

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14回）

日時 平成29年11月10日（金）16：00～18：22

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、大橋委員、大山委員、小宮山委員、
曾我委員、武田委員、廣瀬委員、又吉委員、松村委員

<オブザーバー>

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

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

（代理：波多野昭和シェル石油株式会社電力需給部需給課長）

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) 需給調整市場について
- (2) 容量市場について

<連絡先>
経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課
TEL：03-3501-1511（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

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14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、早坂オブザーバーはご欠席、柳生田オブザーバーの代理として波多野様にご出席との連絡をいただいております。

また、大橋委員につきましては、遅れてご参加とのご連絡をいただいております。武田委員からは、18時をめぐりにご退席されるというご連絡を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にお願いいたします。

○横山座長

本日は、お忙しいところご出席いただきまして、ありがとうございます。

本日の議題は2つございまして、需給調整市場と容量市場についてご議論をいただきたいと思っております。

それでは、まず最初に、資料3の「需給調整市場について」ご説明していただいた後、ご意見、ご質問、ディスカッションの時間をとりたいと思いますので、どうぞよろしく申し上げます。

それでは、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

事務局から、資料3についてご説明いたします。お手元の資料をお開きください。

1ページ目ですけれども、需給調整市場に関する論点を掲載しております。

需給調整市場につきましては、6月6日の第7回作業部会でご議論いただいた後、9月19日の第11回作業部会でもご議論いただいたところでございます。9月19日の作業部会におきましては、欧米の需給調整市場について外部有識者を招いて状況をご紹介するとともに、ここの1ページに掲載しております論点についてご議論いただいたところでございます。

そのうち、広域化につきましては、2020+X年に本格的な広域調達・広域運用を行うということ、2020年はその通過点として将来の絵姿を見据えた上で市場を開設するというようなことが議論されたところでございます。

次のページをご覧くださいまして、本日ご議論いただきたい論点は、そこに掲載されている論点のうち、⑥需給調整市場の商品設計、⑦需給調整市場の調達・運用方法、⑩広域化を踏まえた、需給調整市場の運営の在り方となります。

その他の論点につきましては、広域機関での検討状況等も踏まえて、別途ご議論いただくことにしたいと考えております。

次のページ、3ページ目をご覧ください。

論点⑥需給調整市場の商品設計についてです。

まず要件評価①についてです。

需給調整市場の商品設計につきましては、9月19日の作業部会におきまして、制御区分ごとに一次調整力、二次調整力、三次調整力のそれぞれ上げ・下げ別ということで、計10区分を基本的に設けるということをご議論いただいたところです。

その商品設計に関しまして、発動までの応動時間、継続時間の考え方について広域機関において検討いただきました。

ご紹介しますと、発動までの応動時間につきましては、指令を出してから指令値まで出力を変化するのに要する時間、継続時間については、最大値、または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間というふうにとされていると認識しております。

続きまして4ページ目ですけれども、こちらは広域機関における検討ですけれども、説明は省略いたします。

続いて5ページ目ですけれども、こちらは論点⑥のうち要件評価②についてです。

調整力につきましては、応動時間、継続時間等の違いがございまして、2つ目のポツですけれども、調達時に性能に応じて応札電源を評価する仕組みも必要になるのではないかとというふうに考えております。

3つ目のポツですけれども、例えばですけれども、入札価格に一定の調整係数を乗じるということも一案ではないかとというふうに考えておきまして、詳細につきましては広域機関において検討す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6ページ目ですけれども、こちらは広域機関における検討の状況ですけれども、詳細は省略させていただきます。

7ページ目ですが、論点⑥のうちの特定地域立地電源の取り扱いについてです。

調整電源等の中には、ブラックスタート電源、電圧調整電源といった特定の地域に存在することが重要な電源がございます。

3つ目のポツですけれども、こうした特定地域立地電源につきましては、各一般送配電事業者が手続の透明性を確保した上で相対契約や公募で調達することも含め検討することとしてはどうかというふうに考えております。

8ページ目ですけれども、こちらは広域機関における検討の状況ですけれども省略いたします。広域機関のスライドが9ページ目、10ページ目と続いておりますけれども、時間の関係で省略いたします。

11ページ目から論点⑦となります。需給調整市場の調達・運用方法のうち、応札・契約単位についてです。

2つ目のポツでございますが、需給調整市場の応札・契約単位といたしましては、各電源単位、あるいはバランシンググループ単位といった方法が考えるところでございますけれども、このうちバランシンググループ単位の契約では、バランシンググループ内の電源等が適切に稼働し、全体として調整力が確保されているかどうかを把握しにくくなるおそれがあるというふうに考えております。

このため、応札・契約単位としましては、3つ目のポツですけれども、原則電源単位としてはどうかというふうに考えております。

12ページ目でございますけれども、応札・契約単位②についてです。

1つ目のポツですが、9月19日の作業部会で議論いただいたとおり、実運用においては、発電事業者等の余力も広く活用するというような仕組みを設けることとしてはどうかと考えております。

2つ目のポツですが、 Δ kWの調達後、電源トラブル等に対して電源の差しかえを認めるかといった論点も考えられますけれども、こちらにつきましては要否も含めて広域機関において検討することとしてはどうかと考えております。

3つ目のポツですけれども、9月19日の作業部会におきまして、需給調整市場におきましては Δ kW価格のメリットオーダーに基づいて落札する調整力を決定するという議論が行われたところ です。

これに関しまして、最後のポツですけれども、発電事業者におきましては、応札時に——落札は Δ kWの順としたとしても、 Δ kW価格に加えてkWh価格もあわせて応札することとしてはどうかと考えております。

13ページ目からは論点⑩といたしまして、広域化を踏まえた需給調整市場の在り方についてとなります。

まず契約形態についてです。

広域化された需給調整市場におきまして、一般送配電事業者と電源等の契約形態につきましては、電源等が立地する一般送配電事業者を経由して契約を締結する方式（送配—送配モデル）と各地域の一般送配電事業者と電源等が直接契約を締結する方式（送配—電源等モデル）の2方式が考えられるのではないかと思います。

次のページ、14ページ目ですが、この点に関しましては、結論としまして、2020年においてはモデル1（送配—送配モデル）を基本とすることが適切と考えられるのではないかと考えており

ます。

その理由といたしましては、1つ目に、調整力として電源等を起動・制御する際には、少なくとも2020年時点においては、エリアの一般送配電事業者から指示を行う運用になると考えられること、それから2020年時点におきましては、俯瞰的機能というものが本格的には整備されていない。一般送配電事業者間で簡素なシステムで調整力をやりとりするというようなことも鑑みますと、2020年段階では送配一送配モデルを基本としてはどうかと考えております。

2つ目のポツですが、この送配一送配モデルにつきましては、2020年時点はそういうことで暫定的にはそうするとしても、2020+X年時点における形態につきましては、後にご紹介します共通プラットフォームのあり方も踏まえつつ、改めて検討することとしてはどうかと考えております。

15ページ目をご覧ください。

一般送配電事業者の市場における調達の方法に関してですけれども、2つ目のポツでございませけれども、送配一送配モデルであっても共同で必要量を提示する、あるいは広域的な共通のメリットオーダーリストを共有するといった方法によりまして、実質的にエリアを越えた調整力の調達・運用が可能になるというふうに考えております。

16ページをご覧ください。

ドイツにおける状況についてです。

9月19日の作業部会でもご紹介ありましたけれども、ドイツにおきましては、送配一送配モデルでの一般送配電事業者間の協力が進むことになったと認識しておりまして、この協力枠組みにおきましても、インバランス相殺や送配電事業者経由での統一市場の実現、共通メリットオーダーの創設等の取り組みが実現しているものと理解しております。

次のページをご覧ください。

送配一送配モデルをとった場合におきまして、このときに各一般送配電事業者が調達や運用のルールを調和させずに、バラバラに需給調整市場を開設した場合は、市場システムの開発費の重複といった非効率性が懸念されます。

このため、2020年度に向けては、簡素かもしれませんが、共通プラットフォームを開発し、各一般送配電事業者が共通プラットフォーム上で需給調整市場を開発してはどうかと考えております。

また、将来的（2020+X年）には、調整力をメリットオーダー順に確保・発動するなどの俯瞰的機能を共通プラットフォームに追加するなどの増強を行うことが考えられるのではないかと考えております。

18ページ目をご覧ください。

共通プラットフォームについての説明の続きですけれども、2020年には三次調整力②が広域化されます。

図にありますとおり、三次調整力②は広域化されますけれども、それ以外の一次、二次の調整力は、各エリアの中で一般送配電事業者が調達・運用を行うという形になるかと思えます。広域化部分につきましては、俯瞰的機能が併存する形になるというふうに考えております。

19ページをご覧ください。

2020+X年には二次調整力②、三次調整力①などについても、さらなる広域化を目指していくということになると思えます。広域化部分における俯瞰的機能のあり方が重要になりますので、この構築に向けて、さらなる検討を深めていく必要があるのではないかと考えております。

続いて、20ページをご覧ください。共通プラットフォームの開発についてです。

2020年に向けた共通プラットフォームの開発についてですが、品質の高いシステムを構築することで、一般送配電事業者が利益を受けるということであるとか、実運用と密接に連携するということが考えられるため、一般送配電事業者が開発し、費用負担することが妥当ではないかと考えております。

具体的には、一般送配電事業者において代表会社を選定し、開発することとしてはどうかと考えております。

他方で、開発における透明性を確保するため、システムの仕様等については本作業部会における検討を踏まえ、広域機関等の場において代表会社から検討状況を報告していただいて、客観的な審議を行うこととしてはどうかと考えております。

また、上記の検討や審議に当たっては、2020+X年の絵姿に最短で近づけることを常に念頭に置きつつ進めていくということを都度確認してはどうかと考えております。

また、それに向けて各事業者における中給のシステム改修の整合性なども確認していくことが必要と考えております。

続きまして、21ページ目です。

論点⑩のうち、市場開設主体についてです。

2020年の市場運営主体、共通プラットフォームの管理主体についてでございますが、2つ目のポツですけれども、2020年時点においては一般送配電事業者が共同で市場運営主体や共通プラットフォームの管理主体となるのが適当というふうに考えております。

その理由につきましては、①ですけれども、エリア内の実運用と密接に関係するという点、それから②ですけれども、2020年時点では一般送配電事業者による相互調整で運営が可能と考えら

れることなどが挙げられます。

3つ目のポツですが、他方でということですが、運営の透明化の観点ということで、中ほどからですが、広域機関において有識者や関係事業者が参加する形で調達・運用の考え方、調整力必要量の考え方、商品設計などの検討を行っていただく委員会を開催するとともに、取引情報を適切に公開するなどの対応をとることとしてはどうかと考えております。

また、2020+X年の需給調整市場の整備やシステム開発に向けた検討についても、最短で実現可能な時期の精査も含めまして当該委員会において行ってはどうかと考えております。

22ページ目をご覧ください。

先ほど2020年段階の市場開設主体についてご説明したところでございます。2020+X年についてでございますが、この段階におきましては、本格的に俯瞰的機能が付与されるとともに、全国一体的な需給調整市場が創設される段階となります。こうした段階におきましては、一般送配電事業者間の円滑な調整をどのように行っていくかが課題となるのではないかと考えます。

2020+X年の需給調整市場につきましては、効率的な市場運営が可能となるよう、市場に係る組織形態や契約形態の見直しを含めて、改めて検討することとしてはどうかと考えております。

23ページ目をご覧ください。

価格決定方式についてですが、需給調整市場におきましては、基本的にオークション方式を採用することが適当ではないかと考えております。

なお、諸外国の例では、後ほどご紹介しますが、市場支配力の行使が懸念される局面においては、コストベースでの入札を求めている例がございます。こうした場合の取り扱いにつきましては、引き続き検討が必要と考えております。

次の24ページ目をご覧ください。

24ページは、PJMでとられているTPS Testについての説明になります。説明は省略させていただきます。

25ページ目をご覧ください。価格決定方式②についてです。

オークション方式で取引を行う際には、シングルプライスオークションとマルチプライスオークションの2つの方式が考えられると思いますが、そのいずれをとるかという論点がございます。

26ページ目をご覧ください。

2つの方式のメリット、デメリットを表で整理いたしました。シングルプライスにつきましては、メリットといたしまして価格指標性が高いという点が挙げられるかと思っております。それに対しましてマルチプライス方式ですと、メリットといたしましては現状の調整力公募による価格決定方法と同様であるため、わかりやすい。入札がコストベースで行われることを前提とすると、買

い手側に余分なコストがかからないといった点がメリットになるのではないかと思います。

低廉な需給運用を実施する観点から、当面はマルチプライスのオークションシステムを採用してはどうかと考えております。

27ページ目は、諸外国の需給調整市場における価格決定方式について資料を掲載しておりますが、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、ただいまご説明いただきました需給調整市場、皆様からご意見、ご質問等ありましたらお願いしたいと思います。

いつものように名札を立てていただければご指名いたしますので、よろしくお願いたします。

それでは、いかがでしょうか。

では、廣瀬委員お願いたします。

○廣瀬委員

ご説明ありがとうございました。

需給調整市場についての事務局からのご説明で、特に違和感のある点はございませんでしたが、1点だけ、2020年に向けた共通プラットフォームの開発について申し上げます。

2020年という、もうすぐそこという感じにして、開発した後にきちんと使えることを確認するための時間も考えると、もうほとんど時間的な余裕がないのかなと素人ながら思っております。これから一般送配電事業者の中から、どなたかを代表会社に選定して開発を手がけられるということだと思いますけれども、ぜひ慎重かつ迅速に開発を進めていただきたいと思います。

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、山田さんのほうからお願をいたします。

○山田オブザーバー

ご説明、ありがとうございます。

今ほどご意見ございまして、それに関する内容でございます。

論点⑩になりますけれども、システムの開発について記載をいただいております。

スライドの20、21ページ目に共通プラットフォームの開発と市場運営主体、あとプラットフォームの管理主体ということで我々一般送配電事業者が担うということでご提案いただいております。

す。

今ほどご意見ございましたとおり、2020年まで非常に時間が短いというところでございます。確かに、この期間を考えますと、システム開発の遅延リスクというのは、どうしても少なからず存在するのかなというふうには我々としても思っております。

ただ、我々一般送配電事業者といたしまして、まずこの辺の提案をしっかりと受けとめさせていただきまして、今回このように一般送配電事業者のほうで開発するというふうに整理いただければ、早急に代表会社のほうを決めさせていただきまして、関連するシステム開発とか、それから運営方法など早急に詳細に検討してまいりたいと。

あとはしかるべき場で、この進捗状況等を適宜報告させていただきながら対応してまいりたいというふうに思いますので、どうぞよろしくお願ひしたいと思ひます。

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、松村委員お願ひいたします。

○松村委員

この資料で本当に委員の方々に内容が伝わっているかどうかをちょっと心配しています。これは大橋先生と大山先生と私は別の委員会にも出ていて、そちらでも少し説明を受けているので、追加の情報があるのでイメージが湧きやすいのかもしれないと思ひ、余計なことかもしれませんが発言させていただきます。

私が理解している2020年の絵姿ですが、これは広域調達と言ひながら低速枠、三次の中の低速枠だけをする。これは以前から明確に資料に出ているわけです。もう少し具体的なイメージ、今検討されているイメージは、スポット市場が終わった後で、連系線の空きがその段階ではわかる。時間前とは競争になるわけですが。その段階でわかつて、ここがあいているということがわかつた上で調達する量のこと。

なおかつ、この低速枠というのは、1週間前に調達する本来の調整力の調達タイミングから当日近く来たところでFITの誤差だとかがより正確にわかるようになり、それに対応する。つい最近で言へば、九州電力が電源Iダッシュを使つて調整した。ああいうようなもののイメージ。スポット後にもっと安いコストで調達できるものがあればそれで対応する。

したがつて、実はこれは調整力と言ひながら、 ΔkW というよりは、kWhの市場にかなりの程度近いものになつていて、再エネの調整分で予想以上に再エネが出ないことがわかつたときに焚き増さなきゃいけないから、あるいは需要を抑制しなきゃいけないから、そのギャップを埋めるだ

けのもの。予想を外さなければ調達しなくてもいいようなもので、かつ調達できなくても安定供給にはまった支障のないもの。

これは形の上では調整力でも、調整力の広域調達からはかなり遠いもの、ほぼ形ばかりのものが検討されていると私は理解しています。

その上で、先ほどシステムの開発に関するご発言に関して伺いましたのですが、その程度のことでどうしてそんなヘビーなシステムの開発が必要なのかというのは、いま一つよくわからない。2020+Xを見据えて、もっと本格的な広域調達があるとすると相当なシステム開発が必要なのはわかるのですが、もしこの程度だとすると、どうしてあんな発言が出てきたのだろう、一体どういう懸念なのだろうか、というのはよくわからなかった。

それから、もっと重要な点は、2020の段階でも、ある程度広域調達が進むというイメージだとすると、それは調整力というよりはスポットのようなものをもう少し使いやすくする第2市場をつくるということにかなり近いイメージで、買い手が送配電事業者だという、この程度のことを2020に目指しているということは、理解としてそろえておかなければいけないと思います。

でも、もう少しアンビシャスなものを狙っている、ほんの第一歩だとしても広域調達の名に値するものも考えている、ということであれば、補足の発言をお願いします。

その上で、2020年の段階で本当に広域調達ができないのかは、まだ疑問です。繰り返し言っておくのですが、連系線をあらかじめ抑えるとすると、今度はスポットの取引量を減らしてしまうことになり、どれくらい抑えるのが効率的なのかという難しい議論があるので、それは2020には間に合わないのは理解した。しかし以前にも指摘しましたが、例えば一方方向に潮流があるときには、全ての商品は無理だけれども、両側でそれぞれ少なくとも1つ、上げあるいは下げの1つの商品については、連系線の容量をあらかじめおさえなくても隣のエリアからも調達可能なはず。にもかかわらず、それでも2020年でもやっぱりだめでしょうか。これができない理由は、もうちょっと説明してもらわないと困ります。合理的な要請があったのにもかかわらず、その程度のことでやっぱり無理という結論になるのなら、丁寧にその理由を説明する必要があるのではないかと。

次に、オークション方式のところで正しく説明していただいて、それから資料にも書いてあるわけですが、価格支配力の行使のおそれがあるようなときにはコストベースという監視が必要だとされる国もあるとのことですが、今言ったとおり、基本的にはそれぞれのエリアごとで調達することになる。低速枠の当日スポットの後で調節するkWhに対応するようなマイナーな部分を除けば、事実上、調整力と呼ぶに値するようなものは、ほぼエリアごとに調達する案だと思いますので、そうだとすると、やはり市場支配力の行使の心配をしないほうがどうかしていると思いま

す。これについてはコストベースの規制も考えながら、監視が必要ではないか。

ひょっとしたら、春だとか秋だとかの不需要期には、新規参入者の電源も比較的余っていて出せるというようなことでコンペティティブになる可能性がないとは言わないのですが、しかし全般としては、この行使は懸念される市場だと考えるのが自然だと思いますので、一定の監視は必要かと思います。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

では、山田さんのほうから何かコメントありましたらお願いしたいと思います。

○山田オブザーバー

ありがとうございます。

今ほどご意見いただきましたとおり、最初に実施するものが三次の低速枠ということでございますので、その約定量ですか、そこが非常に小さな規模というものであれば、いずれ簡易なシステムということで対応が可能かというふうに思っております。

ただ、今後、どういった約定量になるのかというところ、ちょっと見通せない中でございますので、今後早急に、まずはどういうシステム規模、内容にするのかといったところも検討させていただいて、2020年に間に合うようにはまず対応をさせていただきたいというふうに思っております。

それから、まず調整力の調達・運用についても、資料のほうにも記載いただいていますけれども、電話・メールによる対応ということもございますので、まずはシステム対応ということを念頭に対応してまいりますけれども、そういったところも含めまして今後検討させていただきたいというふうに思っておりますので、よろしく申し上げます。

○横山座長

それでは、大山委員、お願いいたします。

○大山委員

調整力の広域調達のところで、今ちょうど議論になったところなんですけれども、まずは低速枠からということで、これは言い方を変えれば、調整力の本丸ではなくて、やれるところからともかくちょっと手をつけてみるというようなスタンスかと思います。

この部分、これも松村委員からご指摘があったと思いますけれども、時間前市場との競合があるかなという気がしております。というのは、時間領域等を考えても余り変わらない。時間前市場もこれから早くするという努力もしていく必要があるかなと思っておりますけれども、そうい

う意味じゃ、非常に競合するものになると。

そうすると、違いは何かというと、誰が調達するかということと、目的は何かということになるかと思います。

目的のほうで言えば、本来は各バラシンググループというか、需給インバランスの調整は時間前市場のほうがメインかなという気は私にはしているんですけども、それでできない部分というのを送配電部門が調達するというかなというふうに思いますので。

では、できない部分は何かということ、先ほどちょっとお話が出たFIT電源の予測誤差。これも本当は全部送配電がかぶるかどうかという問題はありますかと思いますが、当面はそういう機能が必要になるかなと。

それから、あとは例えば地域内の送電線混雑を緩和するための再給電とか、そういったものがあるかと思いますが、目的というか、それを切り分けながら考えていかないとうまく回らないかなというのは、ちょっと感想でございます。

それからもう一点は、特定地域立地電源。7枚目に書いてあるやつですけども、これは世界でいろいろ議論されていても、オープンな市場はほとんどうまくいかないというものかと思いますが、余りドラスティックなことはすぐにはできないかと思いますが、ゆっくり考えていったほうがいいかなという気がいたします。

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、OCCTOの佐藤さん、よろしくお願いします。

○佐藤（悦）オブザーバー

二、三点ありまして、1点目は松村先生が確認をとるので、まさしくおっしゃったように、低速枠のところはFITのずれ分というふうに今のところ考えているというのはおっしゃるとおりであります。

あと先ほど山田オブザーバーもおっしゃったように、この資料にもまさに14ページに出ていますが、これは前回の資料でも出したと思いますけれども、②のところ、「一般送配電事業者において簡素なシステム（場合によっては電話・メール等）」と書いてありますので、相当簡素なこともあり得ることになっていきますので、20年までに間に合わないことはないというふうに思っています。

あと全然関係ない質問的なものをさせていただきたいんですが、話は変わりますけれども、この委員会でも、たしか鍋田オブザーバーから少しご紹介があったと思いますが、西日本の3社の

ところで送配電事業者の方がさまざまな事業で共同、連携していろいろな事業をおやりになられるということで、調整力に関しても、この資料だと15ページに書いてありますが、送配電事業者の方で共同で調達、あと共同で運用といったことも将来的に考えられるというプレゼンテーションがあったと思います。

それで、そういったことを今回先生方でコンセンサスを得られた上でということだと思いますが、21ページで私どもの広域機関においてさまざまな検討をすべきだというお話が出ております。ここの最後のところで、2020+X年の需給調整市場の整備、この回りのところで今私が申し上げましたような共同で調達するとか、共同で運用するといったようなこともアジェンダとして入り得るかどうかというのを事務局に確認させていただきたいと思っております。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

まだ後ほど事務局のほうからまとめてお答えいただきたいと思っております。

まず小宮山委員、その次に武田委員でお願いいたします。

○小宮山委員

私のほうからは2点コメントがございまして、1点目は、需給調整市場の商品設計ということで、10区分のこうした商品区分ということで賛同させていただきますが、ここに記述されている応動時間なり継続時間なり、もしくは不応期間なり、そうした性能がしっかり担保されているのかどうかを、技術的な要件をしっかりとアセスメントをするというそうしたプロセスは非常に重要になるかと思っておりますので、そうした点に関しましてもご配慮をいただき、今後ご検討をしっかりと進めていただければと思っております。

最後でございますけれども、私のほうも特定地域の立地電源の取り扱いについては、基本的に賛同させていただきます、やはり非常にセキュリティにかかわるブラックスタートと電圧調整電源というのは極めて重要な電源でございますので、市場調達とは異なる相対契約等で対処するというのも私も賛同させていただきます、この部分を何かしらの市場調達に全面的に依存するようなことは大変難しいかと、物理的にも難しいかと思っておりますので、その点もご配慮いただければと思っております。

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、武田委員お願いいたします。その次に菅野さんのほうに行きたいと思っております。

○武田委員

ありがとうございます。

16ページに、ドイツの送配電事業者の協力という、成功例が示されます。しかし、この協力ができるまでは、TSOが協力のインセンティブを持たないことが問題になっていたと思います。ですので、20ページ、21ページにありますように、今後の協力や連携については、透明性を確保して、それと先ほどご発言がありましたところですが、第三者による精査が必要ではないかと考えます。

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、菅野さんお願いします。

○菅野オブザーバー

何人かの委員からご発言があった通り、広域化に向けた取り組みについては、システム構築等、かなり慎重に手順を踏んで進める必要があることは十分理解しました。一方で、昨年の調整力公募の結果について公表されている資料を拝見すると、平均価格には9,000円台から2万円台まで大きなばらつきがあります。調整力に係る調達・運用の広域化には時間を要することは理解しましたが、資料の15ページにあるような、共同での調達や広域的な共通のメリットオーダーリストの共有など、調整力の調達コストについて全国大での負担の低廉化に資するような取り組みに関し、早く取り組めることについては早く取り組むべきと考えます。ぜひそのような方向で検討していただきたいと思います。

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、大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員

3点ぐらいあるんですけども、最初の点は既に議論があったところで、この需給調整市場というのは、そもそもスポットから時間前、それで最終的な需給調整と、連続的につながる市場の最後の部分だということだと思いますが、我が国で調整力公募として最初の入った仕組みが独立なシステムが入っちゃったものだから、何となくスポットと公募に繋がりがいい感じの市場になっていて、期日前、時間前の市場というのが何となく死んじゃっているという姿になっているのかなというふうな個人的印象を持っています。

今後2020年へ向けて、今我が国はこういうふうな調整力公募の姿を連続的に接続させてくると、資料にあるような姿になるんだと思いますけれども、ただ、2020+X年ということなのかもしれませんが、制度としては完成形では恐らくなくて、過渡期なんだろうというふうに思います。

いかに今殺されちゃっている時間前市場というものをきちんと使えるような形にするのかということも議論をしっかりとすることで、現状の姿と時間前市場が活性化された姿との、どっちが社会的なメリットがあるんだろうかというふうなことの議論というのは必要なのかなと思います。

2点目は、今回の共通プラットフォームについてですけれども、確かに今菅野さんがおっしゃったように値差がありますと。その値差を正当化できるぐらい安いシステムコストじゃないと、本来的にシステムを入れることのメリットって本当にあるのかという議論があるはずで、どうも安いシステムになりそうだというお話だと思いますけれども、そういうところというのはきちんと担保していただかないと、値差が解消されたんだけど、とても重たいシステムでしたというふうな感じだと、結果としてどうだったんだろうというふうな感じになるのかなと思います。

最後に5ページ目、このところ、私はちょっと遅れちゃったので大変失礼しちゃったんですけど、このパフォーマンス・ベースドの評価というのは、すごく重要なことなんだと思います。但しこういうふうな「 $\times \alpha$ 」という形で評価するのかどうかというのはわからないですけども。このパフォーマンスをどう評価するのかというのは、海外でもNERCとかいろいろなところで、もう既に先行事例があると思うので、海外の事例をぜひ勉強しながら、どういうふうな設計にしていく、評価をしていくのかというあり方を議論させていただければと思います。

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、安藤委員お願いいたします。

○安藤委員

1点細かい点なんですけど、26枚目のスライドにおいて価格決定方式としてシングルプライスカマルチプライスカという論点が書かれております。この結論としてマルチプライスのオークションを使うということ自体は私は賛成するのですが、この理由づけには余り納得いかないと思ったので、一言発言させていただきます。

シングルプライスカマルチプライスカというのは、これ幾つかの理論的な前提条件を置けば、平均的な支払い価格であったり、収入とかは基本的に同じになるはずなんです、オークションのデザインとして。それなのにもかかわらず、ここの書きぶりだと、マルチプライスのほうがあたかも安く調達できるかのように書いてあるようにお見受けいたします。

シングルプライスの場合には、結局自分が幾ら入札したかに関係なく均衡価格で取引されるので、自分のコストベースで入札するのがもっともらしい行動になると。自分のコストを上回る価格だったら、確実に落札されたいと、落札したいと思うわけです。

これに対してマルチプライスの場合は、自分が入れた金額が支払いになりますので、自分のコストをそのまま書いたら、100円のコストがかかるものを100円でゲットしても何の利益もないということで、コストに何%、何割上乘せしてビッドすることになるわけです。これを前提とすると、入札はコストベースで行われることを前提とすると、ということは前提としてはいけませんし、みんなが上乘せしてくることをベースとして考えないといけなくて、平均的に見ると、どちらも変わらないはずだと。ただし、リスクに対する態度であったりとか、さまざまな別の細かい要因を考えると、オークションのデザインというのは、どのスタイルをとると、どういう結果になる。これはずれてきますから、そこで影響がありますけれども、細かい点は除いておいて、大筋では余り変わらないと思います。

なので、ここの上を書いてある「低廉な需給運用を実施する観点」というのは、マルチプライスにするとシングルよりも安く入手できるよというお話ではなく、平均的にはわからないし、どちらが大きいかというのも実は厳密にはよくわからないんだけど、平均的にはほぼ同じなので、マルチのほうが既存の事業者の方々なれているから、運用のコストの面が安いからこちらを採用するというのだったら理屈として納得しますが、マルチのほうが安いからと言われてしまうと、ちょっと理由として違うかなと感じました。

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、波多野さん。

○波多野オブザーバー

すみません、本日、柳生田は所用のため、昭和シェル、波多野が代理で発言いたします。

マルチプライス方式について安藤先生がおっしゃられたことと内容が重なっていて恐縮ですが、入札事業者の数は非常に限定されておりますので、このようなバランス状況下では入札価格が高止まりする可能性があるのではないかと考えております。

従いまして、具体的なやり方については、今後広域機関などでご検討されると記載されておりますが、有識者の会合で本件はご検討されると理解しており、これらの実効性を担保するような仕組みをぜひ構築していただければと願っております。

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、松村委員お願いいたします。

○松村委員

一応念のために。

安藤委員のご発言、もう一回考えていただきたいのですが、あらゆるオークションでこういう記述が出てくると、安藤委員がしたのと同じ発言、シングルプライスだとコストが増加するという発想はおかしいと、私もいつも指摘はしているのですが、今回指摘しなかったのは、これはコストベースでの入札の監視とセットになっているから。その場合のコストベースというのは文字どおりのコストじゃなくて、事業報酬とかは当然に入っているだろうし、それからマルチプライスということになれば、それがさらに若干緩むとかということはあるかもしれませんが、同値というのは基本的に両方自由に価格つけられるときの話。今回の提案の範囲で、こちらのほうが高騰を抑えられるというような判断は絶対間違っているとは言えないと思う。この点は監視、規制とセットでそういう効果もあるかもしれないというようなことだろうと思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、鍋田さんからお願いいたします。

○鍋田オブザーバー

少し今のお話とは変わってしまいますけれども、先ほど佐藤オブザーバーのほうから西日本での取り組みということで少しお話をいただいた件、私のほうから中地域での3社の取り組みで少しお話をしたことがございます。

少しおさらいになりますけれども、あれはゲートクローズ以降に三次の低速枠のところをインバランスネットティングに使うなど調整力の最適配分に使う、こういうことにチャレンジしていくということで、あのときも皆さんから、中地域3社だけにとどめるのではなくて広げていくべきだというお話を伺っています。

今まさしく進める方向で仕様を検討しているところでございまして、うまくいけば、ぜひそういう広げていくということをやっていききたいなというぐあいに思っています。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

では、新川さんのほうからお願いいたします。

○新川オブザーバー

当方は、あくまで委員会組織でございますので、事務局としての意見にすぎないことは留保させていただきます。

需給調整市場については、商品設計や落札時の評価方法に関して必要な調整力が確実かつできるだけ低コストに調達できるようにすることや、多くの主体が参入しやすくするという視点が重要であると考えています。

今後の詳細設計に当たっては、監視委員会としても応札状況や電源1の活用状況など、現行の調整力公募に関する監視を通じて得た知見なども踏まえて意見を述べていきたいと考えています。

広域調達に関しましては、先ほど菅野オブザーバーからもご指摘ありましたように、kW価格、kWh価格ともに地域差がございますので、広域化はとても重要な課題と認識をしています。将来をにらみつつ、2020年にできるところから進めていく。そのために一般送配電事業者が共通プラットフォームを開発するという方針は理解をいたしますが、その具体化に当たっては、監視委員会としても卸市場の影響等も含めた市場全体の効率化や透明性の確保という観点で意見を述べていきたいと考えています。

12ページについて追加論点でございますけれども、市場を通じた需給調整がより円滑に進むようにするためには、調整力のコストに関する情報がタイムリーに市場関係者に共有されることが重要であると考えていまして、その観点から、12ページの運用に当たっては、それぞれの時間帯におけるkWh価格が公表されることが重要であると考えています。

それから、25ページ、論点⑩に関してでございますけれども、調整力の Δ kWhの決定方式については、当面広域化されない低速枠の三次調整力以外の商品については、各地域で支配的な事業者が存在することを考慮しますと、当面のマルチプライスは理解できると考えておりますが、広域化される部分については参入促進の観点から、将来のシングルプライスオークションも検討されるべきではないかと考えています。

それから、23ページの論点⑩に関してでございますけれども、市場支配力の行使が懸念される場合については、入札価格に何らかのルール化をすべきと考えています。今の松村委員からも監視の重要性についてもご指摘ございましたが、運用についてはしっかりと監視を行っていくことが必要であると考えてございます。

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。

安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員

ありがとうございます。

先ほど私のコメントに松村委員からコストベースでの入札を求める等のコメントがあつて、それが23ページに書いてあるのは今確認して、そういう観点もあるのかなと理解はしました。ただし、私はこの説明を受けてもまだ懸念は持っておりまして、これコストベースでの入札を求められるとしたら、恐らく需給調整市場に電源を出さなくて、ほかのところで、ほかのもっとも出るところに出すという可能性もあつたりしないのかなというようなことも考えますので、このコストベースでの入札というのがどのくらい実質的に意味がある規制なのか。ここで低い価格で入れろと言われたときに、本当にそのような行動をとるのかということも込みで、セットで考えていただきたいなと思ひました。

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、たくさんご意見もいただきましたが、ご質問もいただきましたので、ここで事務局のほうからコメントいただきたいと思ひます。よろしくお願ひします。

○鍋島電力供給室長

ありがとうございます。

2020年のイメージにつきまして松村委員からのコメントがございましたけれども、こちらにつきましては、9月19日の回の議論を若干振り返りますと、9月19日の回では、なるべく早く広域化をするということが重要だというような認識の一致はあつたと思ひますけれども、2020年段階では、連系線をまたぐものについてはシステム改修等々の問題がありますので、できるところからやっていくというような議論になつていたかと思ひます。

その際、需給調整市場の開場時期のあり方につきまして、これについては資料の中では前週に調達するというふうに議論されていたかと思ひます。この前週に調達するものについては ΔkW であると。それで、それに加えてkWhの安いものについて、また当日の断面に近いところで調達するというような議論があつたかと思ひます。

松村委員からのご指摘のところにつきましては、前週の ΔkW の部分につきまして、これを広域的に調達することが可能なかどうか。これにつきまして事務局としては必ずしもそうは思っていないんですけれども、前週には調達できないのではないかというような議論がされているということですが、こちらについては連系線の利用のあり方なども含めて、引き続き技術的

に詰めていくということだと思いますし、松村委員からのご指摘にもあったような一方向に電気が流れていくので、逆方向には流せるのではないかと、どれぐらいのことができるのかというのは、今後技術的に詰めていくものだと考えております。

そういう意味で、前週に ΔkW の確保の時点で三次調整力の広域運用が全くできないと、今この時点で事務局としてそういうふうな認識を持っているわけではございませんで、これは今後広域機関などにおいて技術的に詰めていく話ではないかというふうに考えております。

それから、佐藤オブザーバーから事業者間の連携などについても今後検討されていくのかというふうなご指摘ございました。2020+X年につきましては、今後こういう議論を踏まえて、いろいろな広域運用についての知見が積み重なっていくのだらうというふうに考えております。その中でいろいろな形態の取り組みがなされていくのだらうと考えておまして、そういう意味では佐藤オブザーバーからのご指摘の連携といったところも当然考えられていくのであらうと思います。現時点では、何かの選択性を排除されるということではなくて、あらゆる可能性を考えていくということではないかというふうに思っております。

それから、マルチプライス、シングルプライスについてのご指摘があったところでございます。これにつきましては、確かに非常に難しい、事務局としても難しい論点だとは思っております。書きぶりにつきまして安藤委員からご指摘いただいたところ、確かにちょっと記述不足のところがあったかもしれません。

マルチプライス導入としまして、この表の中にも書いておりますけれども、理由としましては、安藤委員からもご指摘ありましたとおり、現在の調整力公募の仕組みに似ているので運用コストが安いということも確かに理由として考えております。

それから、コストベースの話がございました。これは事務局の資料でもPJMのTPSをご紹介しておりますけれども、実際に今後そういうふうなコストベースのものをやっていくかどうか。その際にどういうふうな実際に監視をしていくかといったところにつきましては、さらに研究や検討が必要だと思っております。現時点ではまだ確たる、こうするというふうに決まったものではないというふうに思っております。

ですので、コストベースで実際になるのかどうかとか、そういうふうに監視をしていくのかどうかというところは、また今後いろいろな観点で検討が必要だと思いますけれども、この26ページの表では仮にコストベースで、安藤委員からそういう前提では必ずしもないというご指摘もいただきましたけれども、仮にコストベースで行われるというところがあるとすれば、相手側に余分なコストがかからないというふうなところありまして、ちょっと書きぶりは難しいんですけども、結論においてはマルチプライスで、まず当面はというところでスタートさせていただけれ

ばというふうに事務局としては思っております。

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、ご意見はよろしゅうございますでしょうか。

それでは、次の議題の「容量市場について」ということで、資料4のご説明を事務局からお願いいたします。

○鍋島電力供給室長

それでは、「容量市場について」ということで、資料4をお開きいただければと思います。

1 ページ目をご覧ください。

1 ページ目につきましては、9月6日の作業部会においてご議論いただいた論点になります。

それから、2 ページ目の論点ですけれども、こちらは10月6日の作業部会においてご議論いただいた論点となります。

それから、3 ページ目が本日ご議論いただきたい論点となります。

本日ご議論いただきたい論点は、下の赤枠で囲ったところ、12、新設・既設の区分、経過措置、13、費用精算の考え方、14、市場支配的な事業者への対応となります。

上の2つ目のポツですが、費用精算の考え方のうち、小売電気事業者の供給力確保義務の考え方などにつきましては、次回以降に別途ご議論いただくことにしたいと考えております。

また、市場支配的な事業者への対応につきましては、本日の議論を踏まえまして、さらに検討を深めることとしたいと考えております。

次のページ、4 ページ目につきましては、次回以降の論点となります。

次回以降では、本日の議論も含めまして、さらに検討を深めるべき論点についてご議論いただきたいというふうに考えております。

5 ページ目をご覧ください。

まず論点12、新設・既設の区分、経過措置について総論となります。

1つ目のポツですけれども、貫徹小委の議論におきましては、新設電源は減価償却の進んだ既設電源と比べて固定費負担が大きいといった観点から、2つ目のポツですけれども、結論として、容量市場の詳細検討において留意すべき点の一つとして、新設電源と既設電源とで市場を分ける等の対応も含めて検討が必要としていたところでございます。

次のページをご覧ください。

総論の続きとなります。

先ほど申し上げたとおり、一般的には減価償却の進んだ既設電源は固定費負担が小さく、相対

的に収益が大きくなると考えておりますけれども、他方で容量の確保という観点からは、同じ量の電気を同様に発電できるという、そういう限りにおきましては、新設電源も既設電源も同様の価値を有すると考えております。

また、新設電源も中長期的な収入見通しに基づいて投資判断を行いますので、かつての新設電源もいつかは既設電源になるということを考えますと、既設電源の支払い額の見通しが減少することは新設電源の投資インセンティブを阻害するという面もあろうかと思えます。

以上のことを踏まえますと、基本的には新設電源と既設電源とで支払い額は分けずに同等に扱うべきと考えております。

他方ででございますが、この下の米のところにも書いてありますが、容量市場の導入によっても中長期的には総コストは変わらないというふうに考えておりますけれども、容量市場の導入直後におきましては直ちに供給力が変化するとは考えにくく、卸電力市場のkWh価格に与える影響は限定的という面もあろうかと思えます。

こうした観点から、容量市場の導入から当面の間は、小売事業環境の激変緩和の観点から、一定の経過措置を講じることも考えたいと思えます。

次のページをご覧ください。

事務局で検討した経過措置の具体案についてご説明いたします。

容量市場導入直後の小売電気事業者の競争環境に与える影響を軽減する観点から、一定期間、容量市場から発電事業者への支払い額を一定の率で減額いたします。その際、減額率は調達容量に占める控除kWの割合に基づくものといたします。控除kWは、2020年の容量市場開設時点から期間とともに減少させます。また、発電事業者への支払い額の減額を、小売電気事業者の負担額の減額に反映させることといたします。

容量市場開設時点の控除kWは、経過措置起算時点以前からの電源の容量（kW）に一定の比率を掛ける形で算定したいと思います。一定の比率につきましては、そうした電源について維持のための修繕費等や追加投資に要する支出等も勘案して定めることとしたいと思います。

次のページをご覧ください。

8ページ目は参考資料ですけれども、モデルプラントのコストについてです。発電コスト検証ワーキンググループの資料を見ますと、LNG火力につきまして、10年目までの固定費と11年目以降の固定費は7割程度異なるということになっております。

9ページ目は、同じく発電コスト検証ワーキンググループの資料ですけれども、これは石油火力につきまして10年目までの固定費と、11年目からの固定費は、同じく7割程度異なるということになっております。

10ページ目をご覧ください。

経過措置のまとめですけれども、先ほど申し上げた経過措置起算時点につきましては、現在進行中の建設案件への影響を防ぐ観点から、現時点より前に設定することが不可欠ではないかというふうに考えております。

その上で、具体的には東日本大震災前後で電気事業をめぐる環境が大きく激変したこと。これは震災後の需給逼迫があったというようなことや再生可能エネルギーの導入が進んできたこと、そういう中で電源確保の必要性などが強く認識されることに至って現在のこの議論に至っているというようなことも含みますが、そういう環境の変化が震災の前後であったということ。それから、10年目程度まで、先ほど申し上げたとおり減価償却コストが多く発生して固定費コストが高いということなどを勘案いたしますと、東日本大震災発生時点（2010年度末）で経過措置起算時点を設定したいというふうに考えております。

容量市場開設時点の控除率につきましては、経過措置起算時点以前に建設された全ての電源の7割としたいと思います。2020年以降、段階的に減少させていくこととしたいと思います。

他方で、2030年時点では、経過措置起算時点以降2020年までに建設された既設電源につきましても、全て建設後10年以上が経過するという。そういうことですので、旧既設電源と新既設電源との公平性を確保するという観点も出てくること。

それから、先ほど原則論として申し上げました新設・既設の価値を設けないというような観点、それから容量市場の開設後一定期間後には卸電力市場価格の価格低減にこの容量市場も寄与していくということが考えられることも踏まえまして、2030年には経過措置を終了させることとしてはどうかと考えております。

なお、経過措置のさらなる技術的な詳細につきましては、本日の議論を踏まえ、必要に応じて広域機関においても検討することとしてはどうかと考えております。

続いて、論点13となります。11ページ目をご覧ください。費用精算の考え方についてです。

まず総論ですけれども、この容量市場におきましては、市場管理者が実需給年に費用負担者から必要な額を回収すると、落札者に支払いを行うというような必要性がございます。この費用負担者につきましては、一般送配電事業者も含まれるというふうにご議論いただいたところです。

次のページの論点13をご覧ください。12ページ目、発電等の支払・ペナルティ精算についてです。

2つ目のポツをご覧ください。発電事業者等への支払い額の算定や支払い方法の詳細につきましては、キャッシュフローや手続の負担をできるだけ少なくするという方向で整理していきたいと考えております。その際にペナルティ額の算定や精算方法もあわせて検討していきたいと考え

ております。

13ページ目をご覧ください。

続きまして、小売請求につきまして基本的な考え方をまとめております。

2つ目のポツをご覧ください。

請求額の算定に当たって考慮すべき点としましては、「小売電気事業者の負担の公平性、明確性、予見可能性」「手続の簡便性」「費用回収の確実性」などが考慮すべき点ではないかと考えております。

14ページ目をご覧ください。小売請求の配分方法の特色についてご説明、配分方法についてご説明いたします。下の表を使ってご説明いたします。

配分方法につきましては、大きく分けて電力（kW）シェアで配分するという方法と、電力量（kWh）シェアで配分するという方法がございます。

kWシェアで配分するという方法の中には、小売事業者の最大電力（kW）に応じて配分するという案1のような案もございます。この案1の考え方につきましては、みずからの電力供給に必要なkW設備の高さに応じて負担する、お金を払うという考え方になります。その際に留意すべき点としましては、こういう方法をとったときに、ピーク時以外に最大電力を出力、出したという事業者についても費用負担を求めるようなことになりまして、そういう意味では設備形成と直結するわけではない、必ずしも直結しないという負担方法になるというところに留意が必要と思えます。

次に真ん中ですけれども、小売事業者のエリアピーク時の電力（kW）に応じて配分するという案も考えられます。この考え方は、ピーク用の設備維持・増強の責任度合いに応じて負担を求めるという考え方になります。このときに留意すべき点としましては、エリアピークの発生時が天候等によって変化するという点も考えられますので、支払い額が変動するとすれば予見可能性が低いという可能性があるかと思えます。

この案につきましては、さらに下に水色に書いてありますけれども、年間ピークをとる案、月間ピークをとる案、日毎ピークをとる案というふうに細分化されるかと考えております。

最後、小売事業者の電力量（kWh）に応じて配分する案5という案も考えられるかと思えます。これは設備の利用量（高さ掛ける時間）ということに応じて負担を求めるという考え方でございますけれども、この案の留意点としましては、この容量市場、ピーク設備に合わせてそういうものを、容量を確保していくというものだと思いますけれども、ピーク設備形成の高さとkWhというのは必ずしも関係していないと、関係が薄いという点に留意が必要かと思えます。

いろいろ申し上げましたけれども、次のページ、15ページに規制料金の算定における固定費配

分方法について例を挙げております。

規制料金の算定におきましては、固定費の配分方法として「2：1：1法」「2：1法」などと呼ばれる複数項目の合成によって固定費を配分する考え方がございます。

2：1：1法につきましては、最大電力2：ピーク時電力1：電力量1を配分する、2：1法ですと、最大電力2：電力量（kWh）1を配分するという方法ですけれども、こういうものが我が国においてとられてきた経緯がございます。

16ページをご覧ください。これは参考となりますけれども、ピーク需要の発生時間帯についてです。

1日の間のピーク需要の発生時間帯につきましては、午前中から夜というふうバラツキが存在すると認識しております。ピーク需要につきましては、季節によって、あるいは平日か休日かといった要素、それからエリアで北海道か南のほうかというようなところでいろいろ特徴はありますけれども、同じエリア、それから8月というような場合であっても、どの時間帯にピークが発生するか。例えば14時に発生するか、16時に発生するかといったところにつきましては、近年のロードカーブのフラット化の影響もございまして、事前には1つには予想できないというような要素があるのではないかと考えております。

17ページ目をご覧ください。小売への請求額算定方法のまとめになります。

設備形成の原因者に多くの負担を求めるという考え方からは、エリアピークの電力（kW）に応じて配分するという方法が自然と考えられるのではないかと思います。

他方で、先ほど申し上げたとおり、エリアピークが発生する時間帯にはバラツキがございます。ピーク発生時の需要量によって配分比率に大きな変動が生じるとすれば、小売電気事業者にとっては予見可能性が低いという問題があると思われまます。

こうした観点から、予見可能性を高めるために、事務局の案としましては、①小売電気事業者の最大電力（kW）に応じて配分する案、または②エリアピーク時の電力（kW）に応じて配分することを念頭に置きつつも、具体的にはということで小売電気事業者の最大電力（kW）を基準とした配分量とkWhを基準とした配分量を組み合わせるとする案の2つを提示しております。

②については、例えば、規制料金でこれまでとられてきたような2：1の方法で配分するという案などが考えられると思います。

詳細につきましては、本日の議論を踏まえまして、さらに検討を深めていきたいと考えております。

18ページでございますけれども、これは米国PJMの事例になります。PJMでは、6月～9月のピーク需要（上位5時間のピーク時に発生したMW）のシェアに応じて決定されると認識し

ております。

19ページは英国の事例でございますが、英国では11月から2月の平日夕方（16時～19時）の需要に応じて負担が配分されると認識しております。

20ページでございます。

発電事業者への支払い額の算定方法、小売電気事業者への請求額の算定方法というところにつきましては、技術的な面につきましては広域機関において引き続き検討を進めていくということではどうかと思っております。

他方で、発電事業者等や小売電気事業者等の事業環境に大きく影響を及ぼす可能性があるということを考えますと、最終的な費用精算の考え方については、政策的な観点も踏まえまして国の審議会において審議することとしたいと考えております。

なお、本日、事務局資料を準備していない小売電気事業者の供給力確保の義務の考え方といった点につきましては、次回以降、別途にご議論いただくこととしたいと考えております。

21ページは、本日は最後の論点となりますけれども、市場支配的な事業者への対応についてです。

市場において支配的な事業者が存在する場合、その市場支配力の行使により、売り惜しみや価格のつり上げといった悪影響が懸念されます。諸外国におきましても、こうした悪影響を防止するために措置を講じている例がございます。

スライドの下の囲みに書いておりますけれども、例えば、垂直型ではなく右肩下がりの需要曲線を置く。それから、特段の理由なく容量オークションに参加しない電源は、一定期間は再び参加することができないこととする。既設電源について入札上限価格を設ける。容量オークションに参加しない電源はゼロ円入札として扱う、または需要曲線の目標調達量から控除する等の対応を設けるといった措置が講じられております。

このうち、入札上限価格を設けるという案につきましては、支払い額につきましては既設も約定価格全額は受け取ることができるというものだと認識しております。この入札上限価格というものは既設電源の入札行動に制約をかけて、既設電源による入札、約定価格のつり上げというものを防止するために講じていただいている措置というふうに認識しております。我が国におきましても、こうした例を参考にしつつ、制度の詳細を検討していく必要があるのではないかと考えております。この点につきましては、本日のご議論を踏まえまして、さらに検討を深めていきたいと考えております。

22ページ目につきましては、昨年11月の市場整備ワーキンググループの資料となりますけれども、説明は省略いたします。

最後の23ページも市場整備ワーキンググループの資料となりますけれども、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容量市場についてということで、皆さんのほうからご意見をいただきたいと思います。

廣瀬委員、お願いいたします。

○廣瀬委員

ご説明ありがとうございました。

順不同で恐縮ですが、費用精算の考え方の中の小売請求の配分方法について、スライドの14ページに案1から案5まで5つの案をご説明いただきました。そもそも容量市場の仕組みを導入する目的、何のために設備を持つのかということを考えますと、それは、エリアピーク時においても十分な容量を確保したいということだと思います。

したがって、案2、3、4の小売事業者のエリアピーク時の電力(kW)に応じて配分という考え方が最も適切なのではないかと考えます。

案2か3か4かというのは技術的な違いであって、強い優劣はないかと思えますけれども、事業者の事務量のご負担から、案2がよいのではないかと考えています。

電力量(kWh)のシェアで配分するという案5に関してですが、エリアピーク時以外の時間帯にどれだけ電気を売っているのかという観点、先ほど申し上げました容量市場導入の目的の観点と必ずしも重ならないと思います。そう考えますと、案5は適切ではないと思います。

また、スライドの17ページに①、②と案をいただいておりますけれども、そのうちの②に関しては、電力量(kWh)を基準とした配分量を一部組み合わせることですから、これも適切ではないのではないかと思います。

なお、先ほど適切だと申し上げました小売事業者のエリアピーク時の電力(kW)に応じて配分するという案につきまして、留意点として予見可能性が低い可能性があるということが指摘されています。私は、これでもある程度の予見可能性はあるので、これが大きな問題となる可能性は低いのではないかと考えています。もし、この点が問題であって、小売事業者のエリアピーク時の電力量(kWh)に応じて配分する案では解決できないということであれば、案1の、各小売事業者の最大kWに応じて配分するという、この案でも結構だと思います。

以上をまとめますと、電力量(kWh)を勘案した配分をする案というのは考え方として適切で

はないという意見でございます。

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、曾我委員からお願いいたします。

○曾我委員

私から1点、論点12の経過措置についてご質問でございます。

経過措置による既存のIPP事業への影響について、9月の作業部会では既存の相対取引を当事者間で見直すことによって、従来分と実質的等価な取引が実現できるというご説明もいただいたところと思いますが、この見直しについては発電事業者、小売事業者双方で納得できる合理的な内容とすることが合意形成の前提になると理解しております。仮にこの経過措置の適用ある場合について、小売の負担の減少金額と、発電事業者への支払いの減少額がその関係者間で同額であれば、バランスすると思いますが、仮にそうではなくて、最終的にどちらかが費用の負担をしなければならないのであれば、既存契約の見直しをスムーズに行うことができるのかといった実務的な問題が生じる可能性があるように思いました。

特に既存のIPPプロジェクトの中で、金融機関から融資を受けているような場合には、基本料金部分について全額回収を見込んで想定されるキャッシュフローを前提に融資を受けている等、利害関係者が存在する場合もございますので、実務的にどのように対処すればよいのかとの点について、私の理解が及んでいない点もあるかもしれませんが、関係者の中で整理できるのかという点がございます。

また、仮に何らかワークしない可能性があるとした場合に、この経過措置の必要性は十分理解しているつもりですが、許容性や合理性の観点から手段としてこの内容で適切なのかといった点の検証も必要になるかもしれないと思ひまして、質問という形で発言させていただきました。

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、後ほどまたお答えいただきたいと思います。

それでは、松村委員お願いいたします。

○松村委員

まず費用精算の割り当て。kW、kWhというところが出てきています。私は特に強いこだわりはないというか、もともとこの設定からして、ピーク対応でkWが確保できていれば、他のところは作業停止等の調整は必要かもしれないけれども、そういう調整をすれば他のところも足りるとい

う発想からすると、ピーク時のkWに応じて課金するのが一番自然なやり方だと思います。

kWh比というのが出てきているとしても、例えばイギリスの例とかを出していただいているわけですが、決して全時間帯のkWh比ではなく、ピークの時期のkWh比ということであれば、全時間のkWh比よりは合理的かと思います。

そういうようなことで考えるなら、強いこだわりを持っている人に、その中で一番合理的なものを選んでいただければいいと思っています。しかしこれだけは何としてでも避けてほしいと思っている点があります。現時点では荒唐無稽かもしれないけれども、例えば春とか秋とかに電気が大量に余っている状況下で、そのときには大量の電気を使う。つまり社会的な限界費用がほぼゼロだというような局面では大量に使う。実際、そういう事業者は2024年でも現れないとは思いますが、極端なことを言うと、電気代がほぼただのときに水を電気分解して水素をつくる事業者が仮にあらわれたとして、でも、ほぼただのところではかやらないので、そこでkWのキャパシティの制約になるとは思えな。

そういう人に売っている小売事業者が、しかし、春とか秋とかでは特定事業者に関してはたくさん消費するので、結果的にこの負担が大きくなるのは、やはり制度の設計として変だと思う。どんな形にしたとしても、ある意味で需要のとても高い時期、それはピンポイントでピークが出たときとするのか、夏、冬だけに絞るのか、いろいろな選択肢があると思いますが、そこでのkWにしていきたい。その意味で言うと、月ごとのkWという案は、私はそういう意味ではとてもよくない案だと思います。

そういう事業の将来の事業の芽を摘まないように合理的な配分方法を設定していただければと思います。どれを選んでもそうなると思いますが、その点について大きな弊害が出るようなものであれば、反対せざるを得ません。

次に、新設・既設の区分について区別しないという案が出てきているかと思っています。合理的だし、ある種廃止するというインセンティブをゆがめないというためには確かに合理的だと思います。ただ、前回にも言いましたが、J-POWERのほうから再三にわたって、この委員会だけではなく、別の委員会でも再三にわたって実際の採算は15年程度を見てやっているのだと。そこでコストが回収できなければ投資しないということはちゃんと考えてほしいと。この意見を別の局面で取り入れるのであれば、私はこの案はとてもまずいと思います。つまり、既設と新設を区別しないというのは、相当まずいのではないかと考えています。

つまり、実際に投資するかどうかという意思決定は、15年だけじゃなく、16年目、17年目、18年目でも、ちゃんと動いていればお金がもらえるということであれば、ある意味でそれを当てにして投資の意思決定に影響を与えるということであれば、16年目、17年目、18年目に払うという

のもつかみ金にならない。実際の投資の意思決定は、16年目以降のところは基本的に関係ないということだったとすると、本来、この制度は新規の投資のインセンティブを一定程度与えたいという目的でやっているのにもかかわらず、そこに資することのないようなものにもお金を払うということになり、結果的にはkWhの供給増をもたらさないようなものにお金を払うことになる。この後議論する経過措置と似たような問題が起こってしまう。

ただ、私自身は、16年目、17年目、18年目のものだって、ちゃんと払われるという当てがあれば、新規の投資に影響を与えたいと思いますから今回の事務局案に賛成しますが、しかし、つまみ食いのこの新設・既設は区別しないという議論のときには、そういう将来のところのものも影響を与えたいしながら、実際には15年程度でやるということが別の局面で出てくると、とても困る。あの意見は基本的には採用しなかったという前提であれば賛成しますが、もしそうでなければ、懸念があります。

こういう場で言うのは余り適当でないのかもしれませんが、例えばもし——そんなことは絶対ないと思いますが、風力事業者が、自分たちは8年間で回収できなければ絶対投資しないと、仮に公言していたとして、FITの支払い年限を何年にしようかという議論をするときに、8年以降のところは投資に関係ないなら、FITで支払う年限も8年にするのが私はとても自然な気はする。そこで将来にわたって入ってくるのが基本的に関係ないと、これほど事業者が明確に言われているのにもかかわらず、もしFITの年限を、8年を超えて設定するのはどうかしているような気がする。それと全く同じ構造なのではないかと思っています。

そういう意味で、ここは、あの意見は、申しわけないですが、採用しない前提であれば、今回の案は支持します。

次に、一番もめるであろう経過措置です。これだけ抵抗が強い中で、初年度7割減というのは相当大きな数字を出していただいた。事務局案を本来ならば、すごく高く評価しなければいけないところですが、この7割減というのは、この理屈は、ほぼkWhでは1円も固定費を回収できなくて、容量市場でほぼ全部回収するつもりだという理屈に立つと、この3割認めるというのは正当化できると思います。しかし常に限界電源になるという想定は荒唐無稽。私は3割認めるというのは、もうほとんどあり得ない想定をして、認めうる上限が出てきていると理解しています。

しかし、だからといってkWhでどれだけ回収するというのが合理的かという問いのに対して、具体的に数字を決めつけるわけにはいかないのが、今回の事務局案のように、ある意味で上限の3割を認めるということをするのは一定の合理性があると思うので、不本意ながら支持するということだと思います。しかし、これでも少な過ぎるなどというようなことを、もし事業者がこの後言うようなことがあるとすれば、それはどれだけ制度をゆがめようと思っているのかというよ

うなことが衆人の前で明らかになると思います。さすがにそんなことは恥ずかしくて言えないと思います。これは上限として、でも他にかわる数字がないということで一旦受け入れます。

次に、経過措置で10年間でだんだん減らしていったという、この期間は、私は絶対に短過ぎると思います。

以前、連系線の既得権益を、制度が変わるのにもかかわらず認めるときには、10年間フルに認めた。今回の場合には10年間ですが、だんだん減らしていくということなので、直線的に減らしていくとすると、平均的に見れば、5年間フルに控除したというのと同じだけの控除になるはず。そうすると、これは実質的には5年間の経過措置というのに限りなく近くて、それは連系線の利用で10年認めたというのに対しては余りにもバランスを欠くのではないか。もし、それをやるとすれば、本来は20年とすべきなのではないか。

一方で、私は連系線の既得権益を保護するということには10年は長過ぎるということを強硬に主張していた人間が、今度はそれを前提にして20年というのは若干矛盾しているような気もして、むしろ、あっちのほうの間違っていただけかもしれない。10年のほうがむしろ合理的かもしれないというのはあり得ると思うのですが、一旦あちらで10年というのを認めておいて、こっち、既得権を認めるほうに関しては10年というのは、バランスを欠いて消費者利益を軽視していると思います。

それに関して、このような経過措置を設けるのが、手段が妥当かどうかというような議論に関して異議があります。それはもらえて当然だということを前提として経過措置と考えているならそういう発想になるのですけれども、そうじゃなくて、もう既に容量市場を当てにしないでつくられた電源は、本来もらえなくて当然というところから出発すると、それでも出発点で3割、最終的には10割もらえるような制度にするわけですから、それが正当かどうかという観点から見ていただきたい。

最後に、今言ったことと矛盾するようですが、もしこれで10年というようなかかり甘い制度を設計するということをしたとして、それでも事業者ごとに割り当てるというのに関しては、オペレーションのコストがすごくかかるのではないかと懸念が広域機関では一部の委員から出ていたと思います。もし対象事業者が多過ぎる結果としてオペレーションのコストが大きくなり過ぎるということであれば、例えば裾切りのように、100万なり、200万なりというような量を設けて、経過——ごめんなさい、経過措置の起点時点です。ここで言うと2010年という提案が出ているわけですが、そこで100万なり、200万なりというのに到達していないようなところというのは、もうこれを設けないとかということにして対象事業者を絞り込むやり方はあり得るかと思います。

そのような選択肢があり得るということを前提としてトレーサビリティが難しいとか、だから全体として経過措置を葬り去るとかという議論にこの後ならないように、そのコストを下げるといやり方は幾らでもあり得ると思います。

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、OCCTOの佐藤さんからお願いします。

○佐藤（悦） オブザーバー

すみません、先ほど曾我先生がおっしゃったことに関して、ちょっと見解を。

もちろん、相対契約をしている方によって、場合によっては相対契約を結んでいる方同士がもらう額、支払う額というのは完全に一致しない可能性はあると思います。ただ、それを心配されるのはもちろんあると思いますが、マーケットしか相手にしていないというか、マーケットのみからしか調達をしない小売事業者の方というのは、ここに「小売事業環境の激変緩和の観点から」というふうに経過措置に書いてありますけれども、もっとはるかに大きな事業環境の変化を受けるわけですので、そうすると、それを考えると、およそ相対契約で多少金額が変わったことが極めて重大と考えると、そもそもこの措置自体がやりようがないんじゃないかという気もしまして。

ということもあって、この経過措置で事務局の提案でも「小売事業環境の激変緩和の観点から」というのも書いてあるんじゃないかなという気がします。全く関係ない話ではありますけれども、もし、それこそ先ほどの連系線のように、まさに相対同士で、この人たちがプラスかマイナスかというのはあれですけれども、今回の容量メカニズムは小売事業者で非常にマーケットにおいて相対契約がない人に関しては、非常により大きな事業環境の激変の可能性が高いということをさらに重視をすべきではないかと思います。

○横山座長

よろしいでしょうか。ありがとうございました。

それでは、大山委員からお願いいたします。

○大山委員

既にいろいろご意見出ていますけれども、小売請求配分方法について、ちょっとコメントだけさせていただきますと思います。

容量市場の基本は、ピーク時にちゃんと供給できるというところにあると思いますので、そういう意味では、私は基本は年間のピークになるというのが一番素直な考えだというふうに思っ

います。

月間ピークとか日毎のピークというのは、例えば定期補修なんか考えると春・秋も厳しくなるとか、いろいろなことはありますけれども、それはそれで、厳しくなってくればもちろん考える必要はあるんですけども、第一に考えるべきは、やはり年間ピークだろうなというふうに思います。

あと小売事業者の最大電力に応じて配分というのは、先ほど松村委員からお話があった春や秋に使う人という話がありましたけれども、例えば、春や秋にピークのある事業者と夏ピークの事業者が合併すれば、ピークが変わっているので、足した額より払う額がかなり減るということになるはずですよ。

ということは何を言いたいかというと、需要には不等時性があるので、規模が大きい事業者ほど全体の事業者ごとの最大電力ということだと、どちらかというと有利になるという面があると思っています。

そういう意味では、案1から案5の中で、2、3、4、5は規模に関係なく同じように、要するに小さい事業者が合併しても変わらない。だけれども、案1だけは合併したら変わるかもしれないというので、ちょっと性質が違うなというような気がしております。

というのも含めて、私は基本は案2の年間ピークだというふうに思っています。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、安藤委員お願いいたします。

○安藤委員

ありがとうございます。私も同じく費用精算の考え方（小売請求の配分方法の特色）というところで、私も案2がいいのかなと思っています。

容量市場は最大ピーク時に発電が足りることが目的だというふうに考えてはおりますが、そのピークを引き下げると。ピーク時の利用をあえて避けるような行動を誘導するということも大事なかなと思っています。

では、小売事業者が払うとしても、結局は需要家が負担するという観点から、案1、小売事業者の最大電力に応じて配分するとなった場合に、需要家であったり、また小売事業者がどのように行動するかと考えてみますと、別にピーク時から動かす必要はないんです。自分の通年で最大電力をできるだけ引き下げる。つまり、平準化する方向に行けばいいんですが、ピーク時を減らそうという行動はとらないと。

2番目のエリアピーク時の電力に合わせて配分するという場合には、ピークを避けるという方向での行動をとる可能性があって、3番目のトータルの量だけが大切というものと、ピーク時だろうが関係なく使ってしまうという観点から、エリアピーク時の電力に応じた配分としたときが一番そこを下げて、実質的な負担を減らそうというインセンティブが働いて、ほかの時期に逃げようとするのではないかと感じました。

そういう観点からは、エリアピーク時の電力に応じて配分するのがいいのではないかと感じました。

以上です。

○横山座長

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。

まず今回経過措置につきまして取り上げていただきまして、ありがとうございます。新電力といたしまして、非常に重要なテーマであると認識しております。

その上で、こちらの7ページの図に従って今回の事務局案を考えた場合、現在議論されているタイムスケジュール、話をわかりやすくするためにタイムスケジュールに従って考えますと、例えば、こちらの左から2番目の容量市場開設時が2020年、その右でございますが、容量市場の受渡時、こちらが2024年となります。我々、小売事業者にとりまして負担が始まるこの2024年に相当する控除率というのは2010年、70%が10年間でゼロになるというところを見ますと、2024年は42%になるのではと認識しております。

もし、今私が申し上げた考え方に従うのであれば、実質2024年というところの42%がスタートになるんじゃないのかと思ひまして、一方、電源というのは2010年以前に運開しているものということですので、こちらの2024年段階では、ほぼ償却済みであることが想像されます。

ですから、そういった意味で、非常にこれ感覚的に物を申し上げてしまいますが、42という数字は少ないのでは。ですから、2024年42でスタートして、それが2030（年）にゼロになるということであるとしたら少ないのではと感じました。

我々、調達電源の一つとして相応の割合をJEPXに依存しておりますので、制度導入前後における事業の連続性の観点からも、もう少しこちらについては考えていただけたらというのがまず感じたところでございます。

ただし、前回お話しさせていただきましたとおり、今後は、ほかの制度の導入インパクトも勘

案した上で、我々新電力として最終的なトータル収支がどうなるのか。その点を確認しながら経過措置の具体的方法ですとか、あるいは論点13の小売への請求額算定方法についても決めていくべきではと考えております。

このような議論をする場合、今回の容量市場も、あるいは前回のベースロード電源市場も、最終的に市場における約定価格にてコストが決まる以上、このタイミングにおいてコストインパクトの検証というのは余り意味がないのではと、そういうご意見があることも我々十分認識しております。

ただし、かつてRPS制度の導入を議論した際に、2001年に当時の新市場拡大措置検討小委員会の中で各事業者が実際に参加した形でのシミュレーションが実施されております。実は私個人の話になって恐縮なんですけど、私自身もそのシミュレーションに参加させていただいておりました。もちろん、16年前のことですので詳細というのは余り覚えていないのですが、こちらのエネ庁さんのほうに各事業者の方が集まりまして、丸一日かけてゲームのような形でシミュレーションが実施されたということは、うっすらと記憶しております。

背景含めた当時の状況というのを当然私、正確に理解しているわけではないのですが、現代でもネットでこの当時の資料、小委員会の報告書というのが確認できるんですが、そちらの資料の中身から推測いたしますと、このシミュレーションが実施されたタイミングにおきましては、RPSの導入というのは正式に決まっておられません。また、導入後、一部の小売業者に適用されることとなりました経過措置の内容についても、このタイミングではまだ議論されていなかったと思われまます。

ですから、もちろん、シミュレーション上の約定価格ですので、実際そのまま実際の取引価格になるとは思えませんが、我々の立場からすると、これはこれで非常に意味のあったことではないかと思っております。

我々多くの新電力にとりましてコストインパクトのある新制度が最後は約定価格で決まるという点につきましては、制度の全貌が見えていない現状とともに不安感を増長させる要因になっているのではというふうに感じております。

そのような点に留意していただきまして、その上で新制度導入に伴う事業者のコスト負担がどのようになるのかという視点から、ぜひこれからの議論、特に今回のような経過措置ですとか、あるいは約定価格の決定に大きく影響を及ぼすような事項の協議につきましては、実施していただければと考えております。

繰り返しになりますが、本日取り上げられたテーマは、新電力にとって大変重要な内容が含まれておりますので、選択肢を早急に絞り込むなどというような拙速な議論というのはできる限り

避けていただきまして、時間をかけて結論を出していただけたらと考えております。

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、私からも論点12の経過措置について少し意見を述べさせていただきたいと思います。

ただいまの斉藤オブザーバーと若干立場が違うところがございまして、私どものような相応の発電規模を持つ新電力にとっては、実は経過措置は必ずしも喜ばしいものとは言えない側面もございます。しかしながら、小売市場の活性化という新電力共通の重要な政策目的に照らしますと、事務局資料にありますとおり、何らかの激変緩和措置は必須であり、経過措置を設ける方向で検討を進めていただければと考えております。

それを前提といたしまして、新電力の電源の実態をご紹介させていただきつつ、最終的には経過措置の起算時点について少しご考慮いただければというところがございますので、コメントをさせていただきます。

小売の自由化が決まったというのが大体99年です。私どもも含め、そこから参入を決めた新電力が電源の建設の検討を始めまして、検討から環境アセス、建設期間、全部合わせますと、最短でも7年、大体10年ぐらいのリードタイムが必要になりますので、今世の中にある主な新電力の電源というのは、恐らく2008年前後に運転開始しているものがほとんどではないかと思っております。

これらの電源は、以前から話に出ていますように、事業期間15年という中で、ファイナンスや長期の保守契約を組んでおりますし、設計仕様そのものも15年の耐用期間ということで考えております。2020年時点というのは、これらの電源がまだ事業期間の範囲内で、なおかつちょうど更新のための投資を判断する時期にぶつかるというのが実情でございます。

我々の電源というのは、残念ながら旧一般電気事業者さんのような電源のつくりをしていないものですから、更新投資に一体どれぐらいのお金がかかるのかというのは、これから初めて直面する問題です。恐らくガスタービンのローターの入れかえだけではなく、排熱回収ボイラも相当な部分を入れかえなければいけないのではないかと考えておりまして、新設並みとまでは申しませんが、かなりの投資が必要になるのではと、今、実際に検討を始めて感じておるところでございます。

そういった中で、容量市場から幾分かの支払いを受けられるというのは、私どもが更新投資を検討する際には、当然ながら、事業性の向上と投資回収の予見性の向上という意味で非常に大きな役割を果たすわけですが、控除がどれぐらいの割合で出てくるのかは、事業性評価に直結してくる問題でもあります。これは本当に——少し身勝手なお話に聞こえるかもしれませんが、できることなら、こういう新電力電源が経過措置の対象にひっかからないような、そういった起算時点の線引きの仕方はできないものだろうかと考えておるところでございます。

実際のところ、小売市場の活性化のために新電力の電源が果たしている役割は、過去も将来も非常に大きいというところにも1つ大きな意味があるのではないかと考えております。

ただし、起算時点をかかのぼれば、それだけ経過措置の対象の電源が減ることになりますので、先ほど斉藤オブザーバーからも意見がありましたとおり、小売事業者の負担は増えるという形になります。

ですので、こちらからのお願いとしては、先ほど申し上げたような新電力電源の実態があることをご理解いただいた上で、供給力確保に向けた効果の部分と小売事業者の負担がどういう関係になるのか、これは斉藤オブザーバーがおっしゃった定量的な評価というところと全く同感でございますけれども、ぜひそういったところを見ながら、起算時点、あるいは控除率につきましても、ご検討をお願いしたいということでございます。

私からのコメントは、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、大橋委員からお願いいたします。

○大橋委員

2点ありますけれども、1つは14ページ目、費用精算の部分ですけれども、考え方としては容量市場で顕在化されたkW価値をきちんとシグナルに基づいて小売事業者が行動する。そういう行動を促すような形の費用精算のあり方であるべきで、ではどういう方向に行動を促すべきかという、容量市場のそもそもの目的を考えてみると、供給信頼度が確保できるだけkWをきちんと担保するというような考え方からすれば、そのkWをいかに効率的に減らすのかという方向でのこの小売事業者へのインセンティブをきちんと働かせるということなのだと思います。

そういう意味では、供給信頼度とピークとが結びついているのであれば、ピークを減らすような方向での費用分担のあり方というのが恐らくいいのだと思うんですけれども、他方で、シグナルとして行動を促す際に予見性がないということだと、そもそも行動できないということなので、ここは結構問題かなというふうに思います。

だから、この予見可能性をいかに高めてやるのかというのは極めて重要な問題で、もしこれ予見可能性が難しいのであれば、では、なるだけ効果的に彼らの行動を促すやり方というのは何だろうかということをも分考えてやる必要があるんだろうなと。

そういう意味で、案1というのはある意味——まあ、意味があるかどうかわからないけれども、エフェクティブにはkWは減るようなことにはなるんでしょうけれども、そもそも容量市場の目的にかなうような効果があるのかどうかというのは若干見えなくて、その点で予見可能性を高める案が17ページ目にあるわけですけども、必ずしも僕はこれを理解し切れていなくて、①、アワーの議論というのは明らかにおかしいだろうなというところだけはわかりますけれども、その予見可能性をどうやって高めてやるのかというのは、今後議論させていただければなというところなのかなというふうに思います。それが1点目です。

2点目なんですけれども、よって、容量市場で顕在化されるkW価値というものが正しく顕在化される必要があるということだと思います。そういう点で言うと、7ページ目の経過措置というのは、この下の図というのはすごくわかりにくい図だなと思って見ているんですけども、そもそもは卸市場から多分収入がとれるので、その収入分は抜いて、費用からその分を引いた額が容量市場で手当てされる最低限の収入に当たる部分で、それをkWで割った部分でみんなビッドするんだろうなというふうな感じているわけですけども、これを既存のところできりに割り引くと、結局容量市場でつく価格というのは安くなるんだろうなというふうなことになるのかなと思います。

そうした本来正しくkW価値を反映されるべき市場で下方のバイアスを掛けることの経済的な影響というところが何なのかということもきちんと議論しないと、コストベースで勝った、負けたとかという議論、それも重要だという事業者はいらっしゃるかもしれませんが、それ以上に経済価値、せっかくシグナルをつくるわけだから、そうしたシグナルが正しく発現されて、正しい行動に結びつくというところの理論的なところというのは少なくともきちんとやらないといけないんだろうと思います。

そこでちょっとよくわからないのは、7割って、この固定費の話ですよ。これは7割減ということを行っているのかもしれないんですけども、例えば、私は、長寿命化のインフラのコストとかがたまに見せていただくんですけども、多分40年もつインフラだと減価償却って多分15年、これ法定だと思いますけれども、15年で多分とまらなくて、場合によっては15年前に保守・修繕入れることもあると思いますし、また15年から40年の間にも多分入れないと長寿命化しないと思うんです。

そういうことで言うと、この7割違うというのは、これモデルプラントそうですけども、実

で見たときにどうなんだろうな。実はこれとは違うのだろうなということは思います。

実務の方はたくさんいらっしゃるので、そうした実務的なところもきちんと見た上で、議論をやられたほうがいいんだろうなというふうな印象を持っています。

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、小宮山委員からお願いいたします。

○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2点コメントがございまして、まず小売請求の配分方法の特色から申し上げますと、私も年間ピークを支持させていただきます。容量市場の制度の趣旨からいたしまして、電力システム全体の火力の計画外停止率や再エネのkW価値、それぞれの電源の特性を踏まえた上でシステム全体のアデカシーを入札で一括してkWを調達するという、そういう趣旨からいたしまして年間ピークという案が自然で、非常に受け入れやすいのではないかと思います。少なくとも年間ピーク、もしくは年間ピークを考慮に入れた制度の設計というのが非常に必要なのではないかと私自身は感じております。

最後の点でございすけれども、経過措置の10年間、2030年で経過措置を終了させることは、こちらの事務局の案、既設電源と新設の公平性を確保するという観点では、ここで言うモデルプラントを参照する限りでは、非常に合理的なご意見と私自身思っております。

それで、今後仮にこの10年ということを決めるということで、案としても私は賛同するところではございすけれども、今後10年の市場の環境が大きく変化しなければ問題はないのかもしれませんが、再エネとか燃料価格とか、非常に火力等の電源への事業性に悪影響が万が一急激に起こる場合には、そうした点への安定供給の措置も十分に確保した上でこうした経過措置というのは議論すべきなのではと私自身は思っております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

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。

私は経過措置に絞ってコメントしたいと思うんですけれども、大橋委員がおっしゃられた点で、

私もそこは賛成で、8ページ目等で、ここではモデルプラントで減価償却費がもう切れているような形になっていますけれども、実際にはメンテナンスする等で、そこも後もかかっていくんだろうというふうに認識していて、そういう議論もあって、減価償却年数が何年がいいのかという議論がこれまでも起こってきているんだろうというふうに理解しています。

だから、そういうものも含めながら検討が必要で、そういう意味で今回は10年という、基本10年という話が出てきている部分に関しては私はちょっといろいろある——まあ、本当に10年がいいのかどうかという議論はあるけれども、このあたりで妥当なんではないかなという気がしています。

それで、松村委員が連系線のところで10年認めてというお話はなされたんだけど、私の理解だと、連系線の場合は優先のところでは先に契約がもともと10年で抑える、10年の契約ということになっていたのだから、そういうルールを踏まえて10年というふうにしたというふうに理解していて、それと、そこで10年にしたから、ここはもっと長いべきだという話は、ちょっと論理的に完全に合致しないんじゃないかというふうに考えています。

もともと容量市場という部分を考えてときに、だんだんFIT電源と再エネが入ってくる中で、将来的にkWh市場が価格が低減していく可能性があるということも踏まえて、設備費を回収し切れなくなってくるということがあって、この容量市場というものは検討してきているわけであって、そうしたときに——ただ、もちろんここで書かれているように、それがすぐ顕在化するわけではないので、そういう意味で何年か経過措置を設けるというのは妥当性のある話だろうというふうに思うので、そういうバランスで考えたときに何年がいいのかという議論をすべきで、そういうことを踏まえると、ここでの事務局のご提案については、私は基本的には賛成したいというふうに思います。

それで、ちょっと別の論点で曾我委員がおっしゃられて、佐藤オブザーバーがコメントなさいましたけれども、私もその点は若干は気になったんですけども、要は普通でいくと、いつて来いになるんだけど、これでいくと、新設に関してはそのままであって、既設に関しては割り引くということによって、いつて来いにならない可能性もあるということだろうというふうに認識しています。ただ、プラントごとで契約すれば、別にそういうことはないと思うんですけども、事業者返金みたいな形で——まあ、契約の仕方によるんだろうと思うんですけども、いつて来いにならない可能性はあるんだろうと思いますけれども。

ただ、では、どうすればいいのかということを考えると、経過措置は必須だというふうに思って考えると、では新設も既設も区分せずに、もう全部一律で控除するというようなことをとれば、その問題は解決できるんだろうという気がするんですけども、ただ、そうした場合に今度全部

割り引くと、逆に高い価格をつけて、全部割り引かれることがわかっていると、そこで高い価格をつけて、結局かわりがないんじゃないかなという気もするので、そうすると、その案も難しいかなというふうに思うと、ちょっと私の——まあ、もう少ししっかり検討したほうがいいと思うんですけども、今の暫定的な感じでは、この案で仕方がなくて、特定——まあ、差金契約みたいなのを結んだとしても、そこで問題は生じる可能性はあるわけですけども、そこはガイドラインか何かで別途こういうやり方をしてはどうかということの規定する形で逃げるしかないのかなという感じでちょっと思いました。

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、次は波多野さんお願いします。

○波多野オブザーバー

どうもありがとうございます。

先ほどから新設・既設の区分についてのお話が続いておりまして、私どもといたしましては、新設と既設の区分をしない方針及び経過措置を導入するという事務局の方向性について支持いたします。東京ガスの佐藤さまの新規参入者の発電事業については考慮すべしとのお考えも妥当ではないかとも思いましたが、一方で、松村先生等からご発言のあった負担額の増の観点から考えますと、やはり事務局が提案された新設・既設の区分をしない経過措置を導入するという方針が妥当ではないかと思えます。

ただ、急な制度導入によって競争環境が阻害されるおそれも否めないと思っております。可能であれば、先ほどイーレックスの斉藤さんのほうからもコメントございましたけれども、具体的な経過措置に伴う控除率ごとの発電事業者、小売事業者へのインパクトをシミュレーションなどによって試算していただければと思っております。

その結果によって、制度導入当初の控除率を高くするとか、小売事業者などへの配慮というものも検討いただければありがたいと思っております。

あと、先ほどから相対契約での容量価値のやりとりについて、いろいろご議論がありましたけれども、私どももこれから小売事業を進めていくに当たりましては、市場からの電力調達にも重きは置きたいのですが、一方で相対電力からの調達にも、トライしていきたいと思っております。その際の容量市場の価値のやりとりや取引分のオフセットの在り方についても整理していただければ、今後の事業計画の検討に当たって大変ありがたいと思っております。

私どものほうからは、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、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。

経過措置のところについてで、いろいろ議論が深くなってきていますけれども、今回、容量市場の導入直後の小売事業者の競争環境に与える影響を軽減する観点から一定の経過措置を設けるといったことで整理をいただいております、これはもって制度導入直後に需要家の負担が急増加したりといったようなことを回避できる効果が期待されると思いますので、まずもって経過措置を設けるということについて賛同をしたいと考えております。

いろいろとコメントを準備していたところですけれども、先ほど東京ガスさんから、実態として新電力の発電所が運開したタイミングの話がございました。当社も規模が小さいものですが、同様の時期に運開している自社の発電所がございまして、そういったことを考えると、同様の要望は抱えているところでございます。

8ページ、あるいは9ページにモデルプラントの図がございまして、先ほど委員の先生方からも、必ずしもこういう固定費支出の形ではなくて、運転継続のために資金的支出が伴うんではないかとおっしゃられていたかと思えますし、まさにそうだと認識しておりますけれども、少なくともこのモデルプラントを参照されて、固定費といったものに着眼をして経過措置対象の起算時点を考えるのであれば、15年間というところでの減価償却期間で節目を見るというものすっきりして明確かなというふうに思った次第ではございます。ただ、今日のご議論を踏まえまして、何人かから出ています、私も先日の作業部会で発言させていただきましたけれども、全体のシミュレーションみたいなことが必要ではないかなと考えておりますので、ここにつきましては改めてお願いをさせていただきたいと思えます。

それから、これも関連するコメントがございましたけれども、7ページのところで、今回、経過措置で発電事業者への支払いを減額した分を小売の負担額の減額に反映させるという記載までは書かれているものの、これをどういうふうに配分するかというところは非常に小売にとって、気になるところでございますので、今の相対電源の契約が存在するといったところもご配慮いただきまして、さらに引き続きご議論、検討をお願いしたいと考えております。

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、又吉委員からお願いいたします。

○又吉委員

ありがとうございます。

私のほうからは、経過措置につきまして発言させていただきたいと思います。

基本的には容量確保という観点からは、新設も既設もkW価値は変わらないので、同一価値に対して公平な支払いが担保されないと市場がゆがんでいくということに懸念を持っています。また、経過措置の適用により、事業者の経済合理的な活動が阻害される可能性ということにも懸念を持っておりまして、経過措置を設けること自体に、私はまだ違和感があるという意見を持っております。

また、仮に経過措置を導入するとしても、経過措置期間や減額率をどうやって整合性をとって説明していくのかということが非常に難しいのではないかと考えています。

資料の8から9ページ目に、いわゆるモデルプラントの試算の中で新規電源の固定費が10年後には3割まで減ると。だから、7割支払い額が減っても、償却を除く固定費の回収がスコープに入るというイメージが示唆されているようにも見えるんですけども、実際には容量市場における約定価格が新設の1年目の固定費をカバーできるという保証はどこにもなく、アメリカのPJMを見ていまして、そういう状況にはなっていないと。

そういった場合、既設電源は償却費を除いた運転維持費さえ維持できないと。さらに改良投資の判断もできないといった場合に、市場退出が選択されるケースというのは想定されるんじゃないのかなと思っています。

その場合、果たして経済合理的に供給力が確保されるのか、やっぱりシミュレーションを通じた精査が必要なのではないかというふうに考えています。

あと最後に、小売事業環境の激変緩和の観点から経過措置を講じるということなんですが、この経過措置というのは、何度かご意見ありましたが、新電力間の公平性を損なう可能性があるのではないかという点を懸念しています。もちろん、市場設計議論に際して発電と小売は分けて整理することは非常に重要であると理解しているんですけども、しかし、小売市場では一定の事業リスクを負って、震災前に自社電源を建設して、発電から小売のバリューチェーンで市場参入した事業者も決して少なくはないですし、重要な役割を担われているのではないかと考えています。その事業活動において、公平な競争を阻害するようなことになりかねない制度というのは、やはりちょっと配慮が必要ではないかというふうに考えています。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、鍋田さんのほうからお願いします。

○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点ほどお話を申し上げたいと思います。

まず費用精算の考え方ですけれども、皆さんお話になっているとおり、私も容量市場の趣旨に鑑みますと、kWhではなくてkWを用いるのが自然だと思っています。そのときに、小売事業者の供給力、小売事業者の最大電力に応じて配分する。これも一理あると思いますし、それからあともう一つは、ピーク需要をカットできるということで行きますと合理的な設備形成になりますので、ピーク需要を用いるということもあると思っています。

ではどこにピーク需要をとるのかということについて、夏の夏季昼間帯に限るかどうかは、今広域機関のほうでも信頼度評価の評価方法を検討されているので、それとの整合を考慮して検討を進めていけばいいのではないかといいに思います。

それから、2点目でございます。やはり経過措置のところですけれども、皆さん、いろいろなご意見ございましたが、発電事業というのが今新設・既設問わずにいろいろ投資回収の不確実性が高まっておりますし、再エネが入ってきていて電源の稼働率は低下し、非常に厳しい環境にございます。容量市場は、そうした中でも中長期的に必要な供給力・調整力を確保していくということで電気料金を安定化していくということが目的ですので、小売が供給力を確保していくために発電の設備の費用を公平に負担するというのが原則的な考え方ではないかなと思っています。

また、資料にもございましたけれども、新設も、既設もkWの価値としては、1つの見方としては同じで、ひとしく評価すべきだと思っています。

先ほどから新電力の方からもご発言がありましたけれども、既設の電源であっても、定期点検等に加えて定期的な機器の取りかえなどの改良投資を一定程度実施しなければ電源維持できません。これは私ども電気事業者にとっても全く同じ内容でございます。

それから、新設電源ですけれども、一般的には、やはり最新ということですので効率が高くなると思いますので、kWh市場側で一定の収益を得られれば、容量市場側での応札価格は低くなっていく場合もあるのではないかなというぐあいには思います。

そういう中で、経過措置で既設電源への支払い価格を約定価格から一律に減額していくということですけれども、先ほど申しました現状でも非常に厳しい事業環境の中で、さらにそれを厳しくということになりますので、既存電源に対する経過措置というのは導入の是非も含めてご検討いただければと思います。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

ちょっと予定の時間が過ぎておりますが、まだお二人立てておられますので、よろしくお願ひしたいと思ひます。

菅野さんのほうからお願ひします。

○菅野オブザーバー

松村先生から、J-POWERが何度かに亘り新設電源の初期投資に関する問題について提起させていただいたことについてのコメントがございましたので、趣旨を申し上げたい。弊社は、震災後、新設電源の投資に当たり、長期PPAの無いFIT電源等ではない火力電源の投資判断を幾つか行ってきております。その際には、機械装置の会計上の償却期間が税法上15年と決まっているため、初期の投資判断としては、まず15年での評価を考え、さらには参考値として30年なり40年なりのキャッシュフローを評価するのが至近のやり方です。この資料の8ページ、9ページにある通り、15年目までは減価償却が非常に重たい。少なくとも初期15年間でのkWhとkWの収入で初期投資を回収する必要があり、その他に利潤も必要である。その上で事業全体としては30年、40年運営出来るかを考えながら、新規投資について経営判断しております。今日の論点ではございませんが、需要曲線や上限価格を議論する時に、日本全体の需給、特に電源の余剰の程度を考慮しつつ検討するものと理解しているので、これをご理解いただきたくコメントさせていただきます。

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、松村委員お願ひいたします。

○松村委員

まず全く理解できない発言が2人からあった。最初の15年間に償却し、その後だって修繕費だとかかかるというのはその意図がさっぱりわかりません。8を見ていただければわかりますが、これ修繕費は、初年度から積まれている。現実こういうふうと同じ額が修繕費で毎年実際に出ていくかどうかは別として、実際に一定期がたつと大きな費用が建つことはあるとしても、これは、15年間は修繕だとかは一切なくて、それ以降出てくるなどという想定になっていないことは図から明らかだと思います。この点はきちんと認識する必要があると思ひます。

それから、何度も何度も同じことを言っただけで申しわけないのですが、しかし、何度も何度もそれ

ちゃんと理解していないのではないかと思われる発言が出てくるので、何度も言わざるを得ない。なぜ経過措置が必要なのかという、これはももとのたてつけが容量市場というのを設けたとしても消費者の負担が増えるわけではないのだとの整理。これによって電源投資が促進されれば、その結果としてkWhのコストが下がるという恩恵が長期的には及ぶから、負担と利益がキャンセルする。全体として効率性が改善する効果まで考えれば、事業者だけでなく消費者にも恩恵が及ぶというたてつけだったはず。だけど、それは容量市場があることによって投資量が増えるという因果関係があって初めて成り立つこと。既に容量市場など全く当てにしないで建っている電源に対して支払いをしてしまえば、その分は純粋に消費者の負担になる。このことが本当に共有されているのかどうかということは、もうとても不安です。

今日の発言でも、数多くの発言がひょっとしてそれを理解していなかったのではないかということをお心配していますので、その点についてはもう一回考えていただきたい。

経過措置でこれを設けなくて、そんな容量市場なんか全く当てにしないで建てた電源に対してお金払うことがあれば、それは完全に消費者にとっては負担の増だけということになる。

次に、期間10年というのは契約の問題だという理解は、私は共有していません。そのように考える人はいたかもしれないけれども、その議論では基本的には投資の予見可能性ということを考えて、10年は使えることを当然当てにしていたのだから、その予見可能性に配慮して既得権益を持っている人を保護するというたてつけだったと思います。そのような契約だったと主張するのは勝手ですが、それが唯一の解釈だとすれば、もう選択肢はそれ以外になかったはずで、広域機関で議論する必要などなかった。最後の最後まで、これは消費者の観点から見れば、過大な保護ではないかという意見が最後まで出てきて、もめたということからしても、それが唯一の自明な解釈ではなかったというのは明らかだと思います。これは広域機関が選択して、投資の予見可能性の保護が大事だという判断で、あの10年という期間を決めたということは、もう一回思い出す必要があると思います。

こちらは全く逆の観点で、容量市場など当てにしないで建てた電源に関しては、その全く裏返しとして、そんなものまで保護する必要があるのかというようなことから議論されているということはもう一度思い出す必要があると思います。

それから、又吉委員はもう帰ってしまわれたので、もう今さら言ってもしょうがないのですが、経過措置によって歪むものって何なのかというのは、具体的にこういう歪みだと言ってもらわないと困ります。歪みは発生しない。少なくとも発電側の投資という観点から見ると、歪みが発生しない制度を一生懸命工夫して考えて提案し、それが採用されているはずなので、具体的にどういう懸念なのかは言っていないとわかりません。

一方で大橋委員が懸念された歪みは、私も経済理論的に十分理解できましたので、その点については再度言う必要はないのですが、もし、それを繰り返すのであれば、ごめんなさい、又吉委員はもう帰っておられますが、しっかり具体的にどういうディストーションがあるのかを明らかにすることなく、懸念ばかり言われても困ります。

以上です。

○横山座長

それでは、内藤さん、そして最後に新川さんと行きたいと思いますので、よろしくお願ひします。

○内藤オブザーバー

ありがとうございます。手短に2点申し上げたいと思います。

まず経過措置につきましては、基本的な考えとしましては、鍋田オブザーバーのご発言同様、私どもも導入には反対と申しますか、極めて慎重であるべきではないかと考えてございます。

既存電源を持つ事業者は電源を維持するということを念頭に容量市場に入札するということになると思いますが、経過措置の内容次第では、結果として電源が維持できなくなるような事態もあり得るのではないかとこのことを危惧してございまして、本来の容量市場の導入の目的が達成されないことにならないようなご配慮はいただきたいと思っております。

また、ご意見にありましたように、シミュレーションにつきましては、実際この市場でどういう取引がなされるのかというのは、私どもも全く今予見できませんで、ぜひシミュレーションというのは見たいという気持ちはございますけれども、一方で、そのシミュレーションの前提として、10年間本当にそういうことが起きるのかどうかというのは、どこまでいっても結論のないようなことのような気がしてございまして、どこかでは割り切ってスタートすることが必要ではないかと感じておる次第でございます。

それから、精算方法につきましては多くのご意見がございましたように、kW価値を取引する市場でございますので、kWhよりはkWを念頭に置いた配分をするのが自然ではないかと考えてございます。

次回のご議論とされております項目とも密接に関係する部分があると感じてございまして、引き続きご議論させていただけたら幸いです。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、新川さんお願いいたします。

○新川オブザーバー

まず、21ページの市場支配力の行使についてでございますが、ここでも議論されていますように、高頻度で市場分断が発生することが見込まれるような特定のエリアでは、市場支配力を持つ事業者が上限価格に容量価格を意図的に誘導することも理論上は可能になると考えていまして、この点事務局から市場支配力の防止策の例としまして、ゼロ円入札として扱う、もしくは需要曲線の目標調達量から控除するなどの案が示されていますけれども、このような対策を適切に講じることが必要であると考えています。

ただ、現在の例示でもって十分とまでは言えない可能性もございますので、例えば事前に需要曲線や上限価格を公表しないこととか、予想が困難な需要曲線を設定することとか、市場管理者においてそういった工夫をするというような市場支配力が行使しにくい制度設計というのは重要であると考えています。

それから、17ページの請求額の算定方法でございますけれども、容量価値を負担する小売事業者の利益に直結する問題でございますので、算定方法が公平であることに加えて、小売電気事業者の理解が得られる方法が採用されるべきと考えます。

今回、大きく分けてkWとkWhの2案が提示されていますが、容量市場の制度趣旨からすると、kWシェアで配分を行う考え方が素直であるというふうには考えていますが、公平性及び透明性の観点から、kWhシェアをも考慮して配分を行うという考え方も成り立つと考えられますので、引き続き小売事業者の意見をしっかりと確認した上で検討を進めていただければと思います。

それから、あと経過措置に関して、皆さん10年、10年とおっしゃっているのは、本当に10年でよろしいのかどうかと。受け渡しが2030年という表記がございますので、若干7ページの絵がわかりづらいということもありますので、そこは正確に確認をさせていただければと思います。

あと以前も申し上げていると思いますが、シミュレーションの重要性については委員会としても関心を持っています。

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。

大分時間が超過しましたが、最後に事務局のほうから何かコメントありましたら、簡単にお願ひしたいと思います。

○鍋島電力供給室長

ご議論ありがとうございました。

本日の議論のうちのkWh、kWの部分につきましては、本日いただいたご議論を踏まえて、さら

に検討を深めていければというふうに思っております。

それから、経過措置のところは、なかなか双方、発電環境の投資予見可能性が厳しくなっているという面もあれば、小売として負担軽減の必要があると、双方のご意見をいただいたところでございますけれども、これを踏まえて検討したいと思っておりますけれども、どこかではきちんと決めないといけないというふうに考えております。

それで、先ほど値差のところについて曾我委員からご指摘もいただいたところでございますけれども、その点について若干自分の理解をご説明いたします。

容量市場の受け渡し時、これは2024年といたしますればですけれども、このところについては42%の控除kWというふうになっております。このときに、我が国全体における震災以降の電源の比率がどうなっているかというところについては予測みたいなところが入りますので確たることは申し上げられませんが、これが仮に2割程度入っているといたしますれば、この8割部分について42%が減額されるということになりますので、トータルで言いますと、発電側は約3割減ということになります。

このときに、発電側のほうと小売が相対契約を結んでいたときにどういうふうな契約になるかというのは、今後既存契約の見直しガイドラインの整備などによって考えていくべきところだと思いますけれども、仮にこれが、発電側がその42%の部分について小売側に求めていくというようになるとなると、その30%減というところとの間の10%部分の扱いというものが問題になってくるといえることはあります。

これについては、こういう経過措置を入れるということに伴いまして不可避の部分があるというふうに認識しております。この取り扱いをどういうふうに扱っていくかというのは、今後の既存契約の見直しガイドラインなどで考えていくところだと思います。

ただ、先ほど10%と申し上げましたけれども、これも経過措置終了時に向かって徐々に縮まっていくというふうになるのではないかと考えております。

私が今申し上げたのは、それぞれの契約形態によって変わり得ると思っておりますけれども、先ほどからシミュレーションとかイメージを持つということのご指摘がありましたので、自分の理解として申し上げたところでございます。

この経過措置、実態何年なのかというところ、先ほど新川オブザーバーからもいただきましたけれども、これ事務局からはっきり申し上げておりませんが、2021年、22年、23年の扱いにつきましては、まだきちんと議論していないところもあるかと思っておりますので、次回きちんと議論していこうと思っております。これ2024年からスタートということになりますと、2024年から2030年までということになるのではないかと考えております。

それから、2030年というところがございますけれども、これにつきましては、10年という見方もできますけれども、今からしますと13年後というふうに考えておりました、10年、10年という発言がありますけれども、経過措置起算時の電源にとっては2010年、ここからすると、2030年というのは20年。まあ、これをどう見るかという話もありますけれども、20年。今から見ると13年と、経過措置の長さというところについてはいろいろな見方があるのではないかというふうに考えております。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

まだまだこの2つの論点につきましては、引き続きまた議論させていただきますので、よろしくお願ひしたいと思います。

本日は長時間にわたり活発にご議論いただきまして、ありがとうございました。

—了—