

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会  
電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会（第75回）議事要旨

日時：令和5年1月27日（金）16時00分～19時00分

場所：オンライン会議

出席者

<委員>

大橋座長、安藤委員、男澤委員、河辺委員、小宮山委員、曾我委員、辻委員、廣瀬委員、又吉委員、松村委員

<オブザーバー>

石坂 匡史 東京ガス株式会社 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長  
小川 博志 関西電力株式会社 執行役常務  
加藤 英彰 電源開発株式会社 常務執行役員 経営企画部長  
菊池 健 東北電力ネットワーク株式会社 電力システム部 技術担当部長  
國松 亮一 一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長  
小鶴 慎吾 株式会社エネット 取締役 経営企画部長  
小林 総一 出光興産株式会社 常務執行役員  
佐々木 邦昭 イーレックス株式会社 経営企画部副部長  
新川 達也 電力・ガス取引監視等委員会事務局長  
花井 浩一 中部電力株式会社 執行役員 経営戦略本部 部長  
山次 北斗 電力広域的運営推進機関 企画部長

<関係省庁>

環境省

議題：

- (1) ベースロード市場について
- (2) 需給調整市場について
- (3) 予備電源について
- (4) 容量市場について

<連絡先>

経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課  
TEL：03-3501-1749（内線4761） FAX：03-3501-3675  
〒100-8931 東京都千代田区霞が関1-3-1

## 議事要旨

### (1) ベースロード市場について

- 標準的な長期商品の導入に関しては、売手買手のニーズやリスクをしっかりと把握することが、大変重要であると認識。アンケート結果を踏まえて、売手買手の強いニーズを確認した場合は、B L市場において長期商品を導入することで、長期商品へのアクセス環境の改善、長期商品の取引の活性化に貢献するのではと考え、賛同する。
- 同時に、内外無差別の取組が、今後自主的に進展する環境を形成することも重要ではないかとも認識。長期相対契約が限定的であるところ、今後売手買手の交渉によって、自主的な裁量で長期商品が取引されていく状況も望ましい。B L市場外での調達機会の促進について、自主的な長期商品の導入を推奨することで、しばらく注視することもあるのではないかと史料。
- 長期契約はリスクが高く、条件の擦り合わせが重要というなかで、契約期間のみならず、受給時間帯、電力量、料金体系、転売、事後調整スキームなどリスク軽減策等を、総合的観点から検討を進めていくことが大事である。
- 適格相対契約控除量上限の30%の引上げについて、相対契約を促進するうえでは良い提案と思われる。B L市場への供出量のバランスを見ながら、内外無差別の進捗等に応じて控除量の上限の見直しに賛成。進んだ取組の事業者については、更なる緩和も考えられるため、供出量のバランスも考えながら、各社毎に上限を設定することも一案ではないかと思う。
- B L市場の役割についてニーズが高く、約定量が多くなったと記載されているが本当にそうであるのか。燃料価格の上昇に伴ってスポット価格が上昇し、B L電源との価格の逆転が起こったところで大きく約定している。本年度の1回目の大きな約定も単純な理由ではない。
- B L電源にアクセスするニーズというのは、安い電源が欲しいということに尽きる。B L電源へのアクセスを考えたときに、B L電源は作ってから運転するまで長い期間を要する電源であり、安価のときに支払う、逆転したら支払わない、というのは、発電側からすれば望ましくなく、取引を長期化することが望ましいと考える。長期取引について、取引所が行うとした場合に、取引所がリスクを保証すると考えたとき、その預託金をいいたかなければならない。小売の廃業等により電気が売れなくなったときに、売手側が得られるはずであった利益を保証するため、相応の預託金をいただき、支払う必要がある。長期化するのであれば、現在の預託金水準では無理がある。
- また、長期商品の導入も記載があるが、各社燃調が異なるなかで、どのようにしていくのか。前回も申し上げたが、B L取引は取引所が行う取引として標準化したものを扱うことから、そのような商品はすぐわないのではないかと。各制度的供出者が行っているような相対契約のなかで、長期取引を行っていくことが考えられるのではないかと。
- 供出量上限緩和に関して、相対契約が偏っている場合というのは買った・買わないの差であれば、偏っているということなのか。買えなかった人、買えた人がいるなかで、公平性が失われるということと言い切れないのではないかと。
- 控除量の30%について、制度的供出者のなかで控除量がどうなっているのか、適格相対で義務量を達成しているもの、達成していないものを一律に30%とすることは、3社は30%に制限され、そうでないものがあるという、供出義務者の事業者間の公平さの視点が抜けているのではないかと。その視点から、もう少し緩和すること、いきなり100%緩和することは難しいというのであれば、何年間で100%とするぐらいの見通しは検討しても良いのではないかと。
- B L市場は過去最大の約定量となり活発に取引が行われている、との記載であったが、西日本ではかなりの量が約定しているが、東日本では約定していないことを踏まえれば、約定量過去最大などと、とても強調できない状況であると認識すべき。東日本は完全に機能不全になっているということは再

度考える必要がある。

- 長期商品については、相対取引が合理的との意見があり、相対契約を進めることが前提である。それでもなお、取引が現定的であることからB L市場で長期商品を取り扱うこととした場合、燃調制度等がないと売手のリスクが大きすぎることから、とても固定価格での長期商品の導入は難しいのではないか。1年超の商品を導入する議論は、燃調制度の導入または売手リスクを著しく下げること等がセットでないと、検討自体が難しいのではないか。
- 仮に燃調付きの商品となる場合、例えば、次のやり方などにより商品の細分化などはしなくても良いのではないか。通常どおりオークションは行い、オプションとして買手側が約定の全部又は一定割合分について、2年の期間延長を選択できることとする。2年の契約期間を選択した場合、翌年度の制度的供出量は延長した分を既に約定した扱いとして供出量をカウントする、といった案であれば、1年商品の流動性を低めることなく2年商品が導入できる。買手が2年の期間延長を選択しなかったのであれば、買手側のニーズがないのが明らかになるだけであり、実害がないのではないか。売手側が納得するのであれば、そういったやり方もありえる。
- 長期商品についてはリスクがあるといった一般論があるものの、國松さんの心配された議論はよく理解できなかった。仮に小売が破綻して引き取れなくなったことがあったとしても、2年目、卸市場が高騰しているということであれば当然転売が可能であり、その債権は誰かが引き取って売却が可能。不良債権となるのは、卸市場の価格が低迷した結果、B L市場で長期固定したから破綻ということであるが、買手側に購入量に上限があることを考えれば、ありえなくはないが自然な状況でもない。そのようなリスクのことを、殊更にいうのか。
- また、内外無差別の評価が行われていない現状から控除量を引き上げるとの提案であるが、引き上げ自体は適格相対契約を促す観点からも合理的である。しかし、反対に内外無差別が全く行われていない・評価されない事業者がいるなか、一律控除を引上げは不自然である。全社一律で控除量を引き上げるといふのであれば、適格相対契約の認定を厳しくしていただきたい。明らかに内外無差別ではない相対契約には控除を認めないといふのでセットあればありえるが、全社一律30%はとても不自然である。
- また、今回の資料は、30%もとりあえずその値を提示したといふのであって、さらに内外無差別が評価され十分行われた場合には引上げ、極端には100%までといふ認識である。
- 1年超の商品へのニーズが、それが2年のものなのか、3年のものなのか、それとも2025年度の1年間、2026年度からの1年間なのか、たとえ1年刻みのもので良くて先ものを早い段階でとれることがリスクヘッジに繋がるのか、いろいろ可能性があるとも思われる。売手買手両方に、どのような商品があれば取引に参加したいのか聞いてみたら良いのでは。
- 相対契約を促進することについて、特定の取引先と取引して十分とされてしまう視点に加え、相対契約において、卸取引を提示する代わりに買手側が売手側の客を奪わないようなある種の競争抑制的な裏取引がないように監視が必要。相対取引がどこで、どこが、どのように行われているかを監視当局は把握したうえで、相対取引のなかで適切な競争環境が維持されているか確認する必要がある。
- 現在の競争環境においてB L市場に一定の役割があることに異論はなく、B L市場以外の調達機会を促進していくことも重要。適格相対契約が増加している状況において、買手たる新電力が競争環境を踏まえて、相違工夫により様々な取引条件を考案・提案していることが背景にあると考えている。買手が、売手の事情も勘案したうえで創意工夫することが競争を促進するうえで重要であると考え、今後の検討においても買手側の創意工夫が損なわれないよう、配慮をお願いする。
- 1年を超える商品において、長期取引はリスクが高く売手買手の条件を擦り合わせる 것이重要であり、長期間の燃料価格の見通しを立てることは難しい。そのなか、B L市場の長期商品を考えるうえ

で、発電事業者の立場からいくつか考慮すべき要素について発言する。

- 一点目は、容量市場との関係で、実需給の4年前に公表される約定結果が、4年後の休廃止の判断基準となるため、以前のものと比較し判断が難しくなること。
- 二点目は、電源の補修計画である。実需給の2年前に容量計画停止調整を行うため、2年度の稼働状況の見通しはあるが、3年目以降となると見通しの確度が低くならざるをえない。
- 三点目は、燃料価格の変動である。別審議会でも事後調整スキームの導入が議論されているところ、これがどういう形で売手買手の双方に望ましいものになるか。
- こうした先々の不確定要素は、相対契約において売手買手双方の契約条件の擦り合わせにより対処ができる。しかし、BL市場において柔軟な条件設定は難しいと考えることから、契約期間を今後検討する際にはこれらの事項も考慮すべきである。契約料控除上限30%については、内外無差別の進捗はあるものの、引き続き注視が必要というなかで、控除量上限を一定値としたうえの提案と理解。仮に、十分な内外無差別の取組が確認された場合、新電力はBL市場以外の手段で電源を調達する手段を得ているということになり、BL市場側で控除量上限を設定する必要が失われるものと認識。2023年度通年の内外無差別制の評価について、制度設計専門会合において2023年3月を目途でフォローアップに着手し、2023年度半ばに審議するという方向が示されている。それらを踏まえ、控除量上限の設定について検討いただきたい。
- 旧一般電気事業者のなかでも相対契約を増やそうと工夫している状況が見受けられ、我々新電力の立場からするとありがたい傾向である。1年を超える商品については、取引の設計が難しく、定型商品を作ることで自体のハードルが高い。よって、BL市場に限らず、長期の相対契約の協議の場がどうやって増やせるのかを合わせて検討いただきたい。
- 適格相対契約控除について、30%を超える事業者ヘディスインセンティブにならないよう配慮いただきたいうえで、検討いただきたい。
- 長期契約の活性化について方向性に異論はない。ただし、元来長期商品を標準化することは難しいと考えられ、導入するとしてもあまり長くしすぎない等、商品設計には工夫が必要である。
- また、事後調整スキームにも言及されているところ、現行の1年商品においても価格変動が問題であり、内外無差別の観点からも問題であることから、この点について引き続き検討をお願いしたい。適格相対控除量の要件についても、方向性に異論はない。ただし、控除要件がインセンティブとして機能するにはBL市場で大規模発電事業者の売り札が約定していることが大前提であると考えている。東日本ではそのような状況ではなく、足下の燃料リスクの変動に対応する必要がある。
- BL市場の役割について、適正な競争環境の確保の観点から、BL市場に限らず相対契約を含め、電力市場全体で小売電気事業者が供給力を確保できる仕組みとして、電源へのアクセス環境について議論することが重要である。そのうえで、BL市場の商品をどういったものにしていくかについて、応札者のニーズや商品設計が電力市場全体に与える影響を鑑み、アンケート結果等も踏まえ、議論を深めていく必要がある。また、発電事業者の自発的な行動を促す仕組みや、売手買手双方にとって燃料費等が適時適切に精算される仕組みも重要であり、合わせて検討をお願いしたい。制度的供出量緩和について今回見直し案が提示されたが、実態を踏まえた見直しであり、方向性に異論はない。なお、適格相対契約は小売・発電事業者の事業継続の観点から、今後相対契約の環境整備が進むことを鑑みると、相対契約量の増加が想定され、上限値の設定について、内外無差別の進捗状況を踏まえ、定期的に見直すことが必要と考えられる。
- BL市場の目的は、新電力が持ち得ない大型水力等の相対的に安価なBL電源へのアクセス環境を整えて、小売りの競争環境を活性化させることだと認識。昨今のBL市場の約定結果をみると、東エリアでは電圧を問わず小売価格とはかけ離れた価格であり、約定量も非常に少ない。西エリアにおいて

も、旧一電の高圧の新標準価格よりも高く、新電力の小売事業では活用できないような水準となっていることから、大規模発電事業差と新電力のイコールフィッティングが達成できていない一つの表れではないかと認識。

- B L市場の長期商品の試験的な導入も一案であるが、まずは、卸取引でも大規模発電事業者のB L電源に新電力が旧一電グループと同様にアクセスできる環境の整備が必要と思われる。長期商品の試験的導入にとどまらず、B L電源に内外無差別に長期間アクセスできる環境の整備をお願いします。
  - B L市場ではないが、先物市場について、リスクヘッジ対策として期待しているところ、市場をみると、取引が数MW程度で流動性が極めて低いというのが実態である。今回、その他の市場の状況を含めて検討していくという状況にあるかと思うので、そちらの流動性も含めて抜本的な改革を含めて進めていただければ。
- 事務局
- 長期商品の在り方について、商品設計の難しさについてご指摘いただいたところ。また、B L市場だけではなく相対契約においてもご指摘いただいた点を含め、B L市場でどういったことができるのか、アンケート調査を含めて次回以降議論を深めていきたい。
  - 適格相対控除量について、足下 30%を超える事業者がいる一方で超えていない事業者が若干増えている状況のなかで、今回は今回一律 30%のような形を提案した。一方で、控除量の上限值に段差を設ける必要もあるのではないかと、その際にはB L市場への影響がどの程度になるかしっかり注視し、適宜見直しをしていく必要があるのではないかと考えている。
  - B L市場の役割については、安価な電源へのアクセスに加え、昨今では価格の安定性という視点も考えられるのではないかと。これらの視点を踏まえて今後商品性の議論を進めさせていただければと考えている。
- 大橋座長
- 今回も様々なご意見があり、長期商品、相対取引の重要性についてもご意見賜ったものと認識。適格相対契約控除においても、ご意見いただいたところである。
  - 事務局においては、昨今の電力卸の環境を踏まえて、具体的な検討となるよう精力的に進めていただきたい。

## (2) 需給調整市場について

- 混雑系統の費用負担について、P13にあるように、電源の立地誘導インセンティブ、売入札インセンティブ、社会費用抑制の総合的観点から、案Cが望ましいという事務局の案に賛成。案Cに加え、事業者の予見性を高めるような情報開示も同時に進めて欲しい。
- 案Bは、混雑頻度が少なく、入札インセンティブを重視する場合は選択肢になり得ると思うが、将来的に混雑が増えた場合、立地誘導インセンティブが働かず、社会費用のみが増大する可能性もある。立地誘導インセンティブの機能が重要であると思われるため、総合的に考え、やはり案Cが妥当であると考ええる。
- 費用負担に関して、変動性再エネの増加を踏まえ、系統混雑を考慮して $\Delta$ kWを確保することがますます重要になると認識。3案を比較すると、案Cがバランス良いと考えられる。
- 変動性再エネが増えてくると、発電事業者が混雑系統や混雑が発生する時間帯を予想することがますます難しくなると思われ、混雑 $\Delta$ kWを確保する機会も増加すると思われる。
- 例えば、第73回作業部会で意見があったように、混雑系統における落札可能 $\Delta$ kWに上限を設ける等も検討する必要があるのではないかと。また、系統運用の観点からは、混雑発生を予測し、社会費用最小化の観点で、 $\Delta$ kWを持ち替えるための新たなロジックが必要になると思われるため、そのあたりを意識し、変動性再エネの大量導入にも対応できるシステムを早期に実現することが望ましいと考える。
- 需給調整市場では、多くの電源が参入し、競争が活性化することが重要。系統混雑時の費用負担について、中長期的観点から環境整備を進めていただいていることを評価する。今回は新規参入インセンティブ等、さまざまな面からバランスよく検討いただいたものと理解。今回の整理に感謝。
- 費用負担について、P13で案Cが理想とされているが、どのような状況で混雑処理が行われ、どのようなタイミングでスイッチ調達が行われるのか、もう少し丁寧に議論するべきではないかと。P12の案Cについて、実際に発生した費用がこのような支払いになるのは確かにそうであると思われるが、どのようなタイミングで混雑を踏まえた再調達が行われるのか。
- 混雑処理が早いタイミングで行われ、実際に事業者Aに待機費用がかかっているのであれば案Cは合理的であるが、混雑処理のタイミング等により、事業者Aに待機費用がかかっており、事業者Bに追加的な待機費用が発生していない場合、そのような状況でも事業者Bに支払うのが適当なのか、議論の余地があるのではないかと。
- 基本となるのは、どちらが待機費用を支払ったのかということであり、待機費用がかかった事業者に費用を支払うべきであると考えており、もう少し丁寧な議論ができないかと思う。
- 調整力取引の取引所の利用について、三次②については、取引所で調整力を売るだけでなく買うこともできるのではないかと考えている。三次②はスポット市場、時間前市場も活用しつつ、かかる費用をなるべく少なくするように努力することも求められるのでは。そのような場合、一般送配電事業者は最終保証供給のため、現在は取引会員にもなっており、その枠組みの中ではいかように取引をしていただいても結構だと考えている。
- 今回、調整力を売るという議論がされているが、一般送配電事業者が時間前市場で供給力を買って、調整力として使うことも十分に考えて良いのでは。その場合、これは特別会員なのか、取引会員なのかということではなく、このような一般負担や賦課金になる取引が、市場を歪めていないかということを確認しなければならない。かかるコストを最小化する努力と、そのための取引をした場合も、監視の対象になるのではないかと。

- 費用負担の対応方針について、立地誘導インセンティブ等複数の観点で議論を行い、総合的に考えると案Cが望ましいという整理だと認識。ただ、案Cで進むような場合でも、混雑系統における発電事業者の入札インセンティブには考慮が必要であると考え。
- 具体的には、案Cの場合、混雑判明タイミングがスポット後であれば、キャンセル後の電源をスポット市場に出すことはできない。あるいはGC後であると時間前市場に出せず、kWh収入を得る機会を失ってしまう。
- また、実需給に近いタイミングでは、 $\Delta kW$  供出のためにすでに起動していることも考えられる。そうであれば、事業者としては  $\Delta kW$  供出可能な電源を需給調整市場に入れず、供給力市場のみに入れ、結果調整力が不足する、調整力が効率的に調達されないということもあり得るのではないかと。つまり、混雑が判明するタイミングによって、kWh市場に入札できない場合の取り扱い、もしくは既に起動してしまった電源の起動費の取り扱い等を考慮し、入札インセンティブがあるような制度設計をお願いしたい。
- また、知見を蓄積し、混雑エリアにおいて、発動できなくなる調整力量を減らすような取り組みも進めていきたきたい。制度によって、発動制限がかかる機会が少ないということも、事業者の入札インセンティブになり得るものと認識。
- 系統混雑時における  $\Delta kW$  費用負担について、P13で3案を比較しているが、約定した  $\Delta kW$  に発動制限がかかる場合、売手をしては売入札インセンティブが重要であると考えている。案Cについて、売手の入札インセンティブが中程度と書かれているが、売手について約定  $\Delta kW$  の費用が払われず、発動できないならば、最初からスポット市場に入れることを選ぶ方が、実需給断面で混雑しても再給電されるため自然と考えられる。つまり、案Cは入札インセンティブが低いということも考えられる。
- 一方で、案Cで入札インセンティブがあるような場合も存在する。例えば、 $\Delta kW$  が三次調整力①である場合、週間段階で約定されているが、スポット前には一般送配電事業者が系統混雑を予想し、混雑  $\Delta kW$  をキャンセルする場合、約定費用は支払われない一方で、事業者としてはキャンセルされた調整力をスポット市場に入札することを認められるとしたら、売手の入札インセンティブはあると考えられる。
- また、社会費用の観点から、ここでは  $\Delta kW$  費用に着目し議論が行われているが、 $\Delta kW$  と kWh 再給電費用を合わせて考える必要があるのではないかと。いずれの案でも、 $\Delta kW$  を優先し発動制限するような図で説明いただいたが、混雑系統内では  $\Delta kW$  を優先的に確保し、代わりに kWh について、非混雑系統における再給電を増やす方法もある。
- その場合、社会費用は  $\Delta kW$  と kWh の価格次第ということもある。その場合、トータルで社会費用が減ることもあると考えられるため、ぜひ深掘りの検討を御願いたい。
- 一般送配電の立場として、費用負担については、将来的に混雑が発生した場合でも、需給調整に必要な調整力を確実に確保することが重要であると考えている。
- 案Bのように立地誘導インセンティブが働かないような案については、問題があることは前回指摘した通り。一方で、売手の入札インセンティブが低く、調整力入札量が不足することもやはり課題になると思われ、売入札インセンティブと立地誘導インセンティブの双方を考慮したかたちで方向性を議論することに異論はない。
- 代替  $\Delta kW$  を一般送配電事業者が確保する場合は、代替  $\Delta kW$  確保の判断タイミング、確保量、確保手段など、実運用の方法を考えていく必要がある。情報公開の具体的な方法も含め、一般送配電事業者としては検討に協力して参りたい。

- $\Delta$ kW の費用負担について、費用回収スキームとしては託送になるかと思うが、その他、例えば交付金のような対応ができないか等、いろいろな方法が考えられるため、各方法の特色等も踏まえつつ、確実に費用回収できるような対応をぜひ御願いたい。
- また、論点2について、整理いただいた内容に異論はなく、引き続き検討に協力して参りたい。
- 今回の事務局案はいずれも合理的であり、指示する。今回、混雑系統における $\Delta$ kW 売入札のインセンティブについて、また、 $\Delta$ kW と比較し、同じ電源を kWh 市場に応札するインセンティブについて発言が相次いだ。
- 今回の制度は、混雑系統に立地するインセンティブという観点からすると、ひょっとしたら弱いかもしれないのだが、それでもかなりのインセンティブを与えている。そういう場所への立地は割けるべきであるため、望ましいルールを提案されたことになる。
- それでいて、kWh 市場で出した方が得だという話は何が言いたいのかということ、 $\Delta$ kW・h の市場に出すと考えた時の、立地誘導インセンティブが弱い、もしくは無いということが問題であると思われる。現在は再給電方式が採用されており、まさに事業者によって指摘された事実は正しいわけだが、今回のように正しい制度設計をすると、のちに歪みができるということは、今回決めた  $\Delta$ kW・h 市場に歪みがあるわけではなく、kWh 市場に問題があるのだということだと思われる。
- そうすると、再給電方式として、混雑系統に立地していたとしても自分は負担することがないという、kWh 市場に出すときの立地誘導効果が弱すぎる事が問題であるため、これは一刻も早くノーダル制等に移行していかないと、どこまでも非効率性が積み重なってしまうことを、事業者から繰り返し指摘されたということだと思う。
- 再給電方式を入れたこと自体は合理的な理由があった。弊害があることは承知のうえで、早いタイミングでより望ましい制度を入れるために、やむを得ず再給電を入れた面はあるのだが、これが大きな弊害を生んでいることが繰り返し指摘されているわけであり、事業者としては自分たちが負担することは口が裂けても言えないということだと思うが、指摘されたこととしては、現行の制度に問題があり、一刻もはやく長期的な視点で移行するべきとされている市場の在り方に移行しないと、本当にコストが大きくなりかねないということだと考える。
- 事務局
  - 大きな方針としては案Cということでご理解いただいたと理解。具体的な実務面等については検討をさらに進めていく必要があると考えており、事業者の皆様とも議論しつつ進めて行きたい。
- 大橋座長
  - 本日の議論では、論点1における費用負担については、事業者の入札インセンティブについてもしっかりと考え、実務的な面についても検討して欲しいと指摘されたと認識。時間前市場への入札については、取引会員として取引することとして議論いただいたが、本日の議論を踏まえ検討を進めていただきたい。



### (3) 予備電源について

- 対象電源について、一度不落札・未応札となった電源を含めると、資料のとおり火力の休止・退出を促すおそれがあるので、2年連続不落札・未応札の電源とする案に賛同。
  - 燃料種について、予備電源はコスト抑制も大事な観点だが、万が一の際のリザーブ機能を発揮する観点も大事。例えば石油は十分な備蓄活用が可能だが、LNGは相対的に備蓄が少ない。発電燃料確保の観点からも、議論を深める必要がある。
  - 立ち上げ期間について、予期せぬ需給ひっ迫対応としては対策の多様性が有効。短期立ち上げ電源のみだと、需給ひっ迫には速やかに対応できるがコスト高となる可能性、長期立ち上げ電源のみだと、コストは抑制できるが需給ひっ迫対応には時間を要する可能性がある。コスト抑制と予期せぬ需給ひっ迫対応という観点において、短期・長期に分ける提案はバランスが取れているため賛同。
  - 対象エリアについて、需給ひっ迫時に機能させる観点から東西、分断状況等ふまえて北海道/九州/それ以外の東西という4エリアもあると思うが、その場合コスト高になる可能性があると考えられるため、一度シミュレーションを行ってから検討を深めてはどうか。
  - 論点1～4はなかなか難しいと思ったが、決めていかないといけないため、また基本的には反対意見もない気がしたため、いずれも事務局案に賛成。
  - 対象電源について、容量市場の価格に影響を与えないようにする必要がある。容量市場での売り惜しみは監視されていると思うが、予備電源の対象電源との関係で、一層その可能性が出て来ることもあり得るため、しっかり見ていく必要がある。その上で、この方針は妥当と思うので賛成。
  - 調達量と容量市場との関係は、全体としてどう最適化を図っていくかという観点で議論が必要。
  - 立ち上げ期間について、短期と長期にわけることに異論はない。ただ、実際どの程度の期間を想定するかは、他の論点や他制度との関係で整理する必要があるため、引き続き検討してほしい。例えば、短期立ち上げのために技術者を常時配置すると、人件費等の発生だけでなく、他業務への配置不可といった付随費用が発生する可能性がある。この費用を予備電源の対象費用とできるのか。また長期立ち上げは、供給計画の取りまとめ時期や、容量市場の追加オークションスケジュールとの兼ね合いも考慮する必要がある。
  - 今回の4つの論点について、総じて今後の検討の方向性に異論はないが、特に立ち上げ期間についてはプラントによって大きく状況が異なるため、実態に即した制度設計が必要。短期/長期に分ける方向は良いが、予備電源制度の対象となり得る電源は限られていると思うため、各プラントの実態をヒアリング等した上で、具体的な期間を整理することが望ましい。
  - 他論点についても、例えば調達量次第で対象電源や立ち上げ期間に影響が生じると考えられるため、各論点が整合性を取れているか、適宜確認しながら必要に応じて修正していく必要がある。
- 事務局
- ご意見の中でも、電源によって実態が違うというお話もあったが、今後事業者にはヒアリング等しながら詰めていく必要があると考えている。資料においても「柔軟性」という言葉を使っており、予備電源として立ち上げられる電源の数が限られている中で、実態に即した制度設計をしていく。
  - また各論点の整合性についても、適宜立ち返りながら全体整合を図っていく。
- 大橋座長
- まさに事務局から話のあったとおりで、実態と落札電源の状況に合わせて、柔軟に対応していくことも重要。
  - 予備電源の制度設計において、一定程度整理を進めてもらえればと思う。

#### (4) 容量市場について

- まず、今年もしっかり容量市場の入札を実施していただき、約定価格の公表まで漕ぎつけていただき、広域機関や事務局の皆様をはじめ、関係者に改めて御礼を申し上げます。
- 資料6-3のスライド7、今後の議論にあたっての視点における、一定の水準に収れんしてきたという見方について、前回のオークションの振り返りの際にも申し上げたが、まだオークションの回数は少ないため、今回の結果をもって収れんしてきたと判断するのは時期尚早かと思う。オークションのたびに都度ルールの大きな変更を加えていくことは適当とは思わない。価格の結果を踏まえた要因の分析は必要だが、あまり大きな見直しをせずに、引き続き安定的な市場運営を行っていただき、トラックレコードを積み上げていく段階にあるのではないかと考える。
- JERAさまの誤入札について、発電事業者として我々としても同様の事象を起こさないように気を引き締めていきたいと思っている。今回はJERAさまが速やかにご説明・ご申告をしたおかげで大きなトラブルに至らずに収束をしたと理解している。スライド17で不適切な応札に対しての今後の対応について整理をいただいているとおおり、誤りが発覚したタイミングや金額への影響といった観点の事象の大きさによって、ある程度事案ごとに判断せざるを得ない点はあるが、大きな事象に至らないようにするためにも、悪質な場合は一定のペナルティを厳しく課せるようにしておくべきではないかと考える。
- 資料6-3のスライド7・8、今後の議論にあたっての視点についてコメントさせていただきたい。1つ目の視点で、一定の水準に収れんしてきたという見方もあり得るがどう考えるか、という記載がある。容量市場の制度趣旨を踏まえると、価格が収れんしたかということよりも、中長期的な電源の維持や出資のために、正しい価格シグナルが発せられているかどうか、という観点で今後見ていくべきではないかと考える。
- 3つ目の視点で、不落札電源が一定数あること、今後の不落札電源も含めた供給力確保の全体像について、どう考えるかという記載がある。供給力評価の見直しの結果については、わが国の需要動向の実態を正確に示すために、次年度以降のオークションの募集量に速やかに反映いただくことが望ましいと思う。そのうえで、足もとの需給ひっ迫が続いている中で、わが国の安定供給がしっかり確保できるかという点について、不落札電源が予備電源制度の対象にできるような状態になっているのかという観点もあるが、落札電源のラインナップがどうなっているかをしっかり分析していくことが供給力確保の蓋然性や全体像を評価するために極めて重要ではないかと考える。安定電源、変動電源、発電指令電源といった区分だけではなく、電源種別や電源の建設からの経過年数のように、様々な要素をしっかりと分析する必要があると思う。広域機関からは調整機能の有無といった分析結果があったように、落札された電源がどういうものなのかという供給力の全体像を把握することが重要ではないかと思う。
- 4つ目の視点で、ゼロ円/kW以外の価格を付けた応札容量が増加している一方で、ゼロ円/kW以外の応札を行った事業者数が減少していることをどう考えるかとある。前段のゼロ円/kW以外の価格を付けた応札容量が増加していることが意味していることは、裏返すとメインオークションの結果次第で休廃止を考えている電源が増えているという見方もできると思う。実際にそういうことになっているのかも含めて、先ほども申し上げた通り、どんな電源が入っているかという内訳をしっかりと分析することで、今回の約定結果のみならず、複数年、将来にわたって持続可能な供給力が確保されているかどうか、という観点も評価の対象にしていくべきではないかと思う。
- 一般送配電事業者の立場でコメントさせていただく。広域機関さまの資料6-1、スライド38について、調整機能あり電源の約定容量について示していただいたが、2026年度に向けて調整機能あり電源の約定容量が減少傾向にあることが分かると思う。一般送配電事業者としては、今後もこの傾向が

続いて調整力の不足につながることを危惧しており、そうならないように、特に新設電源やリプレース電源には調整機能が具備されることが重要と考えている。また、第72回の制度検討作業部会の中で、長期脱炭素電源オークションの議論の中でも、火力・揚水・蓄電池に関する調整機能の具備を提案いただいたと思うが、今後も必要な対策について遅滞なく打っていく必要があると考えている。一般送配電事業者としても、技術検討などに協力させていただく考えなので、宜しくお願いしたい。

- 資料6-3のスライド17について質問させていただきたい。ケース②について、容量確保契約の解約に限定することなく、各対処について今後検討のうえで、容量確保契約の中に盛り込んでいただくのは必要なことだと思う。民法の一般論で対応できることと、そうではなくて合意がないとできないことがあるため、必要に応じて、明確化の観点で手当てをしていくことが重要と考える。
- その上で、ケース②の3点目「供給力の提供を求めつつ、精算を行う方法もありえるのではないか」とある部分の「精算」とはどのレベルの精算を指しているのか。今回のJERA社のケースのような精算についてなのか、それとも広く約定価格の修正メカニズムを入れるといったことも想定されるのかを質問させていただきたい。多くの事業者が容量確保契約を締結するなかで、影響を踏まえて対応をどこまでしておくべきか、という点とも関連すると思うので、その点を質問させていただければと思う。
- 資料6-3のスライド8、今後の議論に当たっての視点の4番目、ゼロ円/kW以外の価格を付けた応札容量が増加しているという点で、将来的な供給力に対するリスクが上昇している可能性がないかどうかを検証していくことが大変重要ではないかと思う。
- 広域機関からのご説明のなかで、発動指令電源の応札容量が、メインオークションにおける応札容量の上限を超過しなかったとあった。一方で、データを見ると約600万kWという旺盛な入札容量があったのではないかと認識している。大変結構なことかと思うので、今後の動向を見定めながら、供給力確保の観点からどのように活用すべきか、議論を深めていくことが非常に重要ではないかと認識している。
- まず、別件のお詫びについて申し上げさせていただきたい。この度弊社グループ会社にて確認された顧客状況の不適切な管理について、先ほど弊社ホームページに公表させていただいた。グループ本社として今回の事案を深く受け止めている。深くお詫び申し上げます。
- 続いて、資料6-3のスライド7・8、容量市場の今後の議論にあたっての視点について、2点コメントさせていただく。まず、約定価格についてコメントする。第1回、第2回の間であることは事実である一方、PJMや英国の容量オークション実績を見ても変動が見てとれるため、3回の結果をもって収れんしたとは言い難いと思う。今後も約定価格を注視していく必要があるとともに、約定結果が価格シグナルを表しているとは言えるものの、必要供給力を確保するための電源投資を促す観点や、既設電源維持を促す観点に沿っているかどうかを検証する必要があると考えている。容量市場の本来の目的は、必要供給力の確保と電源の新陳代謝と考えるので、供給力が減少すれば新設が促される市場設計が望ましい。今回は反映されなかったが、発電コストWGの最新結果が出ているので、NET CONEにそれを反映していくことも考えられると思う。
- 次に、市場分断についてコメントする。前は3ブロック、今回は5ブロックに分断した。これは電源の偏在化が要因だと考えられるため、一部電源にマルチプライスが適用されたことは、価格シグナルとしての電源立地誘導インセンティブが働くことも想定できる。また、市場が分断されると安価な電源を有効活用できないことになるため、現在検討が進められているマスタープラン、基幹系統整備計画は、重要な役割を果たすと考えている。
- 事務局
- 容量市場についても貴重なご意見をいただいた。価格の収れんについても、皆さまからご意見をいた

だいたいが、収れんというよりは、価格シグナルがしっかり出て供給力がしっかり確保できるように事業者の行動が促されるのか、というのが重要であるという趣旨だと受け止めた。今回の第3回までの結果を踏まえて、事業者の方でどのように発電所の投資に繋がっていくかを含めて、今後見ていく必要があると感じたところ。また、小川オブザーバーからも、供給力という観点から落札した電源のラインナップについてもご指摘をいただき、今後分析をどこまでできるかチャレンジしたいと考える。分析結果をお示ししながら、議論を深めていければと思う。

- また、曾我委員からは、誤入札の検知時点が約定結果の公表後になった場合の精算について質問をいただいた。約定価格を誤入札によって押し上げてしまったことにより、小売事業者が負担する容量拠出金が全体的に増えていくことが考えられる中、約定結果を変えずに誤入札をした事業者が負担をしていく中で、その程度については論点があろうかと思う。冒頭でも加藤オブザーバーから事象の大きさなどを踏まえた対応について言及をいただいた。そういった点も総合的に勘案しながら対応について検討していく必要があると思う。したがって、価格決定メカニズムや約定ロジックの修正までを想定しているわけではなく、あくまでも約定結果を踏まえたうえで、負担増になっている部分をどうするか、という視点となっている。
- 約定結果を公表させていただくなかで、色々な分析結果も加味しているところ。今回議論をいただいたなかでも、分析の観点をいただいた。来年度以降に向けても、できることを続けていきたいと思う。引き続き宜しく願いしたい。
- 来年度もしっかり監視させていただきたいと思う。

○ 大橋委員

- 大変様々な意見について感謝申し上げます。2022年度のメインオークションの約定結果について御議論をいただいたところだが、足もとの需給逼迫を考えると、容量市場の約定結果の内訳も含めて、検証・分析をしても良いのかなと思う。基本的には来年度のメインオークションに向けてと言うことだとは思いますが、今後、詳細な分析を含めて制度設計を進めていただきたい。