックアップ同様、卸電力市場が活性化するまでの過渡的措置として位置付け

部分供給の典型的なパターン



部分供給に関する指針作成後の推移 (販売電力量実績) 単位：億kWh

供給主体/年度実績	平成25年度		平成26年度		平成27年度
旧一般電気事業者	3.6	増加	31.1	増加	106.3
新規参入者	0.7		3.7		13.5

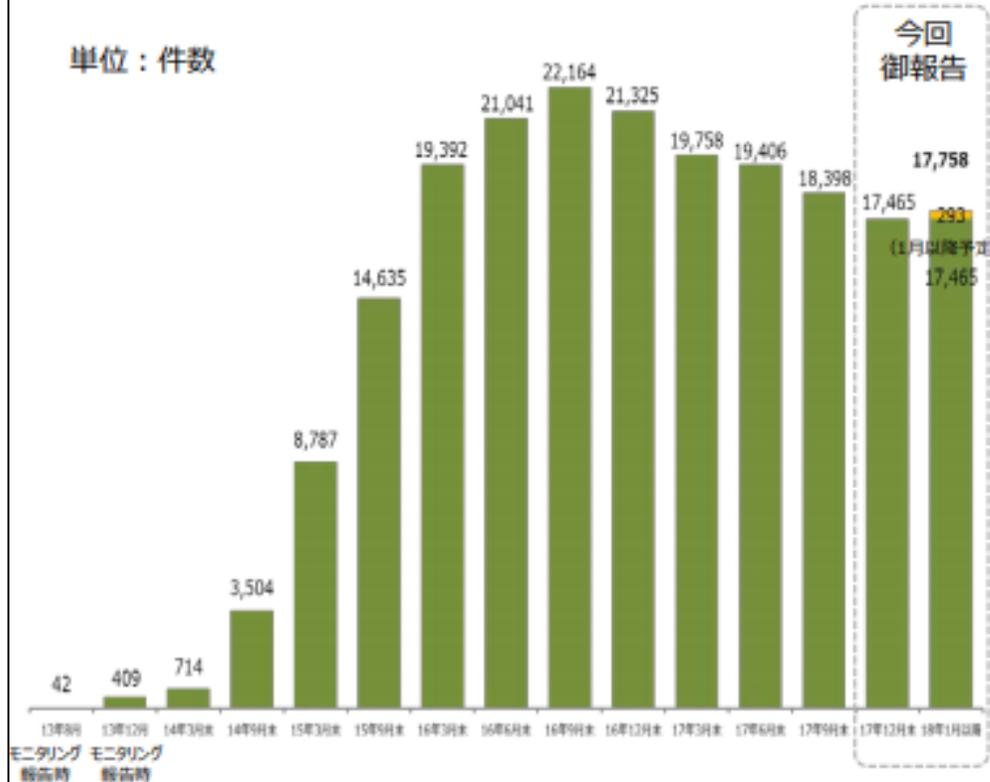
中長期推移

部分供給の実施状況

- 2017年12月末時点の部分供給による供給件数は、前回モニタリング報告時（2017年7月～9月を対象）の9月末時点から減少し、約1万7千件であった（四国、沖縄以外の全てのエリアで供給件数に減少が見られた）。
- 供給形態としては、「新たな形態※」が大半を占めている。

部分供給件数の推移

単位：件数



2017年12月末時点における部分供給件数

単位：件数

		通告型 負荷追従主体		横切り型 負荷追従主体		その他 (新たな 形態)	合計
		旧一般電 気事業者	新電力	旧一般電 気事業者	新電力		
		北海道	12月末		594		
	1月以降				2	2	4
東北	12月末		225			1,373	1,598
	1月以降		3			25	28
東京	12月末		34		1,934		1,968
	1月以降				14		14
中部	12月末					1,416	1,416
	1月以降					38	38
北陸	12月末				46		46
	1月以降				5		5
関西	12月末	2	593		1	1,326	1,922
	1月以降		1			4	5
中国	12月末		352		1	1,122	1,475
	1月以降					11	11
四国	12月末		600			135	735
	1月以降					1	1
九州	12月末		409			6,899	7,308
	1月以降					186	186
沖縄	12月末				91	1	92
	1月以降					1	1
合計	12月末	2	2,807	91	2,187	12,378	17,465
	1月以降	0	4	0	22	267	293

出所：旧一般電気事業者からの提供情報

※ 新たな形態とは、旧一般電気事業者（又は新電力）が一定量までの負荷追従供給を行い、新電力（又は旧一般電気事業者）が一定量以上の負荷追従供給を行う供給形態。ただし、電力会社によっては、新たな形態と従来の形態（通告型、横切り型）の件数の切り分けが出来ない場合があり、その場合は従来の形態にまとめて件数を計上している。

論点⑤：買い手の取引要件①

- 買い手の取引要件に関して、中間論点整理（第2次）において、「事前要件かつ実績値基準が妥当であるとの委員・オブザーバーからの意見が多数出されたが、需要の増加が確実に見込まれる場合は、計画値基準を取り入れ、事後要件を採ることが適切ではないかとのオブザーバー意見もあった」と指摘されたところ。
- 新たに、新電力が計画値に基づいて購入した場合に実際のベース需要が計画値よりも少なかった際、転売せざるを得ないと考えられるが、ペナルティによってこのような転売を防ぐことは難しいと考えられる。

※意見募集においてペナルティの水準を軽くするべきとの意見もあったが、需要家から厳に転売を行うべきではないとの意見もあった。

- 需要が増加している新電力においては、相対契約や常時バックアップといった手段を用いてベース需要を賄う電源を調達することが可能であることから、計画値基準を採用しないこととしてはどうか。

※なお、常時バックアップについては、基本政策小委員会にて検討しているところ。

論点⑤：買い手の取引要件②

- 第16回制度検討作業部会の議論において、小売事業者に登録したばかりの事業者については、例外的に計画値基準を認めることも考えられ、その場合は事後要件との併用が必要との整理が行われたところ。
- 小売事業者の登録後間もないため、一年間の実績を有しない事業者については、実績値基準を取ることが出来ない点を踏まえ、こうした事業者に限って計画値基準を認めることとしてはどうか。
- その際、不適切に過大に購入した場合の取り扱い等については、従前の議論を踏まえ、超過量を翌年度の購入可能量から差し引く等としてはどうか。

※なお、実績を有しない新電力のみ2月末までのキャンセルを認めていたところ。これは、一年の実績を有しない事業者のみの措置であり、既存事業者に拡大することについては慎重に検討する必要があるのではないか。

※2月末にオークションを開催した場合、旧一般電気事業者においてはベースロード市場の約定量に応じて、ミドル電源の稼働率が増減し、小売電気料金原価が定まらなくなる問題があることに加え、燃料調達計画にも影響が生じることを踏まえ、慎重に検討する必要があるのではないか。

論点①：買い手の取引要件② (算定基準について)

- 一方、小売事業者に登録したばかりの事業者については、例外的に計画値基準を認めることも考えられ、その場合は事後要件との併用が必要との議論が行われたところ。
- 例外的に計画値基準を認める範囲が論点となるが、計画値基準があくまで例外的な措置であることを鑑み、小売事業者の登録後間もないため、一年間の実績を有しない事業者に限って認めることとし、その購入できる範囲は、買い手の取引要件におけるベース需要の考え方を踏まえつつ、小売事業者登録における最大需要電力の見込み（※）の範囲内としてはどうか。

※適切な水準については、今後検討することとしてはどうか。

- なお、計画値基準の場合は事後要件となり、不適切に過大に購入した場合のペナルティが問題となるが、参加ペナルティを基本としつつ、超過量を翌年度の購入可能量から差し引くなど、行為の態様に応じたペナルティを課すこととしてはどうか。
- 計画値基準の運用等については、ベースロード電源市場開設後の状況を踏まえ、適切に見直しを行うこととしてはどうか。

※超過量については、年度末に判明することとなり、明らかに過大な超過量が出ている場合でも、年度内に行われるオークションまでに結果が確定しない場合もある。また、グループ会社として新たに小売事業者登録を行った場合に、過大な超過量が発生する場合も考えられる。こうした場合の監視のあり方等については電力・ガス取引監視等委員会において必要に応じて検討し、適切に措置を講ずることとしてはどうか。

論点⑥：B L市場の供出価格と監視の在り方

- 第16回（12月12日）の本作業部会において、

① B L市場の監視は電力・ガス取引監視等委員会(※)が行い、

② 供出価格等のB L市場への供出の基本的な考え方は「適正な電力取引についてのガイドライン」に所用の記載をすること

について、御議論いただいた。

※買い手の取引要件については、B L市場を開設する日本卸電力取引所が監視実務を担うこととなる。また、電力・ガス取引監視等委員会が供出量や供出上限価格等の監視を行うに際に必要な情報を日本電力取引所から提供を受けることも想定されるが、詳細な仕組みについては、必要に応じて別途検討。

その際、複数の委員・オブザーバーから更に具体的な考え方を明確にしておくべきとの意見が示されたことを踏まえ、供出価格の考え方や監視のあり方について、基本的な考え方を整理する。

- 松村委員　この監視の仕方ですけれども、以前、監視について言ったときに、監視等委員会のオブザーバーの方から、自分たちは全ての小売価格を把握しているわけじゃないのと、とても後ろ向きな発言というか、消極的な発言が出てきて、がっかりしました。それは事実でしょうけれども、それは知らないじゃなくて強い意志を持って調べるべき。そういうことだとすると、足元を見られて、ほとんど監視が機能しなくなることをとても心配しています。
- 斉藤オブザーバー　この監視のあり方、ガイドラインへの記載というところですが、具体的にどのレベルまで書き込むか、そこが私、重要だと思っております。すなわち、これやっていきますと、毎年毎年その市場の状況を見て、何かルールを変えなければいけないときにはこのガイドラインの記載を変えていくような、そういうような運用になると、私、想像しているんですが、そもそもこのガイドラインの書き方がちょっと抽象的であったり、私、この基本的な考え方というところがややひっかかっているんですが、大枠での考え方のみ書かれている、結局そこを見直すことによって改善していくというところに至らないのではないかと。ですから、供出量もそうですし、供出価格についてもそうですが、もう少し具体的な記載をすることによって、その市場が結果として機能しなかったときには、その記載を変えて、それでまた次の結果を見ると、そういうような運用というのが望ましいのではないかと考えております。

論点⑥：B L市場の供出価格と監視の在り方（供出価格）

- 第12回の作業部会でも議論のとおり、供出価格については、上記の考え方を前提に、新電力と旧一般電気事業者の小売部門とのイコールフットイングを図る観点から、グループ内の小売電気事業者に対する自己のベース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、ベース電源の発電平均コストを基礎とした価格を供出上限価格とする。
- ベース電源の発電平均コストを基礎とした価格は、具体的には、保有する全てのベースロード電源の①受渡期間における運転計画や、②石炭等の燃料費調達費用、③設備維持費等を踏まえ、同電源を維持・運転する費用（円）を年間発電量(kWh)で割り戻して算定することとなる。
- その際、電源を維持・運転する費用については、統一的な考え方に基づいて、合理的に算定する観点から、現行の「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に準じて算出された、供出する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発電費の合計とすることを基本としてはどうか。

※間接費用については、合理的に按分して算入する。また、水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー発電費に含まれる事業報酬については、レートベースは供出する電源に係る資産を対象とし、事業報酬率は発電部門の理論報酬率を用いることが考えられる。なお、「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」の考え方に準じれば、建設仮勘定に計上される資産に係る償却費など、損益計算書において費用計上されないものは、電源を維持・運転する費用に算入されない。なお、容量市場からの期待収入は、電源を維持・運転する費用から控除する。

論点⑥：B L市場の供出価格と監視の在り方（監視の時期）

- B L市場は、市場での取引と電気の受け渡し時期にズレが生じるため（X年度に取引したものを、X + 2年度に受け渡し）、B L市場に電気を供出する日一般電気事業者等（以下、「供出事業者」という。）は、市場への供出時点（X年度）に、受け渡し年度（X + 2年度）に要する費用や発電電力量を算定し、供出上限価格を決定することとなる。
- このため、B L市場での取引時の供出価格のみならず、必要に応じて受け渡し後の実績についても（X + 2年度に）確認することも念頭におきつつ、供出価格にかかる考え方を整理する必要があるのではないか。

監視の時期	監視の内容
B L市場での取引時 (X年度)	<ul style="list-style-type: none"> ・市場監視を円滑に行う観点から、オークション終了後に、供出量について、全ての事業者につい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、供出事業者を対象として、必要に応じて当該事業者に算定根拠の提示を求め、適正な供出上限価格以下で供出されていることを確認する。 ・供出価格が供出上限価格以下でない場合や、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等を行い、必要に応じて該当事業者を公表する。
受け渡し後 (X + 2年度)	<ul style="list-style-type: none"> ・商品の受け渡しが終了し、実績発電コスト・実績発電量が算出された後、供出事業者に対して監視を行う。 ・監視に当たっては、必要に応じて供出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・計画発電量との比較に必要な根拠の提出を求め、価格・量の乖離にかかる合理性を確認する。 ※具体的な乖離の要因としては、①エリア需要の変動、②資源価格の変動、③為替変動、④供出電源の稼働状況等を踏まえることが適当と考えられる。 ・発電コストと実績発電コストとの乖離や、計画発電量と実績発電量との乖離に合理性が乏しい場合、該当事業者に対して詳細なヒアリングを行い、必要に応じて該当事業者を公表する。

論点⑥：B L市場の供出価格と監視の在り方（期待される監視の在り方）

- なお、B L市場での供出上限価格の考え方は、グループ内の小売電気事業者に対する自己のベース電源の卸供給料金と比して不当に高い水準でないことを確保する趣旨で設定するものである。この観点から、供出上限価格の設定をベース電源の発電平均コストを基礎とした価格とするものである。他方で、小売料金等を参考に小売り部門の調達価格の説明の妥当性を確認した場合に、小売部門のBL電源に係る調達価格が供出価格を不当に下回る場合は、供出上限価格を設定した趣旨が達成できないおそれがある。
- こうした場合には、供出事業者の供出価格の精査が必要であり、場合によっては、供出事業者に対して供出価格の見直しを求める等の対応が必要になるのではないかと。
 - ※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ではないか。
 - ※供出事業者と同一グループ内の小売電気事業者に調達価格の説明を求めた結果、供出価格が、当該小売事業者の小売料金水準を上回っている等の場合を含め、小売事業者の廉売等に関する競争上の問題の有無、対応については、必要に応じて、別途、電力・ガス取引監視等委員会において、然るべく対応することとなる。
- また、今後の市場運用に係り、適正な価格による供出がなされていないといった不適切な行動が見られる場合、更なる規制の強化を含めた見直しを行うこととしてはどうか。

論点⑥：BL市場の供出価格と監視の在り方（期待される監視の在り方）

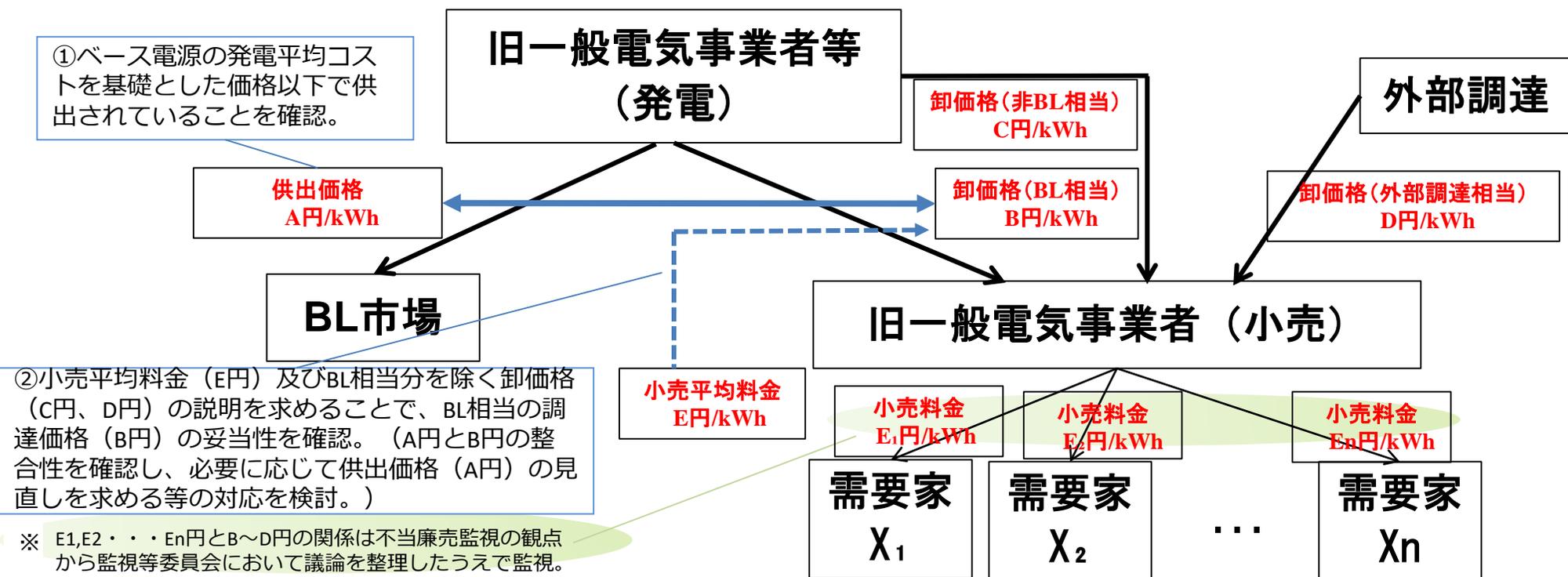
- BL市場への供出上限価格を、グループ内の小売電気事業者に対する自己のベース電源の卸供給料金と比して不当に高い水準でないこととするため、以下の2つの観点から考えられる。

①ベース電源の発電平均コストを基礎とした価格（供出上限価格）以下で供出されていることを確認。

②小売平均料金を参考にして、小売部門の調達価格の説明の妥当性を確認した際に、小売部門のBL電源に係る調達価格が供出価格を不当に下回っている場合には、供出事業者の供出価格の精査等の対応が必要

※小売料金と社内（グループ内）卸価格等の水準を単純に比較するのではなく、小売部門の収入・費用の構造を確認することを通じて、BL相当の社内（グループ内）卸価格の説明の妥当性を確認する観点から、（必要に応じて）小料金等を参照する。

※小売部門の調達価格と個別の小売料金の関係は、電力・ガス取引監視等委員会において競争促進の観点から議論。



論点⑥：B L市場の監視の在り方

- 松村委員　この監視の仕方ですけれども、以前、監視について言ったときに、監視等委員会のオブザーバーの方から、自分たちは全ての小売価格を把握しているわけじゃないのと、とても後ろ向きな発言というか、消極的な発言が出てきて、がっかりしました。それは事実でしょうけれども、それは知らないじゃなくて強い意志を持って調べるべき。そういうことだとすると、足元を見られて、ほとんど監視が機能しなくなることをとても心配しています。その上で、実際の小売価格を調べるのはとても大変だというのはそうかもしれない。しかし公表されている価格は存在する。例えば公共調達価格とかというので、入札している。そうすると、どの事業者が落札したのか、価格がどれだけなのかというのは、一定程度情報は得られるはずで、そうすると、その落札価格で、この対象の事業者というのがいたとして、仮にそれが kWh当たり8円で落札していたということがあったとすると、そこから託送料金を引いた、その需要家に対して託送料金を引いたというのが、このベースロード電源市場で出てくる価格の上限だと認識しています。どうということなのかというと、その売値に対しては、託送料金を負担し、なおかつ発電のコストを負担し、発電の利益を乗せ、小売のコストを乗せ、小売の利益を乗せて、価格が形成されているはず。不当廉売していなければそうなっているはず。今言った上限というのは、仮に小売の営業コストが1円もかかっていないとして、小売が1円も利益を取らないとして、しかしそれで説明できるぎりぎりの水準。
- 柳生田オブザーバー　結局ベースロード市場の価格がスポットに近いものになってしまうということになりますと、そもそもの「産業用のメニュー価格のレベルを入手することによって、産業用も含めた競争活性化」ということが達成できない市場になってしまうということになりますので、そうなってしまいますと、ベースロード市場を作った意味がないということにもなりかねないというふうに思っております、このルールのまま市場が開設されると、そういった懸念がかなり高い確率で顕在化してしまうんじゃないかなという風に非常に危惧しておりますということで、今回その監視に関しまして、かなり踏み込んだ表現をしていただいたことは非常にありがたいと思っております。この懸念される状況を払拭する唯一の手立てというのが、ベースロードと言われる価格帯できちっと供出価格が形成されるのかということだと思っております、それに関しては、極端に言えば産業用のメニュー価格よりも高いところに収斂してしまつては、全くもってそれでは新電力が買って商売をすることができないと考えます。

(参考) 監視のあり方 (供出価格について)

- 貫徹小委において、BL市場に供出する電源種は、売り手・買い手の双方の利便性を損ねない観点等から限定しないことが適当とされたが、これは、制度的措置に基づき供出を求められる事業者も同じではないか。
- 他方で、BL市場の実効性を高める観点から、ベースロード電源の発電平均コストから、容量市場での収入を控除等し、供出上限価格を設定するとともに、同価格以下で供出することを各事業者に求めてはどうか。
- 発電平均コストについては、具体的には、小売事業者間のイコールフットイングにも留意しつつ、保有するベースロード電源の①受渡期間における運転計画や、②石炭等の燃料費調達費用、③設備維持費等を踏まえ、同電源を維持・運転する費用(円)を年間発電量(kWh)で割り戻して算定することとしてはどうか。

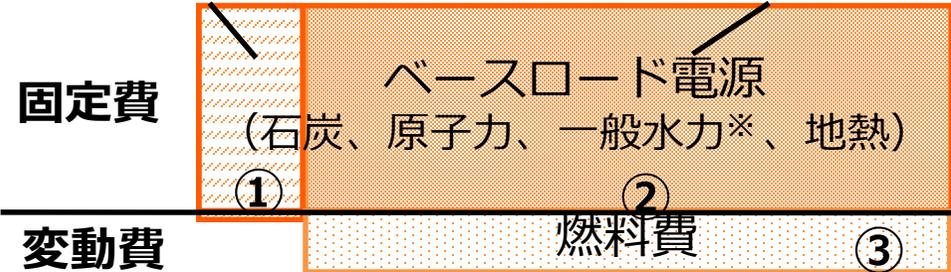
【電源稼働状況と発電量 (イメージ)】

→ 定期検査等で長期的には一定幅で出力が変動



【発電平均コスト算出方法 (イメージ)】

斜線部分: 未稼働電源 色塗部分: 稼働電源



$$\text{発電平均コスト (円/kWh)} = \frac{\text{①} + \text{②} + \text{③ (円)}}{\text{受渡期間発電量 (kWh)}}$$

※ 一般水力については、ベースロード電源として活用されている流れ込み式水力のみを原則算定対象することを検討