第２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9月３０日（金）　１９：００～２１：００

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）
西田　篤史　委員代理（関西電力　電力流通事業本部　系統運用部長）
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）
鮫島　隆太郎　委員代理（株式会社F-Power　常務執行役員　CRO）
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）
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）
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）
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）
岩男　健祐　オブザーバー代理（電力・ガス取引監視等委員会事務局ネットワーク事業制度企画室長　室長補佐）

欠席者：

市村　拓斗　委員（森・濱田松本法律事務所　弁護士）
沖　隆　委員（株式会社F-Power　副社長）
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）
牛窪　恭彦　委員（株式会社みずほ銀行　産業調査部長）
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）

議題：

（１）事業者等ヒアリング
　①　電源開発
　②　中部電力

③　日本卸電力取引所（JEPX）
（２）私契約について
（３）特定負担の位置付けについて

資料：
（資料１）議事次第
（資料２）事業者等ヒアリング（電源開発）
（資料３）事業者等ヒアリング（中部電力）
（資料４）事業者等ヒアリング（JEPX）
（資料５）私契約について
（資料６）特定負担分の扱いについて

2.　議事

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

議題（１）事業者等ヒアリング

①　電源開発

○　電源開発株式会社　菅野委員より、資料２に沿って、連系線の利用ルールに関する意見の説明について行われた。

○　菅野委員

- 電源開発の菅野でございます。電源開発から、連系線の利用ルールに関する意見についてご説明させていただく。いただいているご質問の要件は、新しい仕組みの導入時期と経過措置その他についてである。
- まず、新しい仕組みの導入時期だが、基本的な考え方として、私どもとして自社の今の状況も踏まえると、事務局から何度もご指摘いただいた通り、この４月からはある意味差し替えが自由な状況になっている。当社と旧一般電気事業者との広域火力電源の契約は、現状でも特定電源に紐付いており、その特定電源に紐付いている契約について見直しを行い、システムの改修を行うという時間が必要である。その時間がどのくらいかということについては、本日の時点で見通しを申し上げることは難しいと思っている。この特定の発電所に紐付いている相対契約については、私どもも見直しをしていきたい、その必要性があると認識しており、それについては取り組んで行きたいと考えている。しかしながら、相手方があり、また長い経緯もあるため、この辺の整理については一定の時間が掛かるだろうと思っている。すでに中間取りまとめでも整理していただいており、本日の事務局の資料にもあるが、

私契約についてのありようについてもこの委員会で方向性の示唆をいただけると、今後私どもで見直しを行うにあたって進めやすい。

- 前回の検討会では、今までの相対契約に一体何を求めていたのだろうかというご意見もあった。私どもが有している広域火力電源については、かなり大規模の電源を建設し、複数の旧一般電気事業者に受電をしていただくという考え方であった。大規模な電源をサイトに作り、そのエリアを超えて供給させていただいている。その際、旧電気事業法のもとでは、事業の予見性という点で、旧一般電気業者とかなり長い契約を全量に亘ってすることが、事業の予見性を確保するための手段だということが、発電所の紐付きで相対契約を行っているということの機能として言えるかと思っている。
- 次に、経過措置についてである。以前、勉強会の段階でも申し上げたが、経過措置については発電事業者側と小売事業者側の双方に付与されるべきだと考えている。その理由だが、発電事業者として私どもも今の期間、10 年ずっとローリングということを前提として、設備更新投資を行ってきたことが 1 点目である。また 2 点目は、ESCJ の発足以来、今年の 3 月までは連系線容量の登録は、電源を特定する形である発電所からある小売電気事業者へ連系線を跨いでその電気を供給し、受電するということが前提としてあった。そういうことからすれば発電事業者にも付与されるということだろう。また、この 4 月からは発電事業者も託送契約について、そのエリアの一般送配電事業者とは発電量調整契約を行うようになっており、私どもも実際行っている。また、今回、取引監視等委員会において新しい託送料金のあり方についてのワーキングがスタートしており、その中では発電側にも託送料金の課金を求めてくるという方向性が示されているということからすると、発電事業者・小売事業者それぞれの主体性を認めるべきではないのか。期間については、現状ある 10 年間ということをお願いしたい。
- その他、3 点ほど記しているが、市場の活性化、特に取引量の増加が差し替えを行うことには必要だと、これはルールの変更に相まってという点である。
- 再生可能エネルギーの取り扱いとの関係については、勉強会の場で何度も申し上げておりしつこくなるが、私どもは、間接オークションのルール導入の目的は、広域メリットオーダーを目指すということだと理解している。しかしながら、結果的には、再生可能エネルギーが別途、国民負担のサーチャージのもとで、限界費用で応札され、連系線の一部がそこに活用されていくということになることを、ここで指摘させていただいている。
- 最後に、今までの議論ではあまり議論になっていなかったと思うが、実際に間接オークションの新しいルールを導入する際に修正や再検討が必要なポイントがある。一部の連系線においては電源制限、連系線が故障で使えない場合に、両エリアの周波数の変動をある程度抑えるために、その場合には電源そのものを止めるという前提で連系線の容量を決めてあるという点がある。間接オークションに伴い、通る電源がその都度決まるということになる。例えば九州の関門連系線だと、電源開発が有している電源が、今は連系線容量を確保して定検以外は通っているが、間接オークションの結果として、これがもし通らない日が出てくると、いざ連系線の事故があった時に、その事故の影響を防ぐために止めることになっている電源開発の電気が通っていない。今の運用容量のルールでは、電源制限を施す電源が別途必要になってくる。この点については別途整理が必要ということで、ご指摘させていただ

いた。

② **中部電力**

○ 中部電力株式会社　鍋田委員より、資料 3 に沿って、連系線の利用ルールに関する意見について説明が行われた。

○ 鍋田委員

- 中部電力の鍋田でございます。同じように連系線の利用ルールに関する意見についてご説明させていただく。まずは契約システムの見直しなどについてである。最初の 3 行だが、長期の利用計画が容量登録を停止しているため、なるべく早めにルール等を決め、新規電源開発をされる方のためになるようにして行きたいと思っている。
- システムの見直しだが、まだどこまで見直すかというのが分からないが、まず一つ目の矢の部分に記したように、送配電事業者のシステムとしてはそれほど大きな改修にはならないのではないかと思っている。それから、送電権オークションや精算を実施する主体は、おそらく電力広域的運営推進機関もしくは JEPX になるのではないかと考えている。少し言い過ぎというか僭越だが、開発期間や習熟期間を考えると、ルールが決定してから 2 年くらいは必要なのではないかと思っている。また、発電事業者・小売事業者側もシステム開発に合わせて作っていくので、2 年くらいで出来ていくのではないか。
- 送電権を導入することによる私契約の見直しは、事業者同士の交渉となるが、それほど長い期間はかからないのではないか。1 年くらい、もしくは長くても 2 年あれば出来るかと思う。
- 続いて経過措置についてである。1 つ目だが、現在登録している第 10 年度までの連系線の利用計画については、先ほど菅野委員の発言と同様に、供給計画等の事業計画に織り込んでいるため、送電権の無償配付についてご配慮いただきたいと思っている。2 つ目、「なお」のところだが、私は把握していないし電力にはあまりないことと思うが、最近新しく出来た電源で 10 年の登録をし、それ以上の投資回収を見込んでいるような方がいたとすれば、一応これは 10 年とは言うがしっかりと納得していただいた方が良いと思う。長期固定電源については、設備存続中、確実に発電できるよう、別途ご検討いただきたい。これまでも取りまとめの中で書いてあるので、検討をさせていただきたい。
- その他、毎度だが系統運用について言及しており、海外調査の項目にも織り込んでいただき、感謝している。新しいルールに円滑に移行していくために、運転当日の系統運用者がどんなことをやっているのか、このために計画段階からある程度連系線の潮流を想定することが必要であるということを、少しお時間をいただいてご説明したい。＜現状の運用方法＞を見ていただくと、系統運用者は当日こんなことをやっている。実績を基にお話しする。まず、需要変動、再エネの出力変動に対応している。朝方に再エネの出力の予想をする訳だが、当社の場合、今年の夏は一番大きいところで曇ったりして 200 万 kW 程度の再エネが当日朝の想定値に比べ減少している。実際には曇ると負荷も減るため、総需要としては 160 万 kW 程度減った訳だが、このような場合は火力や揚水の焚き増しで対応している。次に周波数調整も行っている。やはり朝の急峻な立ち上がりの時が一番苦労する訳

だが、7 時～9 時の間の 2 時間で、15 台程度の発電機を並解列させ、対応している。それから電圧調整のための調相設備の開閉とあるが、常時でも潮流が動くと電圧が変わる。下にあるように作業系統を作ろうとすると、インピーダンスが変わることによって電圧低下が起こるため、それに合わせて調相設備を調整している。点検のための作業系統の作成については、次ページでお話しする。次の系統故障が発生する時に迅速な復旧をするために、当社でいうと 27 万ボルト以上の送電線やトランスのチェック箇所が約 150 箇所あるため、それらが故障した際の対応も検討している。これらを実施するためには、事前の対応や運用者の補修などが必要になるため、年間断面から需要想定をもとにした連系線の利用計画とか作業停止計画を考慮した系統構成をチェックしていく。

- 次ページでは、これは先ほど申し上げた作業系統がどのくらいあるのかを拾い出していった。丸の 3 つ目、28 年度、29 年度に予定している上位 2 電圧の 27 万ボルトと 5 0 万ボルトの作業が、年平均で 1,400 件くらい、1 日あたり 3.8 件ある。実際には 7 月や 8 月は作業を行わないため、表で分かる通り、5 月が 254 件くらい、1 日あたり 8 件くらい作業を行う。このデータは、1 日の作業でも 1 件、2 日でも 1 件という数え方をしているため、必ずしも正確ではないのかも知れないが、5 月はかなりの作業が入っているということが分かっていただけると思う。つまり、これだけ系統が動いているということになる。間接オークションを導入した際には、現状と同じように作業停止の長期計画の調整だとか、系統構成、故障対策を検討すると、連系線潮流を事前に想定して全体の潮流がある程度想定出来るようにしなければならないと思っている。このために、例えばエリア外供給者と契約をされている小売事業者から、広域機関を通じて現状の連系線利用計画に相当するような情報を提供していただきたいと思っている。また、例えば 3 つ目だが、エリア外供給力の契約の有無や送電権の有無などがあればその潮流の確からしさが出てきて、需給バランスの評価にも活用できるのではと思っている。間接オークションの具体的な制度・ルールの検討をする際には、このような必要な情報の提供を考慮していただきたいと思う。また、これからルールの詳細を決定するに当たり、場合によっては試行等の移行措置を検討していただきたい。このような視点で海外調査をしていただければと思う。

③　日本卸電力取引所（JEPX）

○　事務局　日本卸電力取引所　國松企画業務部長より、資料 4 に沿って、地域間連系線の利用ルール等に関する勉強会「中間とりまとめ」に関する取引所の考えについて説明が行われた。

○　日本卸電力取引所　國松企画業務部長

- 日本卸電力取引所の國松でございます。私どもは事業者という立場ではないので、皆様に検討いただきました中間とりまとめに関しての取引所の考えについて申し上げたい。まず今回決めていただいた、スポット取引市場を優先する仕組み、間接オークションの実現に関しては、取引所としてできる限り早期の実現を希望している。その理由を、下に現状での問題点として書いている。バランシンググループの導入に伴って、市場分断が予想される際に、連系線利用計画を通しておくことによって利益を得ている事業者がいるのではないかという事である。下図でいえば、例えば左側が中部エリア、

右側が東京エリアの FC を想定した場合、現在は概ね東側の東京エリアの価格が高いと予想されている。このような環境下において事業者が何をするのか。そもそもバランスしている西側エリアの発調契約から、連系線利用計画を使って東側エリアに電気を送る。そうすると西側エリアの小売の供給力が不足するが、その部分は取引所から購入すればよい。他方、東側エリアの発電力は余るので、取引所で売ればよい。安く変えて高く売れるという構図、皆がこれをやれば分断がなくなる方向に動くはずである。ただし、一部の人間だけがこれをできるとなると、その人間だけが得をすることになる。まだこれは発電の持ち替えであるので、良しとするが、次ページに示すように、接続供給契約から接続供給契約に連系線利用計画を出すことも可能になっている。同様に考えると、西側エリアの接続供給契約から電気を出し、東側エリアの接続供給契約で受電する。西側エリアの安い電気を受電することによって、値差分を払わなくて済む。つまり、他の者よりも得をするという事になる。こういったことが考えられるのではないか。私どもはデータを持ち合わせておらず、これが実際に行われているかどうかは分からないが、論理的には可能なルールとなっていることに問題があるのではないか。下のページに、現在得られる FC の利用量のデータを示している。今年の 6 月 3 日から 9 月 14 日までのデータである。全コマ数が 4,992 のところ、そのうちスポット取引において東向きに FC が市場分断したコマ数が 67.4%、3,366 コマに及ぶ。この 3,366 コマについては、取引所は一日前市場ですべて空き容量 0 にしたはずである。その後、5 時の翌日計画の確定時には、そのうちの 99.6%、3,354 コマで空きが出ている。誰かが何らかの理由で連系線の利用計画を出していたものを、前日計画策定時にキャンセルしている。増加した空き容量の平均は、123.2MW である。平均で 123.2MW であるので、多いところはもう少し多い。先に詰めておいて市場分断を誘発し、その後キャンセルをするというようなことがなされている。そういった連系線の利用が現在行われているのであれば、また今後行われる可能性があるのであれば、公平な連系線の利用の視点からは、間接オークションの早期の実現を考えていくべきではないか。

- 間接オークションの実現に向けて、取引所としては、できうることはすべて行っていきたいと考えている。詳細運営の視点、特に市場運営者の視点項目についても、大体のところはお答えさせていただいた。間接オークションの導入に伴う FTR の導入について、ここでは FTR の精算等が行われるが、私どもは正確な精算システムをできる限り早期に実現するものと考えている。その期間は 1 年以内と考えている。その中で、経過措置として無償で FTR の提供をすると考えられるが、その量については当委員会でしっかりとした議論を行う必要がある。現在、先着優先で連系線利用計画を出したものが、金銭的価値を持つ金融的送電権を無償でもらって良いとは思えない。発電所の建設において、連系線の利用が条件になっている。その期間を正しく判断し、本当に困られる方に無償の FTR を提供していくべきである。提供するのであれば、そうあるべきである。現在ある利用計画にすべて FTR を与えるという事は、手間がかかるだけで、何の変化もないことであると考える。何の変化もないという事はなく、取引量は増えると思われるが、しっかり議論する必要がある。

○　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。

○　松村委員

- 菅野委員が言及していた相対契約の安定的供給の機能については、おそらく誰も否定しない。もし取引価格が契約価格より高ければ損をしているということになるし、低ければ得をしたということになるのだろうが、それは売り手と買い手で逆の動きになる。そのような価格変動をヘッジしている機能については、尊重するという総意になるはず。どのように制度設計したとしても、相対契約の経済的機能が認められないことはないと思う。もちろん、将来、先物市場が発達し、相対契約無しでも、十分リスクヘッジできる市場になるとすると、自然に相対契約を使わなくなることも考えられる。しかし、現時点ではその意義は明らかで、懸念する必要はないと思われる。
- 電源制限の話はもっともである。潜在的には既に現在でもそれを前提にしている。今でも長期契約で保障されているため電源は必ず運転することになっている。したがって、電源制限の対象になったとしても、稼働は期待できる。しかし、本来的にはこの４月から電源差し替えが可能になっており、今後同様の問題が起こってくると思う。安定供給という観点からも、どの電源が動いているのかということ、メリットオーダーからすれば本来稼働させない方が良い電源でも、他の様々な理由によって稼働することがあった場合に、それをどう補償していくかは大きな問題だと思う。これはこの連系線の利用ルールに限った問題ではないのではないか。電源制限については、この検討会で議論するかは別として、必ずどこかの場で議論すべき論点である。この問題を指摘していただいて、とても良かった。
- 経過措置についてだが、まず JEPX 國松業務部長の、本当に困る人だけに経過措置を付与する方法には反対である。どのような人が本当に困っており、どのような人が困っていないのかは分からない。やはり、これは形式的に判断するしかない。困らない人には経過措置を付与しないなどという判断は難しく、不公平になるのではないか。一定の外形的な条件満たしている人に対しては、すべて同様の扱いとすべき。一方で、そもそも経過措置が本当に必要なのかという点については、この検討会でも検討する必要がある。
- 今までの検討会の場でも散々議論された通り、事業者は元々使っていた連系線はこのまま無料で使えることを期待して、電源を建設した。それが急に変更されると、投資の予見可能性が大きく損なわることになるというご意見があることは、十分認識している。
- 鍋田委員はシステム開発などのために、２年程度の準備期間が欲しいといおっしゃった。その期間を合理的とした場合、仮に来年度４月から連系線利用ルールの適用が開始されるとすると、システム準備のために出発はその２年後になる。本来もっと早く修正されなければいけなかった先着優先ルールのもとで、全面自由化後実質的に３年間、広域機関発足後なら４年間は既得権益が守られることになる。それで十分ではないか。準備期間において、値差分の経済的な利益について返還を要求しないということで、実質的な経過措置と言えるのではないか。今回のプレゼンテーションでは、電源開発も中部電力も 10 年の経過措置期間の設定を要求していた。しかし、特定負担をした事業者ならばともかく、コスト負担もしていない事業者が、他事業者よりも一足先に連系線利用登録をしたというだけで、10 年間も既得権益が認められるということは本当に公平といえるのか。旧一般電

気事業者はとりあえず言ってみただけだと思われる。まともに考えれば 10 年間の経過措置など要求するはずがないと思っている。託送料金審査の時を思い出してほしい。需要地近接性評価の議論において、旧一般電気事業者は、新規参入者が現在持っている近接性評価割引の即時取り上げを提案した。それに対し、予見可能性が無くなるではないかという声があった。にもかかわらず、旧一般電気事業者がそのように主張したということは、予見可能性に関して特に強い必要性を感じていなかったからではないか。実際には、料金審査の段階では、旧一般電気事業者の主張は通らなかったが、それは旧一般電気事業者の提案が明らかな改悪で、明らかに今より悪い制度に変えるに際して既得権を取り上げるのは合理的でないと判断されたから。しかし、その時にも旧一般電気事業者は、3 年間の原価算定期間は良いとして、その後は速やかに見直すべきと繰り返し強く主張した。そのような経緯を考えると、旧一般電気事業者が 3 年を超える経過措置期間を要求するのはあまりにも理不尽。新規参入者の既得権益を取り上げる時には短い期間でもまったく平気だが、自分たちが関わっている既得権益の時には 10 年の経過措置を要求することになる。これは、さすがに通らないと思う。もちろん、料金審査の時に主張していた人たちと、自分たちは同じ人間ではないとおっしゃるのは勝手である。しかし、同じ会社の人間がおっしゃっていたことは、思い出していただきたい。

○　岡本委員

- JEPX 國松企画業務部長のご説明と松村委員のご発言に対して、私の考えをお話ししたい。
- まず、経済的に合理性の高いものに連系線を割当てる間接オークションの考え方はよく理解できる。しかし、間接オークションの導入により発生した混雑料金収入は、JEPX の努力によらず JEPX に溜まっていく。この混雑料金収入は、最終的には何らかの形で系統利用者に還元される必要があるのではないかと思っている。
- 次に、経過期間については、仕分けが必要だと考える。松村委員からお話があったところだが、間接オークションによって経済性の高い取引が優先的に利用することになった場合、経済性の高い電源を連系線を跨いで契約していた小売事業者は、混雑料金という予見性の低いリスクにさらされることになる。差金決済契約によって、相対取引における金銭面の安定化が図られ、予見性が向上するというのはその通りであり、これは代替可能なのではないか。もちろん、その取引に経済性がなければ必然に広域メリットオーダーから外れていき、そういった契約は無くなると思う。経済性の高い合理的な取引であっても、混雑料金のリスクにさらされるとすると、元々の相対契約は CfD に移行していけないだろう。発電事業者と小売事業者の間で、誰がそのリスクを負担するのか、という話になるのではないか。間接オークションを導入し、経済的な割当てが行われるという前提のもとで、ある種の金銭的リスクの等価性が保証されるのであれば契約は移行できる。しかし、リスクが増すのであれば、それは納得しがたい。競争の結果、契約の経済的合理性が失われたために、そのような契約が無くなるリスクが元来から存在することは確かだが、リスクは同等程度である必要がある。CfD は一つの答えとなりうるが、CfD だけでは不十分ではないか。次回、意見をまとめて提出したい。

○　秋元委員

- 鍋田委員からのご説明にあった、連系線の利用ルールにより予見性が落ちることで、補修などが難しくなるという話は、こういうこともあるなと勉強になった。全体として見ると小さい論点であるとは思うが、何らかの配慮を考えるべきではないか。
- もう一点、菅野委員からご説明があった FIT との関係についてである。FIT は、メリットオーダーを阻害する形で政府が制度的に強制したものである。FIT が、経済効率性を逆に阻害し、公正な競争を阻害する部分があるのではないか。本検討会が FIT との関係についての議論に適した場所かは分からないが、問題提起されている部分に関しては、適切に検討すべきではないか。

○ 鮫島委員代理

- 沖の代理で参りました鮫島と申します。弊社は、新電力の中でもおそらく一番 JEPX を利用させていただいている会社ではないかと思う。本検討会に参加する前に、弊社の需給管理担当と JEPX のプレゼンテーション資料の 3 ページを拝見し、驚愕したと同時に、これだけ分断が起きている背景がこういうことだったのかと納得した。この資料で示されているのは、6 月 3 日から 9 月 14 日の期間のデータだが、これだけの期間放置されていたのかどうか、ないしは実は去年の夏から同様の傾向が続いていたのか。多数の事業者が健全に競争していると考えていたが、このような理不尽もあるのかと半分納得した。当日になってみると、1 時間前市場で買えたということもたびたびあるが、残念ながら価格水準は前日スポットの水準に引きずられているようなところもある。加えて、本年４月にインバランスの仕組みが変わった。インバランス価格が分からずに１、２ヶ月経過した後、α値など変数が出て来ると、全国需給では供給が余っていたらしいということが判明した。前日のスポット市場を見ると高いが、当日になると買える。しかし、その後、α値が出てくると、また違う値が精算価格になる。どれを信じていけば分からないと事態が起きており、この価格を誰がモニターしているのかが非常に気になっている。電力広域的運営推進機関がモニターする範囲なのか、監視委員会がモニターする範囲なのか、あるいは本検討会のような場で整理していくのか。我々としては、競争の中では、一日一価での取引が必要であると考えている。値差を経済的に相殺する仕組みをなるべく早い時期に実現していただきたい。

○ 佐藤事務局長

- 中部電力の提出資料に関してコメントをさせていただきたい。スライド４ページ、５ページ、６ページを、事前に私どもの運用部の専門家が、数日間検討した。その結果は、鍋田委員がご指摘のように、間接オークションでも対応できるのではないか、という回答であった。我々としては、米国や欧州の調査等を通じて検討を深めたいと考えている。
- スライド 6 ページの３つ目の丸の箇所についてである。今までは、紐付きで利用登録をしていた電源を供給力としてカウントしていた。しかし、間接オークションになるとルールを変更する必要がある。今後、間接オークションのもとでのエリア外電源の供給力の取扱いについては、私どもが責任を持って検討したい。

○　電力広域的運営推進機関　多治見　計画部副部長

- 運用を担当しております多治見と申します。先ほどの中部電力のご指摘についてコメントしたい。私も系統運用に長く関わっており、確かに嫌な感じはする。しかし、系統制約がなければ、実際には周波数調整など運用には支障はない。間接オークションが導入されたからと言って、それが大きく変わるというものではないと考えている。特に連系線については、ある程度は今までの知見で予測できるのではないか。そうならない場合もおそらくあるとは思うが、そのような場合はどういうことを今後検討していく必要がある。

○　鍋田委員

- 当初、私も、連系線の潮流はそれほどのボリュームではないため、ある程度分かっていれば問題ないのではないかと考えていた。しかし、広域系統整備委員会において容量 1000 万ｋW の連系線を計画中であり、これはエリアの需要規模に匹敵する。そのため、どのような状態であるかを検討すべきではないか。

○　日本卸電力取引所　國松企画業務部長

- 岡本委員からご指摘のあった市場間値差収益についてだが、今年度からは、経済産業大臣の指示に従って市場間値差収益を使用することになった。そのため、取引所で値差収益を使用する形態ではない。その点は、ご安心頂きたい。

○　松村委員

- 中部電力　鍋田委員の資料について、誤解していたかもしれない。今後、金融的送電権が導入された場合に起こりうる問題点、懸念点が様々あることは理解していたつもりだったが、金融的送電権が導入されてない現在でも、電源の差し替えが可能になった状況下では、既に潜在的に起こっている問題なのではないか。その意味では、今回の検討を超えて、金融的送電権の導入とは独立に考えるべき重要な問題を提示していただいたと理解していたが、それでいいのか。
- FIT については、重要な問題提起であり、他の委員会でもご発言頂きたい。しかし、この委員会の所管ではないのではないか。本委員会で繰り返し議論したとしても、建設的な議論は難しい。別の委員会に伝わるように別の場で、何らかの形で発言していただきたい。

○　鍋田委員

- 松村委員の御意見はごもっともである。連系線利用計画を頂いて、連系線潮流が決まるのはスポットもしくは時間前市場の後である。おおまかなところは分かっている必要があるのではないかと思う。

○　佐藤事務局長

- 松村委員がおっしゃった通り、メリットオーダーを考慮すると、FIT 電源がメリットオーダーをおかしくするというのは、連系線利用ルールとは関係なく、現在でも考えられる問題であると思う。現在でも、電

源の差し替えは問題なく行えるため、連系線利用計画を持っている事業者は、少しでも利益を上げようと思えば、現行契約をやめて差し替えればよい。今すぐに他の委員会で議論するか、電力広域的運営推進機関が差し替えのルールを変更しなければ解決できない。少なくとも、間接オークションの導入とは関係ないと思う。

議題（２）私契約について

○　続いて、電力広域的運営推進機関　理事　佐藤事務局長より、資料５に沿って、私契約についての考察の説明が行われ、委員・オブザーバーからの発言及び質疑応答が行われた。

○　岡本委員

- 大変分かり易い整理である。結論を（1）から（5）に記載いただいたが、8 ページのケース 2 をご覧になっていただくと、市場で 6 円/kWh で買えると分かっていながら、10 円/kWh で差金決済を行う契約を結ぶと、結果として発電事業者は儲かるが、小売事業者は損する。弊社は、昨年から発電部門と小売部門を分離したため、8 ページのような状況が持続的にあるとすると、契約は見直され、減損を余儀なくされる。明らかに高い電気を買い続けるとは考えられない。
- CfD などを利用しながら、金銭上のリスク拡大を防ぐ方向性を目指されていることは理解した。もちろん、既存の契約では売り手と買い手の協議が必要である。また、値差が生じる場合については引き続き検討いただきたい。

○　菅野委員

- 発電事業者としても、間接オークションの導入のもとでは、連系線を跨ぐ契約は、差金決済契約への見直しに取り組んでいくものと考えている。
- しかしながら今のところ、まだ契約は特定の電源に紐付いているため、紐付けをやめたうえで、小売電気事業者との差金決済契約についての交渉が必要である。その手続きに、一定の時間を要することをご理解いただきたい。
- また、間接オークションの元では連系線を跨ぐ電源の契約はこうした紐付け型ではない差金決済の契約になっていくものだ、と事業者同士の協議の背中を押していただきたい。発電事業者と小売事業者では、価格以外の点でも利害が異なるため、この委員会の場で望ましい形として、整理していただければありがたい。

○　鮫島委員代理

- 佐藤事務局長は、連系線を跨ぐシナリオについて説明されていた。我々としては、発電事業者の市場機能と組み合わせて考えたときの本質的な運転のパターンと理解している。AOT と呼ばれる発電所の運転パターンであり、よりアセット価値を高める方法である。連系線を跨いだオペレーションにより、エリア A から B までメリットが伝播する可能性がある。このようなオペレーションが海外で行われている

のは自然であるし、日本でも市場活性化が進展した際には、同様のオペレーションが行われる可能性がある。このようなオペレーションと長期の相対契約とを比較した場合、どちらの方が発電や連系線のアセットに関するより効率性が高い運用と言えるのか考える必要がある。

○　松村委員

- 相対契約の機能に関して、差金決済契約ぐらいしか機能として思いつかないという前提になっている。差金決済によりある種の経済的機能が果たされることは承知している。安定供給のためという事を口にされるが、外国ではそのような類のニーズは少ないのではないか。仮に、相対契約の限界価格が 6 円/kWh、市場価格が 10 円/kWh だとする。この発電機の容量に対応する量は、ある基準以下の値段で必ず入札することを要請したとする。実際に発電されないと、均衡価格が低いところで需要が満たされる。すなわち、電源は動くか、仮に動かなくても供給力は満たされる。売り入札をしないと、当てが外れて市場価格が高くなったときに、経済的な心配だけでなく、電源が十分来ない事態を心配するニーズがないか。普通に考えるとそういうことはないのだが、相対契約の機能として安定供給を挙げられる方がとても多くいらっしゃったため、そのようなニーズを確認してみる必要はないのか。
- ただいずれにせよ、そのような事は不要とおしゃってくれれば、ありがたい。仮に相対契約は経済的機能だけでなく安定供給のためと言われたとしても、そういうやり方では問題がないか考えてみる余地がある。

○　佐藤事務局長

- 安定供給上問題が無いか否かを事務局でも議論した。間接オークションの場合、過酷期にある発電所が稼働しなくなることがあるかどうかを考えればよい。それは、異常に市場価格が低くなってしまう場合しかありえない。すると、過酷期の定義とまったく逆になってしまう。広域機関のシステムが故障するなどという事態が発生しない限り、間接オークションのもとで、過酷期に発電所が稼働しなくなり、供給が減少することは考えられない。
- ただ、その場合、鍋田委員の御意見の通り、最過酷期におけるルールや供給計画の考え方を変えなければいけない。その点については、検討させてだきたい。

○　岡本委員

- 今後の議論のために確認させていただきたい。相対契約といった場合、私は CfD を含めて考えていた。相対契約と CfD を分離して議論されると、若干混乱する。
- また、松村委員からは、相対契約が安定供給に資するという議論が正しいのかという問題提起があった。私の過去の記憶を振り返ると、カリフォルニアの電力危機の際、安定供給のために相対取引が重要であるという議論があった。ただその当時議論されていたのは、発電事業者と小売事業者が相対契約を結ぶことにより、お互いに予見性を高めることができ、必要な電源が得られるという意味での安定供給であった。

- お互いにリスクヘッジできる仕組みがあるということが、将来的な供給量の確保につながるという意味での安定供給ということであれば、相対取引が安定供給につながるという意味もある。私は、CfD とは相対契約のことであると理解している。

○　松村委員

- 相対契約について、検討会に出席されていない一般電気事業者の方で、経済的機能だけではなく、安定供給の観点からも重要だとおっしゃる方がいらっしゃる。それでも大丈夫かという趣旨で発言した。岡本委員の発言を伺うと、旧一般電気事業者の視点からして、そのような事はないということだったので、私の発言は全く余計なことであった。そのような問題はないという前提の下、今後は議論することになる。

○　秋元委員

- 相対取引をしたとき、長期契約で燃料をまとめて購入した方が有利になるのかどうか。ヘッジをすれば良いという話はあるが、全体としてみたときにその方がいいということであれば、結局はヘッジする場所がなくなり、そちらの方が有利になることがあるかもしれない。

○　菅野委員

- 資本参加によって、炭鉱やガス油田が稼働している限り、供給を受ける権利がある。発電事業者の立場としては、スポット、1 年契約、5 年契約、あるいは出資など、それぞれの組み合わせによるコスト管理の問題となる。電気事業者数が限られていた時代においては、発電事業者にとっても長期相対契約が事業予見性のために必要であった。しかし、今後市場の厚みが増すとするならば、コスト面は発電事業者が管理すればよい要素であり、販売と関連させて考える必要はない。

○　鍋田委員

- 燃料を長期に契約したほうが安く買えるのではという話があった。そういう場合もあるし、現在のようにスポット市場価格が安価になっている場合もある。長期的に発電価格を安定させるのか、それとも短期で安定させるのかを考慮する必要がある。また、LNG の場合、Take or Pay といった引き取り義務もあり、このような制約もあるため小売との相対契約が必要となる。

議題（３）特定負担の位置付けについて

○　事務局　電力広域的運営推進機関　下村事務局長補佐より、資料 6 に沿って、特定負担分の扱いについての説明が行われた。

○　秋元委員

- 様々なオプションを示しているが、特に異論はない。ただし、具体的に数字を決めるのは、かなり難し

いのではないかという感触がある。あまり時間がない中で決定しなければいけない。方針があれば教えていただきたい。

○　佐藤事務局長

- 先着優先として権利を取得した人と、相当な特定負担をした人がまったく同じというのはおかしい。その差を何年に設定するかは、今後議論が必要である。

○　松村委員

- まず、物理的送電権を与えるのか金融的送電権を無償で与えるのかに関して、物理的送電権を与えると、分かり易く差別化できるという議論は今までの議論の否定にならないか、と強く感じている。つまり、物理的送電権と金融的送電権は、経済的価値という観点からは本質的に等価であるという議論があったにもかかわらず、ここではその二つを差別化できるということがメリットだと主張している。やはり、物理的送電権と金融的送電権は、事業者にとって本質的に異なる権利であるとしなければ、筋が通らないことになる。すると、今までの議論の大前提をすべて壊すことになるのではないか。明らかなメリットのある方の金融的送電権を無償で割り当てると考えるほうが自然なのではないか。
- 次に経過措置の期間についてである。事務局資料を拝見すると、少なくとも 10 年は認めるべきではないかと言っているように感じた。何年にするかということはこれから議論になると思うが、事務局資料では 10 年から 15 年程度を念頭におかれているのではないかと推測した。確かにこれだけの投資コストに対して、10 年未満というのは筋が通らない。一方で、15 年を超えるような期間を設定するのであれば、当初からメンテナンスコストを含めて負担するのが筋だと思う。託送料金では、固定資産に対する修繕費の割合が分かる。固定費の一定割合を毎年負担するというのをセットにしなければ、あまりにも長い期間というのは許容できないし、公平性の観点からみても不合理である。事業者にヒアリングすれば、経過措置期間は長ければ長いほど良いと主張されると思うが、それならばメンテナンスコストもかなり負担してもらわなければ公平感が得られないということを、認識してもらう努力が必要である。

○　岡本委員

- 一般論として、連系線増強の特定負担は費用負担をしてから増強まで 10 数年の時間がかかるため、時間的価値を含めた負担になる。結果として後から連系線を利用する事業者になんらか劣後するというのは、許容しがたい。
- 本委員会で、金融的送電権の考え方を議論している中で、それぞれで議論するとしても泣き別れにならないよう、歩調を合わせていきたい。

○　秋元委員

- 松村先生の御意見には基本的に同意する。今後、どのように収斂させるかは検討する必要がある。
- コスト試算を行ったうえで、経過措置期間を検討すべきである。

○　曳野オブザーバー

- 金融的送電権ははたして金融商品なのか。金融商品取引法の対象となると、様々なガバナンスが関わり、制度面での対応に相当な時間がかかる。金融商品でないとすれば、金融という言葉を使ってよいのか。名称についても検討すべきである。
- 中部電力のプレゼンテーションで、エリア外供給力と契約締結している小売事業者から、現状の連系線利用計画に相当する情報を一般送配電事業者に提供していただくことが必要との記述があった。本検討会とは別の委員会で需給検証を行っているが、今後、長期の先着優先ルールの下での契約がなくなると、前日断面で初めて連系線利用が確定する現象が増えていく。そうすると需給検証を地域ごとに行った場合、見かけ上は発電地域の供給力と計上されているが、受電地域では供給力として計上されていない場合が増えてくるのではないか。エリアごとに予備力を見た場合に、特定の地域の数字について、誤解が生じる可能性がある。現状の考え方では、ある地域のマージンが3%を割った時に節電要請をしている。間接オークション導入後に、同様の運用を行うと、電気が足りないのではないかという誤解を受ける可能性がある。あるいは、本来経済的でないにもかかわらず、その地域に電源を作るべきという誤った議論になる可能性を懸念している。本検討会のトピックではないと理解しているが、今後の節電要請の検討において、バイアスがかかる可能性を認識した上で議論することが必要である。

○　大山座長

- 曳野オブザーバーが指摘された点については、当然検討しなければならない。

○　下村事務局長補佐

- 松村委員が指摘された、本来の趣旨と違うのではないかという点については、おっしゃるとおりである。今後、検討させていただきたい。
- 経過措置の期間について、PJM では送電線の償却期間が 30 年であるという情報がある。そのような事例を調べたうえでさらなる検討が必要と考えている。
- 曳野オブザーバーからご指摘いただいた件に関しては、電力広域的運営推進機関でも同じような議論がなされている。海外では CRR（混雑収入権）などの用語も使用されている。次回以降の検討会にて議論いただければと思う。

○　大山座長

- 以上で本日の議事はすべて終了した。

以上