

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13回）

日時 平成29年10月30日（月）10：00～12：07

場所 経済産業省本館17階国際会議室

出席者：

<委員>

横山委員長、秋元委員、安藤委員、大山委員、小宮山委員、
曾我委員、武田委員、廣瀬委員、松村委員

<オブザーバー等>

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

佐藤電力広域的運営推進機関理事

（代理：進士電力広域的運営推進機関企画部長）

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事務局総務課長

竹廣株式会社エネット経営企画部長

内藤関西電力株式会社執行役員・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

山田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

議題：

- (1) 間接送電権について
- (2) ベースロード電源市場について

<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：03-3501-1511（内線4761）
FAX：03-3501-3675
〒100-8931 東京都千代田区霞が関1-3-1

○鍋島電力供給室長

それでは、定刻となりましたので、ただいまから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第13回制度検討作業部会を開催いたします。

委員の皆様方におかれましては、ご多忙のところご出席いただき、ありがとうございます。

本日、大橋委員と又吉委員、早坂オブザーバーはご欠席との連絡をいただいております。

また、広域機関の佐藤オブザーバーの代理として、進士誉夫様にご出席いただいております。

早速ですが議事に入りたいと思いますので、以降の議事進行は横山座長をお願いいたします。

○横山座長

それでは、皆さん、おはようございます。本日も活発なご議論をお願いしたいと思います。

本日のテーマは、間接送電権とベースロード電源市場についてでございます。

テーマにつきまして一つ一つご説明いただきまして、それぞれ個別にディスカッションをさせていただきたいというふうに思います。

まずは、「間接送電権について」ということでございます。

資料3について、事務局からご説明をお願いいたします。

○鍋島電力供給室長

それでは、お手元の資料3をごらんください。

間接送電権につきましてご説明いたします。

本日は議題が2つありますので、省略しながら説明させていただきます。

ページをめくっていただければと思います。

1 ページ目は、2018年から導入予定の間接オークションの概要についてですけれども、説明は省略させていただきます。

2 ページ目、市場分断が生じる仕組みと、その際に発生するエリア間値差について事務局でまとめておりますけれども、こちらも説明は省略させていただきます。

続きまして3ページ目ですけれども、こちらはエリア間値差が生じた際にJEPXに混雑収入が発生するという仕組みにつきまして簡単にまとめたものでございます。これも説明を省略いたします。

4 ページ目をごらんください。

間接オークション等の導入時期につきましてですけれども、間接送電権につきましては、ベースロード電源市場の取引開始に合わせまして、2019年度に取引開始予定というふうに議論がなされてきたところでございます。

次のページをごらんください。

5 ページ目は第 1 回作業部会の資料でございますけれども、そこではエリア間値差リスクを軽減する仕組みの導入の必要性が議論されてきたところでございます。

続きまして 6 ページ目ですけれども、こちらは広域機関における議論の紹介となりますけれども、これも説明は省略いたします。

7 ページ目ですけれども、諸外国における間接送電権の例についてまとめております。

米国の PJM エリアにおきましては、間接送電権の仕組みが整備されていると認識しております。

8 ページ目をごらんください。

間接送電権の検討の視点についてです。

検討の視点として事務局としてまとめておりますけれども、3 点ほど書かせていただいております。

広域的取引環境の整備、連系線の効率的な利用、間接送電権の取引の透明性の確保の視点が重要というふうに書いております。

また、呼称につきましては、今後は「間接送電権」というふうにしたいと考えておりますけれども、米書きで書いておりますが、間接送電権は、連系線等に物理的に電気を流す権利（物理的送電権）ではないというところについて付言しておきたいと思っております。

次のページ、9 ページ目をごらんください。本日も議論いただきたい論点の内容です。

1、市場開設者と間接送電権の位置づけ、2、商品の形態、3、約定の仕組み、4、決済方法、5、オークション収入の取り扱いとなります。

順に論点をご説明いたします。

次のページをごらんください。

まず論点①、市場開設者と間接送電権の位置づけとして、市場開設者の論点となります。

間接送電権は、諸外国におきましても、卸電力市場開設者が混雑収入を原資として発行している例が多いと認識しております。

我が国におきましては、JEPX が卸電力市場を開設している、そして混雑収入も JEPX において発生するといった理由から、JEPX において間接送電権を発行し、取引を行うこととしてはどうかと考えております。

なお、市場開設時期につきましては、2019 年を基本として詳細検討することとしたいと考えております。

続きまして、11 ページ、取引主体についてです。

間接送電権につきましては、事業者にとってのエリア間値差の負担リスクを減少させるという

ものでございますけれども、我が国におきましては、卸電力市場への参加は電気の実物を売買できる事業者に限定されております。

このため、間接送電権の取引主体につきましても、当該事業者に限ることが適当というふうに考えております。

12ページ目をごらんください。

転売の可否についてです。

まず、間接送電権の位置づけでございますが、これはJEPXの卸電力取引（現物取引）における値差精算処理に対する対価と考えております。

これに関しまして、電力取引を行わない場合に転売することを認めるかどうか論点というふうに考えております。

この点につきましては、仮に転売することができることとすれば、それによって一部の事業者が電気の実物取引以上に購入することによって、間接送電権を必要とする事業者に渡らない可能性が高まる、あるいはいろいろな収益、損失が発生することとなり、そうしたリスクに備えるための準備が事業者の負担となる可能性があるといった理由から、今回の市場の開設に当たっては転売を認めないこととしてはどうかというふうに考えております。

続きまして、論点②となります。

商品の形態として、まずは取引対象についてです。

間接送電権は、エリア間の値差のリスクを減少させるものですけれども、対象とするエリア間値差については、（1）隣接するエリア間の値差、（2）隣接しないエリアも含むエリア間の値差の2つの案が考えられます。

この点につきましては、連系線の空き容量を勘案して発行量の上限を設定するというような事情がございまして、この関係で、結論としましては、隣接するエリア間の値差を基準に商品を設定することを基本とし、詳細につきましては事業者ニーズも踏まえてさらに検討を行うこととしてはどうかと考えております。

次のページは、我が国の送配電網について説明した資料ですけれども、説明は省略いたします。

15ページ目をごらんください。

論点②のうち、値差の決済スキームについてです。

間接送電権について商品設計を考えるに当たりまして、大きく分けましてオブリゲーション型とオプション型の2つが考えられます。

オブリゲーション型はエリア間値差がプラスの場合には保有者の収入になると、エリア間値差がマイナスの場合は保有者の支出になるという仕組みになります。

下にオプション型とオプション型の違いにつきましてイメージをつけておりますので、後ほどごらんいただければと思います。

続きまして、16ページをごらんください。

このオプション型、オプション型の論点についてですけれども、オプション型にした場合、商品を組み合わせて利用するというので、隣接しないエリア間値差を適切に反映できるというふうに考えております。

このため、値差の決済スキームとしてはオプション型とすることを基本として考えるべきではないかと思っておりますけれども、ただし、市場開設後の状況によってはオプション型に変更することも含めて検討することとしてはどうかと考えております。

17ページ目をごらんください。

論点②のうち、値差の決済スキームの続きとなります。

間接送電権につきましては、電力取引を行わなければ値差精算を行わないというふうに先ほど申し上げたところでございますけれども、間接送電権の保有量がJEPXの売り約定量、買い約定量の合計値を上回る場合には按分して適用するということとしてはどうかと考えております。

続きまして18ページ、論点②のうち、取引商品についてです。

間接送電権の商品につきましては、一定程度商品の対象となる期間、1年商品、1カ月商品、1週間商品という、そういう期間ですけれども、その期間については細分化することが適当ではないかというふうに考えております。

また、間接送電権の発行上限量の算定に当たりまして、連系線の空き容量を勘案するというような必要がございます。こうした観点からも、期近のほうが空き容量を見込みやすいというようなところもございます。

ということで一定程度期間等は細分化するというところがございますけれども、間接送電権の商品設計につきましては、こうした点も踏まえながら事業者ニーズ及び市場分断状況を踏まえて検討することとしてはどうかと考えております。

次のページは、各連系線の運用容量、マージン、隣接エリア間の平均値差についての資料ですけれども、説明は省略いたします。

その次のページは、将来時点における各連系線の運用容量、マージンについて書いたスライドですけれども、これも説明は省略させていただきます。

続きまして21ページ、ここから論点③となります。

約定の仕組みとして、まず発行可能量についての論点です。

間接送電権は混雑収入を原資にしております。ということで、JEPXが過度なリスクを負わ

ないというためには、その発行量は連系線の空き容量を上限とすることが適当というふうに考えております。

このため、JEPXにおきましては、広域機関に連系線空き容量など必要な情報を確認することが必要というふうに考えております。

続きまして22ページですけれども、約定価格の決定方法についてです。

間接送電権につきましては、JEPXが市場原理の働くオークションにおいて売却することが適当というふうに考えております。

その際、オークション形式につきましては、価格発見機能が高いと考えられるシングルプライスオークションを基本としつつ、詳細を検討することとしてはどうかと考えております。

23ページ目をごらんください。

約定の仕組みのうち、買入札の上限量についてです。

買入札量につきましては、3つ目のポツですけれども、物理的に送電できないほどの量の買入札を認めるということは適当ではないというふうに考えております。

図をつけておりますけれども、この図におきましては、AからBに60万kW、BからCに120万kWという電気が流れる連系線があったときに、AからCにつきましては最大60万kWしか送電できないということになります。

エリアの事業者が間接送電権B、Cについてどこまで買えるかというところですが、ここについては物理的な流れに合わせまして、60万kWまでの買入札を認めるということとしてはどうかと考えております。

続きまして、24ページになります。

決済方法についての論点となります。

まず、間接送電権ですけれども、繰り返しになりますけれども、JEPXの値差精算処理に対する対価として取得するということとなります。

こうしたことを踏まえますと、間接送電権の保有者は、(1)間接送電権を保有する量の合計の範囲内において、かつ、(2)JEPXの前日スポット市場で電力取引を約定すれば、その売り・買い合計の約定量の範囲においてJEPXとの間でエリア間値差を反映した電力代金の値差精算を受けられることとしてはどうかというふうに考えております。

続きまして25ページです。

決済方法のうち、決済額に対する抑制についての論点です。

間接送電権の取引後、計画外の作業停止等によりまして連系線の運用容量が削減された場合には値差精算をどのように行うかというところが論点になります。

これにつきまして2つ目のポツですけれども、実質的にキャンセルとなった間接送電権の買い約定分の代金を精算の原資に充当することとし、不足がある場合、決済額に対する抑制を行うことを基本として検討することとしてはどうかと考えております。

26ページ目をごらんください。

間接送電権としては最後の論点になりますけれども、間接送電権のオークション収入の取り扱いについてです。

2つ目のポツですけれども、間接送電権の買い約定分の代金の扱いにつきましては、JEPXの前日スポット市場の混雑収入と同じ勘定の扱いにすることとしてはどうかと考えております。市場間値差積立金に繰り入れるということとしてはどうかと考えております。

この市場間値差積立金につきましては、その用途は経済産業省の事前了承にかからしめているところ、間接送電権の買い約定分の代金も同様の扱いとしてはどうかと考えております。

また、3つ目のポツですけれども、間接オークションに関しまして、貫徹小委中間とりまとめにおきましては、特定負担によって連系線を建設する場合に、そういう事業者の取り扱いにつきまして検討を進めていくというふうにしていただいております。この点につきましては、特定負担者について、どのような特別な取り扱いを行うかについては、引き続き検討することとしてはどうかと考えております。

27ページ目をごらんください。

今後の検討の進め方についてですけれども、本作業部会における検討を踏まえまして、事業者ニーズ等を踏まえ、JEPX等を中心にさらに詳細検討を進めた上で、改めて国の審議会等に検討結果を報告することとしてはどうかと考えております。

その際、JEPX等における検討の結果、技術的な視点から本作業部会における検討を修正する必要がある場合には、修正の上、検討結果を報告することとしてはどうかと考えております。

また、間接送電権のあり方につきまして、電力取引を行わない場合には値差精算を行わない、転売を行わないというような、こういうあり方につきまして、市場開設後の状況によっては、事業者の利便性等も踏まえ、改めて検討することとしてはどうかと考えております。

なお、今回の検討を踏まえまして、会計上の取り扱いにつきましては、今後事務局において整理を行うこととしたいと考えております。

最後のページは、海外の金融的送電権の特性をまとめた資料になります。説明は省略させていただきます。

事務局からの説明は、以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、ただいま間接送電権についてご説明のありました内容につきまして、まずJEPXの國松さんのほうからご発言があるということですので、どうぞよろしく願いいたします。

○國松オブザーバー

ありがとうございます。

この報告書の中でも触れていただいていますとおり、間接送電権に関しましてはJEPX等を中心に検討を行うということをご提案いただいております。私どももこれをしっかり受けとめまして、私ども、またかかわる機関様と協調の上、事業者のニーズをしっかりと調査しながら検討を進めて報告させていただきたいと考えております。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、ご説明のありました内容につきまして、皆さんのほうからお願いをしたいというふうに思います。

いつものように、お手元の名札をお立ていただければご指名いたしますので、よろしくお願ひしたいと思います。いかがでしょうか。

では、大山委員、お願いいたします。

○大山委員

どうもありがとうございます。

オークションを期間を区切って細分化してということでやるとすれば、期近に取引をするということで、そうなると計画停止、作業停止ですけれども、計画がある分はもともと見込んでできるということで、うまく回るんじゃないかなというふうに思っております。

計画外停止は当然ゼロにはならないわけで、あると思うんですけれども、それにつきましては、もし計画外停止が多いようでしたら、あらかじめオークションする量を減らしておくとか、そうすると平均的には決算で収入が足りることになるような気がしますので、そんなことをすればいいかなんていうことをちょっと考えておりました。

それから、もう一つの収入の扱い方、これは、これまでの市場間値差の積立金に繰り入れるということで私は結構だと思いますけれども、最終的にはそれをどう使うかというのが問題で、私個人としては、ぜひ混雑しているところの連系線の増強に使ってほしいかなというふうに思っていますけれども、それはまた今後の議論をしっかりとすることかと思ひます。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、松村委員からお願いいたします。

○松村委員

まず重要な大原則で、この資料には必ずしもちゃんと書かれていないと懸念している点があるので申し上げます。

それは経過措置との関係です。経過措置で付与されたものと、ここでお金を出して落札したものの関係を考えるときに、経過措置のルールが既に決まってい動かせないとしても、お金出して買ってくるほうが経過措置でもらっている人よりも不利になるなどという扱いはどう考えてもおかしいと思う。経過措置よりも扱いが不利になることは許容できないし、基本的には経過措置よりもこちらのほうが有利にならないとおかしい。それは大原則として認めていただきたい。

もしそうでなければ、逆に経過措置で与えた既得権益の保護が強過ぎるのではないかと。しつこいようですが、単に先に予約していたというだけで、ただでもらった権利とお金出した権利で、お金出した権利のほうが劣後するなどということは認めるべきではないと思います。

この点を大原則として、この後幾つか細かい点も指摘させていただきます。

次に、私は今回の提案については、大変申しわけないのですが、基本的に多くの点で反対です。まず、なぜ転売を禁止しなければいけないのか、なぜ買い手を制限しなければいけないのかということ。これはある意味で、エリア間の値差をヘッジする機能を果たしているものであって、転売を制限し買い手を制限しても、効率性を損なうことはあっても促進することはないと考えます。この買い手を制限することに何の意味があるのか、あるいは転売を禁止することに何の意味があるのかは正直わかりかねます。

一般論として、転売を禁止すれば効率性を損ねると言う批判は当然出てくる。より価値が高いと思っている人のところに渡せないわけですし、買ったけれども不要になったときに生かせないことになれば、当然ももとの入札価格が下がる。希少な資源である連系線を十分高い価格で評価してもらえなくなるということ。一体何のメリットがあるのかわからない。転売も買い手の制限も安易には賛成しかねます。

ただ、推測するに、これは転売が完全に自由で、なおかつ金融機関も含めた誰でも参加できることにすると、これは先物市場と位置づけられて、金融商品として位置づけられて、会計の整理もヘッジ会計ということになり、ヘッジ会計になると、事業者にとって不便なことがあるから、これは避けてほしいということが別の検討会で強く言われていた。こういう理由だと説明されるのであればまだ理解可能。しかし今回説明したのは本当に必要になる人が買えなくなるから買い手を制限するだとか、転売制限するなんて、全くナンセンスだと思います。

相対契約で仮に電気を実需で確保していて、余分になったからスポットマーケットで転売することは実需でもごくごく普通に想定されていること。そうすると、そういう転売を認めると、もともと相対のところでは欲しい人いっぱいいるのに手に入らなくなってしまう。だから、相対で買った以上は、ちゃんと使い切れと、こう言っていることになるが、全くナンセンス。もし制限するとすれば、ここで書かれたような説明では納得しかねます。

しつこいようですが、企業の方のニーズとして、ヘッジ会計にたくないということがあったことは認識していますので、これが理由だということであれば一旦引っ込めますが、もしそうなら、どうとでもとれる曖昧な表現でごまかさないで、ちゃんとそう書くべきだし、そうでなければ納得しかねます。

次に、オブリゲーションかオプションかという点に関してです。これは経過措置の場合には、直前に計画変更で量を減らせるので、A地域とB地域で値差があつて、B地域のほうが安くなりそうなのでB地域に送れる権利を持っているとすると、事前に量を減らす、つまり選択的に権利を放棄することが可能。

そうすると、今回の設計で、オプションではなくオブリゲーションだというのは、買った期間が仮に1週間分を買ったとすると、その1週間の中で減らすことを想定しているものなのか。もし想定しているとする、それは限りなくオプションに近いのではないのか。違いは値差が正なのか負なのか計画変更の段階でわからないという例外的なケースだけ。例外的なケースにわざわざ買い手にリスクを負わせるためにオブリゲーションにするのか。逆にもし変更を、間接的送電権を買った人には認めないとすると、それは経過措置に比べて著しく不利になっている。そうすると、冒頭に言った大原則に反する。この点も考えていただきたい。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。また後ほど事務局のほうからご回答いただきたいと思います。

そのほかにかがででしょうか。

では、小宮山委員お願いいたします。

○小宮山委員

ご説明ありがとうございました。

私のほうからは1点だけコメントで、25枚目のスライドの決済額に対する抑制でございますけれども、基本的に抑制を行うことを基本として検討するというところで進めていただいて構わないとは思いますが、やはり事業者様の送電権の取引の余り大きな障害にならない程度に、そうした点も配慮しながら検討を慎重にお進めいただければと思います。

以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

いかがでしょうか。

では、山田さんお願いいたします。

○山田オブザーバー

ありがとうございます。私のほうから、一言だけコメントを申し上げさせていただきたいと思っています。

26ページ目の論点⑤の記載でございますけれども、連系線の特定負担者にどのような特別な扱いをするか引き続き検討ということで記載をいただいております。

ご存じのとおり、現在、広域機関におきまして東北・東京間の連系の増強プロセスが進められているところでございます。その増強費用の一部につきまして、31年3月までに事業者の皆さんに費用負担を行うかどうかといった判断をいただくことということになってございます。

連系線利用におけます特定負担者の扱いにつきましては、事業者が費用負担を行うかどうかという判断をする上におきまして、少なからず考慮事項の一つになるのではないかなというふうに考えてございます。

したがって、この場の議論と直接結びつくものではないかもしれませんが、連系線増強プロセスが円滑に進みますように事業者に費用負担のインセンティブを与えるという意味からも、事業者にとりまして納得のいく扱いとなるように議論をいただきたいというふうに思っているところでございます。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

曾我委員お願いいたします。

○曾我委員

私からは2点ございます。まず22ページの論点③の約定の仕組み②のところに関連して、シングルプライスオークションで購入価格を決めるということに関して、ど一部の事業者による買い占めのようなことが起こり得るのかという点は検討の余地があるかと思えます。

新規参入される事業者にとり、競争力に影響し得るようなことがないかというところは、一応確認が必要かと思いました。

あと2点目ですけれども、25ページの論点④について、先ほど他の委員もおっしゃっていた決

済額に対する抑制のところですが、値差に対する手当がワークしないとなりますと予見可能性に悪影響があり得るところであり、抑制については慎重に検討いただく必要があろうかと思えます。

若干抽象的なコメントですが、以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

そのほかはいかがでしょうか。特にございませんでしょうか。

松村委員からお願いします。

○松村委員

何度も申しわけありません。

今回の整理で、買い手も制限し、転売も禁止するというのは、実物取引の側面を相当強くするわけですね。

それで、なおかつ抑制が起こったときに買い手の事業者への配慮とは一体何なのか。金融商品色をこれだけ薄めておいて、ずいぶん勝手な主張に見える。実際に今でも、物理的な送電権をとっているときでも、容量が減ったときには当然プロラタなり、あるいは先着優先なりというような格好で、実際に流せる量は制約を受けるわけですから、実際に物理的に電気が流れないにもかかわらず値差収入が得られるというのは実物取引としてはとても不自然な設計。そんなことをしたら誰かがその補填分負担しなければならなくなり、最終的に消費者が費用を被ることになる。そのような配慮を声高に唱えている委員は、買手である事業者しか見ていないのではないか。今よりも不利になる点というのは決して許さないのに、有利になる点は事業者に割り当てて、リスクを他の人に押しつける発想に見えて、私には全く理解しかねます。

値差収入が発生した範囲で払い出すのが、自然な制度設計だと思います。

以上です。

○横山座長

いかがでしょうか。

特にご意見ないようでしたら、では、まず事務局のほうからコメントをいただきたいと思えます。

○鍋島電力供給室長

ありがとうございました。

まず、松村委員から指摘をいただいたところですが、経過措置との関係につきましては、これはきちんとイコールフットイング、もしくは間接送電権が有利に取り扱われるということも含めまして考えていきたいというふうに思います。

それで、その上で転売の可否につきましてご指摘いただいたところでございますけれども、この理由につきましては12ページに書いてございますけれども、若干買い占めの可能性があるというところもこの12ページの資料の中では指摘しているところでございますが、他方で、実際に転売ができたほうがいろいろ効率性があるというところにつきましては松村委員からご指摘いただいたところかと思えます。

ただ同時に松村委員からも若干指摘ありましたけれども、今回のこの一連の制度設計につきましては、現物取引に当たるかどうかというところにつきまして相当程度留意して制度設計を行っているところでございます。

12ページのところにも書いてありますけれども、電気の実物取引以外に収益、損失が発生することとなった場合に、そうしたリスクに備えるための準備が事業者の過度な負担になる可能性があるというのは、ここで申し上げているのはヘッジ会計になるかもしれないと。その場合に、事業者にとっていろんな準備が必要になる可能性があるということもこの理由に含めているところでございます。

詳細につきましては、今後事務局と関係者との間で調整をしていきたいと思えますけれども、今回の制度設計は全体として現物取引にするということで決めております。

ただ、この資料の中でも繰り返し述べておりますけれども、転売を認めないというようなところで確かに効率性が下がるのではないかと。むしろ、このようなヘッジ会計だとか、そういうふうなことを準備してでも、そういうふうなことにしたほうがよりよいのではないかとというふうになってくれば、将来的に変えるというふうにしてはどうかというふうに考えているところでございます。

オプション型とオペレーション型のところにつきましては、オプション型につきましては減らすという仕組みを何か想定しているわけではございませんけれども、実際に電気の取引が行われない場合につきましては、このオプション型が適用されないということになるというふうを考えております。

ここにつきましても、この事務局の案につきましては、当初オプション型で進めると、そういう形でやるということでございますけれども、これがむしろオプション型に切りかえたほうがいいのではないかとというような話になってきましたら、これも将来時点において変更を検討することとしてはどうかというふうを考えております。

それから、抑制につきましてもご指摘いただきましたけれども、これも実物取引かどうかというところにも若干かわる論点でございますので、そういう技術的な問題も含めまして検討する必要があろうかというふうを考えております。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、ほかにご意見はございませんでしょうか。

ないようでしたら、きょういただきましたご意見を踏まえまして、事業者ニーズ等を踏まえ、JEPX等を中心に詳細検討をしっかりと行っていただくということでございますので、どうぞよろしくお願ひしたいというふうに思います。

それでは、続きまして「ベースロード電源市場について」、事務局から資料4についてご説明をお願いいたします。

○鍋島電力供給室長

それでは、資料4に基づきましてベースロード市場についてご説明いたします。

時間の関係もございますので、少し省略しながら説明いたします。

1 ページ目をごらんください。

こちらは6月の本作業部会の資料を掲載しておりますけれども、説明は省略させていただきます。

続きまして、2 ページ目も同じく6月の本作業部会の資料となります。説明は省略させていただきます。

省略が続いて恐縮ですが、3 ページ目も過去の資料になりますので、これも省略させていただきます。

4 ページ目をごらんください。本日ご議論いただきたい論点を掲載しております。6月の作業部会からさらに深掘りいただきたい論点を掲載しております。

読み上げますと、①市場範囲、②市場開設期間、③制度的措置の考え方、④買い手の取引要件、⑤旧一般電気事業者の位置づけ、⑥常時バックアップ等の扱い、次のページに続きまして、⑦相対契約の位置づけ、⑧電発電源の切り出しという論点になります。

なお、監視のあり方等につきましては次回以降議論することとしたいと考えております。

6 ページ目をごらんください。

論点の説明に入りたいと思います。

論点①市場範囲となります。

第8回、6月30日の作業部会におきましてご議論いただきましたけれども、ベースロード市場につきましては、3つ目のポツですけれども、スポット市場の分断発生頻度を加味して市場範囲を設計すべきというふうに考えております。

具体的には、北海道ー東北、東京ー中部間にて市場範囲を分割することとし、①北海道エリア、②東北・東京エリア、③西エリアの3つの市場を設定することとしてはどうかと考えております。

また、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を行うこととしてはどうかと考えております。

次の7ページ目は、市場分断の発生頻度につきましてまとめました。説明は省略させていただきます。

8ページ目は、市場範囲に係るこれまでの意見ということですが、説明は省略させていただきます。

続きまして、9ページ目をごらんください。論点②市場開設期間についてです。

第8回の作業部会でご議論いただきましたとおり、ベースロード市場における商品につきましては、受け渡し期間1年の商品を先行させることとしたいと考えております。

その際の受け渡し開始時期としては、官公庁等の入札や供給計画の策定の時期に合わせて4月からとしたいと考えております。

市場開設の頻度につきましては複数回開催することとしたいと考えておりますけれども、その時期につきましては、各事業者が翌年度の契約交渉等を行うまでに開催しておくことが望ましいと考えておまして、具体的には、この下のところの表に案を書いておりますけれども、7月上旬、9月上旬、11月上旬の3回開催してはどうかというふうに考えております。

次のページは、市場開設期間に係るこれまでの意見となりますけれども、説明は省略いたします。

続きまして、11ページ目をごらんください。制度的措置の考え方についてです。

6月の作業部会でご議論いただきましたとおり、市場全体の供出量につきましては、このオレンジ色の枠で囲った算定式のとおり、全体市場供出量イコール総需要掛ける全国エリア離脱率掛けるベースロード比率掛ける調整係数ということで計算することとしたいと考えております。

このdの値の考え方につきまして、次のページをごらんください。

12ページ目、dの値の決定方法についてですけれども、2ポツ目をごらんいただければと思います。

dの値につきましては、旧一般電気事業者等と新電力のベースロード比率が最終的に同水準になるということを目指す観点や、発電部門の競争促進を進めるという観点、それから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というような点も加味しつつ設定することとしてはどうかと考えております。

具体的には、dの値につきましては、当初を1としまして、0.67程度に段階的に引き下げるこ

ととしてはどうかと考えております。

このスライドの下の部分に小さな字で書いておりますけれども、この0.67という数字でございますけれども、これは全国エリア離脱率が30%、ベースロード比率が56%、調整係数が0.67の場合、掛け算しますと総需要の11.2%という数字になります。

この11.2%という数字は、旧一般電気事業者である、みなし小売事業者、これはシェア70%となっていると仮定しているわけでございますが、この70%の人にとっては70分の11.2ということで16%、新電力、これはシェア30%になったと仮定するわけですが、これにとっては30分の11.2ということで、販売電力量の37.3%に相当するという数字になります。

ということで、離脱率30%の場合には、この16%と37.3%を合わせて53.3%ポイントの差を埋めるというような数字となっております。

次のページをごらんください。

こちらは参考資料ということでデータを掲載しておりますけれども、右上にベースロード電源比率、現在のものを掲載しております。

現在、旧一般電気事業者のみなし小売のベースロード電源比率が43%、新電力等のベースロード電源比率が10%というふうになっておりますけれども、その差は33%というふうになっております。

先ほどの53%の差を埋めるということになりますと、この33%の差は十分に上回るものというふうになっておりますし、新電力シェアが12%のときに、先ほどと同様の計算をしますと、63%の差を埋めるということですので、現在の33%の差を十分上回る量が供出されるものというふうを考えております。

それから、左下に、あくまでイメージでございますけれども、調整係数dの変動ということで、段階的に下がるイメージを掲載させております。これは、あくまでイメージということですので、詳細は今後検討というふうを考えております。

14ページ目をごらんください。

制度的措置の考え方のうち、新電力シェアが大きく増加した際の対応についてです。

今回、ベースロード市場の供出につきまして制度的措置を講じるわけでございますが、2つ目のポツですけれども、小売事業者間の競争環境が一定程度進展した段階におきましては、ベースロード市場が自立的に拡大するということを期待することが適當ではないかと考えております。

こうしたことから、新電力シェアが例えば30%に達した段階で、以後の追加的な供出は自主的取り組みに委ねることとしてはどうかと考えております。

また、制度的措置につきましても、卸市場が機能し、競争が十分に活性化された段階では終了

することが望ましいと考えますが、どのような段階で終了するかにつきましては、今後競争の進展状況等を踏まえ、検討することとしてはどうかと考えております。

15ページは、これまでの意見をまとめたものですが、説明は省略いたします。

16ページも同様ですので、説明は省略いたします。

17ページですが、制度的措置の考え方ということで、エリア別、事業者別の供出量の考え方についてです。

これにつきましては、エリアに関連する指標に基づき、全体供出量を按分することが考えられるというふうに第8回の作業部会でご議論いただいたところだと認識しておりますけれども、エリアに関連する指標としましては、各事業者のエリア別供給力、エリア離脱需要量、エリア別のベースロード電源比率というところが考えられると思います。

次のページをごらんください。

まず、エリア別供出量の考え方となります。

6月に議論した際に、エリア別の供出量の算定に当たり、ベースロード電源比率に応じて供出量を決定することとした場合、事業者がベースロード電源を維持するインセンティブを阻害する可能性があるといった議論がございました。

こうしたこともありまして、こうしたことも踏まえまして、ベースロード電源比率に加えまして、①の各事業者のエリア別供給力ということを加味して、売り手側の供給能力を計算すると。それと、買い手側のニーズを示したエリア離脱需要量を按分するというところで、エリア別の供出量を算定することとしてはどうかと考えております。

この下に表を書いておりますけれども、供給側の供給能力ということで、エリア別供給力とベースロード電源比率を1対1で按分すると。1 + 1で2ですから、この新電力需要比率を2というふうにして、要するに1対1対2で按分するというところでエリア別の供出量を算定してはどうかと考えております。それぞれの数値につきましては実需給を反映して見直すということと、将来において新電力シェアに偏りが生じた場合においては調整が必要というふうに考えております。

次に19ページですが、論点③、事業者別の供出量についてです。

エリア内の旧一般電気事業者と電源開発の供出量の算定に当たりましては、電発電源の切り出しなどの競争政策的な観点、それから事業者の電源の供出能力、あるいはベースロード電源維持、建設インセンティブへの影響といった点なども勘案しまして、事務局としては案①としてはどうかと考えております。

なお、供出に当たりまして、供出についてはグループ単位で行うことを可能とし、量につきましては、このグループ内での配分方法については任意で決定可能としてはどうかと考えておりま

す。

20ページは、これまでの意見についてまとめたものですけれども、省略いたします。

21ページは、電発電源の切り出しに関する論点となります。

2つ目のポツですけれども、電発と旧一般電気事業者等との受電契約はkWで取引がなされていると認識しております、電発電源の切り出し量を算定する際に、kWhからkWに算定し直す必要がございます。

火力につきましては、過去の利用実績等を踏まえまして、記載の算定式によって契約解除量を決定することとしてはどうかと考えております。

なお、北海道エリア等の水力につきましては、上記の考え方を踏まえて個別に検討することとしてはどうかと考えております。

次の22ページをごらんください。

ここからは論点④としまして、買い手の取引要件に関する議論となります。

まず総論となります。

2つ目のポツについてですけれども、転売についてですけれども、転売を目的としてベースロード市場から購入が行われた場合には、ベースロード電源の価値を需要家に直接届けることができなくなるというふうに考えております。中間でさや抜きされるといった結果となりまして、需要家に安く届けるはずのものが中間に利益がたまるというようなことになり、これは望ましくないということと、小売競争にも影響を与えるおそれがあるというふうに考えております。こうしたことから、基本的には買い手が実需に見合った量を購入することが重要と考えております。

このように考えた場合に、買い手が実需に見合った量を購入するための取引要件として、事前要件と事後要件が考えられると思っております。

事前要件は、この下の図で言いますと、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いうものでございまして、事後要件は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、ペナルティを科すというものになります。

このいずれとするか、もしくは両者を組み合わせるかといったところが論点となると認識しております。

次の23ページをごらんください。

この議論の前提としまして、ベース需要の特徴について事務局でまとめております。

一日の最低需要を「日別のベース需要」と捉えた場合に、年間のグラフを事務局において作成いたしました。下の図をごらんください。

日別のベース需要は、平日に高く、土日休日に下落するというサイクルを伴う傾向が見受けら

れますけれども、年間を通じて最大需要の変動などに比べますと比較的安定しているというふう
に考えております。

こういうふう考えたときに、ベース需要の変動につきましては、各小売事業者にとりまして
は、顧客の獲得・喪失が主たる要因になると考えております。

また、その他の要因としましては、正月、8月、ゴールデンウィーク等の一時期に需要が減少
するということがあるのではないかと考えております。

このため、日別のベース需要のうち、年間18日程度の下位の需要を除いたものをここで言う
「ベース需要」と考えることを基本としてはどうかと考えております。

24ページ、買い手の取引要件ですけれども、この事前要件、事後要件を考えていく上での前提
となる論点としまして、調達量の取り消し・下方修正を認めるかという論点がございます。

この点に関しましては2つ目のポツですけれども、仮に取り消しや下方修正を認める場合には
裁定取引を招く恐れがあると。供出した発電事業者側にも電源の余剰が生じてしまうという理由
から、基本的には認めるべきではないというふうと考えております。

25ページ目をごらんください。

まず、事後要件をとった場合の論点となります。

事後要件をとる場合には、その措置の内容といたしまして、大きく分けて金銭的ペナルティと
参加ペナルティがあるのではないかと考えております。

このとき、金銭的ペナルティをとった場合には、ペナルティ額を極めて高額にしない限り、裁
定取引を防止できないのではないかと考えておりますし、そもそもかかる高額のペナルティを
買い手に科すことそのものの妥当性の問題もあると考えております。

したがって、この事後要件につきましては、参加ペナルティを基本に考えるべきではないかと
考えております。

次に、事前要件をとった場合の論点となります。

26ページ目ですけれども、事前要件とした場合、実需をどのように算定するかが問題となりま
すけれども、この場合も大きく分けて2つの方法があると考えておりまして、実績値基準と計画
値基準という方法が考えられると思っております。

この点につきまして、計画値を基準とした場合、恣意的に計画が設定され、転売を誘発するお
それがあるということから、実績値基準を基本として考えるべきと考えております。

他方で、小売事業者に登録したばかりで過去の実績が存在しない事業者などにつきましては、
例外的に計画値基準を認めることとしてはどうかと考えております。ただし、その場合は事後要
件との併用が必要と考えられます。

27ページをごらんください。

この事前要件、事後要件のいずれをとるべきかという論点になります。下の表をごらんください。

まず、事前要件をとった場合に問題になりますのは、この表のうち一番上の行ですけれども、ベース需要の増加が予期される場合のケースでございます。実績値基準をとる場合には、仮に需要が増加するということがわかっているけれども、それを織り込むことができないという問題がございます。

ただし、計画値基準をとる場合には、需要の増加を織り込むことができるというふうに考えております。

次に、事後要件をとった場合に問題となると考えられるのは、表の一番下のところですが、購入後に調達量よりもベース需要の減少が生じたというケースにおきまして、右下ですけれども、キャンセルを認めないとすればペナルティが発生するという問題がございます。

この点につきまして、買い手となる新電力関係の皆様方と事務局で意見交換をさせていただきまして、細部につきましてはさまざまご意見をいただいたと、ご意見をお持ちというふうに認識しておりますけれども、意見交換を通じますと、需要が急減した際のリスクを懸念する声が強かったというふうに考えております。事前要件を支持するお声が強かったと認識しております。

このため、事前要件を基本とするというのが適当ではないかと考えておりまして、事前要件に計画値基準を取り入れる場合などにおいては事後要件を組み合わせることを基本としてはどうかと考えております。

28ページは過去の意見となりますけれども、省略いたします。

29ページ目から論点⑤となります。旧一般電気事業者等の位置づけについての論点です。

6月の本作業部会におきまして、旧一般電気事業者がベースロード市場の買い手になることにつきまして、3案お示しさせていただきました。下の表にありますところの全面禁止、一部禁止、自エリアのみ禁止の3案をお示したところでございます。

次のページをごらんください。

30ページ目ですけれども、本論点につきましては6月にもご議論いただきましたが、一般論としまして、電力間競争の活性化が望ましいというご意見があったかと思っております。

また他方で、新電力等がベースロード電源へアクセスすることを容易とするということがベースロード市場の趣旨であるという点も踏まえる必要があるかと考えております。

こうした議論を踏まえまして、まず選択肢①全面禁止という案にしてしまうと、電力間競争の阻害要因になるということが考えられますので、これはとらないというふうにして、選

択肢②と選択肢③を比較しますと、連系線制約のないエリア間においては、旧一般電気事業者が自エリア外にベースロード電源を供給することが比較的容易であるということを踏まえまして、ベースロード市場のエリアの中では容易ということも踏まえまして、②の一部禁止ということとしてはどうかと考えております。

31ページ目は、その場合の子会社等の論点でございますけれども、子会社等につきましては、2つ目のポツですが、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は、旧一般電気事業者等と同じ買い手としての取引要件を課すべきと考えております。

続きまして32ページ、論点⑥、常時バックアップの扱いについてです。

6月の本作業部会におきまして、常時バックアップはベースロード市場と政策目的が重複するため、ベースロード市場等からの調達に移行を促す観点から、その取引量等をベースロード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いう議論が行われてきたところと認識しております。

また、2つ目のポツですけれども、今後の常時バックアップのあり方についても分析を行うべきと、進めるべきという意見があったところでございます。

次の33ページは、部分供給についての資料になりますけれども、部分供給についても今後の扱いについて検討する必要があるというような議論が行われていたかと考えております。

34ページをごらんください。

まず常時バックアップの扱い、部分供給の扱いにつきましては、基本政策小委等におきまして今後分析や議論を行っていくという予定になっております。

35ページをごらんください。

常時バックアップ等の扱いにつきましてはですけれども、この第8回の作業部会でご議論いただいたとおり、常時バックアップにつきましては、ベースロード市場と政策目的が一部重複することから、移行を促す観点から、この取引量をベースロード市場における供出量等から控除することを基本としてはどうかと考えております。

具体的なところにつきましては、前年度の常時バックアップ契約に基づく契約量及び実供給量をベースロード市場における供出量等から控除することを基本としてはどうかと考えておりますけれども、詳細につきましては、さらに検討していきたいというふうに考えております。

続きまして36ページ、論点⑦についてです。

相対取引ですけれども、ベースロード市場においては1年商品を想定しておりますけれども、複数年商品を要望する事業者のニーズに対応するという観点から、相対取引を許容してはどうか

と考えております。

その取引量を売り手の供出量及び買い手のベースロード市場での購入枠から控除することを検討してはどうかと考えております。

他方で、認定の方法につきましては別途検討が必要と考えておりますし、供出量からの控除を一定量までしか認めない等の措置、あるいは手続の公平性を担保する措置というものの検討が必要なのではないかと考えております。

37ページは過去の意見となりますので、説明は省略いたします。

38ページ、本日のベースロード市場の論点としましては最後となりますけれども、電発電源の切り出しのインセンティブについてです。

6月の作業部会におきまして、早期切り出しに何らかのインセンティブを付与することの必要性が議論されておりました。その具体的な内容についてですが、39ページ目をごらんください。

この切り出しインセンティブの具体化といたしまして2つ目のポツですが、ベースロード市場に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、創設後の旧一般電気事業者の市場供出量から控除することとしてはどうかと考えております。

40ページをごらんください。

自主的切り出しの扱いについてです。

貫徹小委開催以前から切り出しを行っていた電源がございますけれども、こういう電源について、今回の電発電源の供出義務量を超えて切り出ししていたというものがございます。こうした電源につきましては、引き続き市場等に供出され、卸市場の活性化に寄与するというふうに認識しておりますけれども、こうしたことを前提にしますと、旧一般電気事業者の供出義務量から当該切り出し分が総量分控除するとされるというふうにしてはどうかと考えております。

以上、長くなりましたけれども、事務局からの資料の説明となります。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、ご説明いただきました資料4につきまして、皆様のほうからご意見をいただきたいと思っております。

よろしくお願いたします。

小宮山委員からお願いたします。

○小宮山委員

ご説明ありがとうございました。2点ほど確認させていただければと思います。

まず、23枚目のスライドのベース需要の考え方でございますけれども、基本的に日別のベース需要のうち、年間18日程度の下位の需要を除いたものをベース需要の基本として考えるということに賛同させていただきますけれども、仮にこの考え方に従う場合は、年間この18日程度に関しては転売も可能になるという認識でよろしいかどうか、その点だけ確認させていただければと思います。

それから、もう一点確認でございますけれども、11枚目のスライドの全国エリア離脱率の定義に関しましてですけれども、スライドの電力間競争の部分が今回検討されているわけですけれども、全国エリア離脱率には電力間競争による離脱分も一応含まれているのかどうか、その点だけ確認させていただければと思います。

以上でございます。

○横山座長

それでは、鍋島さんのほうからお願いいたします。

○鍋島電力供給室長

小宮山委員からご指摘いただいた点ですけれども、最初の点であります年間18日までは転売可能とするかという点ですけれども、事務局としては転売可能とするというふうに考えております。

それから、11ページ目につきまして、離脱率についての考え方ですけれども、これは電力間競争の離脱率も含むと考えております。

なお、付言しますと、そういうふうにしたほうが全体の市場供出量はふえるというふうになると考えております。

○横山座長

よろしゅうございましょうか。

それでは、ほかにかがででしょうか。

それでは、安藤委員のほうからお願いします。

○安藤委員

ありがとうございます。2点ございます。

まず、9ページ目の市場開設期間についてなのですが、これの2つ目のポツのところ、年度ごとに1回にすると購入量の調整ができずということを経由して複数回開催するというお話になっております。しかしこれだけだと、その理由がいまいちよくわかりません。例えば5カ月前というのが一番直近のものですが、この段階で100%全部売り買いするのなら、一番実需要の段階に近いわけですから、一番予見性が高いはずで、このように複数の市場開設期間を何回かに分けて開催するということが、どういうメリットとどういうコストがあるのかということをもう

事例として、kWとkWhの関係につきましては、設備容量に設備利用率85%を乗じてkWhを算出するという考え方が示されております。85%というのは、火力発電所の定期点検は4年間での1サイクルとなっており、その4年間の間に計画外のトラブル等による停止を全く含まない場合の設備利用率の数値であり、実態上は、震災後の需給の厳しい期間であっても、力不足もございまして、計画外停止もかなりございますので、この85%には実績としては届いておりません。しかし、今回は85%という数字を設定いただくことで、私どもとしてもこの数字を達成すべく、プラントの稼働に対し努力をしていきたいと考えているところでございます。

次に、これから各旧一般電気事業者さんとの間で、既に示していただいております既存契約の見直し指針の考え方に沿って協議を実施させていただき、一部契約を変更することが必要になります。既存電源の中にはベースロード電源市場が創設される2020年より前に廃止することを既に決定し、供給計画上でもそのように取り扱っている電源もございます。どの電源から供出するかについては、きちんとした協議が必要ですので、旧一般電気事業者にも、協議のテーブルに着いていただきたいという点が2点目でございます。

最後に、資料の39ページや40ページを見ていただくとおわかりのとおり、これまで自主的取組の中で、旧一般電気事業者との合意に基づき切り出ししている部分については、現在様々な販売形態をとっております。新規参入者との相対契約や前日のスポット市場での取引ということで、一定程度卸電力市場の活性化について当社電源が役立っているものと自負しておりますが、2020年以降、今まで切り出されてきた部分については、ベースロード電源市場への当社からの供出義務量と位置づけられるところが多くなります。従い、現在は新規参入者との相対契約や前日のスポット市場で取引している部分がベースロード電源市場に大分集約されることとなります。

この点については、当社が企業体としての販売の多様性を損なうことになり、卸市場全体の活性化の観点からも課題があらうかと思えます。従い、ベースロード電源市場への供出義務対象以外の既存契約についても、契約の当事者の一方としてはより柔軟な契約形態への見直しを求めていきたい。その点についても、資源エネルギー庁、および電力・ガス取引監視等委員会におかれても市場監視をよろしく願いいたします。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、松村委員からお願いいたします。

○松村委員

まず、確認をさせていただきます。

スライド14のところ、新電力のシェアがおおむね30%を超えると自主的取組主体になるとい

う図なのですが、上の説明は正しく書かれていると思うのですが、ここで強制措置の量を頭打ちにするということで、それ以上ふえるかどうかというのが自主的な取り組み。

だから、ある意味で上限を議論していて、新電力のシェアが増加するにつれていつまでも量がふえるのではなくて、ここまで来たら、この量で頭打ちだが、更に新電力のシェアが増えて義務者がもはや支配的事業者とは言えなくなるまでの間は、しばらく強制措置は続く。量は増えないけれども制度は続くということですよね。これは文章を読めば明らかですが、図だけ見て勘違いする人がいたら困るので、自主的取組主体というのはそういうことだということを、上の文章が正しいということを確認させてください。

次に、事務局は正しく説明されたと思っているのですが、転売に関して事前規制と事後規制を考えると、事前規制で相当厳しいことをやれば、事後規制は、ほぼ不要という整理ですよね。

逆に事前規制が相当緩いとすると、事後規制というか、監視が必要だという位置づけだったと思っています。

それで、その上で事務局の提案は、原則は事前規制で年間18日のところを切ったところで見ると。そうすれば、その後、売ることになったのが結果的に19日になったからといって罰があるということではなく、その量の範囲で自由に転売できる。

ただ、19日売る状況になったとすると、実績がそれだけ下がっているということなので、翌年は買える量が減る。原則としてそれ以外の罰はないと認識しました。

したがって、安藤委員がご指摘になっていた点、事後規制についていろいろな工夫という点なのですが、もし、今回事務局案のように、原則は事前ということになると、重要性は高くないと思いました。

次に、原則は事前規制だけれども、例えば、今年度から参入するだとか、前年度は数カ月しか実績がないとかという例外的なケースについては別途考えるという提案だったと思います。事務局案だと事後規制が仮にあるとすると、そういう例外的なケースのみということだと思いました。

ただ、その例外的な人に対してどれぐらい厳しい規制を課すのかということについては、必ずしも具体的でなかった。もし本当に事前が原則で、事後は本当に限定的な人で、その年度初めて入ってくるという人だとすると、なれていない人に余り厳しいことを、事後規制でもあまり厳しいことを言わなくてもいいとの判断はあり得る。でも、自分は事前規制は嫌だから事後規制にしてくれという人まで、かなりフリーハンドで対象事業者が認められるとすると、相当きつい事後規制が必要になる。したがってまずは事前規制を回避することが事業者の判断でできるかと

いう点が重要。

原則として認められないと、極めて例外的なケースだけ認められるということであれば、こちらのほうも事後規制はそんなに厳しくする必要はないと思いました。

それから、今回の論点ではないかもしれない。別のことを言って申しわけないのですが、ベースロード電源市場で売り入札、買い入札が出てきたときに、すごく高い売り入札価格になって結局落札されないものが多く出てくるのではないかという点を懸念している。しかし、制度のたてつけからいって、そういうことはあってもやむを得ない。

そのときに、監視等委員会にはぜひお願いしたいことがある。落札されなかった高い電源のところでも、その入札価格はコストを正確に積み上げたもののはず。

そうすると、自分で発電して自分で売るときだって、そのコストはかかっているわけですから、ある意味で豆腐型の最も負荷率のいい需要家に対してもそれだけのコストがかかっているはず。これを前提にして、落札できなかった事業者については、小売料金がちゃんとそのコストと整合的になっているか厳格に調べていただきたい。

そのコストに託送料金を足し、必要不可欠な最低限の小売りの費用を足した価格は、小売部門の利益が全くないときの小売価格になっているはず。したがって、もし小売価格がそれよりも低いとすれば、本当に正しくコストベースで入札されていれば、不当廉売以外には考えられない。落札されないほどに高い価格を出してきた事業者に関しては、どんなに——もちろんピーク時には使わないで、春、秋しか使わないような極端な需要家は別として、負荷率のよい需要家であったとしても、それで説明がつくような小売価格になっているかを、きちんと監視していただきたい。

そういう監視をきちんとすることが予想されていれば、むやみに高いコストを乗せて入札するという——もちろん別途監視はすると思いますが、そのような行動の抑制になると思いますので、監視等委員会には、ぜひこの監視をお願いします。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、斉藤さんからお願いいたします。

○斉藤オブザーバー

ありがとうございます。

まず、今回の論点を拝見させていただきまして、昨年より実施されてきましたベースロード電源市場の議論も、いよいよ本質的な部分に差しかかっていると感じた次第でございます。

言うまでもなく、今までベースロード電源からの調達手段が極めて限定的であった我々新電力にとりまして、本件は大きな話であると感じながら議論に参加させていただいております。

もちろん、各運用方法や取引要件につきましても重要な話であることは理解しておりますが、やはり我々新電力において一番重要なのは、どの程度の価格水準の電源を本市場を通じて確保することができるのか、この点に尽きるのではと考えております。

今までの議論を改めて振り返ってみますと、昨年の貫徹小委員会における大きなテーマの一つは、原子力事故に係る賠償負担の議論であったと認識しております。

この賠償負担の議論を通じまして、ことし2月の中間とりまとめにおきましては、新電力においても託送料金を通じて一定の負担を負うことになるという趣旨が明記されまして、ある意味、その制度とパッケージでこのベースロードや容量市場など、ほかの制度導入についても検討されていると理解しております。

すなわち、今回の一連の制度変更に伴いまして、我々新電力としては、各制度の導入に伴い、具体的にどの程度負担がふえ、一方、今回のベースロード電源市場におきましては、どの程度のメリット増になるのかというトータル収支の議論を1度行っておくべき時期に来ているのではと感じている次第でございます。

例えば、今回の論点の中におきまして、供出量の考え方ですとか、各新電力における購入枠の考え方につきましても、こちら直接購入量や約定価格に結びついてくる議論のため、要は新電力として幾らぐらいのベースロード電源をどの程度の量を確保できるのかというところを確認した上で、ほかの制度導入における負担コストとのバランスを確認しない限り、なかなか最後まで決め切れないのでは感じたため、あえてこのような話をさせていただきました。

もちろん、コストの話というのは非常に難しいということは理解しておりますし、不確定要素も多く、また各事業者の方々におきましては非常にデリケートな面も含まれているということは承知しておりますが、これ以上議論が進んだ後で確認したのでは手戻りができないのではという思いから、このような発言を今回させていただきました。

また、個別の論点につきましては、3点ほどお話しさせていただきます。

まず、論点④の事前要件と事後要件の考え方でございますが、実績値基準を用いました事前要件を基本としつつという事務局案に賛成でございます。

基本的に事前要件にて購入枠を取り決め、事後要件はなしという考え方を原則に運用していただくことが実運用上、極めて取り扱いやすいのではと考えております。

また、同じく論点④の23ページでございますが、ベース需要の特徴についての部分です。

こちら、もちろん、このような実需要を見てという考え方も1つの考え方だとは思いますが、

私が申し上げたようなコスト試算を行うということを考えるのであれば、ベース需要の下位の需要に注目するのではなく、単純に各事業者の総需要kWhを基準にして、その何%という考え方で購入枠を取り決めたほうが検証という意味においては比較的容易なのではと感じた次第でございます。

最後に、論点⑧の電発電源の切り出しの件でございます。

一番最後のページに記載されております政策小委員会開催以前の切り出しについてという記述がございましたが、本件につきましては、そこまで考慮する必要はないのではと感じております。

以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、柳生田さんお願いいたします。

○柳生田オブザーバー

ありがとうございます。

幾つかあるんですけども、1つは、まず供出量に関して。前回もご質問させて頂いておりますが、常時バックアップの時には、「一般電気事業者のベース電源比率を勘案した供給量を目安とする」ということを前提に、契約kWに対して3割という考え方がされていたと理解しております。つまり、いわゆる高さに従って権利を持つということだったのが、今回ベースロード市場ということになった際に、kWhベースになったということに関して、その理由がはっきりしていないというところをもう少し明確にさせていただきたい。売り札の量が足りているからそれでいいということはあるのかもしれませんが、先ほど斉藤オブザーバーからもありましたとおり、我々新電力としては、どのぐらいの価格レベルで手に入れられるかということが重要だと思っております。新電力の需要の負荷率を30%ぐらいとしますと、そのうちの56%という話と、契約kWに対する30%というのは相当な量の違いがあるわけでございます。実際に約定価格を安価にしようと思うと、やはり安価なベースロードの売り札がたくさん出る必要がありますので、kWを基準に供出量を決める前提にした方が、約定価格は下がる方向に行くという風に思っています。我々としては、是非常時バックアップと同じ考え方に基づいて、kWベースでの供出量にさせていただけないかと思っております。

特に東のエリアですと、実際に売り札を出すのが、北海道で2社、東で3社ということになりますので、非稼働原子力の影響で高い価格レベルになってしまっているところに価格が引っ張られるという懸念もございます。そうしますと、結果的にスポット価格に近いような、スポット価格に収れんするようなレベルになってしまい、何のためのベースロード市場かわからなくなって

しまうということも懸念されます。実態としてそういうことが起こらないような、安価なベースロードが十分に供出されるような、そういう切り出し量にさせていただきたいと思っています。

そのためには、例えば共同火力等はバランスンググループという枠ではなくて、個別に切り出し量を定めるということもご提案させていただいておりますので、そういうことも含めまして、新電力が手にして高負荷需要にリーチできるような価格帯でのベースロード市場となるような設計をしていただきたいと考えております。

それから、取引要件でございますけれども、私ども実績値基準でいいのではないかと考えていまして、極端に言えば、実際に実績のある量以上は買えないという風にしてしまえば、裁定取引の入ってくる余地というのが極めて限定的になると考えます。需要が伸びる分は諦めることにはなりますが、実績ベースでしか購入できないというルールにすれば、かなりすっきりするのではないかなと考えております。

それから、旧一般電気事業者の位置づけということでございますけれども、今②ということで事務局案になっております。我々としては、もともと自社エリアにビジネスのベースがあって、付加的に他エリアで販売を伸ばしていくという旧一般電気事業者と、これから販売を伸ばすことが全てという新電力に与えられた条件というのは大分違うと感じており、①の方が望ましいとも感じる中での②ということになります。そうだとすれば、最低限発電と小売が分離された会社になっていることを条件にする等の制約があってもいいのではないかなという風に考えております。

以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、東ガスの佐藤さんのほうからお願いいたします。

○佐藤（裕）オブザーバー

ありがとうございます。

それでは、私からは、論点④の買い手の取引要件に関連する内容について意見を述べさせていただきます。

今、複数のオブザーバーの方から、ベースロード電源市場が我々新電力の小売事業に有益なものになるようにというご意見がございましたけれども、そういった観点から申し上げたいのは、私どもが扱える量の部分について工夫の余地がもう少しあるのではないかなという点でございます。

私ども買い手にとっても転売とか買い占めの防止というのは公平性の観点から非常に重要なテーマですけれども、今回の事務局のご提案は、そこをいかに抑えるかというところに重きを置いたがゆえに、我々買い手側が取引できる量がかなり抑制されているような印象を受けております。

そこで、具体的な対応について幾つか考えてまいりましたので意見を述べさせていただきます。

まず、要件としては、客観性の観点から事前要件がよいと思っておりますが、入札可能量の基準値につきまして、今回ご提案の中で前年の特異日を除いた実質的な最低需要規模を上限とする考えが示されています。しかし、事務局資料にもありますとおり、私ども新電力が徐々にシェアを伸ばしていくことを目指してベースロード電源市場が設立される点を考えますと、前年の、しかも需要規模として最低のところに合わせてというのは、実際に必要とする翌年に取得できる量としては、かなり抑えられた水準になるという印象があります。

そこで、前年度の実績は用いるのですけれども、例えば、そこに新電力のシェアが一定程度成長することを見越した成長率を乗じて入札可能枠を設けるという考え方もあるのではないかと考えております。

こうした場合、当然余剰が出てくる可能性があるのが懸念される場所なのですけれども、こちらにつきましては、実際の実需給はJEPXで行われるわけですので、JEPXに購入の札入れをする際には、落札した量を上限としつつ、その次の日の計画、つまり前日計画の中での最低コマの量までしか購入の札入れができないという設計も考えられるのではないかと思います。

このようにすれば、翌年に需要が落ちてしまった新電力については、それに合わせて実際の購入量は減り、逆に需要が増えた新電力では、あらかじめ落札した量が上限にはなりますけれども、需要増に見合った調達ができることとなります。

日別の最低コマに合わせれば、自社の小売需要の中で賄うという計画の中に全量が収まりますので、転売はできない形になります。また、できる限り売れ残りを減らすという観点から、日別には常に48コマ同量で引き取ることを求めれば良いと思います。

この案に関連し、24ページの調達量の取り消し・下方修正を認めるかという点ですが、先ほどのように実際の調達量を前日の札入れ時点で下方修正する形になりますと、この資料でも書かれておりますとおり、電源の余剰が生じることとなります。しかし、その余剰分が一体どこに行っているかという点、結局JEPXの中で取引されることになるので、ベースロード電源市場として取引されるのか、つまりその価格で差金決済されるのか、JEPXの約定価格で取引されるのかの違いでしかなく、大きな流れの中で卸市場の活性化を目指していく中では、許容してもよろしいのではないかと考えております。

なおかつ、入札量が決まる前日計画というのは客観的なものですので、事業者からすれば非常に遵守しやすいルールということになりますし、監視する側からもアセスが非常にかけやすいため、管理上も楽ではないかと思つた次第です。

少々具体的なアイデアを申し上げましたけれども、このような形でやれば、新電力ができる限

り多くの、かつ需要の実態に即したベースロード電源を入手可能になるのではないかと考えました。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、竹廣さんのほうからお願いいたします。

○竹廣オブザーバー

ありがとうございます。

新電力からの意見が続くわけですけれども、詳細な制度設計段階に入ってきていると思っています。社内で議論いたしまして、転売行動ですとか裁定取引といったものを防ぐ観点は、非常に重要だと考えているんですけれども、これを意識する余り、新電力にとって少し使いづらい形になってきているのではないかというふうに考えておりまして、この点で幾つかコメントをさせていただきたいと思います。

1つ目は、買い手の買い取り要件と開設期間のところでございます。

新電力の多くはベースロード市場を活用して、これまで供給ができなかった高負荷需要への供給に取り組もうとするわけですけれども、このためには翌年度以降のベース需要の増加を見込んだ営業活動——これは素直に考えて、そのような営業活動をする必要がございます。必然的に計画値を織り込んだ形、すなわち計画値基準である必要がございます。

その上で、競争の中で獲得や離脱が繰り返し発生して、入札結果も含めて計画値からのぶれが生じたり計画値を下回ったりするケースが発生してまいります。

これを意図的に活用して転売する場合のペナルティといったものについては当然必要だと認識してございますけれども、前年度に行う自然体での営業活動上発生し得る需要が下回った場合の売り戻しといたしまししょうか、これは安易なキャンセルではなくて、合理的な理由に基づく売り戻しですけれども、これについては認めていただけるよう強く要望したいと思います。

営業活動を行った結果としてベース需要を下回った場合に、翌年度のオークションに参加すらできないということになれば、これは新電力としては、現在の需要を維持することが精いっぱい、ベースロード市場を事実上活用できないということにもなりかねないと考えていまして、これを危惧しているところでございます。

我々の昨年度の東日本エリアの入札実績を見てみましたが、12月から3月までに開札日がある案件が年間の66%、3分の2、これはkkWの比率でございますけれども、占めてございます。案件数でも68%と同等ぐらいを占めていますので、論点②の市場開設期間につきましては、7月とい

った早くから実施する必要性がある一方で、せめて、3月とは言いませんけれども、2月にも最終のオークションを開設いただきたいと考えています。この売り戻し、もしくは2月あたりの最終オークションというものが事業活動の実態上必須ではないかと考えているところです。

そういった場合に、24ページに取り消しや下方修正についての記載がございます。発電事業者さんとして電源の余剰が発生してしまうということが記載されていますけれども、例えば前年度内に過分に買ったものを売り戻すというようなことも一案だと考えられますし、そもそも裁定取引を危惧するような安いベースロード電源ですので、市場に供出しても十分に売れて、売れ残るような心配はないんじゃないかなと考えております。

次に、19ページの事業者別の供出量の考え方のところでございます。

この点は、発電事業者間の問題に見えますけれども、供出される想定価格というものを考えた場合には、買い手にとって非常に重要な論点だと思っていまして、事務局案のとおり競争促進的な観点から案①というものを希望したいと思えます。

電源が少ない東日本エリアのことを心配しておりまして、価格の議論になってまいりますけれども、案②が採用された場合に未稼働電源の固定費を供出価格に含めるようなことになりましたら、高過ぎて約定が難しくなる。例えば、東京電力さんの電源の供出量がふえて、供出価格が相対的に低い電源開発さんの供出量が案①に比べて3分の1となるということですから、実質的に利用可能な電源が大きく減少してしまうことになると思われまます。そういう意味で、競争促進的な観点から案①を希望したいと思えます。

その上で、19ページのリード文に、グループ内の配分方法については任意で決定可能という記載がございますが、これも価格の話と関係しますけれども、もし供出価格が供出された電源の平均価格ということとなった場合は、グループ内で比較的高額な電源を選んで供出することも可能ですので、高額となる懸念がございます。このため、配分方法は任意だとしても、価格は全体の平均価格にする必要があると考えています。

長くなりますが、最後に3点目、常時バックアップの扱いでございます。

35ページに常時バックアップの扱いが記載されていますが、これは過去の作業部会での議論にもあるとおり、自然と常時BUがベースロード電源に置きかわることがふさわしいと考えていまして、まだベースロード市場が今申し上げたような本当に実効性のある市場として機能するかどうかが見えない段階で、それを前提に供出量から控除することは控えていただけないかなと考えております。

35ページのベースロード電源の供出義務量から、前年度の常時BUの量を控除すると、例えば、市場開設後初年度はベースロード電源の供出量が11ページの算定式にある全体供出量よりも著し

く少なくなって、新電力は常時BUの価格水準で引き続き相当量買い続けることになるのではないかと。すると、その翌年度も同じことが起こって、引き続きベースロード電源市場に出てくる量がなかなかふえないということのスパイラルになるのではないかとということも危惧しております。少なくとも、政策目的が一部重複するという点でBU量全てを控除してしまうのは大き過ぎるのではないかと考えておりますので、ご考慮いただきたいと思っております。

長くなりましたが、以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、國松さんのほうからお願いします。

○國松オブザーバー

ありがとうございます。

私のほうからは、買い手の取引要件のところ、事前要件、事後要件の部分でございます。

新規参入者の方、新電力の方々のご意見を聞いていると、私は事後要件が望ましいということをおっしゃっているように聞こえてなりません。それがなぜ事前要件を希望されるのかということに関して私なりの懸念があるのが、1年間の需要を積み上げた翌年は全て転売をします、そういったことが許されてしまう。その権利を持ちたいということがあれば、それは違うのではないかと思いますので、しっかりと需要をとるということを考えていけば、事後要件の中で検証されるのが望ましい。

買って置いて、買い過ぎてしまった。それをどうにか売らなければ要件にひっかかるという中で一生懸命の営業というのが行われる——まあ、ベースロードの営業です。その部分がしっかり行われていくということだと思っておりますので、事後要件のほうが、これを得た各方の事業計画というのはしやすいのではないかと。どちらがより収益を得やすいかと言うと、事前要件のような気は私もいたしますけれども、事業としてやりやすいのは事後要件、そちらを希望されるんじゃないかなと思っております。

根本的に、これを得た、ベースロード電源を買ったものを権利としてそれを取引所で売っていくということは、それは容易にできるもの、容易にできる価格でのベースロードだと思います。それが入ってくることによって取引所が活性化することに関しましては、一見いいように思いますけれども、それは誰がそうすべきかということでは、それを安値で譲られた方がすべきではなく、本来であれば旧一般電気事業者の方が自主的に取引所に投入いただくというのが筋かと思っておりますので、その部分で出てくるというのは少し違うのかなと。

何にしましても、事前要件、事後要件の考え方に関しましては、ここは性善説、性悪説の部分

がございますけれども、事後要件のほうが皆様にとってよりよい制度になるのではないかと思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、新電力さんからの意見が全部出そろいましたんで、一旦事務局の鍋島さんのほうから少しコメントをいただいて、またディスカッションをさせていただきたいと思います。

○鍋島電力供給室長

では、今までありました委員、オブザーバーからのご指摘につきまして、考え方を述べさせていただきます。

まず、安藤委員から、複数回開催することのメリット、デメリットというところについてご指摘がありましたけれども、これは実際に買われる新電力さんのほうから、そういうふうに複数回あったほうが、実際買ったときに、後で追加で買いたいとか、あるいは買ったんだけど、入札行動の結果、落札するものが思ったより少なかったとか、そういうことに備えて複数回あったほうがいいというふうな声があったことを踏まえて、そうしております。これは、実際のニーズに即して考えるということになろうかと思っております。

それから、松村委員からご指摘いただいた点で、14ページの記載でございますけれども、これにつきまして、2ポツのところは、30%に達した段階で、以後の追加的な供出は自主的取り組みに委ねるということで、このところについては、別に制度的措置が終わっているということではなくて、以後の追加的、それ以上の量を出すことについては自主的取り組みになるということを2ポツで書いております。3ポツのところ、制度的措置そのものについて、どのような段階で終了するかは、この30%で直ちということではなくて、競争の進展状況等も踏まえて、いろんな観点から検討する必要があるという趣旨で書いているところでございます。

それから、ちなみに、この14ページの下の方のところ、そうした観点から言いますと、この緑の図が、このまま線が伸びているということも自主的取り組みになるというような趣旨でございます。これはあくまでイメージということですので、この図自体に詳細、何らかの意味があるということではございません。

それから、斉藤オブザーバーからいろいろとご指摘をいただいております。その中で複数のオブザーバーからもいただいておりますけれども、価格はどうなるかというようなところについてご指摘いただいているところでございますけれども、これは、果たして現時点での価格に基づいて何らかするのがよいのか。この先々、特にベースロード市場の価格などにつきましては、いろ

んな燃料だとか発電所の稼働状況等々によって変わり得るものだと考えておりますので、そうしたもので全て、今から特定のものを予見するということは事務局としてもなかなか難しいところがあるということをご理解いただければと思っております。

その上で、幾つかご指摘をいただいております。

まず、柳生田オブザーバーのほうから、なぜこの常時バックアップの契約kW、例えばkWの3割というふうにしないのかという点について説明をいただきたいというふうなご指摘をいただいたところでございますけれども、これは確かに6月にも柳生田オブザーバーからご指摘をいただいて、まだきちんとお答えできていなかったところかと思っております。

この点につきまして私も議事録を確認させていただきましたけれども、昨年12月の第5回市場整備ワーキンググループにおいて議論が行われたというふうには認識しております。

この中で、仮にkW需要の3割とした場合には、現在の負荷率の関係から、新電力の供給力、供給電力量全体を上回る量になるといったようなご議論があったというふうには認識しております。そういうふうな経緯がいろいろあったというふうには認識しております。

それは押さえた上でございますけれども、今回の事務局の案につきましては、新規参入者と一般電気事業者の競争条件のイコールフットイングを図っていくというような観点で、この事務局の案をつくっております。将来的に新電力と旧一般電気事業者のベースロード需要比率が同水準になった場合にもイコールフットイングに十分な量が供出されることが担保されるということ念頭につくっております。

現在の常時バックアップのkWの3割という数字を設定した当時は、その当時の新電力のベースロード需要比率に基づいて、こういう3割というものをつくったと認識しておりますけれども、今回のベースロード電源市場の創設によりまして、この需要率も変化するというふうなことも十分見込まれると考えておまして、そうした観点からは、必ずしも現在の負荷率を加味するというよりは、kWhベースで供出量を計算するということが、むしろ妥当ではないかというふうにご考えているところでございます。

また、常時バックアップの3割というところにつきましては、個別事業者の契約kWについての議論と認識しております。ここにつきましては、事前要件、事後要件というような、今いろいろ議論されておりますけれども、そちらのほうは個別事業者の契約kWについては、より密接に関係すると考えておまして、全体の供出量のあり方に必ずしもそれを引きつけて考えるということでは自明のことではないと、直接は関係していないというふうには認識しているところでございます。

それから、斉藤オブザーバーから電発電源の切り出しについてご指摘をいただいておりますけれども、これは私の説明が不十分だったかもしれませんけれども、こうした電発電源の切り出しに

つきまして、特に最後の40ページのところですけれども、電発の切り出し量は今後も続くというふうに考えております。

そういうふうに認識しておりまして、この部分の「今後も続く」というところの扱いについてどうするかというふうに考えたときに、旧一般電気事業者のこれを永遠にずっと切り出しとしてカウントするののかということ言えばそうではなくて、過去の切り出し分相当分を旧一般電気事業者の供出義務量から差し引くと、そういう考え方であるというふうに認識しております。

それから、佐藤オブザーバー、それから竹廣オブザーバーから調達量の下方修正についてのご指摘をいただいたところでございます。

佐藤オブザーバーからのご指摘につきましては、一旦調達したものを当該年度になってJEPXの価格の札入れ行動によって自由に変えられるという案ではないかと認識しておりますけれども、その場合におきましては、ベースロード電源市場で買ったものが一種のオプション商品のよな形になってしまうのではないかと考えております。

実需に応じて売るところは、確かに要らなくなったら購入量を下げることに対応できるかもしれませんが、一旦買ってしまったものについて、市場の市況と比較して、購入したり購入しなかったりすることを認めるということについてどう考えるかというところが論点になろうかと思えます。

これに対して竹廣オブザーバーからご指摘いただいた、ご提案いただいたものの一つは、当該年度内のキャンセルだとか、そういうことではなくて、前年度内、前年度において、そういうふうなキャンセルを認めるかというところですが、これについても、若干一定のオプション性というものが、もしかして出るのかもしれませんが、いずれにしても、こういう調達量の下方修正を考える際には、そういった点について考慮すると、考えていくということが必要なのではないかと考えております。そこが難しい論点なのではないかと認識しております。

ただ、いずれにしても、ここでの下方修正だとか買い手の取引要件につきましては、使い勝手のよいものにするということが何よりも重要なことだと思っております。あからさまな転売は防ぎつつ、どうやって使い勝手のよいものにするかということですので、引き続き事務局でも考えていきたいというふうに考えております。

常時バックアップの取り扱いにつきまして控除をするということにしたときに、特に初年度の量の関係などで、スパイラル的に供出量が減ってしまうのではないかとご指摘を竹廣オブザーバーからもいただいているところでございますけれども、ここにつきましては常時バックアップの量を供出量から控除することを「基本として」と考えておりまして、実際にそういうふうな

スパイラルが起きるのかどうかと。

実際、確かにベースロード市場が創設されれば、常時バックアップの量というのは減ると考えているわけですが、2020年度に前年度実績の常時バックアップの量を使ったときに、そういうスパイラルが起きないかどうかというご指摘もあるかと思えます。

いずれにしても、ここは控除することを「基本として」と考えておりますので、詳細については、また引き続き検討する必要があるというふうに認識しております。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、引き続きまして、内藤さんのほうからお願いいたします。

○内藤オブザーバー

ありがとうございます。

今、事務局からご説明もございましたが、2点発言させていただきたいと思えます。

まず1点目は、論点②の市場開設の時期でございます。

おおむね資料の9ページに記載のあるとおりでございまして、背景を少しご説明させていただきますと、電気の供給契約というのは、特に大口の部分を中心に1年契約が基本ということで商慣習ができ上がっていると思っております。

また、今回のベースロード電源市場の商品設計も1年商品を先行させるというご議論だと思っております。

官公庁入札もそうですし、民間の大半のご契約もお客様の年度予算との関係もございまして、4月契約更改のものが多いた方が実態でございまして、私どもも、新電力事業者の皆さんも11月以降年明けにかけて、入札であるとか卸・小売の契約交渉を行なうステージ、スケジュールではないかと考えてございます。

それと並行いたしまして、一般送配電事業者との電源の作業停止計画の調整が必要でございまして、燃料の調達計画を立てる必要もあると思っております。そのようなものの集大成として広域機関のほうに供給計画をスケジュールどおりご提出させていただくという実務が待っております。そのようなことを考えますと、なかなか11月の取引というのがぎりぎりのスケジュールではないかと感じているところでございます。

それ以降に仮に大規模な取引が発生いたしますと、計画を立てた前提が変わり、見直しが必要になってまいりますので、少しスケジュールが厳しいと感じる次第でございます。

そのようなことにご配慮いただきまして制度設計をしていただけたらありがたいと思えます。

それから、2点目は論点⑥の常時バックアップでございます。

今も少しやりとりがございましたけれども、ベースロード電源市場と常時バックアップの制度というのは政策目的に重複するところがあると考えてございます。私どもとしましては、ベースロード電源市場の創設時に、常時バックアップは廃止すべきではないかというご主張をさせていただいたところでございますけれども、ご議論を経て当面の間、常時バックアップは残すことになったと認識してございます。

将来的には常時バックアップはベースロード電源市場に移行していくものであるということを考えますと、ご提案のとおり、常時バックアップ契約に応じてベースロード電源市場への供出量を控除させていただくことを基本にさせていただくのが自然ではないかと感じているところでございます。

今後、常時バックアップの扱いについては、この場でございますとか、基本政策小委等の場でご議論いただけるということでございますけれども、引き続きご配慮いただけたら幸いです。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、鍋田さんのほうからお願いいたします。

○鍋田オブザーバー

ありがとうございます。

私のほうからも2点ほどお話を差し上げたいと思います。

まず、9ページの市場開設時期でございます。

市場開設の回数を複数回行う、3回でございますけれども、これについては異論ございません。私ども供出事業者は、3回目の約定結果に応じて、もし自社の電源が足りないようであれば、代替の供給力を調達する必要性が生じてまいります。

その課題について少しお話をしたいわけですが、当社でいきますと、代替調達をする場合には、1つは自分の電源を焚き増すとか、それからもう一つは電力取引市場から買ってくると、この2つの方法があると思っています。

まず、自社電源を焚き増すほうでございますけれども、11月の約定する前の段階で全てが売れるという前提でLNGを調達しておくというのはちょっとリスクがありますので、約定結果を踏まえて燃料調達をどうしていくかというのを対応していくことが必要になります。

一方で、LNGというのは一般的には長期契約をしてございまして、年度ごとに数量調整でき

る量というのは限定されているわけですがけれども、特に11月ぐらいになってまいりますと、翌年度の数量調整の交渉時期が終わっております。よって、数量の調整はスポットによることになると思うんですが、それほどのものが調達できるかどうかわからないという懸念がございます。

もう一つは、卸電力取引市場から電気を購入させていただくということでございますけれども、こちらについても確実に調達できる量があるのかという懸念を持っております。

したがって、3回目となる最終回の供出量につきましては、ある程度、一定量を少し絞っていただく等というような観点で検討をお願いできたらというぐあいに思っております。

それから、2点目でございます。31ページの旧一般電気事業者等の位置づけでございます。

現在は案の2番、一部禁止というところになっているわけでございます。私どもベースロード電源市場へ電源を供出いたしますので、さらにエリアの外へベースロード電源を供給していくという、その余力というのはだんだんなくなってくると思っております。

それから、旧一般電気事業者自体ではなくて、その子会社とか関連会社になりますと、本体とは異なる電源調達をしたり、異なる販売方法、独立採算で活動していきまして、新電力の方と同じ活動をしております。

そういう中では、調達に制約を受けるということはちょっと厳しいのかなと思います。したがって、関連会社等につきましては、エリア外の需要に応じた範囲で新電力の方と同じようにベースロード電源市場の買い手になるように検討願えればと思います。

以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、武田委員からお願いいたします。

○武田委員

ありがとうございます。

大きな話で恐縮ですが、14ページの論点③に、制度的措置の終了について言及があります。ベースロード電源市場の性格ですが、これは第5回に松村先生がご発言されておりますとおり、支配的事業者に対する非対称規制です。そして、そこからスタートするわけですから、支配的事業者でなくなれば、ベースロード電源市場への玉の供出義務はなくなると思います。

この点、14ページのスライドには支配的事業者とは違う競争促進という基準が出てきています。競争が進展していない状況で何らかの措置が必要であるという必要性の問題と、特定の事業者に対して何らかの措置を求め得るという許容性の問題は、別の問題だと思います。支配的事業者で

なくなれば、供出の義務を課すことは難しいと思います。

その上で、支配的事業者については、既に適取ガイドラインで基準が示されています。この基準が不十分であるとか不完全、また市場環境が変化しているということであるならば、それはそれで市場支配的地位、支配的事業者の定義の見直しが必要だと思えます。

次に、論点⑥から⑧ですけれども、非対称規制だからといって手段に無制限であってよいというわけではありません。競争促進に比例的である必要があると思えます。この点、常時バックアップであるとか、部分供給、相対取引、電発電源の切り出しなどについては、趣旨や目的が共通しているので、ベースロード電源市場への供出量から控除することについて、理解します。ただし、ベースロード電源市場への供出量が競争促進に十分であることが前提となりますので、この点の確認が必要と思えます。

なお、スライドの36ページの相対取引の位置づけの2ポツ目に、新電力間のイコールフットイングという言葉が出ていますが、この目的が非対称規制から直接に導かれる、もしくは非対称規制と直接に関係がある目的かについては、いささか疑問があります。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、新川さんのほうからお願いします。

○新川オブザーバー

ありがとうございます。

まず、我々は委員会組織でございますので、事務局としての発言であることを留保して発言をさせていただきます。

ベースロード市場の目的が、事業者間のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットイングを図ると整理されていることは、高く評価をしています。今後の詳細設計に当たっても、この目的がしっかりと留意されましてベースロード市場の創設によって安価な電力が新電力に提供されて小売電気事業に活用されることを期待しています。

その上で、4点申し上げます。

まず転売制限でございますが、事務局案では転売制限の導入を検討されていますが、その目的や趣旨が明確にされる必要があると考えています。仮に転売制限を導入する場合でも、小売電気事業におけるイコールフットイングを実現するとの趣旨を踏まえれば、新電力が同市場から電力調達をちゅうちょすることとなる制度設計はできるだけ避けるべきであると考えます。

このため、およそ小売電気事業に用いることを目的としない玉の購入、転売と、新電力事業者

における需要先の稼働停止など避けられない事情がある場合とを区別すべきであり、玉の余剰分の市場での売却の範囲等については、今後さらに議論が必要であると考えています。

また、加えて、事前・事後規制のいずれを導入する場合でも、現実に執行可能な制度にすることが不可欠であり、執行可能性を含めた具体的な検討を期待しています。

2つ目でございますが、旧一般電気事業者の入札参加資格でございます。

事務局案では、旧一般電気事業者については自エリアが含まれる市場範囲での買入札を禁止することが提案をされていますが、新電力の購入量を十分に確保するという観点から、この案を理解しています。

他方、発電・小売分野がそれぞれ利益最大化行動をとるような場合には、理念上は旧一般電気事業者であったとしても入札参加を規制する必要性は乏しくなる可能性もございます。例えば、発電と小売が適切に分離され、発電事業者としての利益最大化行動をとる場合には、同市場において入札参加資格を認めるといったアイデアも考えられるため、入札参加資格についても中長期的な観点からも議論が行われることを期待しています。

3点目でございますが、相対取引との関係でございます。

事務局案では、ベースロード市場と同等の効果を持つ相対取引を控除するとの提案でございますが、どのような場合に同等な効果を持つかと、認定できるのかという具体的な検討が必要と考えます。

また、同等の効果を持つ相対取引を控除することとなった場合には、相対取引に関する情報を収集し、確認をすることが必要となると考えています。

4番目、ベースロード市場の売れ残りでございますけれども、以前の制度検討作業部会において、ベースロード市場への売り入札価格に固定費を含めるとの整理が行われていると理解していますが、約定機会を最大化させる観点から、盛り込まれる経費は適切である必要があり、その具体的かつ明確な整理が行われる必要があると思っています。

また、松村委員の御指摘の点、我々は個別の小売価格を全て把握しているわけではございません。ただ、御指摘の論点もあると考えていまして、そもそもの行為の法的な位置づけ、監視のあり方については今後検討していく必要があると考えています。

また、現在、旧一般電気事業者は余剰な電力を全てスポット市場へ限界費用相当価格で入札する取り組みとグロスビディングを自主的取り組みとして実施していただいておりますが、ベースロード市場で約定しなかった電力については、当然グロスビディングを含めた自主的取り組みの内数として同様に扱われるものと理解をしています。

最後に監視でございますが、主としてイコールフットイングや競争促進の観点から必要がある

と考えていまして、エネ庁とも連携しつつ、監視に必要な情報や監視のあり方について検討を進めていきたいと考えています。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、最後ですかね。では、秋元委員お願いいたします。

○秋元委員

ありがとうございます。

イコールフットィングを進めるということが非常に重要なので、そういう面で。

ただ、この案が、具体的な案が非常に事業者間の利益の取り合いみたいになるので、学術的な立場の委員としてはコメントがなかなか難しいんですけども、全体として見ると、あとイコールフットィングを求めるのと、あとはベースロード電源を継続的につくれるようにもしないといけないという目的もありますので、両者のバランスからすると、いいところに落としているのかなという印象を、全体としては事務局案については持ちました。

その上で、2点だけコメントと質問とありまして、1点目は、13ページ目に、これは前も申しましたけれども、この調整係数のdについて、最終的な数字に関しては0.67ということでお示しいただいたわけで、それで一方、イメージとして、13ページ目にも数字の例というものはお示しいただいたわけですが、実際にベースロード電源市場を始める前に、この数字というか、関数なのか何かをやっぱり決めておいたほうが予見性という部分ではいいんじゃないかなというふうに思いました。ここではイメージというふうにお示しいただきましたけれども、今後の検討という中では決めてしまったほうがいいんじゃないかというのが1点です。

もし決め切れないにしても、どういうプロセスでそれを改定していくのかというプロセスだけでも決めておいたほうがいいんじゃないかというのは、予見性の上でそういうふうに思いました。

それが1点目です。

2点目は供出量のシェアについて、これは確認なんですけれども、18ページ目、19ページ目に、18ページ目がエリア別の供出量の考え方で、19ページ目が事業者別の供出量の考え方でけれども、ここでは29年度の計画値で出されていると思うんです。これは、もう将来的にも完全にこのシェアでフィックスするという事なのか、そこに関して念のため確認させてください。

なぜかと申しますと、問題点として、フィックスしたほうがベースロード電源をつくるインセンティブが湧くかなというのが1点だと思いますけれども、2点目、今度逆にフィックスし過ぎると、ベースロード電源を畳んでいったときに大分シェアが下がってくる場合がもしあったとす

ると、そのあたりでちょっと問題が生じるのかどうかという意味もあって、どういうお考えなのか、基準年でフィックスして将来的にもこの値を使うのか、そうじゃないのか、そこに関して確認をさせてください。

○横山座長

どうもありがとうございました。ほかにいかがでしょうか。よろしゅうございますでしょうか。それでは、今質問もございましたので、鍋島さんのほうからお願いいたします。

○鍋島電力供給室長

ありがとうございます。

先ほど秋元委員からご指摘のあった19ページの比率のところですが、これは変動すると、その都度見直すということが基本ではないかというふうには考えておりますけれども、先ほど秋元委員からご指摘いただいたインセンティブとの関係もございますので、さらに詳細は考えていきたいというふうに思っております。

それから、先ほどのd値について何らかの——イメージと書いてありますけれども、より詳細に決めるべきではないかと、きちんと決めておくべきではないかというご指摘もありがとうございます。今後考えていきたいというふうに考えております。

それから、武田委員からご指摘のありましたところですが、確かに36ページに新電力等間のイコールフットィングという言葉がありますが、これは確かにここだけちょっと違う文言を使っております、全体的な制度設計としては、あくまで旧一般電気事業者と新電力の間のイコールフットィングという考えのもとに、この制度がつくられるべきだと考えております。

ここでイコールフットィングというふうに書いてしまっておりますけれども、不透明なところが出てくるんじゃないかというような趣旨でちょっと書いている。書き方はちょっと変わってしまいましたけれども、そういうことでございます。

新電力等間のイコールフットィングは、「市場設計の基本的な考え方ということではない」というふうに認識しております。ほかの論点も含めまして、武田委員のご指摘も踏まえて今後考えていきたいというふうに考えております。

それから、鍋田オブザーバーからございましたけれども、全体的な市場設計につきましては何よりも——まあ、もちろん売り手の観点もございますけれども、買い手の新電力の使い勝手も大変重要だと考えておりますので、そういうところも考えながら検討していきたいというふうに思っております。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

少し時間を超過いたしました。特にご意見がないようでしたら、本日の議論はここまでにさせていただきますというふうに思います。

それでは、今後のスケジュールにつきまして、事務局から何かありましたらお願いします。

○鍋島電力供給室長

次回の開催につきましては、日程等詳細が決まり次第、ホームページ等でお知らせいたします。

○横山座長

それでは、これで13回の制度検討作業部会を終了します。どうもありがとうございました。

—了—