

第3回 地域間連系線の利用ルール等に関する検討会 議事録

1. 概要

日時：平成28年10月17日（月） 10:00～12:00

場所：電力広域的運営推進機関 豊洲事務所 会議室A・会議室B・会議室C

出席者：

大山 力 座長（横浜国立大学大学院 工学研究院 教授）
秋元 圭吾 委員（公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー・主席研究員）
市村 拓斗 委員（森・濱田松本法律事務所 弁護士）
牛窪 恭彦 委員（株式会社みずほ銀行 産業調査部長）
大久保 昌利 委員（関西電力株式会社 電力流通事業本部 副事業本部長）
岡本 浩 委員（東京電力ホールディングス株式会社 常務執行役 経営技術戦略研究所長）
沖 隆 委員（株式会社F-Power 副社長）
菅野 等 委員（電源開発株式会社 執行役員 経営企画部長）
鍋田 和宏 委員（中部電力株式会社 執行役員 グループ経営戦略本部 部長）
松村 敏弘 委員（東京大学 社会科学研究所 教授）
曳野 潔 オブザーバー（資源エネルギー庁電力・ガス事業部電力基盤整備課電力需給・流通政策室長）
石川 浩 オブザーバー（電力・ガス取引監視等委員会事務局総括企画調整官）

欠席者：

山影 雅良 オブザーバー（資源エネルギー庁電力・ガス事業部電力基盤整備課長）
小川 要 オブザーバー（資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課電力市場整備室長）
恒藤 晃 オブザーバー（電力・ガス取引監視等委員会事務局ネットワーク事業監視課長）

プレゼン者：

津田 雅彦 オブザーバー（関西電力株式会社 総合エネルギー企画室 需給企画担当室長）
松島 聡 オブザーバー（日本風力開発株式会社 常務執行役員）
大村 博之 オブザーバー（JXエネルギー株式会社 執行役員 リソーシズ&パワーカンパニー 電気事業部長）
阪本 周一 オブザーバー（JXエネルギー株式会社 電気事業部 業務グループ 担当マネージャー）
西山 大輔 オブザーバー（丸紅新電力株式会社 代表取締役社長）

真野 秀太 オブザーバー（SBIナジー株式会社 渉外部 制度渉外グループ マネージャー）

議題：

（１）事業者ヒアリング

- ① 東京電力ホールディングス
- ② 関西電力
- ③ 日本風力開発
- ④ J Xエネルギー
- ⑤ 丸紅新電力
- ⑥ S B Iナジー

（２）私契約について

（３）海外調査について

資料：

（資料１）議事次第

（資料２）事業者ヒアリング（東京電力ホールディングス）

（資料３）事業者ヒアリング（関西電力）

（資料４）事業者ヒアリング（日本風力開発）

（資料５）事業者ヒアリング（J Xエネルギー）

（資料６）事業者ヒアリング（丸紅新電力）

（資料７）事業者ヒアリング（S B Iナジー）

（資料８）連系線利用ルールの変更等に伴うP P Aの在り方

（資料９）海外事例調査の実施について

（参考資料）連系線長期断面のマージン設定方針に対する意見募集の結果について

2. 議事

- 事務局 電力広域的運営推進機関 石坂企画部長より、出席者の紹介及び議事次第の説明が行われた。

（１）事業者ヒアリング

② 関西電力

- 議題（１）事業者ヒアリングについて、関西電力株式会社 津田オブザーバーと大久保委員より、

資料 3 に沿って説明が行われた。

- 大久保委員
- 関西電力からは、2 点ご説明させていただく。一点目、小売電気事業者に関する事項について津田から、次に一般送配電事業者に関する事項について、大久保から順次ご説明させていただく。
- 関西電力 津田オブザーバー
- 前半を説明させていただく。4 ページに相対契約に求めている機能を記載している。私どもが現在契約をしているものは、所謂広域電源あるいは IPP 募集電源などからの受電である。当社では自社の電源に加え、こうした他の発電事業者からの相対契約による調達によって、S+3E の観点でバランスの取れた供給力、将来に必要な供給力を確保してきた。こうした契約では、基本的に 2 部料金制度ということで、小売事業者が電源の固定費を負担しているが、こういった契約は発電事業者側に電源開発の投資インセンティブを与えるものであるため、引き続き長期的な供給力確保という観点で、重要な役割を担っていくものと考えている。なお相対契約の機能としては、このような所謂 kW 価値のほか、価格の固定化、CO2 などの環境価値の引き渡しといった点が挙げられると考えている。
- 5 ページでは、間接オークションへの移行に必要な準備期間についてまとめている。これに関しては、前回の中部電力のプレゼンと同じ認識である。一口で言うと、最も時間を要するのは、FTR を発行するシステムの開発導入ではないかと思われるため、我々事業者側のシステム、あるいは既存契約の見直しに掛かる事業者間の協議については、その期間内で対応できるのではないかと考えている。
- 6 ページは、経過措置についてである。間接オークションへの移行に伴い、これまでなかった FTR の取得コストが生じる、あるいは生じる可能性があるため、やはり事業者の立場としては、一定の経過措置は設けていただきたい。次に、その期間については、既存の相対契約が受ける影響次第だと思っているものの、FTR の制度設計がまだまだこれからであるうえ、利用している連系線の将来の混雑度合も想定が難しく、またそもそも連系線の混雑度合によりその影響が大きく異なるので、正直なところ一概に申し上げるのは難しい。設備が存続する限り契約が続くといった特殊な契約もある。そうした中で何らかの基準で均一に設定するということであれば、やはり契約期間を基本としつつ、連系線利用計画において既に利用登録されている期間として、今から 10 年間といった考え方が一つの考え方になるのではないかと考えている。
- 最後に 7 ページには、意見・お願いとして 3 点記載した。まず一点目は、前回の検討会で事務局からご指摘いただいた特定電源への紐付け見直しに伴う発電事業者の利益についてである。前回整理していただいた事務局の資料を下に再掲している。これをご覧いただくと、(4) で、特定電源の紐付け見直しによって発電側に工夫の余地が生まれ、利益が生じるとし、(5) で、その配分については発電側に全額溜まるのは好ましいことではないと整理していただいていると理解している。こうした利益の配分については、単に発電事業者と小売事業者間という視点だけでなく、やはりお客さ

まへの還元という視点が重要ではないか。当社としては、間接オークションへの移行に伴う契約見直しについて、特定電源の紐付け解消を含め前向きに取り組んでまいりし、併せてこの発電事業者の利益の取り扱いについても、この機に基本的な考え方を協議していきたい。事業者間の協議を円滑に進めるため、先ほど申し上げた観点を加味して、ここの表現をもう少しご検討いただければ有難い。8 ページは、残り2つの点についてである。間接オークションへの移行に際して、従来の相対契約においては実現出来ていた、あるいは実現出来るであろう機能を今後も引き続き維持していただきたい。一つは CO2 など電気以外の価値の授受の面である。もう一つは、今後の話になるが、仮に将来的に容量メカニズムが導入され、kW に価値がつくようなら、スポット取引の一部となる差金決済契約の kW 価値が適切に評価されるようご検討をお願いしたいと思っている。

○ 大久保委員

- 続いて、11/44 ページ目、一般送配電事業者に関する事項についてである。まず、4-1 は、間接オークション導入後の供給信頼度に関してである。現状の供給信頼度のチェック部分については、エリアの需要想定、および発電機の運転計画や連系線利用計画をもとに、エリアの需給バランスの把握、調整力必要量の検討といった供給力面での信頼度チェックを行っている。また同時に、系統の潮流状況を想定し、平常時の運用方法や故障時の対策も考慮のうえ、系統構成を立案するといった系統運用面での信頼度チェックも行っている。これらの検討を年間・月間・週間・前日の各断面においてローリングしながら、当日の周波数調整や系統運用に備えている。間接オークションが導入されると、連系線を跨ぐ発電機の運転計画が確定するスポット取引の約定後において、エリアの需給バランスや連系線を含む系統の潮流状況を把握することになる。スポット取引約定前である週間断面以前においては、運転計画など不確定要素が現状より増加する状況での信頼度チェックになる。このような状況が想定されるので、間接オークション導入後も、現状と同様のエリアの供給信頼度チェックを行うとすると、連系線の潮流が把握できる仕組みが必要と考えられる。間接オークション導入により不要となる連系線利用計画や発電販売計画に代わるものとして、例えば相対契約における2社間の受け渡し情報や、それに係る電源の運転計画等を、週間断面以前において広域機関に提出いただく方法も考えられる。ただし、スポット取引の約定結果によっては、電源の運転計画が変更となるケースもあるため、週間段階以前の信頼度評価は、不確定要素が現状より増加する状況で行うことになる。そのため、今後、広域機関と共に信頼度チェックの方法についても検討してまいりたい。
- 12 ページ、流通設備の保全関係だが、天候悪化等による流通設備の作業の工期延長や計画停止等により、運用容量が減少する期間が実施段階に延長された場合に、送電権保有者への補償の大きさによっては、無理な工程で作業を行うなど、一般送配電事業者が必要な保全業務を適切に実施できなくなるおそれがある。そこで、間接オークション導入により、一般送配電事業者が必要と考える保全業務に制約を与えないよう、今後の詳細検討においてご配慮いただきたい。
- 最後は、送配電システムの改修についてである。現行、上の表にあるように、年間・週間という計画断面においては、発電 BG、小売 BG から発電販売計画と需要調達計画を広域機関を通じて一

般送配電事業者に連携している。また、連系線利用計画についても同様に広域機関を通じて連携をしているという状況である。間接オークションが導入されると、発電販売計画については連系線を跨ぐ相対契約が販売先未定となり、需要調達計画においても調達先未定となる。また、連系線利用計画については廃止となる。そこで、それに代わる情報として、相対契約における２社間の受け渡し情報や、相対契約に係る電源の運転計画などで代替してはどうかという話を先ほどさせていただいた。ということで、間接オークション導入に伴い、現在連携している情報のうち不要となるものについては、一般送配電事業者システムの大幅な改修は不要と想定している。なお、連系線利用計画等に代わるものとして、新たな情報を連携する場合については、広域機関と協調してシステム設計を行っていききたい。

③ 日本風力開発

- 議題（１）事業者ヒアリングについて、日本風力開発株式会社 松島オブザーバーより、資料４に沿って説明が行われた。
- 日本風力開発 松島オブザーバー
 - 日本風力開発の松島です。本日はこのような機会をいただき感謝する。
 - 私どもは会社の名前の通り風力発電、自然変動電源を扱う会社で、その立場から今回の勉強会にて意見をさせていただく。私どもは自然変動電源を扱っているが、今まで電力システム開発にあたっては再生エネルギーの導入拡大ということは謳われながらも、なかなか連系線の利用がままならず、エリア内での制御も限界に来ていた。今後再生エネルギーを拡大するためには、連系線の利用が必ずや必要になってくると考えているので、意見を述べさせていただく。加えて、私どもは風力発電所に調整力を併設することにより、連系線を使える品質の電力を平成 20 年より運用しており、そのような経験を踏まえて意見させていただく。
 - 今回のヒアリング事項（１）と（２）については、自然変動電源の者としては特段意見もなく、体制、システムが整った場合、速やかに行ってほしい。経過措置その辺については特に意見はない。
 - ヒアリング事項（３）以降だが、このルールの見直しについては大変歓迎する。また、地域間連系線の利用もしくは、そもそもあった理由について、エリア間での系統の安定を保つために作られたものと理解している。その後、託送とでも使えるということで現在も活用され、今後は自然変動電源の導入拡大を支えるエリア間での周波数、長周波の調整などに使えれば更なる活用が出来ると期待している。
 - ４ページは平成 26 年に制度設計 WG で配られた資料である。地域間連系線の利用が青天井で何も制限がなくなった場合、その市場効果は 1,700 億円という説明がなされていた。こういったものが将来も実現出来れば、電力料金の抑制に繋がると期待するので、連系線が自由に使える環境が整うことを期待している。
 - ５ページだが、ルール策定にあたり留意すべき点、特に注意していただきたい点がある。現在も地域

間連系線は優先された業者に独占されており、新しく入ってきた事業者にとっては非常に幅が狭いものになっている。そこは撤廃していただきたい。また、その方法としての間接オークションには大変賛成であり、期待する。実行にあたっては、電力取引の市場が大きな役割を担っていると思っているので、市場が健全な形で育成されることが必要不可欠である。現在の市場は、JEPX 一機関が運営しているが、一機関でいいのか、もしくは複数の機関が将来出来上がることも視野に入れながら考えていってもらいたい。

- 6 ページ目は海外での事例である。電気は発電所から需要地へ運ばれるということで契約が結ばれていくが、実際の潮流としてはあらゆる所を通して電気が流れていく。局所で送電線の混み具合、需要の多少が違うので、結節点ごとに金額が電力の需要と供給で違う。例えば、ニューヨークでは350 地点、カリフォルニアでは 3,000 地点の違いがある。日本でも将来、このような市場が導入されることがあるならば、発電側だけでなく需要者側から見た購入の自由が広がる。
- 次のページだが、ルール策定にあたり、この検討会とは別に電力システム改革貫徹に向けた政策小委員会が9月の末に行われている。その資料を8ページに掲載した。ベースロード電源や非化石価値取引などの項目が入っていることに、非常に心配をしている。これは間接オークションシステムの導入や、今年4月からの運用で、電源と需要者を結び付けるのではなく、小売電気事業者と電気事業者を結び付けた連系線利用になったところで、また時代を戻ってベースロード電源や非化石価値取引などといった電源を特定するような取引がなされると、4月から運用してきた流れに逆行することにならないかと心配をしている。電源紐付けの先渡し取引などは、実際の運用では電源の固定、そして連系線利用の長期の固定に繋がるのではないかと心配している。その辺りを留意しながら、この勉強会を進めて行っていただきたい。その他、なぜ自然変動電源が連系線の中々利用できないかという点では、その計画性と蓋然性について非常に疑問視されている。蓋然性の一部しか証明できていないため、これから自然変動電源の連系線利用を進めるにあたっては、その蓋然性をどこまで求めるのか。また、今後のシステム整備により、例えば広域での長周期の調整を出来るような形になれば、特に発電所毎に調整力を持たなくても連系線を使えるようなシステムが出来ることを期待している。以上が私どもからの意見である。

① 東京電力ホールディングス

- 議題（1）事業者ヒアリングについて、東京電力ホールディングス株式会社 岡本委員より、資料2に沿って説明が行われた。
- 岡本委員
- 資料2、弊社の資料に戻っていただき、連系線ルールに関する意見ということで弊社の考えを説明させていただく。皆さまと同じで、経過措置が必要な理由と期間、それから準備期間と理由、その他に関する事項の3点に関してご説明させていただく。
- スライド2ページ目は、経過措置が必要な理由とその期間に関してである。弊社の基本的な考え方

は、連系線を活用し、出来るだけ安価なベース電源を長期間、固定価格で安定的に調達したいということである。間接オークション移行に伴い、安価で競争力のある供給力の調達に関して、課題となるのは、混雑費用という新たな負担の発生である。勿論、混雑がない場合は、いわゆる差金決済契約で等価な移行が可能であるという点は、前回、事務局からの説明があり、その通りだと認識している。しかし、混雑費用がある場合、増分負担が発生するということが、経過措置が必要な理由である。措置の内容だが、混雑費用を全額還元していただけるのであれば、現状の契約が、いわゆる差金決済契約のような形で新たな相対契約の中に自然に入っていくだろうと考えている。期間については、一律に設定することは難しいのではないかと考えており、短い契約の電源も長い契約の電源もあるだろうと考えてはいるが、現状の既存契約の期間中にこの広域メルिटオーダー、間接オークションに移行する、その間の混雑費用の還元をお願いしたい。欧米と同様と書いたのは、3 ページ目の PJM の例で書いているが、Nord Pool についてもほぼ同様だったろうと Nord Pool から聞いている。3 ページ目には、間接オークションということではないと思うが、PJM がいわゆる Locational Marginal Pricing が入った瞬間に混雑費用が発生してきた。その時の経過措置として、彼らの文書とか話を聞くといつも Native Load とおっしゃっているが、LMP 導入時の既存利用者に Firm Transmission Right、混雑料金の支払いを受ける権利を無償で配布されたと聞いている。従って、Native Load に供給している Historical Resource に対しては、存続中は、無償で配布される仕組みになったと聞いている。現状は ARR という仕組みに移行しているが、LMP 導入時点では ARR がなく、FTR の無償配布であったと聞いている。LMP 導入後については FTR を FTR 市場で調達し、混雑費用リスクを固定化する。固定化されたリスクの負担を前提に事業展開し、FTR 市場の収入は系統利用者に還元されていると理解している。日本でも、ほぼこれと同じようなことを考えれば良いのではないかと、というのが私どもの考えである。

- 4 ページ目、準備期間と理由についてである。これは移行措置の内容次第だろうと思っている。混雑費用の発生に伴い金銭的リスクが発生してくるが、そのリスクが現状以上に大きくなっていく中で、発電と小売の間でリスクをお互いどう負担するのかに関する協議がある。これが現行と同様であるということであれば、契約の交渉にはそれほど時間は掛からない。むしろそれほど長い時間が掛かるかどうか分からないが、FTR や CfD による決済の仕組みについて検討が必要である。設備改修といったのは、システム的な対応をするうえで、何か改修があるかどうかということだが、そういった詳細を検討することになるかと思っており、内容次第だと思っている。しかし、通常こういったシステム、計量も含めた整備となると数年程度要する可能性はあるかと思う。
- その他、以下のような観点から検討を行っていただきたいというお願いを、5 ページ目に5つほど挙げさせていただいている。今までお話しされた方と重複があると思うが、市場に蓄積される混雑費用、もしくは送電権オークション収入の還元をご検討いただきたい。2 番目は、作業停止等、連系線の運用容量が減少する場合について、どういう扱いをするのかということである。色々な理由で運用容量が減少することがあるが、現行の混雑リスクと同等の考え方が出来ればいいのではないかと。3 番目は、前回少しお話があったかと思うが、特定負担で増強される連系線の利用ルールとの関係で、増強後の空容量の利用者と、特定負担をした利用者との間の公平性を何かしら担保をいただきたい。そ

うでなければ、増強費用の特定負担をするインセンティブが無くなってしまうおそれがある。公平性の担保をお願いしたい。4 番目は、特定負担を行う利用者についてどういう権利なのか、これは物理的送電権というような意味合いで考えたらいいのかあるいは金融的なのかと、まだまだ議論があろうかと思っている。仮に今回特定負担する方が、ある種の物理的送電権に類するものを取得されたとすると、今後も特定負担を行ってでも増強する利用者に、物理的な送電権が認められるのかという論点があろうかと思っている。5 番目は低炭素など付加価値のある電気の扱いということである。基本的には連系線を跨ぐ取引では、連系線の割当てをスポット市場を中心に行う方向性であると認識している。CfD という形で契約は残っているものの、電気としてはスポット市場を通じたデリバリーになる訳である。低炭素な電気を CfD で確保したと思ったにもかかわらず、いざデリバリーを受けてみると市場平均の電気を受け取ったということになる。逆に連系線を通じた低炭素の付加価値のある電気の取り扱いが難しくなるのではないか。再生可能エネルギーも含まれると思うが、CO₂ の少ない電気についての扱いというのはご検討いただきたいと思っている。

- 先ほど運用容量が減少する場合の取り扱いについて申し上げたが、6 ページ目では、FTR の支払い原資は基本的には市場に溜まる混雑費用であるということである。当然、発行可能量には制約があるのだらうと思っている。そのため、連系線の通過の実績を超える量を発行していた場合について、支払い額が原資を上回る可能性がある。支払い可能なかのチェックが必要である。運用容量が減少した場合はこういうことが起きうる。例えば、相馬双葉幹線でもそうだし、他でもそうかも分からないが、現在計画潮流と言っている中に、いわゆる混雑する方向とは逆向きの流れがある。北から南に混雑している時に、南から北に計画潮流がある場合、その分だけ北から南については運用容量が増えている、余分に利用可能になっている訳である。仮に南から北への潮流を止めた場合、北から南に送りたい人というのは送電可能量が減少してしまう。その辺りについて、どのような扱いをするのかをご検討いただきたい。現状でも同じことが当然起きる訳だが、制度移行時に、現状と同様に扱えるのかどうかをご検討いただければと思っている。

④ JX エネルギー

- 議題（1）事業者ヒアリングについて、JX エネルギー株式会社 大村オブザーバー、阪本オブザーバーより、資料 5 に沿って説明が行われた。
- JX エネルギー 大村オブザーバー
- JX エネルギーの大村です。JX エネルギーは発電事業者と小売事業者の 2 つの顔をもつ。発電事業の特徴として、製油所の高度化利用のための設備投資を行い、最後の残渣の部分を使って発電事業を行っている。この後は、阪本の方から説明をさせていただきたい。
- JX エネルギー 阪本オブザーバー
- 私どもは先ほど述べさせていただいた通り 2 つの顔を持っている。ヒアリング事項 1 は小売事業者の

観点から、その後は独立系の発電事業者としてコメントしたい。

- 最初のお問合せ、ヒアリング事項 1 についてだが、前回の検討会の最後に曳田オブザーバーから、「金融商品会計だった場合、かなり重い話になりますよ」というご指摘があった。その点は、相当深刻に考えている。財務会計あるいは税務への影響を検証していただき、実務がしっかり回る確証を得てから、本格検討していただきたい。自社は 2006 年、通常のオイルのスワップを行っていて、会計上はヘッジ会計を認められていたにもかかわらず、税務で否認され評価益に対し追徴を受けたという経緯がある。本件は丁寧に検討いただき、「制度は作りました、その後の財務会計部分はおまかせします」というアプローチはやめていただきたいと切に願っている。
- 具体的に本件が金融商品に該当するのかわからないが、事前にお聞きしている話では、TOCOM の電力先物を引用し、期間 1 ～ 3 年とのご案内である。もとが電力先物から来ているので、FTR は、混雑料金を受け取る権利の売買、あるいはエリア分断を権利行使事由とするオプション等の金融商品に該当すると判定される可能性もあるのではないかと。この場合だと時価会計になってしまうので、ほとんどの事業法人にとってのハードルが一気に上がってしまう。普通のモノを買っているという仕訳で済むのであれば、この辺りの懸念は不要だが、現状全くパーフェクトにフェアという判断はどなたからも頂いていない。これは後送りにして良い話ではないし、会計士、国税庁などの判断になるので、丁寧に検証を積み重ねていただきたい。具体的には「時価評価がどのように妥当なのかという説明」、「評価損益をどのように有価証券報告書へ開示するのか」、「時価評価がどのように認定されるのかの摺合せ」をお願いしたい。
- さらに発行主体は JEPX になるという話を聞いた。確かにキャッシュフロー上は混雑料金の中に担保されるにしても、最初に発行したものよりも JEPX に対して out of the money になった場合、時価評価損益は悪化する。それによっては、通常の金融商品のマナーに従って資本の充実や担保差し入れという話もありえない。TOCOM にも同じような話があるので、参照されると良いと思う。
- FTR のプライシングのメカニズムについては、私どももまだ説明を受けていない点、どういうものになるのか。数字があってはじめて評価できる部分もあるので、できればご案内いただきたい。TOCOM の上場時期については、本年度内といわれていたのが、先般、来年度以降になるかもしれないという話もあり、流動性を充実させるにはさらに日時が必要ではないか。また、TOCOM は一カ月ごとの月次でプライシングされるとうかがっているが、こちらは 365 日 48 コマすべてが対象だと思うので、TOCOM の先物があるからといって、ダイレクトに FTR にどのように落ちるのかというロジックはわかりかねる。実際に使えるかをご案内頂きたい。この辺りがわからないのに感想を問われても、一体どういうものが手に入るのかわからないので、コメントしようがない。
- ヒアリング事項 2 について、わたくしどもは現状は小売りも行っており、遠隔地にある製油所電源を需要地に持ってくるという前提で事業計画を組んでいる。間接オークション導入は、キャッシュフローが担保されると言っても、スポットで売れるかというそもそもの事情もあるので、全体の電源計画を修正する必要があるのではないかと。とくに FTR の有効期間次第では、発電所を閉じる・閉じないという判断に及ぶこともあるのではないかと考えているので、経過措置は必要である。
- 経過措置についての私どもの状況だが、一般電気事業者とは異なり、最近になって登録したという

経緯がある。発電事業者から出発し、電力自由化の話が膨らむにつれ、家庭用小売に投入するという事業計画を描いた。一般電気事業者であれば分厚い小売部門があり、その部門も自社のエリア内にあり、連系線の利用の影響は限定的である。しかし、私どもに限らず、独立系の発電事業者にとっては非常にインパクトがある。今回のヒアリングに合わせて、同じ独立系発電事業者に意見を聞いたが、中には連系線を使って自己託送して自社のサイトに送っているとか、相対であれば電気を逆潮して事業計画を立てやすいがスポットの売りがはやるとしんどいとか、バランシンググループという発想自体が全くなじまない、などといった意見があった。この辺りの方々にも目配りいただきたい。

- 私どもは後発として挑戦者の一角を占めている自負がある。相対で小売りに充当しているが、競争力は十分にあり、実際、関東エリアにおける家庭向けの電気料金の中では、きわめて経済的なお値段を提供できている。
- 先着優先だから一部の人が相対で連系線のメリットをむさぼっている、ゆえに国民経済を阻害しているとも言いきれないのではないかと。慎重な取り扱いをいただければと思う。
- 連系線確保を機会に大規模な修繕を行った経緯もあり、産業用のお客様しかいない中で小売りのお客様を獲得していくのは一大決心であった。そういう経緯もあり、現在の利用登録期間内はそのまま猶予いただきたい。適正に手続きをし、いただいたものなので、これを取り上げられる理屈もないのではないかと。なお現行登録期間内でも投資回収が終わらないアセットがあるので、これらについては投資期間満了までの猶予を希望する。
- 他方、この件の議論は火力に限定されているようだが、負荷調整を受ける・受けがないというのは原子力、水力なども関係ない話である。この方々も約定したいのであればゼロ円で入札すればよいと思うので、FTR の間接オークションの議論から除外される必要はないと思う。
- 現行、弊社はいくつかの発電所を持っているが、たまたま日本各地に製油所、油槽所の空き地もあるので、できれば新しい発電所を建て、設備更新、熱効率の改善等に貢献したいという気持ちもある。発電事業者の立場から申し上げますと、現行の FTR の対象期間が最大 3 年くらいということだが、発電所の投資回収期間は通常 15 年程度である。借入で 11 年程度という考え方もあるが、はるかに短いと考える。この場合、将来キャッシュフローの想定を自社で行うのは難しい。発電所の新設意欲を阻害するのではと懸念している。また、FTR が有料短期であり、遠隔地にある発電所の連系線の利用価格が分からないために新設しにくくなる。東京・大阪の地内に持ってくればという話はあるのかもしれないが、発電所を作るだけの立地があるのかというと、そうではないと認識している。日本全国の発電所を新設するに資する場所をきちんと使うことが大切である。結果的に老朽火力発電所が残って、省エネ・CO2 の削減に逆行する可能性もあるので、私どものような発電意欲のある事業者のモチベーションを維持することにも目配りいただきたい。
- そのうえで他社様のコメントに対して若干申し上げたい。9 月 1 日の中間とりまとめでもあったが、メリットオーダーの話と間接オークションは無関係であるという基本認識を維持して議論を進めていただきたい。
- 先般の勉強会では JEPX から値差メリットを乱用している事業者がいるという話があった。それはよくないと思うが、市場ルールの改訂により正されるべき話であり、既存事業者のキャッシュフローが悪化

して終わりという事にならないようにしてほしい。

- 石油電源について、私どもの場合、特に大分のケースでは、アスファルトから白油留分を抽出する SDA 装置を有している。これは石油高度化法への対応から建設されたものである。生産されるピッチは発電用の燃料とする以外に、連系線を利用して複数のエリアで電気販売することで稼働維持している。この前提が崩れると、せっかく作った SDA が使えなくなり、ボトルネックが顕在化し、製油所全体の稼働が悪化する。結果として石油高度化対応にもマイナスになるのではないか。同様に余った電力を、連系線を利用して外に出している方々、コンビナートで最適化のために頑張っている方々もおられるため、エネルギーアグリゲーションに努めていた経緯等を目配りいただけたらと思う。
- 本件、たまたま発言をする機会を頂いたが、旧一般電気事業者以外の方々、特に西日本のコンビナートで逆潮している方々の事情も精査していただき、落としどころを考えてほしい。
- 新電力の中には競争力が減殺される可能性がある事業者がいる。繰返しになるが、挑戦意欲のある事業者の方が、ダメージが大きいかもしれないので、その点にも目配りいただきたい。
- 本件、小売事業者を差し替えできる議論ですべて進んでいるようだが、そもそも連系線の利用というのは、発電側が外に逆潮したいので、小売事業者を募って始まった。連系線登録は小売事業者がされておられるが、今までの経緯で小売事業者が電気を買ってくださいと発電者を募集したことは一回もない。産業系の発電所は、なんらかのマストラン発電所である。こういった発電者の状況を考慮いただきたい。
- それらを考えると、ここまでの議論は送配電の方々や卸電力市場の方々が安定運用するのが可能かどうかなどの視点が勝っており、電力の真ん中にいない会社、独立系の会社、周辺業界、財務会計等への目配りが不足しているのではないかとと思われるので、包括的にご覧いただきたい。

⑤ 丸紅新電力

- 議題（１）事業者ヒアリングについて、丸紅新電力株式会社 西山オブザーバーより、資料 6 に沿って説明が行われた。
- 丸紅新電力 西山オブザーバー
- 私ども丸紅新電力は、現状連系線を利用し、また今後も連系線利用を前提として、全国大での成長を描いている。このような新電力の事業者の立場から、私どものポジションをご説明させていただきたい。まず 23 ページ、間接オークション導入にあたり必要と考える準備期間に関してだが、事業者の立場からは数ヶ月で対応が可能と考えている。ただし、4 月以降自由化が導入され、また料金精算の混乱が起こる中、制度の変更や問題の根源について、お客様に対する説明責任に関して、一時的に小売事業者にしわが寄った時期があった。この時期にデータの参照ポイントがない場合には、新電力に切り替えたからこのような問題が起ったというお客様のリアクションがあった。実際に契約の書き直しをするという段階では、広域機関で説明会を開いていただいたり、HP に情報を掲載してい

ただきたい。また、お客様に説明するうえで新聞に掲載の通りとするのが最も簡単になるので、変更にあたっては、業界全体で変更を行う意志があるという事を発信していただき、私どもはそのデータポイントを参照しながら契約の見直し協議を行える土台づくりを進めていただきたい。

- システムの見直しについても、間接オークションの導入だけであれば改修は不要で、オペレーションの問題だけと考えている。事業者の立場としては、数カ月で十分に対応は可能と考えている。
- 一方で、FTR 発行まで手を伸ばしていくと、新しいシステム的设计・連携が仕事となる。期日ありきで新システムを入れるというよりは、新システムの立ち上げ・連携が十分に立ち上がったうえでお客様につなげるという十分な時間を担保してほしい。
- 24 ページ上段だが、私どもの立場としては、経過措置は不要であり、早期の導入が望ましいという考えである。連系線を利用している先行者利益が維持できるというメリットはあるものの、この国で真の競争を新電力の立場で実施していこうとすると、電源および連系線が公平かつ平等なかたちでアクセスできるようなかたちになって初めて真の競争ができるのだと思う。その観点にたつと、市場の活性化・送電線の公平かつ平等な開放、この2点は長期的な意義を考える上で、先行者利益を確保するよりも必要なものとする。その意味でも、早期の導入が望ましいというのが私どもの考えである。
- 一方、契約期間を考えると、日本の多数の企業において契約の太宗が4月—3月締めというのが多くなる。その切り替えは12〜3月が多くなるので、契約の切り替えと契約条件の見直しのタイミングを意識しながら、どのタイミングで導入するのか。事務コストの一番かからないタイミングで契約の切り替え等のタイミングを要請していただきたい。
- その他、送電線の利用ルールに対する意見としては、5点述べさせていただきたい。
- まず、間接オークションと金融的送電権は必ずセットで導入してほしい。電力事業は優先事業である以上、容量に制限がある。使いたい・使いたくないというより、容量制限をヘッジしたい・したくない、そのものが送電線を利用する・しない、もしくは送電線のコストを負担する・しないを判断するのが適正であるとする。
- 2点目のポイントとして、今後の事業計画を描くうえで、この国の電気の受給計画はどうなっていくのか、それが地点別でどういうものになっていくのか、によって大方の経営判断が変わってくる。現在、ピーク需要は横ばいになっていくという見通しの中でピーク需要の見通しが描かれている。一経済人として、2020年までのこれからオリンピック需要が盛り上がっていく一時的な経済成長が見込める5年と、それが終わったあとの5年、10年というのは、経済成長の見通しは大きく変わってくると思う。すると、20年までの計画、20年後の計画について需要見通しはいくつかのパターンがあるはずで、そのパターンにしたがってそれぞれどうあるべきかという制度をそれぞれ用意していただいた方が、一つの横這いの見通しの中で議論される制度よりも、場合分けの議論ができる。多少無邪気になった場合でも、アメリカのように需給計画をある程度、足元の予測や実情に基づいたものを中期計画、長期計画として発信していただければ、企業もしっかりとしたポジションを持てる。需給計画については、私どもも事業者としてしっかりとした情報発信をしていくので、吸い上げて精緻な情報を開示していく努力を続けていただきたい。
- 3点目はFIT 電源についてである。今回の間接オークション導入に伴って市場取引となった場合で

も、意図した市場転売をしているわけではないことから、FIT 制度の激変緩和措置との整合性は考慮いただきたいと考える。

- 4 点目の特定負担送電権については、受益者負担の精神を前提に、コストを負担した者が容量を確保できるという点は、コスト負担とその受益の部分はしっかりと一致するような整合性を取っていただきたい。
- 5 点目はマージンの在り方についてである。一旦計算方式が定められた上で、毎年の実績を基にマージンを定期的に見直していただく中で、市場開放される容量がより最大化されるような仕組みづくりの部分については、定期的なモニタリング、もしくは定期的な見直しの機会を設けていただきたい。

⑥ SB エナジー

- 議題（1）事業者ヒアリングについて、SB エナジー株式会社 真野オブザーバーより、資料 7 に沿って説明が行われた。
- SB エナジー 真野オブザーバー
 - SB エナジーの真野です。弊社は 2011 年に設立された再生可能エネルギー専門の発電事業者である。本日は再生可能エネルギーの発電事業者としての立場で発言したい。
 - まず 2 ページ目、新ルール導入に関しては強く賛成したい。太陽光や風力のような自然変動電源の拡大には、連系線を利用した広域系統の需給調整力の活用が不可欠と考える。従って今回提案されている先着優先ルールの廃止とオークション方式への移行については、既存の連系線の有効活用の観点から強く賛成したい。
 - 経過措置については、弊社は現在連系線利用をしていないが、特段必要ないとする。準備期間については、契約変更等を鑑みてルール変更の発表後 1 年程度が妥当ではないかと考える。あくまで負担と便宜という観点から、現状ここが一致していないことを鑑みれば、速やかに変更することが望ましいと考えている。
 - 3 ページ目以降で、太陽光発電事業がおかれている状況を説明すると、太陽光の出力無制限無補償が始まり、そのエリアが拡大している。北海道、東北、四国、九州の 4 エリアにおいては、無制限無補償となっており、北陸、中国エリアもまもなく無制限無補償となる。こちらについてはファイナンス面でのリスク評価が困難になるので、事業開発が難しくなっている。
 - 4 ページ目について、各社が公表している出力抑制値の見通しは、たとえば東北電力をみると東京向の連系線運用容量は 485 万 kW あるが、出力抑制の見通しを試算する際には、連系線の想定利用容量は 24 万 kW と比率は 5%程度に留まっている。その結果 100 万-300kW 程度追加で太陽光が入れば、抑制率が 7~30%と非常に高い試算が示されている。こうした各社の抑制率の見通しを踏まえて事業開発、ファイナンス等の検討がなされているので、連系線の利用が限定的であることが非常に大きく影響していると考えている。
 - 5 ページ目についてである。連系線を活用すると、どの程度自然変動電源が入り易くなるかの詳細な分析はまだされていないと思うが、例として太陽光発電協会が試算したものを参考に掲載させて

いただいた。たとえば東北電力については、300 万 kW 接続可能量を超えて太陽光が入った場合、現状の運用容量の 5%程度の連系線活用だと 30%という高い出力抑制が予想されている。対して、たとえば東京電力エリアの周波数調整力を活用すれば、およそ 10%程度まで抑制率が下がる。たとえば東日本では関東エリア、西日本では関西エリアにどれだけ太陽光、風力の電気を流せるか。それらのエリアの調整力を活かせるかというのが、今後の再生可能エネルギーの拡大にはきわめて重要という認識である。

- 6 ページ目について、その他補足意見として、運用容量の大半が新ルールのもとで利用されるよう、たとえば一定の比率の設定を検討してはどうかと考えている。今まで一般負担で建設された連系線の運用について負担と便益を考えると、特定の事業者あるいは電源種が優先的な扱いを受けることは原則認めるべきではない。
- 大需要地の調整力活用には、それらの一般送配電事業者のインセンティブがないとなかなか具体的に進まないと考えられるので、エリア間の精算ルールの整備も併せて進めていく必要がある。
- 現状、優先給電ルールに定める「長周期広域周波数調整」のしくみについては、自然変動電源の出力抑制回避手段として引き続き維持すべきと考える。
- 加えて先ほどから、低炭素電源に関してのコメントもあったが、付加価値は低炭素、CO2 に限らず、電源種についても、再生可能エネルギーというのもひとつの付加価値であると考えている。そういった意味では、ヨーロッパ等で導入されている「guarantee of origin」のような電源種ごとの価値というものも市場で取引するしくみなども検討いただければと思う。

○ 以上の事業者ヒアリングに関して、委員・オブザーバーからの発言及び質疑応答が行われた。

○ 佐藤事務局長

- 質問と事実関係の間違いを説明したい。
- まず、岡本委員へ質問がある。1 ページ目で、経過措置が必要な期間として既存契約期間と書いているのは、関西電力の資料の 9/44 にある「経過措置が必要な理由と必要とする期間」の、例えば連系線利用計画において、既に利用登録されている期間（最長 38 年 3 月末まで）と同じ意味か。
- 関西電力のプレゼンについては、以前も申しあげたように、間接オークションになっても需給上の問題が生じるとは思っていないが、確かに広域機関のルールをかなり変えなければいけないことは不可避である。今日頂いたスライド 10-12 にあるような色々なご指摘をぜひお願いしたい。他の会社のグリッド部門の方にもぜひお願いしたい。
- 日本風力開発からのプレゼンについて、スライド 6 と 7 で、電力システム改革貫徹のための政策小委員会でプレゼンターを務められた曳野オブザーバーにも来ていただいているので、もしコメントがあればお願いしたい。

- JX エネルギーのプレゼンテーションについて、FTR の性格について話があったが、事務局としてはこういったものを念頭に考えているということは全くない。全くというのは 100% ないという意味である。絶対に責任者は言っていたと否定してほしい。完全な噂であると思う。もちろん何らかのものを作るときには、今日頂いたようなことは非常に重要であると考えている。先日、國松様にもプレゼンいただいたが、なるべく簡単な形でと言われていたので、訂正させていただければと思う。
- 岡本委員
 - ご質問いただいた件は契約期間と書かせていただいた。欧米と同様と書いてあるが、そういう部分もある。おそらく質問の意図は、利用計画としてオフィシャルに届けている部分との関係というもあるが、ここではそういったものとは違う。もともとの物理的な相対取引を間接オークションに移行する前提で考えているが、そのときに契約の等価性をお願いしたいという観点から、原契約と同じことだがそれを CfD で実現できるようなかたちにしていただければ可能であると考えている。あくまで原契約と同じにさせていただければという趣旨で書いた。
- 佐藤事務局長
 - お伺いしたかったのは、4 ページで、特定負担で増強されるところどう変わるのか、という点である。完全に既存契約で 10 年を超えとかすべての期間とかになってしまうと、それこそ特定負担で増強された場合の公平性が担保されなくなってしまうと思う。③、④と既存契約中の特定負担をしなかったものとの関係が整理しようがないと思って聞いたという趣旨である。
- 岡本委員
 - 若干すれ違いがあるかもしれないが、③、④という話はある。それとは別に市場に貯まる混雑収入の扱いによって、経過措置を考えていただきたいという中で、その期間がどうかという話というのは、あちら立てればこちら立たずである。議論する中で折り合わないという点がありうると思うが、当面は間接オークションで発生する混雑収入の配分をうまく両立することはできないかという趣旨である。
- 曳野オブザーバー
 - 日本風力開発のプレゼンの 6 ページに関して、エネ庁でも検討していることを申し上げる。9 月ないし 10 月にご提案しているベースロード電源市場は、主たる目的としては新規参入、新電力の小売電気事業者に対して、ベースロード電源へのアクセスができるような措置を講じたらどうかということである。本来的には市場は 1 つが望ましいが、連系線の利用ルールと絡むので検討していく必要がある。あくまでも広域メルリットオーダーに逆行することをするわけではない。今後はこの場での議論と整合するかたちで検討する必要があると考えている。
 - 一点質問したい。非化石価値取引市場について、私の理解では岡本委員のご発言にあったように、スポットで流すと非化石価値が埋没してしまう、あるいは SB エナジーのご発言にあったように、再生可能エネルギーも含めた価値が評価されることが必要であると考えている。私としては、FIT であれ、

FIT 卒業後であれ、再エネ価値が評価されることによって事業性の向上にもつながるのではないかと考えていた。もしマイナスになるということであれば、どういう風にマイナスになるのか教えていただきたい。

- 日本風力開発 松島オブザーバー
- 非化石価値が取引されることについては賛成したいが、この取引によって連系線がある部分固定、占有されてしまうのを心配している。市場を飛び越えて、FTR のように相対されるものであれば問題ない。連系線の使用について懸念している。
- 曳野オブザーバー
- ご指摘踏まえて検討したい。エネ庁としては、基本的には両者は別物と考えている。
- 松村委員
- 関西電力のプレゼンはいろいろな意味でとても分かりやすかった。
- まず関西電力、東京電力のプレゼンに共通の点に関して。前回の検討会で、まさか旧一般電気事業者が 3 年を超える経過措置を要求するという恥知らずなことは決して言うまいと予想していたが、予想は裏切られた。やはり皆が思っている通り、恥知らずな会社だったということを公開の席できちんと明らかにしていただいたのだと思う。料金審査の段階で、需要地近接性割引を織り込んで電源投資をした事業者に対しては、既得権益を即刻はぎ取ろうとした事業者が、同じ担当者でないとはいえ同じ事業者が、自分たちが既得権益をはがされるときには、10 年保護されて当然と臆面もなく言う。新規参入者が既得権益をはがされるときには即刻はがして当然と当初主張し、最終段階でも 3 年後に必ず見直せとあれだけ強いといったことから考えて、本当に恥ずかしくないのか。もう一度考えてほしい。今回は公開の資料であるため、あの時の発言とこの資料を突き合わせて、おそらく何年も両社は批判され続けると思う。前回警告したにもかかわらず出てきたのは、そのような批判は覚悟の上だと思う。今までの発言とのコンシステンシーを考えていただきたい。本当に 10 年が必要なのか考える必要がある。登録したのだから期待しているという気持ちはわかる。しかし、たとえば石炭火力発電所を作って、その後石炭税が増税される。税金がこんなに高くとられることを前提としないで投資したのだから、これから建つ石炭火力発電所は税金をかけても良いが、既に建っている石炭火力発電所には税金かけない、などという主張はまず通らないのと同じ。今まで公共的な資源をただで使えることを期待していて登録したのだから、今後も当然認められるべきだというのは決してないと思う。この点については今後も慎重な議論が必要。
- 同様に JX エネルギーのプレゼンについてコメントする。今日の阪本オブザーバーのプレゼンを聞くまでは、私たちにとって JX は新規参入者として期待の星だったが、多くの人は今日のお話を聞いて違うのかもしれないと思われたと思う。確かに現時点では新規参入者としては期待の星である。しかし、確保した権益の範囲内では一生懸命やるが、これから作る物については先着優先を維持すれば当然膨大な不公正が発生するわけで、こちらのプレイヤーとしてみれば、今の制度は不公正に見えるのだ

ろうが、既にとった既得権を確保する、という視点だけが今回のプレゼンからは出てきた。これからも意欲をもって新規参入者として活躍していく企業だという印象を多くの人が受けたかどうか、冷静に考えていただきたい。「私たちは既にとった既得権益を活用して、これからも新規参入者としてその範囲内で細々と事業をやっていく」ということにはもちろん期待はしているが、それだけではなくもっと大きなことを期待している。新規参入者の意欲をくじいてはいけなない。そのような尊敬も尊重もされるプレイヤーにふさわしい発言だったのかどうか、今回の資料を見ながら、十分に考えていただきたい。

- 東京電力、関西電力、JX 共通に長い経過措置を要求しており、特に岡本委員のプレゼンは、関西電力の 10 年というよりも、考えようによってはもっと強烈なことを言っている。「契約期間内は保護してください」という文言について、事務局長からも確認したのだが、その点は曖昧な回答になっている。私がこのプレゼンを最初に聞いたときにどう思ったかという、「相対契約で 30 年契約のものに関しては 30 年保護してくれ」と言っていると思った。10 年よりもっと厚かましいことを言っている。絶対に許容してはいけなないと思う。この委員会だけでなく、全体の制度設計としても絶対に許容してはいけなない。旧一般電気事業者が総括原価と地域独占に守られていた時代に、囲い込んだ電源を一向に手放さないことが大きな問題になっているところで、長期契約であればこんな形の既得権益を認められてしまう、などということをこの制度設計でやるのは、この委員会の範囲を超えてとても有害。絶対に許容してはならない。逆にずっと長く 10 年以上使っている所は、もう十分利益を得たのだからいいじゃないかということで、既得権益をはがして、まだ入れたばかりで投資回収が全然できていない所だけに限定するという議論ならまだわかる。長期契約だったら契約期間内保護するなどというのは問題外だと思う。
- 日本風力開発から、他の委員会との関係が出てきたが、よく理解できなかった。かつて RPS という制度があった。電源としての契約と切り離して、特定の価値を売買する制度があった。ああいうかたちにすれば自然に紐付けをなくせる。もちろんこの場で、紐付けは一切しないと確約することはできないし、それはその委員会での詳細の制度を決定することになると思う。しかし、紐付けが重大な問題だとすれば、その点は十分に対応できるような制度設計が可能だと思う。逆にいえば、ここで合理的な案がでてくれば、そちらの制度設計も合理的に進むようになると思う。そちらの結果が見えてからこちらを進めるのではなく、むしろこちらの結果をできるだけ速やかに方向性を出す方が重要なのではないかな。
- 大久保委員
- 近接性評価割引の件についてはご説明したい。割引原資がその他の系統利用者のご負担になることも考えて、既存電源割引を廃止する案を提案させていただいた。審査会等の議論を経て、最終的には経過措置を設けるという事になったということもあるので、その意味でも、今回についても既存事業者の事業継続性を考慮して経過措置を設けることは自然ではないかと思っている。
- 岡本委員
- 基本的に当然認められるべきであるということは、事業者の立場として申し上げようもない。事業者と

して現状の契約を前提にどう変えていけるか。特に今回は在来の先着優先というあり方を変えるべきではないか、間接オークションで効率的な資源配分をしていくべきではないかという論点の中で、どういう手当をしていただくかということで各事業者から内容について意見を陳述していると思っている。仮にご指摘が「過去に誤った発言をしたものは意見をいうべきではない」ということであるとすると、建設的に多様な意見を出し合うこのような場にはふさわしくないと私自身は思う。私どもとしては当然認められるべきというべき論ではなく、現在の契約からの移行を考えると、こういう風に考えておりますというお願いをしたということであるので、ご理解いただきたい。

- 混雑料金の配分方法も含め最終的にどのような社会的メリットがあるのかという観点での議論が必要だと考える。まずは広域メリットオーダーを一刻も早く入れていくということにより、明らかに社会厚生が増加するわけで、その配分の仕方については様々な考え方があると思う。まずは、広域メリットオーダー、市場の活性化ということを前提に、早期に導入できるようにここで知恵を出し合い、うまい解を見つけていくべきと理解している。

○ 市村委員

- 1点目は、経過措置についてである。これまでも申し上げてきたが、法律家の立場から述べると、先着優先ルールとの合理性とルールに基づいて割り当てられた権利は分けて議論した方が良い。先着優先ルールという不合理な制度に基づいて割り当てられたものだが、それに基づいて権利が付与され電源投資をしているといった事実があるので、全く経過措置がいらないというのは行き過ぎと思う。ただ、間接オークションを導入することにより従来付与されていた権利と比較して、何が不足するのは要検討である。混雑費用の部分が一番大きなポイントだと思うが、それに対して金融的送電権の付与等どう手当てするかが次の議論となる。
- JX エネルギーからも一般電気事業者からも要望があったが、そのような整理を踏まえて、後は政策的にどこまで保護するのか、すべきかを冷静に議論する必要があると思う。
- JX エネルギーからの電源の差し替えの件であるが、これまでの議論における私の認識としては、小売事業者が電源の差し替えが自由になったということを言っているということより、燃料制約やサイトの最適化オペレーション等いろいろあると思うが、その制約の中で発電事業者側が電源の差し替えを行うことによって、より多くの収益を上げることができるのではないか、という議論であり、発電事業者サイドが中心となった議論だと理解している。

○ JX エネルギー 阪本オブザーバー

- 1点だけ松村先生のご指摘に対してですが、私どもはFTRを頭から否定しているのではなく、価格や期間のロジックをつまびらかにしていただければ、もちろん投資をさせていただく気構えはある。今後も挑戦者として頑張っていくつもりである。具体的には、やはり投資をしようと思えば、10年程度のFTR有効期間とか、プライシングメカニズムが簡単に変わらないもの、ロジックがみなさんにわかりやすく説明されているところ、財務会計の落としどころ、この辺を表裏一体でやっていただけることを望んでいる。この点をご理解いただきたい。

○ 松村委員

- 最初に両委員の反論に関して確認のためにもう一度繰り返す。「電力会社はこういう主張をした。既得権益保護以外の理由からも、あまりにも理不尽な電力案は採用されなかった。」というわけだが、自分たちがどういう主張をしたのかを考えてほしいということを言っている。結果としてどうなったのかを持ち出してどうするのか。さらに最後の局面でも 3 年で見直せと強硬に言い続けたのは誰だったのかもう一回思い出していただきたい。
- 次に岡本委員が、「一回間違ったことを言ったら、未来永劫糾弾されるのか」とおっしゃたが、一体何を言っているのか。岡本委員が先ほどの発言で「東京電力が料金審査のときに言ったことはやはり間違っていた」ときちんと認めるのであれば、主張はインCONSISTENTではなくなるが、一度たりとも「あの主張はおかしかった」と言ったことは旧一般電気事業者の誰からも、そんなことを私は聞いたことがない。関電に至っては再度正しかったとついさきまたしても主張している。誰も撤回していない発言に対してCONSISTENCYを求めつづけることは不当なことだとは思わない。
- 次に、先ほど言われた 10 年といった商品設計だが、先ほど事務局長がおっしゃった通り、この検討会ではまだ決め打ちはしていない。詳細な商品設計については何一つ決まっていない。10 年ものはニーズが少ないので、そこまで分散してしまうと流動性が落ちるということも考え、短いものだけ用意することもありえる。今日お聞きした話では、10 年ものでも強いニーズがあるという事なので、それも踏まえてどういう商品設計が良いのか考えていくべきだと思う。
- また細かいことだが、岡本委員から「金融的商品だとすると、収入と払い出しに乖離することがある。例えば運用容量が下がっているような状況はどうするのか。」との指摘があったが、これが重要な問題なら、はいくらでも工夫の仕方がある。金融商品性を弱め、物理的な特性を強めるやり方がある。本来、300 容量があって 300 発行しているが、運用容量が下がって 100 しか流せない状況になったときには、すべての送電権に対して、その日に関しては 1/3 の容量分の収入しか払い出さないというかたちにする事も考えられる。そうすると金融商品色よりも物理的な電気の流れに連動した商品としての性質が強くなると思う。さらに極端なことを言えば、300 の容量が 100 に下がってしまうときには、特定負担をした人から順番に確保していき、負担してない人にはその時には払い戻さないといった商品設計も原理的には可能だと思う。そうすると商品がとても複雑になってしまう。それぞれが別の商品になってしまい、流動性の点でも問題がでてくると思うので、良い点と悪い点がある。そのような細かい点についてこれから十分に考えていけば、ご指摘になった問題はかなり解消できると思う。

○ 事務局 電力広域的運営推進機関 大西 企画部マネージャー

- 岡本委員からのプレゼン資料の 4 ページ目について。3 番目の「期間：既存契約期間中（欧米と同様）」との記載があるが、事務局との理解が異なっているので、コメントさせていただきたい。前回の検討会で使用した資料 6 の（5）の部分を参照いただくと、PJM の場合、既存事業者は通常の託送費用だけではなく、系統増強費用や運用メンテナンス費用を負担してきたため、従来から確保してきた物理的送電権の代わりに金融的送電権が無償で割り当てられた。PJM 地域では発

電設備が系統接続する場合には、系統増強費用も負担する仕組みであり、ディープ接続で、特定負担的な運用を行っている。これに対してわが国ではこれまで、発電設備を系統接続する場合には、系統増強費用を負担せず、託送費用のみを支払っている。この意味では、PJMと日本の前提条件はそもそも異なっている。岡本委員が指摘されるように、既存契約期間中という部分で、欧米と同様と整理するのは適切ではないと考えている。

○ 鍋田委員

- JX エネルギーの資料 4 ページ目について、「原子力、水力を除外することには賛同できない」、という話があり、次のページでは JX エネルギーの電源も、マストランが必要だということが分かった。長期固定電源については、この検討会でも別途検討することになっており、また、貫徹小委でベースロード電源市場について議論されているので、スポット市場に 0 円で入札すれば良いと決めつけることなく、これからもしっかり検討を続けることが必要と考える。

○ 岡本委員

- 事務局からの記載に相違ありという指摘の件について、託送費は系統増強費用・運用メンテナンス費用を含んだものなので、逆にそれらを除くと何なのかという疑問がある。PJM においては LMP に移行する以前においては、一貫体制の電力会社が全部負担し、最終的にはお客様に負担していただくべく規制料金で割り当てたということなので、ディープ接続ルールでやっていたかどうかは分からない。その点については教えていただきたい。一方で、PJM においては、託送費の形で連系線にあたる部分の増強もお客様がコストとして負担されていたということなので、その時までにはいっしょだったお客様については混雑料金を新たにお支払いいただくというのは難しいのでは、という議論であったと理解していた。私としては日本でも同様の概念でとらえられると考えていた。ただ、事前に時間的な価値も含めて特定負担するケースとくらべれば、負担の仕方に強さと弱さがあるではないかという議論であればおっしゃる通りだと思う。Nord Pool で聞いた話では、欧州ではもう既存契約は残っていないということだったが、制度移行当初は契約期間中ということで、長いものは長い、短いものは短いままの移行だったと聞いている。そういう意味で「欧米と同様」と記載した。

○ 事務局 電力広域的運営推進機関 大西 企画部マネージャー

- PJM の部分についてコメントさせていただく。LMP が導入された 98 年以前に供給していた既存事業者に対して、金融的送電権が無償配布された。既存事業者がお客様に対して系統増強費用も含めて費用負担していたという事で、98 年以降に物理的送電権を持っていなかった新規事業者との差別化を図った方が良いという議論の中で、無償で配布されたという事実は確認されている。かつ、98 年以降も系統増強を行う場合、増強費用プラス将来に増強費用が発生するときに費用負担をするという特定負担者に対しては、FTR を割り当てることになっている。特定負担者には無償割当を行っているのは、我が国とは異なる。一言で同様と言ってしまうのは、誤解を招くのではないかと考えている。

- SB エナジー 真野オブザーバー
- さきほど長期固定電源の話が出たが、認定契約の情報公開と系統利用情報の情報公開をあわせて進めていただければと思う。

- 秋元委員
- それぞれの立場からの意見があり、非常に勉強になった。それぞれ企業を代表し、企業利益を最大化しようと発言されたと思う。ただ、JX エネルギーの FTR への指摘は非常に重要と思う。やはり FTR 導入によりリスクヘッジができる点は良いが、FTR 自体の不確実性がある中での投資は進まない可能性もあるため、FTR の価格がどれくらいつきそうかとか何年物になるのかとか、実質的に投資しようとする際に非常に重要になってくる。委員会で真剣に検討する必要がある。

(2) 私契約について

- 議題 (2) 私契約について、市村委員より資料 8 に沿って説明が行われた。

- 市村委員
- 時間の制約もあると思うので、手短にいくつかポイントを絞ってご説明したい。連系線利用ルールの変更等に伴う PPA の在り方について、事務局に整理いただいたものを基本に、実同時同量制度の前と現行ルール、そして FTR 導入後という形で整理をさせていただいた。まずスライドの 29 ページ目をご覧ください。実同時同量制度下の PPA について、こちらもご案内のことかと思うが、二部料金制と一部料金制があり、託送制度上も特定の電源との紐付きがなされ、電源の差し替えを認められていなかった。発電所のメータの値に基づいて、従量料金が算出されていたということである。加えて、燃料調達・貯蔵・運転制約などの観点から、小売事業者に一定量の引取義務を設定するケースが多かった。そういったものが今年の 4 月以前である。
- 計画値同時同量制度下での PPA の在り方について、3 ページ以降でご説明申し上げる。3 ページと 4 ページの図で何が違うかと言うと、いわゆる発電量調整供給契約の矢印が、発電事業者側に向いているのか小売事業者側に向いているのかである。大きく分けて発電事業者が発電契約者となるパターンと、小売事業者が発電契約者となるパターンがある。特に発電所単体で持っているパターンとしては、4 ページのパターンが多いと思う。主として多いのが、発電事業者が発電契約者となっているケースである。
- 次のスライド 5 ページ目は、これまでも含めて長期相対契約を内容とする PPA を締結するニーズに関してである。発電事業者側からすれば少なくとも固定費を回収したい。特に一部料金の場合は従量部分を含んで固定費を回収する必要がある。一定量以上に固定した上で限界費用以上の価格で売りたいニーズがある。加えて燃料調達制約等がある場合については、ある程度計画的に

電源を動かす必要がある。また、プロジェクトファイナンスで、特定の発電所のキャッシュフローを引き当てにする場合においては、安定的な収入を得ることが必要である。他方で、小売事業者からしても安定的な事業運営を確保する観点からは、一定量、一定の価格で固定をしたいというニーズがこれまでであった。それに基づいて、基本的には特定の電源との紐付きを前提とし、受給電力量を発電所のメータ値とする長期の相対契約を締結していた。

- スライド 6 ページ目は、計画値同時同量制度下における PPA のポイントである。今申し上げたような価格とか量を固定するニーズはあるものの、計画値同時同量制度になると、まず計画の発電量をやり取りする制度になるので、基本的に受給電力量の値はメータ値から販売計画値に変更することが必要になる。加えて発電事業者、小売事業者双方にとって、仮に発電事業者側から電源の差し替えを認めたとしても、どの電源を動かすか、どこから調達してくるかを発電事業者側が判断すればいいだけなので、紐付きを外したとしても長期相対契約を締結するニーズを阻害するものではない。この点は、発電事業者・小売事業者いずれが発電バランシンググループを組成しているかに関わらず、共通である。むしろ発電事業者側からすれば、より多くの収益を上げることが出来るといった点、小売事業者側にとっては調達コストを抑えることが出来る可能性がある。見直しの内容については、今年の 4 月からすでに実施している事業者もいると思うが、受給電力量については基本的にはメータ値ではなく販売計画値で、電源の差し替えは自由になると理解している。一点だけ申し上げると、※2 の代替調達義務についてである。電源の差し替えは、発電事業者がどの電源を動かすか、すなわち自社電源を動かすのか市場から調達してくるのかという点を判断することになるため、いわゆる一種の権利のような話である。他方、例えば、不可抗力が生じた場合に、発電事業者側がすべて市場から調達しなくてはならない義務をどこまで課するのかという点については、上記の権利とは別の問題であり、実務的には不可抗力事由との整理が必要になると理解している。受給電力量、メータの話などは、スライド 7 ページ目、8 ページ目をお時間のある時にご参照いただきたい。
- スライド 9 ページ目にあるが、ポイントとしては電源の差し替えは認められるべきということである。発電事業者としては、特定の電源に紐付かない形での PPA について、バランシンググループ内に限界費用がより安い電源がある場合や、市場価格の方が限界費用より安い場合については、差し替えを認められることが望ましい。他方、小売事業者としても原則として特定の電源から調達する必要がないので、差し替えを自由とすることが合理的だと理解している。ただ、電源側が安いコストで調達した場合に生じた利益の配分については、小売事業者と発電事業者との協議になる。小売事業者としては、従量料金の単価に当然反映させるべきであり、従量料金単価の値下げを求めたいといったニーズはあると思うので、受給料金単価、従量料金単価に折り込むのか、また別途の形で精算するのかなど、色々なやり方があるかと思う。この辺りについては発電事業者、小売事業者との協議が重要になってくる。以上のとおり、いま申し上げたのは、現行制度下での電源の差し替えについては、基本的に認めるべきで、そのような形に制度上も実態上も変更すべきではないかということである。
- スポット市場を介した取引における私契約についてだが、これは間接オークション導入後の話である。スポット市場を介した場合だとしても、基本的には差金決済契約を締結するなどの方法によって、一定量の電気を一定価格で供給することを内容とする、PPA と同様の経済的効果を得ることが可能

である。これは前回、事務局で整理していただいた内容と同じである。具体的な差金決済契約の内容について、一部料金制の場合は不要だが、二部料金を前提とした差金決済であれば基本料金を支払う。差金決済の基準となる金額及び量を設定した上で、市場価格と基準価格の差分の支払いを実施する。発電事業者側としてはスポット市場へまず限界費用で売る、小売事業者側としては供給力確保の観点から確実に供給を受ける必要があると思うので、一定量の価格で買入札を入れる。ここでのポイントは、売り入札買い入札の落札の有無に関わらず、差金を払うことである。これによって、発電事業者が、安定的に基本料金及び従量料金相当額を得ることが可能となり、小売事業者は電気の調達コストを固定化することが可能となる。スライドの 12 ページ目は、一つのケースとして示させていただいた。2 つとも、二部料金制か一部料金制かを前提としているというだけなので大きく変わりはない。上だけ簡単に説明すると、仮に固定価格として差金決済 10 円の内容を結ぶ。まず限界費用が 9 円の場合、市場価格が仮に 15 円ということであれば、売り入札は落札する。他方で、これについては差金決済の形になるので、15 円分の 5 円が小売事業者側に行く。発電事業者側としては 10 円の収入になる。そうすると限界費用を引いた額が 1 円となり、収益が 1 円になる。他方で市場価格が安い場合、8 円、6 円いずれでもそうだが、この場合については、発電事業者は市場から調達してくる。自社の電源は動かさないので、それによって発電事業者の収入として、市場価格 8 円の場合であれば差金決済の金額である 10 円から 8 円を引いた 2 円が得られる。市場での調達分の 8 円を引いた 2 円ということになるので、その 2 円がそのまま収益になる。6 円も同様の考え方となる。そのため、電源の差し替えより新たに生じた収益について、小売事業者と発電事業者側でメリットになるような仕組みを作ることが重要になってくる。

- 13 ページについて説明する。もう一つのやり方として小売事業者が売り入札を実施するパターンもあると思うが、あくまでこれは参考である。地内で一回、相対契約を結び、小売事業者自身がそこから市場へ流すという場合も一つは考えられるかということで、ご参考までに挙げている。具体的には、X エリアにおいて発電事業者と小売事業者で二部料金制または一部料金制を採用して、PPA を締結する。地内の取引なので PPA はこれまで通りである。他方で小売事業者が X エリアにおいてスポット市場で売りを入れ、Y エリアにおいて買い入札を実施することによって、結局、売りと買いで「行って来い」という形になるので価格の固定が可能になる。これまで申し上げていたことは、基本的には市場分断が生じていないことが前提である。
- 次に、スライド 14 ページについてである。これはよく言われる話で、燃料調達とか貯蔵の観点、いわゆるマストランをしなければいけない場合についても、基本的には FTR 導入後であっても、ある程度計画的に電源を稼働する対応が可能ではないかと考えている。先ほど申し上げたこととの違いは、差金決済契約の内容の②である。発電事業者がスポット市場へ売り入札をする時に、電源を稼働させるために一定量の供給が必要なので、限界費用以下 0 円で入れることによって、電源の稼働自体も確保できる。燃料調達・貯蔵、運転制約等の観点からも、今後、間接オークションになったとしても同様の効果が得られると整理している。
- まとめのスライド 16 ページは、いま申し上げていたことの繰り返しである。現行の計画値同時同量制度の下においても、PPA 電源の差し替えを認めることで、発電事業者によってはより収益を上げるこ

とが出来る可能性があり、小売事業者は調達コストを抑えることが出来る。今後、実際の協議をどう進めるかについては、両者 win-win の関係を構築するための誠実な協議が重要になってくる。もう一点申し上げると、契約上の縛りが無くなったとしても、実際の市場の厚みも実務的には重要になってくると思うので、その状況次第で、積極的な電源の差し替えが行われるか否かに関わってくると思われる。最後に、繰り返しとなるが、間接オークションが導入された場合であっても、既存の PPA と同様の効果を得ることが可能だと考えられる。ただやはり、市場分断が生じている場合における市場間値差のリスクは別途あるので、それを除くことになる。その手当は、金融的送電権等の手当等、コスト負担の在り方を含めて別途この検討会でのメインの検討課題である。

○ 鍋田委員

- 契約に関して分かり易くまとめていただいた。発電事業者にとって、それから小売事業者にとってそれぞれメリットになるという事である。先ほど関西電力からも発言があったが、最終的にはお客さまのメリットが一番重要なため、発電事業者と小売事業者双方にとって win-win になり、それがお客さまに良い影響を与えるような契約の見直しになることが求められる。

○ 佐藤事務局長

- 市村委員に質問がある。仮定の話だが、広域機関が、先着優先ルールをまったく変えないとか、あるいは、非常に長く経過措置を認めた場合、新規の事業者からあまりに不公正だということで、我々が訴えられる司法リスクを負うことがあるか。

○ 市村委員

- 司法リスクについては、実際に訴えられるリスクと、訴えられた時に勝てるかどうかという、2つの側面を検討しなければならない。紛争制度は具体的な案件がないと成り立たない。仮に既存の事業者が権利をはく奪されてしまうと、そこに対して損害が生じているとして、損害賠償請求が起こされることはあると思う。また、新規事業者が、経過措置があまりにも長期なので、そこで何らかの具体的な損害が生じたと訴えるリスクも、まったくゼロとはいえない。あとはどう立証できるかの問題である。ただ、既存電源と、今後の新規建設電源とでいうと、前者は既に費用を支出しており実際に何らかの損害が必ず生じているものである一方、後者はこれから建設するものであり、実損害は生じていないという違いがあり、感覚論に近いものではあるが、前者の方が実際に訴えられるリスクは高いのではないかと思う

(3) 海外調査について

- 事務局より、(資料9) 海外事例調査の実施について、および(参考資料) 連系線長期断面のマージン設定方針に対する意見募集の結果について、説明が行われた。

- 大山座長
- 以上で本日の議事はすべて終了した。

以上