

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7回)議事要旨

日 時:平成29年6月6日(火)10時00分～12時00分

場 所:経済産業省本館17階第1～3共用会議室

出席者:

<委員>

横山座長、秋元委員、安藤委員、大橋委員、大山委員、  
小宮山委員、曾我委員、武田委員、廣瀬委員、又吉委員、松村委員

<オブザーバー等>

秋山株式会社エネット経営企画部長  
菅野電源開発株式会社執行役員・経営企画部長  
國松日本卸電力取引所企画業務部長  
斉藤イーレックス株式会社執行役員・経営企画部長  
坂本東北電力株式会社電力ネットワーク本部電力システム部技術担当部長  
佐藤電力広域的運営推進機関理事  
佐藤東京ガス株式会社電力本部電力トレーディング部長  
新川電力・ガス取引監視等委員会総務課長  
内藤関西電力株式会社総合エネルギー企画室長  
鍋田中部電力株式会社執行役員・グループ経営戦略本部部長  
柳生田昭和シェル石油株式会社執行役員・電力需給部長

議題:

需給調整市場について  
インバランス制度について

<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: 03-3501-1511 (内線4761) FAX: 03-3501-3675

〒100-8931 東京都千代田区霞が関1-3-1

## 【議題 1：需給調整市場】

- 調達の広域化については積極的に検討して欲しい。
- 上げ調整力と下げ調整力を別商品にするというオプションは賛成。欧州では GF を例外として、基本は別商品なので海外事例とも整合的。
- 欧州では、公平性・透明性・無差別性という 3 原則に基づいて、DR も含めた参入を促すことが示されている。日本においても DR 等への開かれた市場設計が重要。
- 今後再生可能エネルギーの導入が進むとより多くの調整力が必要になり、これまでと同等のコストでは調達できないという懸念もある。調整力市場のみを考えるのではなく電源ミックスも含めて、全体として最適な市場のあり方を検討するべき。
- 連系線の活用については、エネルギー市場の取引とトレードオフになってしまうためしっかりと検討することが必要。
- 現状の電源 II はインセンティブがない。将来的には、電源 II が必要量確保出来る市場設計が必要。その際、DR を排除しないよう留意が必要。
- 市場開設時期については、確実性のプライオリティが高いなら早めに確保することが基本方針。北欧は水力発電が多く調整力が豊富だから直前確保で問題ないが、日本は事情が異なり直前確保だけでは厳しいので、なるべく早めに確保するべき。
- 再生可能エネルギーの導入が進むと調整力の必要量は増えていく。マージン確保なども含めて確実な検討を進めて行くべき。
- 容量市場と整合的にとの記載が資料にあるが、複雑化しすぎない設計にすることも重要。
- 日本においてもアメリカのような ISO 型を目指すのであれば、異なる検討もあるのかもしれない。長期的視野での検討が必要。
- 全ての参入要件が確実性を高めるわけではないため、確実性を高める要件に絞り、参入要件が過度に厳しくならないようにすることが必要。参入要件が緩いのであれば、相当なペナルティをとる必要があるのはその通り。新規参入だけを考え、参入要件もペナルティも低くすることは望ましくない。
- 系統運用者にとっては直前調達は不安だろうが、だからと言って全て期間 A(資料 3 p.8)で事前調達が必要という安直な議論はいけない。全量を相当前から調達しなくてはいけないかは論点。年間を通じて最低必要量を予め調達し、微調整は直前という制度もあり得る。全て事前、全て直前といった安直な議論は禁物。
- ハイスペックな調整力が必要という議論と、全てがハイスペックな調整力でなくてはならないということは違う議論であることにも留意が必要。それぞれのスペックの上限設定という選択肢もある。
- 商品区分を 3 つに分けることは合理的な選択。最初の 2 つを一体運用しているケースもあるので柔軟に考えてほしい。
- GF 領域には DR の活用は無理と決めつけるのではなく、柔軟に考えるべき。エアコンで GF 機能を持たせることも技術的には可能かもしれない。GF 領域は発電機のみと考えるのはおかしい。

- 関電・中電・北陸の3社は隣接しているため、送配電設備の保守や非常時対応を以前から共同で行っていた。その先の取り組みとして、各社の設備が混在しているエリアで設備形成の合理化、調整力の相互活用の検討を開始するということを先日発表させていただいた。
  - 調整力には調達と運用の2つの側面がある。これまではエリア毎に運用してきたが、今回は運用の段階で連携する取り組みといえる。具体的には、あるエリアの余剰を別のエリアの不足で相殺し、その後、引き続き余剰があるのであれば、一番コストの高い電源を止めるといったことを想定している。今後も一層の効率化を図ってきたい。
  - 今後の取り組みにおいても、安定供給を損なわないように、システム改修等を進めながら検討していきたい。
- 
- 柔軟性をもった検討を行う上で、日本の事情を考慮することが重要。どの国とどのような点が似ていて、どのような点が違うのかを資料にして欲しい。
  - ペナルティは高い・低いという議論がなされているが、例えば3回供出に失敗したらアウトといったような、参入しやすいが信頼性の低い事業者は排除される仕組みにすることも一案。
- 
- 需給調整市場は容量市場と目的は異なるが、電源Ⅱのように供給力と調整力が不可分な面もあるので一体的な検討が必要。
  - 調整力の調達・運用の広域化は一般送配電事業者としても検討課題と認識。連系線利用ルールの整理や中給システム改修の必要も考慮しなくてはならない。短期的、中長期的な観点から双方の課題の整理が必要。限られた連系線容量を卸電力市場と需給調整市場のどちらで活用するのかという論点については、メリットオーダーをどう実現するのかといった観点から検討していかなければならない。
- 
- 複数の需給調整市場を開設することもあり得る。例えば、期間B(資料3 p.8)であればJEPXでも可能かもしれない。検討にあたって今後提案していく。
- 
- 安定供給と低廉な料金を追求して、全国大の市場を目指すべきではないか。短期的な取り組みと、中期的な取り組みに分けて検討すべき。
  - 市場商品設計は現状より細かくして、DRやVPPも参入できる開かれた市場にするべき。
- 
- 需給調整市場は最後の砦であり、ここで問題が生じれば電力事業の根幹が揺らぎかねないため、確実性は重要。その際、DRの扱いが大きな論点。電源と同等に扱おうと、全顧客リストを提出することが要件となり厳しすぎるのではないか。
  - DR側に確実性の証明までさせるのか、実証実験等で一般送配電事業者が確実性を確認するのは論点。
  - 広域調達の議論はとても重要。電力・ガス取引監視等委員会からは、限界費用の数値を提示していただいたので、一定程度広域調達のメリットはあると確認できた。システム改修費との見合いで考えることも必要だが、事業者が前向きなのでその点は問題がないのかと思う。

- システム改修が必要なので、柔軟性をもったスケジュールで検討するべき。
- 送配電部門の連携は着手しやすいエリア・サービスから取り組んでいくことも重要だが、あるべき広域連携の議論も必要。
- 要件は低く、ペナルティは高くする場合のペナルティは、先程議論があった3回供出に失敗したら市場参加資格を失うといった設計にするのが、新規参入促進の観点から望ましいのではないか。
- DRは大いに活用するべき。市場開設時期や参入要件はDRの参入に配慮するべき。
- 広域調達は2020年より早く、調整力公募の枠組みでも始めることができる。
- 揚水発電所の新設は考え難いため、既設の発電所をどう活用するかといった検討が必要。固定費が大きな額を占めるという特性を踏まえて欲しい。なるべく事前から確保するという商品があってもいいのではないか。
- 広域運用と広域調達は広域機関の検討の場では分けて整理している。調達面では期間A(資料3p.8)などで事前調達をする際に域外調達ができるかどうか、運用面では事前はエリア内で想定していても、直前に広域的な運用の余地があればやっていくといことではないか。言葉の使い方は必要があれば定義して欲しい。
- 3社の連携は運用面を強調されていたが、調達での広域的な取り組みを行わないのであれば、要求を満たしているとは言えない。
- 3社の取り組みは歓迎するべきものだが、まずはこの3社でスタートし、その他の事業者にも広げていくべきもの。
- エリアを跨いだ取り組みを期待している。
- インバランス料金との関連性が高い。応札できる一部のプレーヤーのみが予見性を持ってしまふような設計とならないように留意して欲しい。
- 新電力もシステム改修が必要な部分があるのであれば、どのような対応が必要か示して欲しい。
- 需給調整市場には新電力の主力電源はなかなか参入できないが、機動力のある小規模な電源なら参入の可能性はある。しかし、社会的コストが減るのであれば望ましいが、不確実性が高まり調整力を多く確保しないとイケないとなれば、逆の効果になってしまう。
- 託送約款の別冊で系統連系の技術要件で調整力を全ての電源が具備しなければいけないような記載がある。需給調整市場の参入要件が固まれば、技術要件も見直すことも必要ではないか。
- アグリゲーターは需要家に事後のペナルティを一部転嫁してしまうためペナルティの検討において配慮が必要。他方、参入要件の負担が大きすぎてもDRの参入を阻害してしまいかねない。
- 広域的な調整力の運用は難しく、システム改修も必要。しっかり広域機関の検討の場で大山

座長のもと検討していく。

- 広域調達・運用を行う場合のマージンの考え方も検討していく。
- 3社の取り組みに関しては、全国的に広げていくことで、広域的な運用のモデルケースになっていただくことを期待している。3社の共通の取り組みはどのような時間領域を想定しているのか。

→ (回答) 広域調達についてエリア毎にどれ程度の調整力を持つべきかなど、しっかり勉強していく。検討を開始した段階なので詳細は未定だが、GC後に連系線容量に空きがあれば広域的に活用できないかと考えている。効果が出てくれば、3社の取り組みを広げていきたい。

- 調整力の運用状況やインバランス料金などを分析し、必要なデータを提示していく。電源の調達のみならず検討の幅を広げていく必要がある。必要な提言を行っていききたい。
- 連系線の使い方について、2020年より前に取り組めることがあるのではないかと御指摘については、監視等委員会、広域機関と議論して検討する。
- 調整力の必要量は精査の上、最小限にしていきたい。再生可能エネルギーが増える中どのように確保すべきかが検討課題として挙げられる。
- 参入障壁を低くしてペナルティを高くしていくという御意見については、インバランス制度と共に検討していく。
- 本日言及のあった3社の取り組みは大変前向きなもの。

#### 【議題2：インバランス】

- P16の見直しの基本的考え方にあるように、需給調整市場設立までの暫定の制度であるという前提であり、その見直しはコストと実効性のバランスということについてはもっともである。事務局案は政策コストに配慮したものと受け止めており、方向性は賛成。
- JEPXとしては、計画値同時同量遵守は、安定供給だけでなく、取引所の価格形成に当たっても守っていただきたいもの。「高ければ買わない」でも事足りる市場では成り立たない。監視は是非して頂きたい。
- $\beta$ にエリアプライスを観念することは分かるが、そもそも市場価格の計算にエリアプライスを入れてみてはどうか。北海道エリアの改善率が他に比べて弱いのは、昼間に激しく分断する部分は、 $\beta$ による補正の効果に限界があるということ。30分ごとにエリアを反映するのが望ましい。シミュレーション等の作業は手伝っていきたい。

→ (回答) 分断の頻発する北海道の影響を鑑みて、エリアプライスというのは理解。他方で、基本は全国単一を志向し、地域の影響を一定程度考慮するという考えは将来の需給調整市場を見据えたものであると理解。その認識で作られた現行算定式の思想を汲みながら検討したい。

- スポット市場が分断していない状況で、エリア間に差が出る $\beta$ は問題であり、方向性は賛成。今般決めた数字についても、また良い取引が出来なければ随時見直して良いのではないか。

- 基本的に方向性には賛成。P19～P21 の事業者の行動は衝撃的であり、残念である。ごく一部の事業者の事例であり、大多数が同様ではないと思いたいが、結果的に消費者に負担が寄るので、制度設計をしっかりと行って欲しい。不可避免的に出てしまうインバランスはあるので、上下限を切ることも理解する。他方、そうであればこそ、悪質なものは制裁措置というのは重要だと考えるが、具体的に実施可能なのか。

→ (回答) 制裁措置の方法として、一つは広域機関のルールの下での制裁措置があり、加えて電事法の下での制裁措置がある。最終的には業務改善命令も可能。

- 送配電事業者として、効率的な調整力を確保するなら、系統利用者には計画を一致させて頂くのが望ましい。インセンティブを満たすために、早急に制度を改正していただきたい。送配電各社は事務局提案の内容であれば、すぐ対応出来る。

- 現行のインバランス料金は過渡的な制度。あるべき論の検討に時間をかけて、大幅にシステム改修して、結果時間だけがかかるのは無意味。ベストを迫及するよりも、今できる低いコストでの対応。コマ毎の $\beta$ を用いるという意見や算定式の抜本的な改正意見が出たが、膨大な改修コストを思えば、事務局提案も妥当だと思っている。

- また、供給力確保義務があってその上でこの料金制度となっており、「払っているからどれだけインバランスを出し手も問題ない」ではない。そのような主張を是とするなら上限を切るなどという対応はあり得ず、どこまでも高くなる制度として良い。一方で、真つ当に義務を遵守している事業者には迷惑な制度改正となる。義務は当然。最も激しい対応は登録取消だろうが、それをアナウンスだけでも価値がある。それでも足りなければもっと策を講じても良い。

- 事務局の問題意識は共有した。参入要件は低く、ペナルティも低いとなれば、こうなるのは当然であり、今後の新規参入者の導入の議論に向けて、学ぶべきところ。制度を憎むべきとの事業者の声もあったが、監視は監視として、しっかりやっていただきたい。方向性については理解するが、早ければ来月にも導入する方向で頑張ってもらいたい。

- また一方で、 $\beta$ の算定スパンについて、事務局は月毎に留まっていたが、週毎に、日毎でも良い話。素人感覚では Excel で出来るような気もする内容。重厚なシステムに反映するなら難しいのだろうが、そうであればシステム自体もちゃんと考えてはどうだろうか。まずは月毎はマストぐらいで頑張ってもらいたい。

→ (回答)  $\beta$ について、月毎より週毎日毎というのはどこまで出来るのか、将来的な導入の視野も持ちながら、しっかり検討したい。

- 新電力事業者としては、現行のインバランス精算単価の計算式は需給調整市場を見据えた暫定のものであり、リードタイム、コストを踏まえて見直すことには賛成。他方で日々のオペレーションを真剣にやっている身として、一部の事業者のせいでこんなリスクが上がるなら、まずはその不真面目な事業者を叩くのが先だと思う。本来的には、インバランスは需給調整コストに合わせるのが筋だと理解している。他方で、様々なエリアごとのアンバランスもあるので、見直しの方向性に $\beta$ にエリアプライスの観念を取り込んだ事務局の提案は理解。

- $\alpha$ については、どうしても需給予測の精度を上げづらい小規模な事業者を思うと、新規参入者保護の観点から監視を大前提に、上下限を切るという方針は理解。
- 実際の需給調整コストで一番高いものを用いることは有効だと思う。 $\alpha$ がいくらか、という議論で言えば、3%は高すぎる感じもする。

→ (回答) 3%の指摘については、昨年度の実績に当て嵌めて試算した結果である点には留意が必要。今年度、グロスビディングが始まり、市場の厚みが相当増していくことも考慮して決めていきたい。

- 実効性とのバランス。検証等も踏まえて、どう変えるのかは検討して頂けるとありがたい。
- 方向性は賛成。他方で、 $\alpha$ は外生的に定まるものであり、事業者へのインセンティブ付与には限界がある。恣意的に出す事業者をどう排除するかが大事だと感じる。制裁の具体的方法をどうするのか。何度も指導しても是正しないなら、公表するのもあり。
- また、計画一致の精度については規模がかなり影響する。インバランス料金体系を抜本的に見直す際には、規模や期間の裾切りも検討されたい。
- 東西分断が起きている中で、事業者として、法令遵守のディスインセンティブが働いているのは問題。その意味で、今般の提案は、負担やリスクが大きくなる部分はあるが、可及的速やかに改善を求めたい。上限値の設定は、度が過ぎていけば、また見直すこととしても良いと思っている。いずれにせよ、まずは今の状況を速やかに是正して欲しい。
- 基本方針は同意。P24において、試算値出してもらって、改善率は年間よりも月毎の方が良いということだが、費用対効果の考え方は意識されたい。計算自体は出来たとしても、実際の業務フローへの重みがどの程度か。広い視野でコストパフォーマンスは配慮して欲しい。
- また、料金だけでしぼるのは難しいというのは、金融の世界でも言われる普遍的な問題。需給一致を頑張っている事業者との公平感も考えて、対応を検討して頂きたい。
- 異論は無い。制裁については、電事法の中でも供給力確保義務に関しては、その処分基準まで明示的に定められているので、しっかり発動していただきたい。
- $\beta$ の見直しについては、30分がベストと思うが、裏返してシステム上の難しさも察するので、出来れば月次、それも難しければ延ばしても良いと思う。いずれにせよ、現状より少しでも改善していくことが重要。
- 意見等も踏まえて事務局で検討し、早急に導入を出来るよう対応されたい。