

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20回）

日時 平成30年3月23日（金）10：01～11：53

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

<オブザーバー等>

菅野電源開発株式会社常務執行役員

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電力事業部門担当執行役員

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

上田株式会社三菱総合研究所環境・エネルギー事業本部主席研究員

議題：

- (1) 需給調整市場について
- (2) 容量市場について
- (3) その他

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

<連絡先>

○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20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、広域機関の佐藤オブザーバーは、11時30分をめぐりご退席されます。

本日は、需給調整市場と容量市場につきまして分析内容をご報告いただくため、株式会社三菱総合研究所より上田様にお越しいただいております。どうぞよろしく願いいたします。

それでは早速ですが、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

皆さん、おはようございます。本日は、お手元の議事次第でございますように、需給調整市場と容量市場と非化石価値取引市場の会計・税務上の整理についてご議論をいただきたいと思っております。

その前に、三菱総研さんから、需給調整市場の経済性分析、容量市場の導入効果に関する試算ということでご説明をしていただきたいと思います。

それでは、資料3、資料4を三菱総合研究所の上田様から続けてご説明をいただいて、その後、質疑応答にしたいというふうに思います。

どうぞよろしく願いいたします。

○上田主席研究員（三菱総合研究所）

三菱総合研究所の上田でございます。それでは資料3に従いまして、需給調整市場の導入による経済効果分析についてご説明したいと思います。

まず2ページ目のところですけれども、今回の試算では、市場化効果、すなわち調整力を年間で固定で調達する場合から、週間で調達することによる費用削減及び広域化効果、すなわち調整力を広域的に調達・運用することによる費用削減の2つの観点から評価しております。

需給調整資料においては、まさに今、詳細な市場設計がオンゴーイングで進んでおりますが、本試算では、この下の表に示す年間固定調達ケースを除き、週間単位で調整力を事前調達し、その上で実需給の段階で運用するという構造を基本として想定しております。

また、分析は、下記のケースの1)、2)の比較によって市場化効果、2)と3)の比較により広域化効果を評価しております。

次のページになります。分析アプローチといたしましては、卸電力取引と調整力の調達運用に関し、混合整数計画法によって最小費用化問題として求解をしております。

需給調整市場の模擬は、図に示すように3段階の最適化計算によって行っています。

まず、必要調整力量は事前に確保するものとして調達市場を模擬します。その結果、確保された調整電源は、調整力提供のために系統に並列することを制約条件として、市場の全電源を対象とした発電計画を最適化しています。これはいわゆるゲートクローズ段階での計画値同時同量を模擬するものです。

最後に、運用の断面では、事前調達していない電源も余力があれば利用するという前提で、発電可変費の安いものからメリットオーダーで活用するというようにしております。なお、この3段階の模擬は、全て連系線制約を考慮した最適化となっております。

次のページになります。4ページ目ですけれども、ちょっと最初の表記が間違っていて、当方の不手際で申しわけございません、分析の諸条件ということでございます。

まず、評価時点は2016年の1年間です。調整力需要、すなわち調整力の必要量は、調整力委員会における検討を参考にはしておりますが、現在の調整力公募については二次と三次を明確に区分して募集しているわけではございませんので、完全に対応はしておりません。

また、調整力公募制度の検討においては、調整力をエリア内で確保することを基本としつつも、電源Ⅱの余力及び不足する場合は、エリア外などにも期待できる部分もあるという前提で検討がされていると理解しております。本検討では、年間固定調達ケースは、エリア内で全量を市場で調達するという前提で評価を行っております。これはエリア間の融通の効果というのは、広域化効果で評価するというためでございます。

また、広域化ケースの連係線利用については、調達の段階で運用容量の10%まで先取りして広域調達をした上、運用断面では前日市場での計画値潮流を除く運用容量全てで融通可能と想定しました。10%と余り根拠はなかったんですけれども、EU規則等で例示されているような数字を参考にしております。

次のページになります。各電源の調整力提供可能量については、文献に基づき、表にお示しするパラメータを設定しています。

火力は10万kW以上のユニットは個別に、一般水力、揚水等についてはエリアごとに容量を合算した形で、1ユニットとしてモデル化をしています。

入札価格につきましては、本分析の特徴でもありますが、調達市場では運転維持費と機会損失費用によって想定しています。これは競争的な需給調整市場を前提とした場合、事業者としては落札率を高めるべく、最低費用で入札を行うと考えるのが合理的ですが、この場合の最低費用というのは、運転維持費と調整用電源として待機することによって卸電力市場への売電収入が失われるコストと見ることができるからです。

諸外国の例を見ると、入札価格は市場参加者の価格戦略によるものであるため、我々が調査しても詳細実態は不明ではありますが、我々の今までの調査によれば、基本的な考え方としては、機会損失費用が入札価格において重要な考慮要素となっていることと理解しております。

この点、本分析では機会損失費用について、週の電源稼働見通しを線形計画法によって簡易評価した上で、収入出額を入札価格に含めて想定しております。なお、運用断面では、燃料費を中心とするいわゆる発電可変費を入札価格として想定しました。

次のページです。分析結果です。本仮定のもとでは、広域効果として、これは主に電源の差しかえによるものですが、年間 240 億円と試算され、広域的な需給調整市場の創設によって大きな便益が発生することが示唆されました。

なお、市場効果は、二次調整力が 582 億、三次調整力が 1,090 億と試算されました。これは現在の調整力公募の費用総額から見ると、過大と我々も認識しております。この原因は、調整力の必要量について、エリア間融通は当てにせず、また電源Ⅱの期待分も含まれない前提で、エリア内で調整力調達を 100%行うと仮定したことによります。すなわち調整力必要量を余裕を持って設定しているということが原因です。

若干技術的なことを申し上げますと、ここを過小に設定してしまうと、最適化計算としてちょっと解が出なかったというような事情もございます。その結果、調達総コストが大きくなる結果、週間調達に移行した場合の費用削減効果も大きくなっています。この点で、年間固定調達ケースは現在の調整力公募を模擬したものではないことにご留意ください。

その他、分析結果に関する注意点です。まず本分析は 2016 年時点の電力需給に基づき、一定の想定のもとで分析したものであり、2020 年以降の電源構成や電力需要、燃料価格によって、経済効果は異なるものと考えられます。

次に、本分析モデルの基本設計は、需給調整市場の基本設計の議論を想定しつつ先行して行ったために、本部会の最新の論点整理が全て反映されたものではございません。今後の詳細制度設計によって経済効果は大きく異なるものと考えます。

また、需給調整市場の入札価格については、基本的には各事業者の市場行動に大きく依存します。本分析では、機会損失費用の分析について簡易的な評価を行っているため、実際の事業者の入札戦略を十分に模擬したものとは言いがたい面がございます。

また、広域化効果につきましては、連系線を介した調整力融通を見込んだエリアごとの必要調整力量の最適化によっても費用削減が期待されますが、本分析ではこの点についても考慮されておられません。

資料 3 に基づく需給調整市場の経済性分析につきましては、以上でございます。

続きまして、容量市場の導入効果に関する試算の資料に基づいてご説明します。

まず2ページ目のところでは、卸電力市場における火力電源の費用回収ということで、火力電源の費用回収を容量市場なしで、卸電力市場の売電収入のみで行う場合、可変費が高く、稼働率が低い電源というのは、諸費用の回収が困難となることが予想されております。

この点、電中研さんの検討例によれば、既設の石炭は費用回収は可能ですが、新設電源及び既設のLNGも条件によっては費用回収が困難となる可能性が示されています。これがいわゆるミッシングマネーと呼ばれる問題です。

次のページになります。今後、卸電力市場において競争が進展した場合、新設計画も不確実性が増すと同時に、競争力に劣る老朽電源の廃止が進むシナリオも想定されます。

当社は卸電力価格に関するフォワードカーブ配信サービスを日々ご提供しておりますが、サービス提供の基礎データとして、国内10万kW以上の全火力電源をデータベース化し、新設、廃止計画等を日々アップデートしております。

本ページでは、この弊社のデータベースに基づき、容量市場の受け渡しが予定される2024年断面の火力発電所のビンテージを整理したものです。2024年断面の火力設備容量は約1.6億kWですが、設備ビンテージが40年超となるものが3,674万kWございます。これは2024年の夏季最大需要の約23%に相当する量となっております。

次のページです。仮に40年超の火力設備が早期廃止されたと仮定した場合、各エリアとも供給予備率は大きく低下し、旧エリアの単純平均で言うとマイナス0.2%という結果になります。

もちろん40年超の老朽火力が全て廃止というのは仮定にすぎませんが、市場不適合電源は企業経営の論理からすれば、資産圧縮の対象となるものです。この図は極端ですが、市場環境次第で、供給予備率が大きく低下するリスクはあるということを申し上げたかったものでございます。

次のページになります。本論である容量市場の導入効果試算についてご説明いたします。

今回の試算アプローチは、英国が容量市場導入に当たって分析したインパクトアセスメントを参考にしております。今回の試算では、容量市場導入の便益として、卸電力価格の上昇抑制と停電コスト抑制、費用については、小売事業者の容量市場の調達費用を対象といたしました。

容量市場を導入しない場合は、市場不適合電源の早期廃止が進み、その結果、JEPX価格及び停電コストが増大すると考えられます。一方、容量市場を導入した場合、電源収支が改善し、電源の早期廃止に歯どめがかかると考えられます。

中ごろの米印に小さく記載しておりますが、電源収支の観点から見れば、卸価格上昇による

収入増加と、容量市場による追加収入というのは等価と考えられます。この場合、卸電力価格の上昇による収入増加分と、容量市場からの収入は同等と仮定することになります。

なお、本試算では、容量市場のコストはJEPX取引分についてのみ発生するものと仮定しています。これは相対契約で既に固定費相当は契約に含まれていると考えられるためです。また、本試算では2024年時点でJEPXシェアは現在の10%から倍増して20%として仮定しました。

次のページになります。次に、供給力減少とJEPX価格の価格上昇はどのような関係にあるか、直近の1年間の両者の関係を示しております。

この図では、過去20日間の移動平均価格からのJEPX価格の乖離分をプロットしております。これは燃料価格変動の影響を緩和するためです。

この結果、おおむね供給力が1%低下すると、JEPX価格は0.27円程度上昇するという関係がございます。もちろんこの関係は、その時々需給状況、市場参加者の入札行動によって変動するものですが、少なくとも直近1年間のデータを分析するとこのような関係になります。

次のページになります。次に停電コストです。こちらはOCCOさんの調整力委員会で示された資料に基づき想定しております。

予備率3%減少の場合、EUEで5,100万kWhの増加、予備率5%減少の場合1.7億kWhの増加ということになります。停電コストは、電力系統利用協議会が行った調査で得られた数字のうち、最小の3,050円と仮定しております。

次のページです。試算結果ですが、容量市場が導入されず、供給力が3%低下した場合と、5%低下した場合の2つの例を示しています。

表の上段の3%を例にご説明すると、供給力が3%低下した場合、卸電力価格上昇によるコスト増加は全国で1,438億円というふうに試算されます。また、停電コストは1,556億円の増加となります。表の表現は少々ミスリーディングでしたが、ここで言う便益とは、容量市場が導入されると、このようなコストの増加が抑制されるという意味です。説明不足で申しわけございません。

さて、前提としてご説明したとおり、卸電力価格の上昇コストに相当する容量市場価格が形成されるとすれば、容量市場価格はおおむね4,000円となります。すなわち卸電力価格の上昇と容量市場価格が等価というふうに仮定するならば、停電コストの減少は常に正の便益として発生するというを示しております。

容量市場価格がどのような価格になるか現段階では予測が難しいところですので、ここにお示した4,000円、6,600円というのは、容量市場価格を予想したものではないということは、十分ご注意ください。

最後のページです。本試算に関する注意点ということなんですけれども、まず容量市場の価格は、容量市場における需要と供給、さまざまな要因で変動するものと考えられ、本試算では容量市場の価格水準について、何ら予測や示唆を与えるものではないということを改めてご留意ください。

また、供給予備率と J E P X の価格についての分析は現在の需給構造に基づくものであり、今後、需給が逼迫した場合には、今回の分析と異なる数字となる可能性が当然ございます。

また、容量市場が存在しなかった場合の電源退出を見通すというのは容易なことではなく、再エネや原子力の再稼働状況によっても大きな影響がございます。

また、J E P X の依存度によって、小売事業者の皆様への影響も大きく変わるものと考えられます。

最後に、容量市場導入に伴う事務コスト等、考慮していない点もございますので、この点もご容赦ください。

容量市場に関するご報告は以上になります。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、ただいまのご説明いただきました内容につきまして、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いたします。

いかがでしょうか。

それでは、佐藤さんからお願いいたします。

○佐藤（悦）オブザーバー

需給調整市場の経済分析についてちょっとお伺いをしたいということと、私も全然、式とか詳しく見てないので、感想めいたもので恐縮なんですけれども、まずちょっとシンプルクエスチョンをさせていただくと、そもそもこの市場効果というのは、エリア内で、広域にはしないんだけど、年間調達例えばきめ細かく週間調達に変わった場合、得られる効果ということで、広域効果はエリア内だけだったのが、広域調達をすることによっての経済効果ということで、まずよろしいんですか。

○上田主席研究員（三菱総合研究所）

そのような分析となっております。

○佐藤（悦）オブザーバー

そうすると、特に市場化効果、つまりエリア内ということは変わっていないのに、年間調達

からきめ細かく市場から調達になることによって、小さな字で書いてありますけど、二次調整力が582億、三次調整力1,090億というのは、到底思えないような感じがして。

というのは、実際は公募で調達したとしても、エリア内で自社ですよ、今は。自社の電源なので、当然、実際の運用というのはメリットオーダー順で、自分で何とかやっているに決まっています、そうすると相当ちょっとじゃないかという気がするのの一つと、あと広域効果のところというのは、二次調整力、三次調整力で、むしろ二次のほうが大きくなっていますが、当然、調整力に関しては、調達の $\Delta kW$ 面と、あと実際のエネルギーを動かした燃料費があって、燃料費は当然のことながらこれは三次のほうがはるかに大きいということを考えると、どうして二次のほうが150億円で、三次が90億円かなというふうに、両方に関して相当違和感があるんですけれどもいかがなんでしょうか。

○横山座長

お願いします。

○上田主席研究員（三菱総合研究所）

市場化効果につきましては、我々、当初分析したときに、ちょっと数字が大きく出ているのではないかということは、かなり検討いたしました。ご指摘のように、まずは調整力の必要量というものを少し大き目に見積もっております。

これはもともと我々で分析をしたときに、調整力の必要量として、例えば三次の分については、インバランスの $2\sigma$ というような値で設定していたんですけれども、そうすると、エリアの中で全部調達を完結するとなると、やはり調整力が足りなくなる断面がかなり出てきていて、分析として、ちょっと余裕を持って $3\sigma$ という形で設定せざるを得なかったということが一つございます。

もう一つ、価格への影響という面で大きいのは、今回、特に調達市場におきまして、諸外国の例に倣ってと言っていると思うんですけれども、入札価格に機会損失費用を入れております。これは端的に言えば、前日スポット市場の前に、この分は調整力として使うんだよということで、枠として確保してしまうことによる収入損失です。

年間固定調達ということで、年間通じてその枠を固定すると、機会損失費用がかなり大きく出てきてしまいます。特に2016年の足元でやっておりますので、原子力も余り再稼働はしておらず、火力の稼働というのがかなり高い状況の中で、大きく年間必要調整力をとって固定で調達すると、その量だけではなく、価格の面においてもかなり上がってしまうということがございます。

我々としても、この数字をどう出すのかというのは相当悩んだんですけれども、ただ、年間

で、固定で調達するのではなくて、週間で都度調達していくということになれば、一つは、年間、大きく枠でとられるよりも、いろんな電源が参入することによって、機会費用についても、短期の週間ではこのくらいで済むといった電源がたくさん入ってくるという想定になりますので、そういう意味では、こういう年間固定調達から週間調達に変えることによって、市場化効果というのはそれなりに出てくるものと思っております。

そういう意味では、参考として、数字としては一つ意味あるかなとは思っております。ただ、もともとの需給調整市場の市場規模がかなり大きく出てきてしまっているの、数字として、結果としてかなり大きく出てしまっているというのが、この分析の限界と認識しております。

○横山座長

よろしいでしょうか。

それでは、ほかにご意見いただければ。

大橋委員からお願いいたします。

○大橋委員

ありがとうございます。三菱総研からいただいた、ある種の前提におけるシミュレーションの分析は、ある意味、これまで定性的に議論していたものを少なくとも数字として出していたという点では、非常にこの会にとっても有意義だったのかなという感じがします。

先ほど佐藤さんからあったように、私も二次と三次の数字が本当にこうなのか。また週間と年間の調達の話をされましたけれども、そのご発言自体も、本当にそうなのかということも含めて、今後精査していかなきゃいけない部分があるのかなと思います。

ただ、スターティングポイントとしては、こういう数字をまずいただいて、今後データがなければ、どういうデータが必要なのかという話も今後これを踏まえてできるでしょうし、あるいはもう少しいいやり方があれば、そうしたものを比較して採用していくこともできるでしょうか。そういう意味で、まず何か始めたという点では非常にいい資料をいただいたなというふうに思います。

やり方の観点で言うと、容量市場のお話もありましたけれども、この容量市場も仮定が入っていて、その仮定というのは、卸市場の価格上昇イコールその容量市場の価格としていて、価格上昇分を容量市場の価値で置きかえているところがあります。これ自体は、非常に大きな仮定で、本当にそうなのかというのは、kWh と kW との関係も含めて、多分別のやり方もあるんだろうなという気はします。

つまりそもそも kW の市場なので、kW の市場自体を評価する方法も恐らくあるんだろうなという気はしますが、ここではインパクトアセスメントの方法を使ってやられたということな

ので、簡便なやり方としては、一つこうしたもので数字が出したということだと思います。

ただ、少なくとも、今回 7,000 円とか 4,000 円とかという、ある種の 3%、5%という仮置きの中で数字をいただきました。この数字が、ひとり歩きとおっしゃいましたが、ひとり歩きの意味は、例えばこの実際の容量市場の価格が、このシミュレーションの数字よりも上がったから問題だとか、これより下回ったから問題だという議論をすべきではないという意味を踏まえて今回の数字というのは捉えるべきで、ある意味、もう少しいろんな分析をして様々な前提の数字が出てくると、数字慣れしてくるのかなと思うんですけども、これをもって、例えば金融機関が判断しなきゃいけないとか、そういうふうな捉え方をしたら絶対にいけない数字なんだろうというふうに思います。

すみません、以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、新川さんの代理の下村さんのほうからお願いいたします。

○下村代理（新川オブザーバー）

ありがとうございます。委員会事務局としてコメント申し上げます。

今、大橋委員のご意見にあったとおり、数字がひとり歩きしちゃいけないわけでありましてけれども、とりわけ容量市場のシミュレーションにつきましては、手法や前提の置き方にはいろいろご意見もあると思いますけれども、結果としては、電力市場への影響は 0.81 円とか、1.35 円とか、大変大きい影響があり得るということは示唆されたんだろうというふうに理解してございます。

容量市場につきましては、まだリクワイアメントですとか、需要曲線のつくり方など、多くの論点も残っておりますので、委員会の事務局としても引き続き議論に貢献してまいりたいと思っております。

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。

ほかにかがでしょうか。

松村委員からお願いいたします。

○松村委員

資料 3 ではコメントはあるのですが、先に質問させていただいていいでしょうか。資料 4 のスライド 2 のミッシングマネーのところ。これは他の機関がやったことなので、ここで質問する

のは不適當かもしれないのですが、卸市場の価格はどう導出しているのでしょうか。

つまり、収益性は当然価格がないと出てこないわけですね。これは需要を想定し、供給力を想定して、シミュレーションしたということですか。

○上田主席研究員（三菱総合研究所）

電中研さんの論文ですので、今、手元がないので正確なことはわかりませんが、我々このようなシミュレーションをするときには、ある種の最適化計算というものを実施いたします。

今回の需給調整市場の経済分析についても、電源のディスパッチを模擬するようなモデルを使っており、恐らく電中研さんも同じようなモデルを使って評価されたんだろうと思っております。

その中で、卸電力価格というのは、我々の設定では、限界電源の燃料費、発電可変費ということで、ある種、シャドープライスなんですけれども、その価格をもって卸市場価格を設定することが多いので、ちょっと電中研さんはどう置いているのか私もわかりませんが、同じようなやり方をしているのかなと想像します。

○松村委員

他の機関がやったことをいちいち細かなところまではわからないというのはもったもですが、こういう格好で資料で出てくる以上、やはりそこは見ておいていただいた上で、正しいことを確認して出していただけるとありがたい。

限界電源をちゃんと特定しているとすると、相当な割合がDRになっているはずで、もし仮にDRで出てこなかったとすれば、電源がこれだけ退出するのにもかかわらず、限界電源になるDRがほとんどないなどということだったとすれば、そもそもそのシミュレーションは全く当てにならない。こういう類いのものを出すときには、ぜひそのチェックをお願いします。

次にコメントです。調整市場の分析、スライド6のところ、市場化効果に比べると額は少ないように見えてしまうけれども、それなりに大きな数字が出てきて、精査は必要だけれども重要な数字が出てきたと思います。

これは、各地域では費用最小化されていることを前提とし、広域化すると地域をまたいでコストの面でより低いコストのものに代替できるとすれば、コストがこれくらい節約できるという推計をしたということですね。

しかし、広域化には当然ほかにも大きなメリットがある。そもそも現状で費用が最小化されているかも怪しい。つまり、広域化していないところでは、競争はほとんど期待できないから。広域化すると競争により費用が低下する効果が期待できるかもしれない。この効果がなかったとしても、この程度の値が出てくるという試算だと理解すべき。くれぐれもこの数字だけ見て、こ

れが上限だととられないようにすべき。精査することも重要ですが、その性質をきちんと理解することも重要だと思います。

もう一つは、市場化の効果はこれに比べてはるかに大きなものが出てきているようですが、前提を精査すれば大きく変わるかもしれないので、目立たない格好で出したのだと思います。

これを推計するときに、過大推計になる可能性があるのは、例えば今、需要の何パーセントという格好で調整力を調達するのに対して、不需要期にはその分需要が減るからそれに比例して調整量の調達量が減る、だから週間化すると減ると考えているとすると、皮算用なのかもしれない。

つまり、不需要期には、需要の割合で言うともう少し高い割合が必要かもしれない。今後、議論がどう進むのかを見ながら、また改良していただければと思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、小宮山委員からお願いします。

○小宮山委員

ご説明ありがとうございました。私のほうから資料3についてコメントでございますけれども、恐らくアプローチに書かれている文章を理解いたしますと、オーソドックスな発電機起動停止計画モデルを利用して、運用費用の最小化により調整力の効果を試算しているということで、アプローチとして非常にオーソライズドされた正しいアプローチで分析されていると思います。

今後さらにDR等、今回、未考慮ということでございますけれども、ある程度DRの考慮、並びにご説明の中に、解が出なかった、実行不可能になった部分があるとありますが、実際そうした際に具体的にどういった制約条件がボトルネックになって実行不可能となっているのか、そうしたところも客観的に見るということは、市場にとっても重要な、もしかしたら、インプリケーションがある可能性がありますので、そうした点も丁寧に分析することが必要です。

最後に、今回、広域化効果 240 億円で、二次調整、三次調整で内訳が出されておりますけれども、こちらもさらにどういった電源の差し換えがあるのか、恐らくお手元に結果があると思うんですけども、そうしたところも詳しく挙動を考察することを行って、さらによりよいものにして分析に役立てればよろしいというふうに私自身思いました。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

ほかにかがででしょうか。

それでは、菅野さんからお願いいたします。

○菅野オブザーバー

需給調整市場のシミュレーションで一つだけご質問。このシミュレーションは調整力需要を大きく見過ぎているかもしれないとコメントがあったが、現状2年間行われた調整力公募では、9社計で1,200万kWぐらい年間調達しているが、週間調達のシミュレーションでは押しなべて言うところのどのぐらいの規模を調達した前提になっているのか。

○横山座長

それでは上田さんのほうからお願いします。

○上田主席研究員（三菱総合研究所）

調達量設定として大きいということは確認しているんですけども、各時間断面での調達量を数字を年間平均で集計で出しているわけではありません。確認をして、別途ご回答を差し上げたいと思います。今、正確な数字はちょっと申し上げられないので。

○菅野オブザーバー

1週間ごとの数字は出ていますか。

○上田主席研究員（三菱総合研究所）

出ています。はい。

○横山座長

じゃ、また後ほどよろしくお願ひしたいと思います。

大山委員、お願いします。

○大山委員

ほぼ菅野さんと同じことを聞こうと思っていたんですけど、要するにkWでもいいし、円でもいいので、市場規模どうなっているのというのが一番大きいもので、それに対して幾ら効果があったというのが非常に大事だと思いますので、そのあたり、今もう既にないというお答えをいただいていたのでしようがないんですけども、ぜひよろしくお願ひします。

○横山座長

ありがとうございました。

じゃ、ほかにかがででしょうか。

よろしゅうございますでしょうか。それでは、どうもありがとうございました。

それでは続けて、今度は資料5の需給調整市場についてということのご説明を事務局からお願ひしたいと思います。

○鍋島電力供給室長

それでは事務局から、資料5に基づきまして需給調整市場の論点につきましてご説明いたします。

1 ページ目をごらんください。需給調整市場につきましては、中間論点整理におきまして基本的な方向性、それから論点の整理を行ったところでございます。

その中で今後の進め方といたしまして、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、加えてシステム開発などにつきましても検討する委員会を開催する方針としておりました。これを受けまして、本年2月に広域機関におきまして需給調整市場検討小委員会が設置され、検討が開始されたところでございます。

本日の作業部会におきましては、その委員会の検討の中で早急に検討が必要と考えられる論点が浮上しましたので、その点についてご議論いただければと考えております。本日の議論の結果を踏まえまして、引き続き広域機関において詳細検討を行っていただきたいと考えております。

本日、ご議論いただきたい論点としましては、そこに書いてある3つの論点でございまして、需給調整市場の開始時期について、広域的に調達・運用しない調整力について、2020～2023年度の調整電源の確保についての3つの論点でございます。

次の2ページ目は中間論点整理の内容を掲載しております。説明は割愛いたします。

3ページ目は、広域機関において立ち上がりました需給調整市場検討小委員会の概要についてでございます。

4ページ目をごらんください。最初の論点①需給調整市場の開始時期についてです。

2つ目のポツでございますけれども、中間論点整理におきましては、2020年の需給調整市場の開設に当たっては、一般送配電事業者において共通プラットフォームの開発を行うこととされておりました。

前々回の作業部会におきまして、中部電力からご報告いただきましたが、共通プラットフォームにつきましては、調達システム、運用システム、2つのシステムを開発いたしますけれども、調達システムにつきましては、東京電力、中部電力が、運用システムにつきましては、中部電力、関西電力が代表会社となって、開発に向けた準備、検討を行っていただいております。

次のページ、5ページ目につきましては、中間論点整理の概要、関連部分になります。

6ページ目では、共通プラットフォームのシステムについての概要になります。

左側の青い部分が調達システムになりまして、発電小売事業者から売り入札を受けて、約定処理を行い、約定結果を中給システムに渡すまでの機能を担当いたします。

右側の赤い運用システムにつきましては、中給システムからのデータを集約いたしまして、

調整力の広域運用を担うという機能を装備いたします。

7 ページ目は、前々回に中部電力からご報告あった内容でございますけれども、調達システムにつきましては、運開時期は東京オリンピック等との関係も踏まえて検討。運用システムにつきましては、中地域各社のシステムが整備でき次第、運開予定という説明があったところでございます。

8 ページ目をごらんください。その共通プラットフォームの開始時期でございますけれども、2 つ目のポツでございますけれども、広域機関の需給調整市場小委員会におきまして議論いただいたときには、調達システムについて、検討未了の論点が残されているという議論になりました。その際、2020 年の創設時期にこだわらず、慎重に議論をして進めていったほうがよいという意見もございました。こうしたことを踏まえまして、広域機関において調達システムのスケジュールの再精査を行っていただいております。

12 ページにその資料をつけておりますけれども、2020 年4月の運開を目指したスケジュールにいたしますと、開発スケジュールがタイトになる、複数の行程を同時に進める必要がある、システムの機能検証不足による障害の発生リスク、作業の手戻りリスクがあるということが明らかになっております。また、2020 年4月の運開を目指すのでありますと、仕様等の検討にかけられる時間も極めて短くなるというような問題もございます。

こうしたことを踏まえまして、調達システムの開発スケジュールにつきましては、東京オリンピック・パラリンピックとの関係なども踏まえまして、適切な開発期間を確保することとし、調達システムの運用開始を 2021 年度としてはどうかと考えております。その上で、詳細な開発スケジュール等の技術的検討につきましては、引き続き広域機関にて検討することとしてはどうかと考えております。

9 ページ目は、中間論点整理の関連部分の抜粋になりますので、省略いたします。

10 ページ目は、意見募集の内容について概要を掲載しております。

11 ページ目は、広域機関における検討の状況について、スライドを掲載しております。

12 ページ目が、先ほどご説明した 2020 年4月の運開を目指した場合の調達システムの開発スケジュールとなっております。この場合、発注仕様の確定は今年度中に行わなければならないというスケジュールとなっております。

次の 13 ページ目が、2021 年の4月の運開を目指したスケジュールとなっております。この場合、仕様の確定にかけられる時間がもう少し長くなるということになっております。

14 ページ目でございます。14 ページ目は広域運用のスケジュールについてでございます。

調整力の広域的な運用につきましては、ほかのエリアにある安価な調整力を活用できるとい

うメリットがございます。これらは調整力をエリア内で活用したとしても、インバランスネットティング、広域メリットオーダーという運用に基づきまして、一般送配電事業者にメリットをもたらす可能性があるものでございます。

他方で、2つ目のポツでございますが、運用システムを先行して開発することにつきましては、調達システムとの関連性から、システム開発上の手戻りが発生する可能性があるという懸念もございます。

こうしたことも踏まえまして、調達システムと運用システムの開発時期を切り離すことの可否につきまして、現在、広域機関において技術的に検討いただいているところでございます。

こうした検討の結果、開発時期の切り離しが技術的に可能であるということが確認されましたならば、先ほども申し上げたとおり、広域運用にはそれ自体、社会的にメリットをもたらす可能性がありますので、広域運用を先行して 2020 年度から実施することとしてはどうかと考えております。

15 ページは、広域需給調整のイメージ図でございます。

15 ページ以降、23 ページまで、広域機関における検討状況を図において示しておりますけれども、詳細につきましては時間の関係で割愛させていただきます。

それでは 24 ページをごらんいただければと思います。24 ページでございますけれども、広域運用を 2020 年度から開始する一方で、調達システムの運用開始を 2021 年度とした場合、少なくとも 2020 年度はこの調達システムというものをを用いての調達ができないということになります。したがって、少なくとも 2020 年度につきましては、現在の調整力公募のスタイルを継続せざるを得ないのではないかと考えております。

以上が、市場開設時期についての論点となります。

25 ページからは論点②となりまして、広域調達・運用しない調整力の取り扱いについての論点となります。

25 ページのスライドでございますけれども、昨年の監視等委員会の議論におきまして、1つ目の矢印でございますが、市場支配力を有する事業者が存在する場合には、その行動を監視することが必要といった議論を行っていただいたところでございます。

次の 26 ページは、中間論点整理の概要を掲載しております。

27 ページ、意見募集の内容を掲載しております。

28 ページからは、平成 30 年度、来年度の調整力公募の結果について概要を掲載しております。

30 ページをごらんいただければと思います。

この 30 年度向けの調整力公募の調達結果でも明らかになっておりますけれども、旧一般電気

事業者以外の事業者による応札及び落札は、現在の調整力公募では非常に少ないという結果になっております。これを踏まえますと、広域調達が実施できない環境におきましては、現在の調整力公募と大きな変化がないということが想定されます。

調整力の調達環境に大きな変化がない中、需給調整市場を開設して広域運用が実施できない期間がありますと、この調達システムを用いての調整力の調達ということを行ったとしても、事実上、競争が限定的となるということが想定されます。

先ほど申し上げたとおり、監視等委員会における議論におきましては、需給調整市場創設当初におきまして競争が限定的であることが予想されることから、引き続き現在と同様な規律が必要という議論も行われていたところをございまして、4つ目のポツですけれども、広域運用につきましては、2021年度以降も段階的に実施されるという状況の中では、広域運用が実施できない商品区分につきましては、監視等委員会におきまして引き続き調整力公募と同等の規律を適用して監視いただくということが考えられるのではないかと考えられます。

最後のポツですけれども、その一方で、広域的に調達することができるようになった商品の監視のあり方につきましては、引き続き監視等委員会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。必要に応じて、本委、作業部会でも検討してまいりたいと考えております。

31 ページは、昨年の監視等委員会における議論についてのスライドを掲載しております。

32 ページは、広域機関における検討状況でございますけれども、2021年度以降、各種商品が一度に広域化するというのではなく、段階的に広域化していくというスケジュールのイメージ図をつけております。

33 ページでございます。広域調達・運用しない調整力の取り扱いについての論点の続きでございますけれども、まず最初のポツに書いてありますのは、三次調整力②、これは低速の調整力でございますけれども、この調整力については、広域機関の技術的検討におきまして、前日に調達することが検討されております。

加えて、この三次調整力②については、調達システムの導入に合わせて一度に広域調達に移行されることが想定されております。したがって、この三次調整力②は今回のこの論点の議論の対象外となります。

この一方で、三次調整力②以外の商品区分につきましては、先ほど申し上げたとおり、広域調達が段階的に進められるということになっておりますけれども、広域機関の技術的検討におきましては、週間で調達することが検討されております。調整力公募と同等の規律を適用する調整力と位置づけた場合に、この調達期間につきまして再検討が必要になるのではないかと考えて、この論点として提示しております。

調達期間を年間とした場合につきましては、調整力公募と同じ調達期間であることから、価格の監視についても調整力公募と同等の監視が容易にできるのではないかと考えております。容量市場が存在しない期間におきまして、年間を通じて必要な調整電源を確実に調達できる可能性が高いという点も指摘できようかと思えます。

その一方で、デメリットといたしましては、年間で必要となる調整力を一括して調達するため、その都度、必要量が変化する調整力の最小化を図ることが難しいという点も挙げられますし、加えまして新規参入者の参入容易性が損なわれるという点もあろうかと思えます。

一方で、広域機関の検討状況のまま調達期間を細分化し、週間調達とした場合には、週間単位で必要となる調整力の必要量の最小化を図ることができるといったメリットがあるとは思いますが、一方で監視のコストが上昇する、年間を通しての調整力確保の確実性が難しくなるという点もあろうかと思えます。

そうしたことを踏まえまして、必要な調整力を確保する観点とありますけれども、これに加えて価格監視の容易性という観点から、調整力公募と同等の規律を適用する調整力、すなわち広域調達をしない調整力につきましては、年間調達とすることを基本としながら、年間とするか、週間にするかの調達量等につきましては、広域機関において検討することとしてはどうかと考えております。

34 ページでございますけれども、広域機関における議論でございます。需給調整市場の開設時期に関する資料を掲載しております。三次調整力②につきましては、前日調達を想定しております。

次の 35 ページでございますが、三次調整力②以外の、例えば三次調整力①、二次調整力②の調整力につきましては、前週のタイミングで、週間のタイミングで調達することを想定しております。

36 ページでございます。こちら、論点③といたしまして、2020 年度から 2023 年度の調整電源の確保についての論点について資料を掲載しております。

中間論点整理におきましては、容量市場が開設される前の 2020 年度から 2023 年度の kW 価値につきましては、需給調整市場において、kW 価値も含めて対価を支払うという議論が行われていたところでございます。

ということでございますけれども、3つ目のポツですけれども、広域機関の技術的検討におきまして、この kW 価値の支払い方法について論点として議論されつつあるところでございます。

この点につきまして、本作業部会でも改めて確認をしておきたいと思ひまして、資料を掲載しておりますけれども、kW 価値につきましては、現在の調整力公募におきまして、 $\Delta$ kW 価値と

同時に調達しております。

ΔkW 価値と kW 価値を、特にこの容量市場の創設前におきまして、切り分けて調達するという事はなかなか困難ではないかと考えておきまして、この 2020 年度から 2023 年度におきましては、現在の調整力公募と同様に、ΔkW 価値と kW 価値は同時に調達するという事ではないかと考えております。そうした観点でこういうスライドをつけております。

37 ページは、中間論点整理の関連部分の抜粋でございます。

38 ページ目は、意見募集の結果についてでございます。

39 ページは、広域機関における検討状況につきまして、スライドを掲載しております。

長くなりましたけれども、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、ただいまのご説明の内容につきまして、これからご質問、ご意見をお願いしたいと思いますが、その前に、広域機関の需給調整市場検討小委員会の座長を務めておられます大山委員から何か一言ありましたらお願いしたいと思いますが、いかがでしょうか。

○大山委員

ありがとうございます。広域機関の議論をまとめていただきましてどうもありがとうございます。多少繰り返しのところもあると思いますが、少しコメントさせていただきます。

先ほどもお話ありました需給調整市場検討小委員会、ことしの 2 月ということですのでけれども、第 1 回は 2 月 23 日に行いました。先ほどの 12 ページの図を見ていただきますとわかりますけれども、2020 年に間に合わすよう、ギュウギュウに詰めたスケジュールであったとしても、3 月の終わりまでには仕様を確定するという事で、実は 1 カ月くらいしかないという段階で小委員会が立ち上がったという状況です。スケジュールがかなりタイトであり、もしそのスケジュールで進めたとしても、工期が非常に短いという状況が明らかになったということかと思えます。

ただ、広域機関では、小委員会で初めて何かをしたということではなくて、昨年 3 月、調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会というのを開催しまして、それからずっと技術的検討を行ってきたという状況です。

ただし、そのメンバーというのは、基本的には、送配電、あるいは旧一般電気事業者といったほうがいいかもしれませんが、そういうメンバーが中心になって進めてきたという状況です。したがって、旧一般電気事業者以外の意見を聞く機会がどうもなかなかないんじゃないかというのがちょっと懸念されると。このまま進めると、仕様そのものに手戻りが生ずる可能性もある。こういうことが問題だというのが明らかになっているわけではないんですけど、少し

確認する必要があるのではないかという議論になりました。そこがまず1点あると。

もう一つは、システムの工期が非常に短くて、各フェーズがオーバーラップしているという状況ですので、不具合が生ずる可能性も大きくなるんじゃないかと。とにかく調整力という非常に大事なシステムであるということですから、安定供給上の懸念もあるという指摘が多くなされるという状況です。そのため、拙速は避けようという意見が多く出されたので、きょうの資料というのはそれを受けていただいたのかなというふうに思っております。

ということですので、スケジュールをおくらせるということをお認めいただければ、大変ありがたいというふうに思っております。

なお、運用システムの先行実施については、先ほどのまとめでも広域機関において議論を深めるということでしたので、しっかり検討を進めていきたいというふうに思っております。

以上です。よろしくお願いいたします。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、委員の皆様からご意見をいただきたいと思います。

廣瀬委員からお願いいたします。

○廣瀬委員

ありがとうございます。きょうは3つの論点がございしますが、まず最初の需給調整市場の開始時期について申し上げます。

資料5の8ページにありますように、システムの機能検証不足による障害の発生リスクや、作業の手戻りが存在する可能性があるということですので、こういうことであれば、調達システムの開発スケジュールを1年おくらせるという以外に選択肢がないと言わざるを得ないと思います。

同じく資料5の14ページにあります、開発時期の切り離しが技術的に可能であるということが確認されれば、広域運用を先行して実施するということですが、これに関しましてもここにありますように、技術的に可能であるということが確認できるのであれば、先行して実施すべきだという以外に選択肢がないと思います。

2つ目の論点ですが、広域調達・運用しない調整力について、その調達期間に関して、同じく資料5の33ページに、年間調達、週間調達につき、それぞれメリット、デメリットの一覧表が示されています。

一長一短がある中で、どの要素を重視するかということになろうかと思いますが、30ページのご説明の中で、旧一電以外の応募が非常に少ない、また、その状況は広域調達できない環境で

は大きな変化がないと想定されるというご説明がありました。

このような状況を踏まえれば、調達価格の水準の納得が得られるということが重要だと考えられますので、33 ページのメリット、デメリット一覧表の中の価格監視の容易性、こちらに優れる年間調達のほうが望ましいと考えます。

最後に、3つ目の2020年、2023年度の調整電源の確保についてですが、これは36ページにありますように、現在の調整力公募と同様に、 $\Delta$ kW 価値と kW 価値を同時に調達することが適当だと思います。

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いします。

○山田オブザーバー

ありがとうございます。今回の資料につきまして、一般送配のほうからちょっとコメントを申し上げたいと思いますけれども、今ほど、大山委員、それから廣瀬委員のほうからコメントがございましたとおりでございますが、まず、論点①の運開時期でございますけれども、まず、この需給調整市場、当然、電力の安定供給を維持する上で非常に重要なものということで我々認識してございますし、いろんな事業者の方々が参加する市場というふうにも認識しております。

したがって、2020年創設時期にこだわらずに、慎重に議論を進めたほうが良いといったような意見も踏まえますと、我々、一般送配電といたしましても、運開開始時期を2021年にするということについては理解できるところでございます。

一方で、需給調整市場の運開を2021年というふうにしたといたしましても、ご紹介ございましたとおり、適切な開発期間というものを確保するという観点から、6月には仕様を確定しなければならぬといったような状況でございますので、私どもも引き続き適切に検討してまいりたいというふうに考えてございます。

それから、広域運用のほうのシステムでございますけれども、これも14ページ目のほうに記載いただいておりますけれども、私ども運用システムのほう、先行して運開できるように検討してまいりたいというふうに考えてございますけれども、広域機関での議論を踏まえながら具体的な対応を考えてまいりたいというふうに思っております。

それから2点目でございますけれども、論点②の観点ですが、33スライドあたりでございますけれども、監視とか規律の観点を踏まえまして、三次調整力以外の調整力について、調達期間を年間にするのが提案ということでされてございます。

私どもといたしましても、調整力確保の確実性というのは非常に重要なことですので、36 ページ等に記載の論点③にございますけれども、kW と ΔkW を同時に調達するといったことを考えますと、現行の調整力公募と同様に、年間調達が自然ではないかというふうに考えているところでございます。

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、下村さんのほうからお願いいたします。

○下村代理（新川オブザーバー）

監視等委員会の事務局として、今度のご意見を申し上げさせていただければと思います。

先ほど廣瀬委員、それから山田オブザーバーからのご指摘のあった 33 ページ、論点②の広域調達・運用しない調整力の調達期間についてでございます。

先ほどのシミュレーションの議論でもございましたけれども、年間、週間というのでコスト効果が違うという話もありました。監視等委員会といたしましても、調整力の調達・運用の監視を行ってきておまして、その稼働率というのは、季節や月などによって異なることが見えてきております。また、年間で調整力の必要量を調達することが、調整力公募への新規参入を検討する事業者にとっても高いハードルになっていると、こんな声も伺っているところでございます。

このため、広域調達を運用しない調整力の調達期間については、必ずしも年間に一括調達することを基本としなくてもいいのではないかと。あるいは、年間や季節、月、週間ごとを組み合わせ設定するということも含めて、今後、詳細は広域機関において検討するというにされておりますけれども、ここは柔軟にご検討いただくのがよいのではないかとというふうに考えてございます。

なお、ここでも、監視のコストの上昇を理由として年間調達ということではいただいているわけでございますけれども、当委員会といたしましては、仮にそれが週間調達等となった場合でも、しっかりと必要な監視をしていきたいというふうに考えてございます。

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

ず論点①スケジュールに関しては事務局の提案が合理的だと思います。1年先延ばしするの

はいいとして、ここで考えていただきたいのは、三次調整力②の調達は、送配電部門が市場を通じて調達するのをここで始めるということだったのを1年先延ばしするというを意味している点。

この調達が、ここで考えられていたような、システムを本格的に整えてというのが遅れるのは合理的な判断だと思いますが、一方で、直近の東京電力管内での需給逼迫で明らかになったように、もし送配電部門が市場を使えたらもう少しうまく対応できた。少なくともそのような意見も出ている。そうすると、その対応も丸々1年遅れてしまうことを意味する。

さらに、そのスケジュールに合わせて送配電部門が市場をどう使うべきかという議論が始まるとすると、その送配電部門の市場利用全般の議論が1年遅れるとなると相当深刻な話。三次調整力②の調達を1年先送りするのは容認できるとしても、その市場調達の議論まで遅れるのは問題。別のやり方ならもっと早く送配電部門が調整力をもっと柔軟に市場調達できるのかもしれない。そういう調達のあり方に関する議論を加速させる意義が、今回の1年先送りで更に大きくなったと思います。

そちらに重要性が増したことを認識して、送配電部門が市場にどうかかわるべきか、特に調整力、予備力の文脈でどうかかわっていったらいいのかの議論を加速させる必要があると思います。

次に、広域調達を運用しない調整力に関して、もともと自分が認識していたよりも複雑だということがわかってきました。つまり、かなり早いタイミングで年間調達から週間調達に変わるというのがデフォルトだと今まで私は思い込んでいたのですが、しかし、仮にももとの設定どおりだとして2020年度、修正されたもので21年度からといっても、広域調達は限られたものから入るので、全般的に広域化するのには、まだ先になるということだとすると、その間は広域調達できないものが残る。

広域調達できないときのその調達の仕方に関して、年間調達のほうが監視しやすいという面があるのではないかと指摘は、確かに言われてみればもともと、週間にしたときに、固定費の回収をどうするのか、年間全て同じように回収するのはどう考えても非合理的な気がするので、そのコストをどうやって割り振ったらいいのかという問題が起こってくるのだけれども、年間だとすると、ならしてのせればいいので、コストを見ていればかなりの程度監視できる。この意義も含めて検討するように、という提案は確かにもっともだと思います。

しかし一方で、ももとの議論で週間調達にしたときのメリットは何だったのかということ、調達が柔軟になることもあるし、ピーク時には、旧一般電気事業者ぐらいしか供給できる場所がない、だからコンペティティブでないということだったのですけれども、そうでない時期だっ

たら、ひょっとしたら新規参入者も出せるかもしれない。年間調達だと、そういうところで部分的にもコンペティティブにすることを諦めることになる。そのデメリットも考える必要があると思います。

さらに、週間調達なら、本格的な市場でないとしても、それぞれの時期で調達のコストがこんなに違う。ピーク時はすごく高くで、オフピークには低いということが価格シグナルとしてある程度出てくるチャンスがある。

したがって、ピーク時の調整力、あるいは予備力の確保は、こんなに高いコストがかかっている、その節電のメリットはこんなにあるというようなことが、価格シグナルとして出るチャンスがあるにもかかわらず、年間調達にすると、それを封じてしまうことになる。このデメリットもきちんと考慮した上で、今後の議論をしていかなければいけないと思います。

それからさらに、仮に広域調達が開いたとしても、本当にコンペティティブになるかどうかも見ていかなければいけないということを考えると、仮に週間調達にしたときに、どうやって監視したらいいのかという手法を開発すること、考え方を整理することの重要性がさらに増したと考えるべき。今回の指摘で増したと思いますので、仮に今後の整理で年間調達になるとしても、将来週間調達に仮に移行したとしたときに、どう監視したらいいのかというような考え方を議論しておくことは、今からしておかなければならないことだと思います。

最後に論点③のところ、kW 価値、容量市場が始まるまでの kW 価値のところ、技術的な検討で提起されたというのに関しては、もしこれが意味することが、先ほど大山先生がおっしゃった技術的な問題を議論する作業部会から出てきたとすると、それはどう考えても筋が通らない。つまりこれは明らかに技術の話じゃなくて、エコノミクスの話。だからそこで議論されたとすればとても奇妙な話。

広域機関でも出てきたというのが、第1回が開かれた小委の話をしているのだとすると、これに関しては、そもそもこの課題が何を言っているのかもわからないという意見すら出てきている状況で、問題が提起されたということ自体うそではないけれども、この言い方はかなりミスリーディング。何が問題なのかまだわかっていない状況で、これから議論しくことを報告していただいたと理解しています。本当にこれがそもそも問題なのかどうかから議論が始まると理解しています。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは菅野さん、お願いいたします。

○菅野オブザーバー

今回示された広域調達と広域運用のスケジュールについてお願いがあります。今回の案では2020年に中地域3社での広域運用が始まり、2021年に広域調達が三次調整力の低速枠で始まる。そして2020年+X年に全体が揃うというスケジュールが示されています。幾つかのシステムが段階的に整備されていくということなので、開発が先行するシステムが将来の広域的なメリットオーダーの実現に制約にならないよう、拡張性あるシステム開発をお願いしたい。

論点②の広域調達・運用しない調整力の調達期間については、年間調達・週間調達と2つの考えが示された。1月22日の週の首都圏での需給逼迫時に広域機関からの融通指示で、他エリアで比較的余っている夜間に首都圏に電気を送り、首都圏の揚水の水を揚げて昼に備えるという運用がなされた。実際の逼迫時の対応を踏まえ、年間調達と週間調達の二者択一ということではないと思うので、調整力の提供が求められるのがピーク時かオフピーク時か、その際の逼迫度を踏まえ、また設備側の裕度も含めて、柔軟な検討が要ると思う。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは安藤委員、お願いします。

○安藤委員

ありがとうございます。まず、調達と運用について、後者を先行させるという話についてです。確実性の面、手戻りがあるという面、これらの懸念事項からこのようなやり方が提案されているわけですが、これをせつかくでするのでポジティブに捉えられないかと考えました。

市場化にどのようなメリットがあるのか、課題があるのかというのを、同時に全部始めるのではなくて、五月雨式に始めることによって、メリットや課題を切り分けやすいというような点はポジティブに評価できるのとも思います。よって、せつかくであれば、運用について先行するのであれば、その運用についてどのような課題があるかなどを、先ほどMRIさんからのほうの試算などもあったわけですが、どのようなメリットと、どのような課題があるのかをそれぞれ見ながら進めていただきたいと思います。

もう1点、調達期間に関してですが、先ほど松村委員から、固定費の面などで監視という観点から、年間のほうがわかりやすいというお話聞いて、ああ、そういう面もあるかとも思ったわけですが、この話だけを見ていると、年間だと必要なときとそうでないとき、込みの価格で全部が提供されます。こうなったときに、その時点、その時点の必要量と価格の間にはギャップがあるというか、乖離が発生する。そのように考えると、価格の監視については、年間のほうが難しいのではないかというふうにも考えられるため、具体的にこの価格の監視について、容易か、そ

うではないかということについては、もう少し検討の余地があるんじゃないかなと感じました。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは山田さん、お願いします。

○山田オブザーバー

ありがとうございます。先ほど松村委員のほうからお話あったことに関する内容でございますけれども、まず1点目が、運開時期を 2021 年にした場合の我々一般送配電事業者の対応ということで、最近の首都圏の需給逼迫にもある程度対応できるのではないかとといったようなお話でございます。

現状も、一部のエリア、東北とか九州とか、太陽光とかの導入が非常に多い場所につきましても、想定誤差の影響というものはかなり大きくなりますので、そういったところでスポット市場よりも前にその予測誤差に対する調整力を確保ということで、エリア内で調整力提供者、いわゆる自社内になると思いますけれども、個別契約を結んで対応しているということもございます。

一方で、先ほどございました三次調整力のほうをエリア外から調達するというふうになりますと、やはり連系線の枠取り、それから潮流の設定ということで、どうしてもシステム化というものも必要になるかというふうに考えてございます。

ただ、今後どういうふうに 2021 年の前にできるかということを検討しなきゃならないと思いますけれども、こういうことができれば、需給逼迫にもある程度対応できるということも考えられますので、資料にも記載いただいているとおり、広域機関ともいろいろ検討させていただきながら対応していくということになるのかなというふうに思っております。

それから、年間・週間調達の話でございますけれども、先ほども申し上げましたが、やはり市場開設前であれば、kW と ΔkW の確実な調達ということが必須になると思うので、年間というふうに申し上げさせていただきましたけれども、33 ページに記載いただいているような調整力の確保の確実性ですとか、それから監視の面、その辺を多方面からご検討いただいて、いずれ確実に確保できるといったような調達について検討していきたいというふうに考えてございます。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、広域機関の佐藤さんのほうからお願いいたします。

○佐藤（悦）オブザーバー

すみません、質問で、ちょっと事務局というよりも下村さんにお聞きしたいんですけど、監視をどうするかというか、どう考えているかということです。何が言いたいかという、先ほど廣瀬先生からのご発言もありましたが、今、公募と言ってもどうしているかという、間違っていたら直していただきたいんですけど、例えば東北だったら、東北電力の発電部門が出して、TSO部門だけが買うと。自社でやっているということですよ。九電だったら、九州の発電部門が出して、TSO部門が買うという、公募と言っても非常に特殊な形だから、監視が決定的に重要だということなわけですよ。

それがこの後も続くというふうになると、先ほど松村先生が教えてくださったように、年間だと、そうすると1回なので、固定費とか全部乗せて、それが高過ぎないように監視をすると。そうすると、週間になると、全部の週売れるかどうかなんて全然わからないから、思い切り乗せる可能性もありますよね、週1回かもしれないと。その場合って、1回だから思い切り乗せました1年分というときって、監視で高過ぎるといいますか。

ただ、出すほうにしてみると、本当にこれってすごく何か危ないときだけ、だからこの夏の1回で終わっちゃうんだよなと思うと、何かすごく乗せそうな気がするので、やっぱり監視が結構大変ですけど、先ほど下村さん、どちらでも余り変わらないと思いますとおっしゃったので、どうということのかなというので質問しました。

○横山座長

それじゃ、下村さんのほうからお願いいたします。

○下村代理（新川オブザーバー）

ご指摘ありがとうございます。仮にこれを柔軟にやった場合の監視のあり方というのは、引き続き更なる検討が必要だというふうに思っています。

また、kWについて考えるのか、それから $\Delta$ kWについて考えるのかでも異なってくると思います。ご指摘のとおり、kWについて週間とかいうふうにやってしまうと、まさにご指摘いただいたような問題というのが出てくるのかなという気もいたしますが、一方で、kWは、例えばこれがいいのかどうかわかりませんが、年間ですっかり確保しておいた上で、電源がそこにあるということを前提とした上で、 $\Delta$ kWはより柔軟に、それこそ先ほど菅野委員からもございましたように、急に1週間前に不足がわかるというときに柔軟に調達を追加するとか、いろんなやり方があるのかなというふうに考えてございます。

したがって、ここで年間を基本としというところまで決め切るほど、今、議論が成熟しているのかということでコメントを申し上げた次第でございます。監視が難しくなるというのは、ご指摘のとおりでございます。

○佐藤（悦）オブザーバー

ということだと、やっぱり 33 ページで事務局がつくったこの週間調達期間別の比較で、価格監視の容易性で、年間調達が丸で、週間調達が三角というのは、まあ、そうかなということではいいということですか。

○下村代理（新川オブザーバー）

はい、監視がより難しくなるというのは、ご指摘のとおりだと思います。

○横山座長

よろしゅうございましょうか。

それでは、東ガスの佐藤さんのほうからお願いします。

○佐藤（裕）オブザーバー

ありがとうございます。私ども小売事業者の目線から申し上げますと、需給調整市場に期待することは、需給調整コストの低減、具体的には託送料金の低減であったり、インバランス料金の低減になります。当然そういった果実はできるだけ早く実現できるに越したことはないのですが、今回のスケジュール先延ばしのご提案について申し上げますと、私どもも全面自由化移行時にシステムトラブルに起因する種々の混乱があったのはまだ記憶に新しいところでございまして、システムに関してはかなり慎重な進め方をするのが大事ではないかと思っております。

特にこちらのシステムの場合は安定供給にも直結してくるということですので、私どもとしても1年先延ばしはやむを得ないことと受けとめております。

ただ、それだけ需給調整コスト低減の実現が先に延びてしまう中で、ほかに何もできることはないのだろうかという点は非常に気になります。今回、事務局のご提案の中でも、監視と規律という言葉が出てまいりましたけれども、例えば今の調整力公募の仕組みの中でも監視のあり方、規律のあり方を強化していただくというアプローチもあると思います。また、昨今の需給逼迫の際にDRが初めて発動されまして、その有用性が確認されたところですが、DR事業者の立場からしますと、小売事業者、あるいは送配電事業者との費用精算のところで幾つか課題が顕在化したとも聞いておりますので、そういった部分のルールの見直し等によって、DRのような低コストで有用性の高い手法を、今の仕組みの中でもより多く取り入れることができるようになるのではないかと考えております。

先送りそのものについて反対を申し上げるつもりはないのですが、それまでの期間、どのように需給調整コスト低減に向けた改善を進めるかについて、ぜひご考慮いただければと思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは松村委員、お願いいたします。

○松村委員

すみません、私、先ほどの山田オブザーバーの発言はちょっと許容できない点というか、とても不安になるご発言があったような気がします。東北電力や九州電力を例にとって、太陽光が大量に出てきたときに予測誤差が出てくる、それはスポット市場の前で確保したい、エリア内で調達しているというようなこと。こういう発想の人が制度設計しているから、いつまでたっても広域調達が進まないのではないかと、とても不安になりました。

低速枠②を議論していたときに、どういう状況を念頭に置いていたのかということ、基本的には太陽光が大量に照っている状況で、供給力があると思っているのだけれども、急に照らなくなったときに、上げ調整力が不足する。そのために、kWhではなく、 $\Delta$ kWの調達が必要という形で議論が進んでいるはず。それが意味することは、予測誤差に関しては上げ調整力の不足が問題となっている。

一方で、九州電力や東北電力の連系線は、圧倒的に九州から東に、東北から南に流れている。九州電力や東北電力が域外で下げ調整力を、連系線をあらかじめ確保しないでするのはとても難しいかもしれないけれども、上げ調整力なら域外で調達できるはず。これを念頭に置いて、何で連系線を押さえないければだめですか、なぜ域内の電源で確保しなければならないのですか、というような議論が、繰り返し、繰り返し出てきたのにもかかわらず、その局面でもやっぱり両地域ではそういう問題が起こっていて、域内の電源を確保することが必要で実際にしていますとは一体全体どういうことか。そういう認識で制度設計をしているから広域調達が一向に進まないのではないか。

しつこいようですが、私はあらゆる委員会で同じことを言っているのですが、広域調達は確かに難しい問題があるのはわかっていますが、比較的容易なケースもあるということ、それどうして対応できないのだろうというのを不思議に思っている。にもかかわらずあんない加減な意見表明が出てくることは遺憾です。ぜひこの点認識した上で今後の制度設計をしていただきたい。

以上です。

○横山座長

山田委員、お願いします。

○山田オブザーバー

今、松村先生からお話いただいたことはおっしゃるとおりでございまして、例えば、私、東

北電力なので東北の話をしてしまうと、当然、南向けというか、東京さん向けの潮流がいっぱいございますので、下げ代対応というのは非常に難しい問題はそのとおりでございます、おっしゃっていただいたように、逆に上げ調整というのであれば、南から北に受ける余裕というのは当然あるのは確かでございます。

先ほど申し上げましたとおり、その辺の連系線の設定というところの作業、それから潮流設定というのが必要になりますけど、その確保ですね、そこを、例えばマニュアル的にどうやっていくのか、それからどういうふうに効率的にやっていくのかというところの課題があるかと思えますので、ご指摘のとおりのところをどのように対応できるかというものは、我々、一般送配電事業者と、あと広域機関とも相談しながら、いかに効率的に調整力を確保するかというものを検討させていただければというふうに思います。

以上です。

○横山座長

それでは鍋田さん、お願いします。

これで最後にして、次に進みたいと思いますのでよろしくお願いします。

○鍋田オブザーバー

ありがとうございます。まず調達のほうのシステム開発がスケジュール的にかなり厳しいということ、これはよくわかりました。あとは運用のほうについては、それと比べて仕様の確定がもう少し早くできそうだということで、なるべく早目に頑張って作っていくということだと思います。

それから、本日なかなか難しい議論が続いておりますけれども、少しコメントさせていただきたいと思えます。まず、kW 価値とそれから  $\Delta$ kW 価値ということがあります。この  $\Delta$ kW 価値なるものは変化可能な出力帯をあけておいて調整力を提供すると、そういうものだと理解しています。こういう調整力の電源というのは、ピークの前備力だけじゃなくて、季節や時間帯に応じてもっとも経済的な電源が調達できる、選択できるということが効率的だと思っております。

ですから、これまで容量市場で年間を通して kW 価値を確保して、需給調整市場というのはより実需給に近いところで  $\Delta$ kW 価値を調達する、そんなふうに設計を進められてきたのかなというぐあいには思っています。

今、容量市場が開設されない時期のことが出ておりますけれども、前備力を提供する電源の確保というのは必ず必要でございますので、そのところを現状の公募と同じ形で調達する必要があると思っております。

その場合、その電源は当然ながら調整電源、いわゆる  $\Delta$ kW も提供するということが必須にな

るかと思しますので、事務局からの提案のとおり、2023年までの間は $\Delta$ kWとkW価値を同じように、同時に調達するという考え方も理解できるものでございます。

ただ、現状、ここで募集していますのは電源Ⅰなるものですが、朝の立ち上がりとかの場合にはもう少し追加の調整力が必要であったり、より経済的な電源差しかえということを行おうとしますと、ここでも議論されていましたが、電源Ⅱの余力ということが大事になってまいります。今後、発送の分離も行われますけれども、送配電は、電源持っておりませんので、需給調整、周波数調整に必要な調整電源を確実かつ効率的に確保する必要があります。

31 ページの一番下のほうに、電源Ⅱの提供は義務ではないものの、そこにはやはりインセンティブの配慮が必要か、という記載がございます。発電事業者が電源Ⅱの余力に相当する部分も提供しやすくなるような仕組みも、ぜひ検討のほうをお願いしたいと思っております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。たくさんご意見をいただきましてありがとうございました。

それでは、時間の関係もございますので、次の容量市場についてのほうに進ませていただきたいというふうに思います。

それでは、資料6の説明をよろしく申し上げます。

○鍋島電力供給室長

それでは資料6につきまして事務局からご説明いたします。容量市場についての論点となります。

1 ページ目から5 ページ目まで、昨年12月の中間論点整理の概要を掲載しております。

5 ページ目をごらんいただければと思います。中間論点整理におきまして、今後の検討の進め方といたしましては、小売事業者への費用請求の考え方や経過措置について丁寧に検討を進める、沖縄エリアにおける容量市場の取り扱い、また経過措置の導入等により既存契約において値差が生じた場合についての考え方、市場支配的な事業者への対応等につきましては今後検討を行っていく、その他の技術的な内容を含む詳細につきましては、広域機関及び監視等委員会において並行的に検討を進めるということにしております。

次の6 ページ目、7 ページ目につきましては、中間論点整理後に行った意見募集の概要について掲載しております。

容量市場に関しましては、141 件の意見をいただいております。本作業部会における議論のみならず、広域機関、監視等委員会における検討に当たっても参考にさせていただきたいと考えております。

8 ページ目をごらんいただければと思います。容量市場における論点についてでございますけれども、中間論点整理及び意見募集の結果を踏まえまして、早期に検討が必要と考えております論点をまとめております。

読み上げますと、まず1つ目、小売電気事業者への費用請求の考え方、2つ目、沖縄エリアの容量市場の取り扱い、3つ目、新設・既設の区分経過措置、4つ目、市場支配的な事業者への対応、5つ目として、容量オークション外の相対取引の扱いと、既存契約見直しガイドラインのお話ですが、この5点を考えております。

本日は、1点目と2点目についてご議論いただこうと考えております。

この5つの論点以外の論点につきましては、広域機関における技術的な検討を踏まえまして、必要に応じて本作業部会においても検討してまいりたいと考えております。

9 ページ目から、小売の請求額配分方法についての論点について資料をまとめております。

まず、小売電気事業者への請求額配分方法につきましては、これまで、そこにあります4つの案をベースに議論を行ってまいりました。

年間ピークの電力に応じて配分する、月間ピークの電力に応じて配分する、小売事業者の最大電力に応じて配分する、それから kW と kWh を基準とした配分量を2対1で組み合わせるといふ4案を提示してまいりました。

10 ページ目でございますけれども、昨年の本作業部会での検討状況、さらに意見募集結果の関連部分について抜粋をしております。

11 ページにつきましては、過去の作業部会の資料を改めて掲載しております。

12 ページでございますけれども、作業部会における議論、これまでの議論におきましては、特に年末の12月12日の回におきまして、複数の委員から、①の年間ピーク時の電力に応じて配分する案をベースにしつつも、予見可能性や小売事業者のシェア変動の問題を回避する案をさらに検討する必要があるというご指摘をいただいたところでございます。

これに対しまして、オブザーバーの方々からはいろいろなご意見がございましたけれども、①の案を支持する意見もございましたけれども、②の案を支持する意見というものもございまして、そうした立場からは、①の年間ピークの案につきまして、表のところに書いてありますけれども、懸念する意見としまして、例えば年間1点のピーク時に依存して精算額が決まるため予見可能性が低い、前年度に負担の割合が決まり、翌年度に大きな顧客脱落があると小売の信用リスク増大につながるといった点をご指摘いただいたところでございます。

13 ページから15 ページにつきましては、過去の本作業部会における議論についてかなり詳細に書いております。

16 ページでございます。この予見可能性低下への対応という点でございますけれども、確かに年間1点のピーク時シェアによって決まるとするならば、どういう金額を負担することになるかという点につきまして、予見可能性が低くなるという問題があると思います。

この点につきましては、年間ピークを複数日の平均需要とする、あるいは、夏、冬それぞれのピークをとるといった工夫が考えられるのではないかと思います。

17 ページにつきましては、各エリアのピーク時間帯につきまして、参考までに掲載しております。データを掲載しておりますけれども、ピーク需要発生時刻につきましては、事前の想定時刻とは必ずしも一致しないという事実がございます。

それから 18 ページでございます。これは夏期と冬期の残余需要、これは各エリアの需要から、太陽光発電の出力を除いた数値でございますけれども、太陽光発電は、夏に比較的発電するというのもございますので、最大需要で言えば夏のほうが大きいというエリアにおきましても、冬期のほうが供給力確保の観点からは厳しい面もあるという点につきまして、データを掲載しております。

19 ページでございます。年間ピークの算出方法でございますが、具体的には、夏期ピーク、冬期ピークのそれぞれをとるという案を検討しております。

夏期ピークにつきましては、7月、8月、9月の各月におきます最大需要発生時における電力使用量を合計しまして、当該期間における各事業者の比率を出すという方法。

冬期ピークにつきましては、12月、1月、2月の各月における最大需要発生時における電力使用量を合計したものの、当該期間における比率を出す。この夏期ピークと冬期ピークをとりたいと考えております。

その上で、全エリアにつきまして、夏期・冬期ともに供給力の確保に万全を期す必要があるという点も踏まえまして、年間のうち6カ月は夏期ピーク、6カ月間は冬期ピークに基づいて小売事業者に請求することを基本といたしまして、詳細は広域機関においてさらに検討することとしてはどうかと考えております。

20 ページでございますが、その際に、小売のシェア変動時にどうするかという点について、さらに詳細論点を書いております。

小売事業者のシェアが年度内で変動した場合、あるいは小売事業者の合併等が生じた場合に、速やかに配分比率を調整する必要があるのではないかと考えておりますが、こうした観点から、託送契約電力の kW 値を用いて補正すると。それを用いて、そうした補正を行った上で、各小売事業者への配分額を決定することとしてはどうかと考えております。

具体的には次のページをごらんいただければと思います。左下の模式図をごらんいただければ

ばと思いますけれども、7～9月というところで、年間ピーク時に例えばこの青の小売Aという事業者が30万kW発生させていたということがあった時に、この事業者は、託送契約電力は36万kWであったと仮定いたします。これが数カ月後になりまして、シェアが変動して、託送契約電力が24万kWになった、すなわち3分の2になったというときには、ピーク時のkWをこの30万から3分の2を掛け合わせて、20万kWになったと推定する、こういう方法はどうかと考えております。

このように年度内のシェア変動によりまして、託送契約電力が変化した場合に、その変化に応じて、当該月、当該夏ピーク、冬ピークの、年間ピークのkWを補正する。シェア変動補正後のkWを用いて、当月以降の各小売への請求額に反映するという案にはいかがかと考えております。

22 ページでございます。費用請求のスケジュールについて、これも模式図を書いております。

下の図でございますけれども、7、8、9月に夏期ピークを測定しまして、そのデータが大体10月下旬には出そろってくるかと思えます。翌年の7月から、その前年度の夏期ピークに基づいて請求をするということにいたしますが、その際に、毎月、託送契約kWに基づきまして補正を行うという案にはどうかと考えております。

冬につきましては、12、1、2の3カ月で測定を行いまして、3月ごろに冬期ピークが決定されると。これを翌年度の10月から数値として用いまして、この冬期ピークをもとに小売りに請求していくと。この際に、同じように託送契約kWに基づいて補正をしていくという案にはどうかと考えております。

なお、この2つ目のポツでございますけれども、新規参入者をどうするか、前年度のピーク算定時に参入していなかった事業者をどうするかという論点もあろうかと思えますが、その際は契約kWに一定の数値を乗じるという方法が考えられるのではないかと考えております。

また、意見募集にも出てきましたけれども、BGに加入する小売事業者につきまして、代表者がまとめて精算を行うということも考えられますけれども、こうした詳細論点につきましては、引き続き広域機関で実務的・技術的な観点から検証を行っていただき、詳細を検討することとしてはどうかと考えております。以上が論点1となります。

23 ページでございます。最後のスライドでございますけれども、沖縄エリアにおける容量市場の適用についてでございます。

中間論点整理におきましても、この論点についてさらなる検討が必要としておりましたが、前回の作業部会で沖縄電力から意見表明がございました。そうした意見表明もございましたし、また、日本卸電力取引所における取引が、沖縄エリアでは行われていないという特殊性もござい

ます。沖縄エリアでの供給力の確保は、引き続き事業者間の相対契約にて行うということとし、容量市場の開設、容量市場を通じた小売事業者の供給力の確保は行わないということとしてはどうかと考えております。

以上、事務局からの資料の説明となります。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、皆様からご意見いただければと思います。

廣瀬委員、お願いいたします。

○廣瀬委員

ありがとうございました。まず、小売電気事業者への費用請求の考え方に関して申し上げます。今までこの場での議論を踏まえまして、今回、事務局のほうで大変よく練られた案を示してくださっていると感じます。あくまで年間のピーク需要に応じて配分するという基本的な考え方に立ちながらも、予見可能性もできるだけ高めるように工夫されています。また、小売りのシェアの変動時や新規参入があった場合に関しましても、具体的な考え方を示してくださっていると思います。また、恣意的に契約 kW を操作するということに関しましても、対策が講じられていると思います。

したがって今回の事務局の案、具体的には資料6の19ページにあります、夏期ピーク、冬期ピーク、それぞれ3カ月間を見て、6カ月間は夏期ピーク、あとの6カ月間は冬期ピークに基づいて請求する。また20ページにあります、小売りのシェア変動時には、年間ピーク時のkWシェアを、託送契約電力等を用いて補正して配分額を決定する。さらに22ページの前年度の季節のピーク時の電力を基礎として、前月の小売りのシェア変動を加味して配分を決定するということを基本とするという案に、賛成いたします。

2つ目の論点、沖縄エリアにおける容量市場の取り扱いにつきまして、これは資料の23ページにありますように、引き続き事業者間の相対契約で行うということで異論はございません。

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。私は、室長からのご説明がございました小売事業者への費用精算の考え方に賛同させていただきたいと思います。容量市場の制度の趣旨、並びに、費用請

求の実行可能性といった観点から、大変バランスのとれたよい案であるということで賛同させていただきたいと思えます。

19 枚目の年間ピークの算出方法に関してでございますけれども、例えば夏期ピークは、6 カ月間夏期ピークで、残りの6 カ月間冬期ピークに基づいて請求するというところでございますけれども、夏期ピークでこちら7月、8月、9月の各月における最大需要発生時における電力使用量をベースに請求されるということでございますけれども、恐らくほかにも、例えば7月から9月、その3カ月間で上位3ポイントの最大需要発生時の電力消費量をベースに課金する、費用請求のベースにするといった考え方もある可能性もございますので、もう少し、こちらにも記述がございますとおり、ほかの案等も含めまして、さらに広域機関において詳細に検討するというところで賛同させていただきたいと思えます。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

斉藤さん、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。今回の費用精算の考え方ですが、当方、前回は月間ピークということで主張させていただきました。あのときにもいろいろな方からの意見がありまして、今回、事務局のほうで大変ご苦労されてこの案をつくっていただいたということで、私どもとしては本件につきましては賛同させていただきます。また、沖縄についても同様、賛成させていただきます。

先ほど、MR I さんのほうから、シミュレーションに関する報告ということで、容量市場の価格が出ております。ですから、今後はぜひ各事業者における負担対象となる kW がイメージできるような指標をご提示いただければと思えます。

そのようなものを用いることで、次回以降の議論の対象になるかとは思いますが、経過措置に関する議論ですとか、そちらのほうにつながっていくと思えますし、我々事業者としても、そこら辺については具体的な一つのイメージをもとに議論に参加させていただければと考えております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員

事務局のこの資料に基本的に賛成するものなのですが、ピークに対する対応の部分と精算の部分をきれいに切り分けていただいたということだと思います。

精算に関して言うと、いろいろなご意見を踏まえると、細かくすれば細かくするほどいいんじゃないかということで月間だったと思いますけど、それで事務的とかシステム的に回るのであればいいと思いますし、あるいはそこに懸念があるのであれば、そもそも年間と月間しか案として提示されていなかったというのがありますけれども、先ほど小宮山さんがおっしゃったように、ピークを2回とるのであれば、粗くて2回という考え方もあるかもしれないし、おっしゃったように四半期という考え方もあるかもしれないし、その精算のところをどうするのかというのは、これは決めの問題ですけれども、あるのかなという感じはいたしました。

いずれにしても、基本的な方向性というのはこれでよろしいというふうに思います。

どうもありがとうございました。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは内藤さん、お願いいたします。

○内藤オブザーバー

大変難しい課題について工夫をしていただきまして、それぞれの立場からの意見をくみ取った案をつくっていただいたと思います。ありがとうございました。

細かくなりますが、実務上、多くの参加者がいる中で、うまく請求事務が回していけるのかであるとか、いろいろな状況変化の中で、取り過ぎもいけないし、取り漏れもいけないということを、ちゃんと調整していけるのかというようなことを、今後、広域機関で検討されると思います。引き続きよろしくお願ひしたいと思います。

また、やってみて不具合があれば、柔軟に見直すということかと思ひます。よろしくお願ひいたします。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは秋元委員、お願ひいたします。

○秋元委員

どうもありがとうございます。いろいろ意見がある中で、バランスをとってまとめていただいたので、私も賛成したいと思います。

新電力さんいろいろご意見がある中で納得されるようでありますので、やはり原則、年間ピークが妥当だろうと思ひますので、ただその中でワークするという形の中で、こういう案を出

していただいたというのはありがたいと思いますので。

詳細については本当に、どういうふうにワークするかということに関しては、広域間でさらに検討が必要な部分もあるかもしれませんが、原則として賛成したいと思います。

どうもありがとうございました。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは又吉委員、お願いいたします。

○又吉委員

ありがとうございます。私も費用精算につきまして1点発言させていただければと思います。負荷平準化に資するという視点から、年間ピークのkWに応じて費用配分をするのが適切という考え方に変更はございません。また、予見可能性向上の観点から、ピークの採録点を増やすという考え方にも賛同いたします。

しかし、この19ページ目に書かれております、7～9月と、12月～2月の各点のピークの合計をとるのか、先ほどご発言もありましたが、3カ月間におけるピーク3点をとるのか、どちらが予見可能性や負荷平準化によりかなうのか、なかなかちょっと判断しにくい状況ではありますので、詳細につきましては今後、広域機関で詰めていただきたいなというふうに考えております。以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

そのほかにいかがでしょうか。

特にございませんでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、これにて終わりにさせていただきたいと思います。

それでは、最後の議題になりましたが、資料7の非化石証書の取引に係る会計・税務上の取り扱いについて、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

それでは資料7をごらんいただければと思います。非化石証書につきましては、本年5月からFIT分の証書につきまして取引開始になるところでございます。

その非化石証書の会計・税務上の取り扱いにつきまして、複数の会計士や税務当局に確認を事務局で行いましたので、その概要をご報告いたします。

資料をごらんいただければと思います。1ページ目でございますけれども、非化石証書の取得時の会計上の扱いでございます。

非化石証書の取得時の扱いでございますけれども、この取得をした際に、いきなり費用とするというような考え方も一方ではあるわけでございますけれども、会計士の方々、また税務当局とも相談した結果、一般的な扱いとしましては、非化石証書を取得した際は、まず取得時は、その取得価格をもって資産計上をすることが一般的という見解をいただいております。

その理由としまして、この非化石証書には環境表示価値がありますので、この電気の販売ということに対して再エネ価値を付加するという性質があると。そういうこともありますので、買った瞬間にはまず資産として計上することが一般的との見解をいただいております。

これをどうやって償却するか、費用処理をするかという点でございますけれども、これは電気と一体的に販売をするという使用方法が一般的でございますけれども、一体的に活用した際に、その活用した分を費用化するということが、会計処理、税務処理としては一般的なのではないかという見解をいただいております。その上で、そうした形で費用化した部分につきましては、損金性が認められるのではないかというふうに、税務当局からおっしゃっていただいております。

なお、こういう取り扱いにいたしますと、転売を自由に認めた場合には、利益調整を目的とした小売事業者間の取引が行われるという懸念があるのではないかという指摘をいただいております。こうした観点から、当面の間でございますけれども、この証書の転売はできない仕組みとするということにつきまして、ご報告させていただきたいと思っております。

また、会計士の方々、また税務当局に確認した際には、現時点における非化石証書の取引を前提としてご相談いたしました。経済実態が変化した場合、実際の取引形態が大きく変化した場合、またいろんな高度化法の義務内容の変更などで事情が変化した場合には、改めて整理をしたということも伺っておりますので、これは現時点でのF I T分の証書の取引につきまして、差し当たっての整理であるということをご報告したいと思っております。

2ページ目以下は参考資料でございますので、これで本資料の説明とさせていただきますと考えております。

○横山座長

ありがとうございました。

ただいまの報告事項ですけれども、何かご質問がありましたらお受けしたいと思っておりますが、いかがでしょうか。

國松さんから、お願いいたします。

○國松オブザーバー

ありがとうございます。証書の扱いに関しましてのご確認は理解するところでございますが、利益操作が可能になってしまうので転売を禁止するというところ、このつながりが、すみません、

ちょっと理解できないものですので、即、利益操作だから転売させないようにするというところの部分、少し飛躍しているように感じます。

多くを買い過ぎたものが費用計上できないというのは、それはそうだと思います。余った分に関しましては、この分でいえば特別損失というか、寄附金というか、そういう形になるものだと思うんですけども、どういった懸念でこの利益操作と転売禁止が結びついたのかを教えてくださいたく、お願いします。

○鍋島電力供給室長

この点につきましては、この整理に基づきますと、電気と組み合わせて販売をしたというときに使用されると。必ずしも期末だとか、そういうときに費用化されるのではなくて、証書と組み合わせた電気を販売したときに費用化されるということでございます。

そうして一旦費用化したものが、現実に手元に証書があるわけでございますけれども、これをさらにほかの人に転売して、その人がまた費用として使うというようなことも場合によってはあり得るのではないかと懸念がございまして、そういうような懸念が払拭されるまでの間は、とりあえず転売はしないでいただくことが、税務上、損金算入をするという扱いをする上では重要であるというご指摘をいただいているところでございます。

○横山座長

よろしゅうございましょうか。

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

すみません、こちらの説明で、税務上の問題があつて転売が当面できない仕組みとすることで、この事実については認識いたしました。ただやはり我々事業者としては、我々もこれをどういうふうにつくっていくのか、まだ十分イメージが固まっていない部分もあるんですが、やはりここ大きなネックにならないかなというのを若干心配しているところもございます。

ですから、もちろんこれは走りながらというところもありますでしょうし、当面というところもありますので、場合によっては、また事業者としてご相談させていただく可能性があるということだけ述べさせていただきます。

○横山座長

ありがとうございました。

松村委員からお願いします。

○松村委員

今の転売の点について。今の説明はある種トレーサビリティがとても貧弱で、一旦自分で価値として償却したのにもかかわらず、譲渡して譲渡先でも償却される。つまり二重売買されても、うまく発見できない恐れがあるということなのですね。

私はそれ自身がとても問題だと思います。それが理由で転売ができないというのをいつまでも続けているとすると、それは証書としてかなり恥ずかしい、証書の体をなしていないという気もする。もう少し何とかならないか、引き続き検討していただければと思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

ほかによろしゅうございましょうか。どうもありがとうございました。

たくさんご意見いただきまして、ありがとうございました。

前半の容量市場と需給調整市場に関しては、事務局から何かコメントありますでしょうか。

○鍋島電力供給室長

いただいた意見を踏まえまして、今後、検討してまいりたいと思います。広域機関とも連携しながら検討していきたいと思います。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、事務局から今後のスケジュールについてご説明をお願いいたします。

○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

本日は活発にご議論いただきましてありがとうございました。

これにて終わりにしたいと思います。どうもありがとうございました。

—了—