

第5回 容量市場の在り方等に関する検討会 議事録

1. 開催状況

日時：平成29年10月18日（水） 9：00～11：00

場所：電力広域的運営推進機関 豊洲事務所 会議室A・会議室B・会議室C

出席者：

- 大山 力 座長（横浜国立大学大学院 工学研究院 教授）
- 秋元 圭吾 委員（公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー・主席研究員）
- 安念 潤司 委員（中央大学法科大学院 教授）
- 市村 拓斗 委員（森・濱田松本法律事務所 弁護士）
- 岡本 浩 委員（東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長）
- 沖 隆 委員（株式会社F-Power 副社長）
- 加藤 英彰 委員（電源開発株式会社 経営企画部長）
- 小宮山 涼一 委員（東京大学大学院工学研究科附属レジリエンス工学研究センター 准教授）
- 佐藤 裕史 委員（東京ガス株式会社 電力トレーディング部長）
- 小林 玲子 委員代理（株式会社エネット 経営企画部）
- 津田 雅彦 委員（関西電力株式会社 総合エネルギー企画室 需給企画担当室長）
- 林 泰弘 委員（早稲田大学大学院先進理工学研究科 教授）
- 松塚 啓一 委員（伊藤忠エネクス株式会社 常務執行役員 電力・ガス事業グループ 電力・ユーティリティ部門長）
- 松村 敏弘 委員（東京大学 社会科学研究所 教授）
- 圓尾 雅則 委員（S M B C日興証券株式会社 マネージング・ディレクター）
- 山田 利之 委員（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）
- 新川 達也 オブザーバー（電力・ガス取引監視等委員会事務局 総務課長）
- 木尾 修文 オブザーバー（電力・ガス取引監視等委員会事務局 取引制度企画室長）

欠席者：

- 秋池 玲子 委員（ポストンコンサルティンググループ シニア・パートナー&マネージング・ディレクター）
- 竹廣 尚之 委員（株式会社エネット 経営企画部長）

議題：

- （1）連系線を考慮したオークション方法について
- （2）調整係数について
- （3）清算について

資料：

- （資料1）議事次第
- （資料2）容量市場の在り方等に関する検討会委員名簿
- （資料3）連系線を考慮したオークション方法について

(資料4) 調整係数について

(資料5) 清算について

2. 議事

(1) 連系線を考慮したオークション方法について

○ 事務局より、資料3に沿って、連系線を考慮したオークション方法について説明が行われた。

[主な議論]

(沖委員)

質問であるが、スライド6と8のPJMとISO-NEにおける連系線の考慮方法の例で、違いとしては入札が競り下げと封印入札の差しかない。もし実際に同じような入札の売りと買いがあった場合は、同じ結果になるのか、それとも違いが出てくるのかわからない。基本的には同じ結果になると思っていなのか。

→ (山田マネージャー)

スライド6と8の例では、理屈上は同じ結果になると考えている。

→ (沖委員)

入札の方法が違うだけで、本質的には全く同じと考えていいのか。

→ (金本理事長)

一定の条件下では最終的な結果は同じになるが、実際には微妙な差があり、必ずしも完璧に同じではない。優劣等について様々な議論があり、数多くの論文もあるが、ここでは紹介は省略する。

(沖委員)

もう一つ質問である。スライド10について、日本の場合は供給力と需要の偏在が基本的にはあまりないため連系線の潮流方向を決めずにやるということで、スポット市場と同じような考え方でやるということだが、逆に、例えばPJMが潮流方向を決めずに日本のようなやり方をした場合に結果が変わるのか。つまり、日本のやり方がもしオールマイティなのであれば、PJMのようにあえて潮流方向を決めるというのは、入札のやり方を簡便にするだけの目的なのか、本質的に目的が違うのか教えて頂きたい。

→ (山田マネージャー)

基本的には同様の結果になると思うが、どちらかというPJMの方は割り切りが入っていると考えており、スライド6に記載しているとおり、連系線を期待している量まで活用しない場合は同一価格としているということで総額が少し高くなるような割り切りを入れていると考えている。基本的には同じような考え方で整理するが、最後は割り切った簡便なやり方をしていると理解している。

(岡本委員)

今回の議論の中で、連系線を考慮したオークションが必要というのは当然であり、それと対となるセットとして、全国で連系線を考慮して供給信頼度を維持する形のオークションのやり方がある。これは、調整力や予備力等の委員会で議論していることだと思うが、表裏一体の話になっているため、そちらの話と海外でどうなっているかをご紹介しながらご説明したい。

PJM では必要量算定のプロセスがあって、それをもとに調達をしていく。必要量の算定は信頼度基準に基づいており、どのように連系線が使われて供給信頼度が担保されるかが前提になっている。先ほどのご質問とリンクするが、ある連系線には左から右にしか流れないと決めたとえで供給信頼度を評価することで、連系線を考慮した供給信頼度評価が簡便に実現されていると理解している。潮流を双方向にした場合や容量に制約がある場合は問題が複雑でうまく行うことができていないので、片方向しかみていないのが現実かと思っている。

また、日本とPJMにおける供給信頼度の計算と考え方についてである。PJM では連系線の制約を1方向のみ考慮して計算しているのに対し、日本では双方向を考慮した9エリアのモデルでやろうとしているため、より複雑である。PJM ではRTOのエリア全体でLOLEを10年に1回相当としており、それぞれ分断したエリア毎に供給信頼度の評価をしている。日本でこれから議論する上では、連系線をどのように使って供給信頼度を担保するかが重要だと思う。今までは、連系線を一定程度考慮した上で、旧一般電気事業者が供給信頼度を維持していたが、今後は供給力を一体的に全国でまとめて調達するという考えに基づき、連系線を最大限活用して供給信頼度を効率よく担保していくならば、別の検討会でも検討されているが、このような議論が重要である。

現状PJMで行われている供給信頼度の計算をご紹介します。PJMはアメリカの一部地域であるが、PJMとPJM外のエリアに分け、PJM外からの連系効果を連系線のマージンとして350万kW見込み、その分PJM域内の必要予備力を減らすという連系効果を考慮しているのが第一段階である。第二段階として、PJMエリア全体では10年に1回というLOLEで必要供給力が決まるが、それに加えてPJMエリア内で送電線の制約を考慮する必要がある。この部分は、完全に解明できているわけではなく、このあたりをぜひ海外調査して頂ければと思う。需要が供給よりも多いエリアを子LDAとし、その中では連系線から期待してもらえる量を確定的に織り込んで予備力を算定している。つまり、外からもらえることを前提にエリア内でどれだけ供給力があればいいかを計算している。しかし、エリア全体では10年に1回というLOLEで供給信頼度評価をしている一方で、子LDAの計算では25年に1回で計算しているところが完全に解明できていない。算定上、外から確定的にもらえるとして織り込んだ量は、実際にはもらえないこともあるため、その分はLOLEを高めにおいて計算しないと中で調達すべき量が低くなる可能性がある。ということで25年に1回で計算していると思われる。ただ、なぜ15年に1回や20年に1回ではないのかは解明できていない。日本で旧一般電気事業者がやっていたのは、PJMが東京電力だとすると、東京電力は他社からもらえる量を一定程度織り込んで不確定な需給変動に対する予備率7%あれば信頼度が維持できると以前は考えていた。これを今後日本全体で考える場合は、新しい考え方が必要となる。それが、PJMの場合は確定的に織り込むというやり方で行っているということである。

供給信頼度を設定した時にどうやって調達するかということだが、実際には需要曲線を書いて、これに基づいて調達することになるが、需要曲線の勾配をどうするかという問題がある。勾配を緩くすることは目標調達量とずれたとしても、調達コストが高いのであれば目標調達量に達していなくても仕方ないとするのか、ぎりぎりまで調達目標量に近づけるのか、逆に調達コストが安いのであれば調達量が多くてもいいか、というような考え方によって、カーブの書き方が決まる。実際には、信頼度がどれだけ維持されるかということと経済性の考慮の両方が入ってくる可能性がある。PJMでは信頼度基準が満たされているかをシミュレーション

ョン計算で繰り返し行い、想定される入札をシミュレーション上のパラメータとして調達カーブを変え、結果として信頼度が維持されるように調達カーブを引き直しているのが実態である。理論的には、経済性を考慮する案もあるが、必ずしもうまくできているわけではないのが実態と思われる。

申し上げたかったことは、供給信頼度の考え方をどうするのか、需要に対して供給力をどうはめていくかを考えないと、供給信頼度の考え方がセットできないこと、それと対になるかたちでそれが実現できる調達になっていないとまずく、この2つの話を分離すると必要な供給信頼度が得られないということになる。もう一つは、従来の PJM のやり方だと PJM とその他エリアを完全に分けてやっているが、広域機関の検討では広域的な容量市場の設計をしており、全国一律で調達する考え方がでているので、全体として供給信頼度をどう考えるのかという議論を詰める必要がある。また、そのようなことを含めて、PJM のやり方が使える部分も使えない部分もあると思っている。また、事務局の資料で、エリア毎に需給が均衡しているという話があったが、それはその通りであるものの、エリアという観点で見ると均衡していない。広域的な電源がエリア外にあってそこから調達しているので、確定的にベース潮流が流れているのは PJM でも日本でも違いはない。ただし、50Hz と 60Hz の問題があり、その間には確定的なベース潮流が流れていない。その連系線の容量は希少であるので、どちら方向に流しても拡大していくということだと認識しているが、そのような制約が起きやすいという状況の場合は、海外の例だけでは簡単にできない。そうではなく片方向に流れている場合は、PJM と同じようなやり方で決めの世界でできると思う。両方向に混雑が起きる場合は日本特有の問題になる。全体が日本特有ではなく、海外の例が参考になることも多いと思うので、海外を参考にしつつ日本をどのようにするかを考えていただければと思う。

事務局の資料でエリア間値差の清算の話があったが、エリア間に値差が出た場合に、その値差をそのままそのエリアのお客さまに転嫁するという考え方は腑に落ちない。例えば、供給力が過剰なエリアは、供給力が足りないエリアに向けて送る分の供給力まで持つこととなるので、そのエリアにおいては価格が上がる。そのためのコストを供給力過剰なエリアのお客様が負担する考え方だと、なぜそうなるのかと思う。混雑費用にあたるすると、それはお客様に還元される必要があるのではないか。PJM でも似たような考え方をとっているという話を聞いているため、そのあたりは、調査いただければと思う。

→ (佐藤事務局長)

供給信頼度について岡本委員のおっしゃることはもっともであり、更に考慮しないといけないのは、新川課長からもご注意いただいているが、日本では連系線制約が厳しいなかで信頼度を確保しようとすると、例えば北海道のようなエリアでは絶対に残さないといけない電源が出る。つまり必ず落札される電源があるということなので、独占の行使が極めてやすく、その考慮もしなければならぬため、より難しい話になる。その両方を考慮するという状況はおそらく日本しかない。一部地域では独占力の行使が極めて容易に行われることを含めて需給カーブを描くのか、それとも別にするのかということで、より大変だと思っている。資料ではイギリスにおける入札上限価格措置の例も書かせていただいたが、このような方法で果たしていいのかわからないので、色々と考えていきたい。

(山田委員)

事務局や岡本委員のご説明の内容はそのとおりだと思う。一般送配電事業者としてコメントさせていた

だ。スライド 10 の「入札結果が連系線の期待量を超過した場合には市場分断」、あるいは「連系線の期待量の設定によって、エリアの供給信頼度や約定結果が影響を受けるため、『調整力及び需給バランス評価等に関する委員会』と協調して検討を進めていく」という記載は、まさにそのとおりだと考えている。我々としても、供給信頼度を確保することが一番重要と考えている。岡本委員のご説明にもあったが、連系線の期待量等を含めながら予備力の低減に努めているが、まずは連系線期待量の算定方法や供給信頼度の考え方を整理しながら連系線の考慮方法という具体的なところをご検討頂きたい。

(沖委員)

岡本委員のご説明に関して質問である。供給信頼度について色々難しいことを考えていかないといけないという話があったが、信頼度を高くすると需要曲線は右に動いて、信頼度を低くすると左に移動するということか。上とか下とかではなくて横だけというイメージか。

→ (岡本委員)

まずは確率計算で目標調達量を決めており、それは信頼度を高くすると目標調達量が増えて右にいった左にいったとなるのはおっしゃる通りである。問題になるのは勾配をどう引くかというのがあって、経済性がそこに入ってくる。また入札曲線によっては勾配によって調達量が変わってくるので、その効果を考える必要がある。

→ (沖委員)

もう一点、値差が生じたときに、それぞれのエリアに振り分けるのはよくないという話であるが、現在の kWh のスポット市場では別々に申し受けていることとの齟齬があると考えている。kW は調整が必要で、kWh は必要ないというのはどう考えるのか。

→ (岡本委員)

仮定で申し上げるが、旧一般電気事業者で考えると、例えば東京電力が他社エリアに広域的な電源を確保していてそこから調達していた場合、その分のコストを自社エリアのお客さまで負担するというのを、BGとして考えるとそうかもしれないが、エリア単位で考えると、東電エリアで確保する分と、域外で確保する分の二つに分かれている。東電エリアにある発電力とそれ以外を分けて考えたとして、東電エリアの小売のために使われている他社エリアの発電力の kW に対する負担を、他社エリアのお客さまが負担するというのは、おかしい話じゃないかと思う。

→ (沖委員)

今の話はわかるが、kWh のスポット市場がそうではないというところの切り分けはどうなのか。

→ (岡本委員)

kWh も基本的には同じと考えている。混雑が発生しなければ同じ値段だが、kW の場合はリアルタイムで混雑ということがないので、あらかじめ分断するしかなく、常に値差が前提になる。一方 kWh では分断していないときが多く、分断しているときも多少あるという状況だと思う。また、値差に対するリスクヘッジとしての混雑費用を回収できる権利や経過措置もご議論いただいたが、kW はピークの供給力の際に分断させてしまうので、その時に出てくる問題が大きいと考えている。

(松村委員)

市場支配力に関して、分断するときに市場支配力が懸念されるという整理は正しいが、一般論として、分断しなければ一体市場で支配力の懸念がなくなるわけではないことは認識する必要がある。極端な話をすれば、それぞれのエリアで支配的事業者がカルテルを組んで外に供給力を出さないようにすれば、その結果としてエリアをまたぐ取引が殆どなされず結果的に連系線が空いている状況となり得るが、それぞれのエリアで市場支配力がないことにはならない。市場分断が想定される場合には特に懸念されるというのは当然だし、分断されていなければ分断されているよりも支配力を行使し辛くなる可能性は高いものの、懸念がなくなるわけではない。市場支配力の行使に関して、資料で書かれている中途半端な上限価格規制に関しては、イギリスのような市場支配力の行使が限定的でコンペティティブなマーケットであればこれだけで機能するかもしれないが、日本でもこれに対応出来ると考えるのは余りに安直。より効果的な対応策もある。仮に支配的事業者が 5 円を出した場合、その価格は 5 円もらえなければ少なくとも 1 年間は停止するという価格のほずであり、5 円以上の価格が得られるならば稼働できると考えて出てくるというのがプライステイカーの行動。もし落札できなかった場合には、新規参入者が手を挙げて、kW に対する 5 円と燃料費を支払うことを希望すれば、発電所を 1 年間借りて、オペレーションをお願いし、必要なときに供給してもらう。そういうことを義務付ければ、プライステイクの行動を必ずとることになると思う。こんな非常にシンプルで強力なやり方も選択肢の一つとして考えるべき。しかし、これは広域機関で議論することではなく、経済産業省で議論することかと思うので、その折にということになると思うが、非常にシンプルで、競争促進的なやり方があることを念頭に置く必要がある。

次に、岡本委員の話はほとんど理解できなかった。必要があれば必要なところでもう一度ご説明いただきたい。もう一度考えてほしいのは、どれだけの量を各エリアで調達するかというのはこれから議論していくこと。基本的に今想定されている需要に対して何%の予備力をもたないと安心できないという発想を継続するか否かも調整力等委員会のような場で議論することになるし、仮に継続するとしても現行の予備率のパーセンテージで本当に大丈夫なのかも議論することになる。仮に現状の考え方を踏襲するならば、x%の予備率が無ければ心配だとして必要供給力に上積みし、更に猛暑厳寒の状況になったときにも一定の予備力を確保できるように今の電源 I' に対応する量を付加して調達するということであり、自然体でいけばベースとなる点はそこになるはずである。どれだけの量が適正かという議論はこれからであり、色々なことを考えていかなければならないなかで、需要曲線の引き方が難しいというご指摘ならわかるが、今回の事務局の提案と何がバッティングするのかわからない。いずれにせよ、連系線の容量をある程度とり、その容量を超えたら市場分断ということを考えるときに、どれだけの量をとれば適切なのかも確かに問題。上限はおそらく運用容量からマージンを引いたものだと思うが、その上限を使っているのか、あるいは色々なことを考えて控除しなければならないのかは、これからの議論だと思う。いずれにせよ、どうしてそれ以外の点で岡本委員のおっしゃるような複雑な問題があるのかわからない。

更に負担の話についても理解できなかった。例えば、A 地域で 100 の需要があり、B 地域で 20 の需要があるときに、A エリアで 80、B エリアで 40 の供給力を確保し、B エリアから A エリアへ 20 の供給力を連系線で流す予定で A エリアの需要 100 を満たすときを考える。普通は、A エリアの 100 の需要の小売事業者が 100 の供給力の分だけ負担するに決まっている。もし負担の算定が変な方法となり、B エ

リアの供給力 40 のうちの 20 が A 地域のためであるにもかかわらず、B 地域の需要家が負担するような歪な制度になったときは再度文句を言えればいいが、そのような制度になるはずがないので、岡本委員が何をおっしゃっているのかさっぱりわからなかった。

→（岡本委員）

1 点目に、基本的にはここで考えている調達の方法と、供給信頼度設定の仕方は対にならなければいけないと述べた。「まずは全国一律で調達」という考えに立っているのであれば、全国一律で LOLE を計算した結果として必要な供給信頼度を担保できるという考え方があるはずだが、そのような議論がされているのか疑問である。そのうえで、連系線の実際の容量を考慮する必要があり、どのように考慮するかという議論の中で、融通の仕方や信頼度の考え方に必然的に及んでくる。分断があったときは、停電が 10 年に 1 回や 25 年に 1 回となっている各エリアの供給信頼度を、合わせるのかどうかも実は論点である。そのようなことを考えると、各エリアで持つべき容量は、現在のように一律の X%ということにはならないはずである。そういった議論がされていないということである。

2 点目に、松村委員がおっしゃったのは量の話であり、そうではなく価格が上がるという話である。地域間で価格の値差が付くということは、他エリアに送る分の供給力まで確保したエリアでは、単独であるときと比べて値段が上がることをどう考えるのかを申し上げた。量については松村委員のおっしゃる通り、各小売がエリアに確保している供給力の量に相応の支払いをする。そうではなく、他エリアにも送ることによって価格が上がることについてどう考えるのかを述べた。

→（松村委員）

今のご発言を聞いて、益々理解できなくなった。私が根本的に誤解していないか確認したい。需要曲線を設定するときは、エリアごとに設定すると思っており、その点誤解がないか心配になった。全国一律の需要曲線を設定すると、そもそも市場分断という議論の必要がなくなる。「全国一律」というのは、他エリアからの調達も当然認め、それぞれのエリアのみで完結させることは考えていないという意味だと思っていた。その意味で言えば、JEPX のスポット市場を思い浮かべれば理解できるような案が出ていると思っていた。

次に、地域間融通によって価格が上がることについてである。例えば JEPX の卸電力取引で、東北東京間の連系線が仮に閉じているとすると、東北エリアの卸価格は下がって、東京エリアの卸価格は上がる。本来東北エリアは低い価格で電気を買えるはずなのに、連系線があるために高い価格を払わないといけないのはおかしいという議論と同じ。JEPX のスポット市場でそれが不公正と言うのがナンセンスなのと同様に、そのような議論は全くナンセンスで、今の議論は更に全くわけがわからない。

→（岡本委員）

1 点目については、私の誤解もあるかもしれないので、逆に事務局へ質問したい。事務局資料のスライド 2 で、「連系線の運用制約を考慮、反映した全国统一市場とする」と記載されている。そこで誤解したかもしれないが、いわゆる JEPX の kWh の卸取引の方法を参照にすると考えていた。通常、その場合は買いも売りも全国で合わせて需給カーブを引き、交点を出し、もし連系線に制約があれば分断を考えるとこのものだと思う。そうすると、基本的には需要曲線は全国统一で引くものと思っていた。誤解が私の方であれば教えて頂きたい。仮に全国を 9 エリアに分けて需要曲線を引くとすると、全国统一市場なのかどうか疑問はあるが、そういったことで私の誤解があった発言だったかもしれないので、事務局に伺いたい。

→（佐藤事務局長）

それについては、全国統一的に考えるが、各エリアで落札された容量で信頼度調査をかけて、その落札量でよいのかチェックすることだと思う。どのような形とするのかは、まだ考えている。供給信頼度チェックの方法も色々と考えられるが、調整力等委員会において決めてもらう必要量の考え方でチェックをかけるということになると思う。いずれにせよ、何らかのチェックをする。それで、例えば北海道エリアが信頼度調査の結果 150 万 kW 足りないときにどうするか、考えないといけないに決まっている。そういう意味で、各エリアの供給信頼度は何らかの形でチェックすることは間違いないと思う。

→（大山座長）

基本的には各エリアが連系線に期待できる量を考えつつ、そのエリア内で必要な供給力を元に需要曲線を引いて、それを全部合わせたものがトータルの需要曲線と思っている。ただ、結果として、近隣のエリアに供給力がそれほど多くなく、A というエリアの需要曲線を大きく取らないといけないといったこともあるかもしれない、そのような議論はしなければならない。そういう事象があるかどうかとも考えないといけない。そうだとすれば、需要曲線自体は、各エリアの需要曲線があり、それを合わせたものが全国の需要曲線であり、全国で満足できるのかということである。全部合わせて、全国の信頼度を満たさなければならないので、調達量を足すということも出てくる。

→（岡本委員）

私が誤解しているかもしれないが、全国で 1000 という需要に対して、1100 を目標調達量とすると、これはエリアごとに信頼度評価をやり、それを積み上げて全国のカーブを作って、調達することなのか、お聞きしたかった。私はそうではなく、全国一律で検討した結果として予備力がいくつなのか、それが連系線制約を考えると、エリアごとに少なくとも必要な量があると思った。エリアを前提として全体の調達で広域性を考えるのか、最初から信頼度としては全国で考えるかの差だと思う。そこの部分で私の方に誤解があるようなら、違うコメントになった。そこを教えてください。

つまり、全国で 1000 という需要、1100 という調達目標量とすると、地域ごとの信頼度評価で調達にいくという考えなのか。全国の需要供給の値と、連系線の制約によるエリアごとの分が出ると考えていた。エリアを前提に広域性を考えるのか、全国から考えるのか、教えてください。

→（山田マネージャー）

容量市場の受渡しのタイミングでは既に間接オークションが入っていることを踏まえると、大山座長がおっしゃったような考え方で全国の需要曲線を作成し、約定処理の最初は全国統一で行うというアプローチのイメージを持っている。間接オークション導入後の供給信頼度のあり方自体をこれから議論しないといけないので、やってみてうまくいくかどうかということはある。

→（安念委員）

単純化して言えば、まずエリアごとに需要曲線を引き、それを単純に合成すると全国の需要曲線になることではないのかどうか、ということかと思った。ミクロ経済学の初歩でよく言われているような、需要曲線を全部足し合わせると国民経済全体の需要曲線になるというイメージで考えていいのかどうかという問題ではないのか。

→（大山座長）

エリアごとの需要曲線も、他エリアに期待しつつ引く。そうすると、エリア毎に確保する量は少なくなる。その結果を全部足し合わせたときに全国で不足することもあるかもしれない。基本的には各エリアで足し合わせたものが、全国で満足すればいいと思う。詳細は詰めていかないといけない。

→（金本理事長）

容量市場における需要曲線というのは、人為的に引く需要曲線であり、普通の市場の需要曲線とは違う。各エリアで別に作って積み上げるのか、全国で作っておき、どこか制約があったときに該当エリアの固有の要因を考えた曲線とするのか。具体的には色々な方法があるのだと思う。それについて今はコミットする必要は無く、マーケットにいる人が、どれだけ金額なら出すということを全部入札してもらい、そこからどういう値段を付けるのか、どの地域にどのくらい確保するのか計算するというプロセスだと思う。それは調整力等委員会で検討している信頼度の考え方に基づいて決めていくということであり、今は議論のしようもないと思う。

→（松村委員）

そのご意見もごもっともであるが、私が混乱しているのが、少なくとも需要曲線の前の段階で基準点があり、その量はエリアごとに計算した上で足し合わせるものであり、だからこそ市場分断という話が出てくると思っていた。全国でこれだけ供給力があればいいという話はナンセンスだと思っていた。このような基本的なことも決まっていないにも関わらず、この後の詳細の議論が本当にできるのか、疑問に思っている。具体的に今コミットしないでいいというのはそうかもしれないが、基本的なことを明らかにしないで詳細が決めるのか不安である。

→（大山座長）

松村委員のご意見もごもっともであるが、実際のところはこれから詰めなければいけない。

（新川オブザーバー）

我々は委員会組織であるが、事務局としての意見であることを改めて留保させていただく。

資料のスライド 10 で「市場分断の蓋然性が高く、市場支配力の行使が懸念されるエリアについては、市場設計・監視のあり方を引き続き検討することが必要である」と記載されている。事務局の中でも議論させていただいたが、やはり市場支配力の不当な行使による価格の吊り上げを抑制するためにも、またできるだけ正しい価格を付けるためにも、容量市場の参加を任意とする場合には、発電実績が十分にあるとか、発電が可能であるにも関わらず入札しなかった電源分に関しては、需要曲線作成時に調達目標量からその分をマイナスにするとか、ゼロ円入札がされたとして約定処理をするという方法を検討する必要がある。松村委員ご指摘の方法もあるかと思うので、これに限ったものではないが、事務局に御検討いただければ幸いである。

特定のエリアで市場分断が発生することもあると思うが、需要曲線が予測可能であれば、市場支配力を持つ事業者が上限価格に容量価格を誘導することが理論上は容易になるということであるので、そのような懸念が現状ではある。上限価格を事前に公表しないなど、市場支配力を行使しにくい制度設計が不可欠かと思う。監視の在り方については、委員会事務局としても引き続き検討したいと思っている。

岡本委員から御説明いただいたことの中で、特に信頼度基準については日本で決まっていないが、これは

容量市場の大前提だと思う。大変難しく今日決まる話ではないものの、容量市場の開設前には、この前提がなくて、どうして容量が必要なのかという説明は不可能なので、是非議論いただければ幸いである。特に、全体とエリアで考え方が違うという話がでてくると、中々難しい議論になると思うので、御検討いただきたい。

(鍋島室長)

需要曲線の議論があったが、事務局内でもイメージが微妙に異なっていると思う。明確にこういう形で引くということはまだ議論されていないかと思う。私自身は大山座長がおっしゃったように、全体で積み上げると思っていたが、同時に市場分断も連系線制約があると思っており、そういう意味では松村委員のイメージに近いところもある。実際に市場分断をどう決めるのか、どのような供給信頼度の考え方をするのかにもよると思う。容量市場の考え方と、調整力等委員会で議論されている需給検証の考え方は一定の整合性を取る必要があると思っている。調整力等委員会で先日意見を述べたが、そちらの方でも連系線の容量をどう信頼度に織り込むのかは今後の課題であると思っている。本日岡本委員からご紹介があった考え方も一つの参考になると思うが、新川課長のご意見のとおり、容量市場の開設までには考え方を整理する必要があると思っている。ただ、調整力等委員会の方でも、信頼度の考え方は毎年改定し、進んでいくということもあると思うので、この場単体で全てを決めきることも難しいという印象を持っている。

(2) 調整係数について

○ 事務局より、資料 4 に沿って、調整係数について説明が行われた。

[主な議論]

(沖委員)

調整係数の中に計画外停止率を考慮するというのに驚いた。供給力の考え方で、我々はまず供給計画をベースとして kW バランスを作成する。kW バランスはピーク需要期のときに電源の最大出力が出ることを前提として作成している。その最大出力においては当然、電源固有の出力減要因、例えば事務局の資料に記載のようなガスタービン発電機における出力減などは織り込むし、水力であれば L 5 評価をする等、最過酷の状況を織り込んでいる。今の供給計画では kW バランスを作る際のルールは決まっているが、その中に計画外停止は入れていない。計画外停止率をどこに入れているかという、kW バランスではなく、必要予備率の 7%を求める計算の中で織り込んでいる。計画外停止率は需給運用の 7%に含まれているはずなのに、その 7%と別にもう 1 回計画外停止率を織り込むことには違和感がある。事務局案は計画外停止率の二重計上の様な気がするが、その部分についての考えを教えてください。

→ (今井マネージャー)

スライド 7 に図示しているとおり、考え方 2 は現状の考え方に沿った方法となる。すなわち調達目標量を設定する中で計画外停止率を織り込む一方、容量市場に入札される電源には計画外停止率を考慮しないとする考え方である。考え方 1 は調達目標量の設定においては電源の計画外停止率を織り込まず、個別の電源毎に計画外停止率を考慮していくとする考えである。

現状の考え方と異なる考え方 1 を示したのは、考え方 1 を採用すると個別電源毎の計画外停止率

を調整係数に反映できるためである。これは設備メンテナンスに力を入れて計画外停止率が非常に低い電源に対しては、計画外停止率の高い電源よりも kW を高めに評価できるため、理想的には考え方 1 の評価方法が望ましいと示した。しかし、ひとまずは現状の考え方に沿った考え方 2 で容量市場を始めてはいかがかとしている。

→ (大山座長)

いずれにしても、計画外停止率を二重で計上してはいけない、そこだけはしっかりやっていただきたいという意見と承った。

(小宮山委員)

今回の資料は主に電源を対象とした記載であるように感じた。デマンドレスポンスの考え方については今後の検討課題と認識している。また、スライド 9 で示された電源種別の固有要因も重要な検討事項と認識している。例に挙げられたガスタービン発電機における外気温の影響を受ける状況は、北海道と九州では考え方が異なってくると思う。地域ごとの気象条件の違い等を踏まえた設定は重要だと認識している。

スライド 10 で、「太陽光については、最大電力の発生時間を考慮する必要がある」という記載も大変重要である。北海道と九州では太陽光の kW 価値は異なってくるものと思うので、その点も十分に考慮して設定いただきたい。

スライド 5 で、供給計画においては L5 で自然変動電源の kW 価値を見込んでおり、太陽光では過去 20 年の気象データをある程度考慮に入れるとのことであるが、自然変動電源の出力は不確実性のリスクがある。自然変動電源を将来の供給力として見込む場合は、L5 といえども不確実性のリスクは大きいとの印象を持っている。L5 として設定してもかまわないと思うが、別途さらに保守的な想定、例えば出力を殆ど見込めない想定で日本全体の供給信頼度を確保できるか、保守的な想定でシミュレーションして信頼度を確認していくことが重要ではないかと考える。

(山田委員)

小宮山委員のご意見と同じく自然変動電源についてのコメントである。

容量市場においては確実に供給力として見込めるものを確保できるように調整係数を検討いただきたい、と前回の検討会で述べた。今回の資料スライド 10 にある通り、市場管理者がそれぞれの電源種別に応じて L5 出力等の一律の調整係数を設定するという記載がある。この点については供給計画との整合を取り L5 出力の評価ということをお示しいただいたのだと思うが、やはり太陽光に関しては時間帯で出力が大きく変わるため非常に評価が難しいと思っている。資料にも太陽光については最大電力の発生する時間を考慮する必要があると記載されている通り、現在の供給計画ではエリアの送配電事業者が指定する時間帯の L5 で評価しており、例えば東北エリアであると 5 月から 9 月は 15 時を最大需要時刻、その他の期間は点灯帯を最大需要時刻としてその時間の L5 出力を評価している。L5 出力は時間帯によって大きく変わるので、今回どの時刻で評価していくか、よく検討していかなければならないと思っている。例えば九州エリアや東北エリアなど、今後再エネの比率が高くなっていくエリアを考える場合に、需給が厳しい時刻はどうしても点灯帯や夕方あたりシフトしてくる。エリアごとに L5 出力評価そのものの時間帯

が異なっていることもある。議題 1 とも共通の課題になるが、どの時間帯で評価していくのかということは全国単一市場との関連も考えられ、難しい課題と考えている。いずれにしても自然変動電源の評価方法は引き続き検討が必要かと思うため、その検討には我々も協力させていただきたいと考えている。

→ (佐藤事務局長)

太陽光の出力はエリア毎で異なる上、エリア毎で供給計画への計上方法も異なるはずではないかというご意見であるか。

→ (山田委員)

エリア毎で太陽光を評価している時間帯が異なるという意見である。

→ (佐藤事務局長)

エリア毎に供給計画の計上方法も違う、評価している時間帯も違うということを考えると、確かに太陽光に関しては一律でいいのかという問題もあるので、検討したい。

(津田委員)

計画外停止率の考え方 1 と考え方 2 の部分について、結果として落札電源のラインナップに差異は生じないにも関わらずなぜ考え方 1 を選ぶのかという点を確認したい。これは考え方 2 では、例えば出力 10 万 kW の電源が 2 つ存在した場合、それらの電源の計画外停止率に差があったとしても、いずれも 10 万 kW の電源として評価されるが、考え方 1 ならば同じ 10 万 kW の電源であっても計画外停止率に差があれば、それぞれの電源の kW 価値も異なると思なせるから、電源毎の差をよりしっかり反映させたいという目的により考え方 1 を選びたいということと理解したが、それで正しいのか。

その理解が正しいとして、計画外停止率の考え方 1 と電源種別の固有要因を踏まえた出力増減の考え方はベクトルが異なる点をどう考えるか。計画外停止率の方では個別の電源毎に評価する一方、電源種別の固有要因の差においては、小宮山委員が指摘したようにガスタービンなどは地域で相当な差があると思われるにもかかわらず、一定の調整係数を課すとしている。別途、個別に評価する仕組みも考えられているのであるが、基本的な考え方に違いがあるのではないか。

→ (今井マネージャー)

1 つ目の確認事項はご理解の通りである。考え方 1 ならば電源個別の性能に対してよりきめ細かく評価できると考える。その状況においては考え方 1 と考え方 2 の落札電源は全く同じという事でもなく、どの程度の差かはまだ全く見当がつかないものの、若干の差は出てくるだろうと思われる。

スライド 6、9 の基本的な考え方の整合性については確かにご指摘のような差もあるかと思うが、スライド 9 の電源種別の固有要因の差においても、一旦は市場管理者にて何らかの一定の調整係数を課すことを想定しているものの、個別事業者ごとの努力についても適宜対応していきたい考えであるため、結果的に考え方 1 と同様、個別に評価すべきところは評価することになると思う。

(岡本委員)

先ほどの津田委員のご発言と重なる部分があるが、スライド 6 に書いてある考え方 1 について、「調達目標量の設定にあたって計画外停止にかかる不確定性を加味せず」と記載があるが、調達目標量に計

画外停止率を加味しないのであれば、予備率は低くても良いということになる。調整係数の設定方法や、信頼度評価時に計画外停止率を織り込む方法、供給計画への計上方法、それぞれの考え方の整合性がこの資料だけではよくわからないので、一度整理していただきたい。

また、供給信頼度を評価する上でも、電源が存在するエリアや計画外停止率によって供給信頼度への寄与度が電源毎に違い、トータルの仕上がりも違ってくるので、目指すところは個別に評価するということであり、それを織り込んで供給信頼度評価の計算をしていただきたい。調達目標量の算定についても、信頼度の維持に貢献している電源は調整係数を高くして、そうでないものは調整係数を低めに設定する方が良い。

開始当初の議論もあるが、供給計画への計上の話と、信頼度評価をどのように行うかの話と、調達における KW 調整の話の、3 つの話を整理していただけると、我々も議論しやすい。

(市村委員)

参入ペナルティを金銭的ペナルティと併せて検討することは重要だと考えている。

そのうえで、スライド 11 のペナルティの反映のさせ方において、ペナルティを課すことによって事業者に改善を促すような仕組みが望ましく、ペナルティを課すかにあたって加味する年数をあまり長くすると改善された結果が反映されづらくなる側面もあるので、その点も踏まえて今後検討して頂きたい。

(加藤委員)

計画外停止率について意見を述べさせていただく。

考え方 1 では、トラブルが生じないようにコストをかけて運営している電源が適切に個別評価されるというのは良い考え方だと思う。しかし、全国に相当な数の電源があるので、全てを適正に妥当に評価していくことは、業務量を考えても相当大変だと思う。理想としては賛成する。また、これに向かう間に、まずは一律の計画外停止率を調整係数として置くという提案もされているが、そうすると理想として掲げている、まじめにやっているプラントとそうでないプラントの評価が適切に行えなくなるので、難しいのではないかなと思う。そして、冒頭で沖委員がおっしゃったように、考え方 1 はわかりづらいというのが第一印象であるので、考え方 2 を基本設計とした方が、シンプルなルールという意味でも良いのではないかな。仮に、考え方 2 を基本設計とすれば、個別電源等の積上げを認可出力等で、と資料には記載されているが、こちらも供給計画の考え方と合わせて、所内率や、停止電力を除いた送電端の能力で評価する考え方がわかりやすいのではないかな。

(秋元委員)

スライド 9 の電源種別の固有要因を踏まえた出力増減の考え方は自体には賛同するが、電源の個別の事情があり、個別の説明をして、認定していくとなると、業務量が多くなり、その結果グレーな部分が入る懸念がある。資料にも記載されているように、供給力を過剰に見積もるような行為に対しては、ペナルティを課すことで抑止できる面もあるので、自身の電源出力の見込みを自発的に評価させる方法であれば、事務的な手間だけでなく、説明性や透明性といったところを非常にクリアにできると思うので、そういった

ことも踏まえて検討いただきたい。

(沖委員)

ガスタービン発電機や貯水池式水力等の供給力の算定方法は供給計画で決められている。算定方法は複雑ではあるが、発電事業者にとってはルール通り計算すれば値が出せるので、供給計画を作る側の立場からするとそこまでの負担になるものではないと考えている。

(小林委員代理)

電源の出力増減が考慮されるのは、発電事業専門の電源のみなのか、または自家発電事業者の自家発電余剰のような電源も今回の議論の対象として含まれていると考えて良いのか。

→ (今井マネージャー)

自家発電等の扱いは、DR の扱い、参加容量の下限、規模、アグリゲートといったところで改めて考える課題と認識している。

(3) 精算について

○ 事務局より、資料 5 に沿って、精算について説明が行われた。

[主な議論]

(佐藤委員)

論点 1 について、小売の立場からは、公平性の観点から実績を反映した形で請求が行われること、事業の安定性の観点から売上収入と負担の発生にできるだけ時間的ギャップを発生させないことが重要である。このため、実績を反映してできるだけ同一年度内にタイムリーに請求することが可能となるスライド 5 の案 1-3 か案 2-2 が良いと考えている。その他の案は、前年度実績または当年度の計画ベースでの配賦となるのが問題である。

それを前提にすると、スライド 9 の各月への配賦方法は手法 2 を用いることになるが、STEP1 の月間総額の配賦方法は、案 2 が良い。スライド 7、8 で触れられている小売事業者毎のピーク時 kW と総需要のピーク時 kW のどちらを用いるかについては、判断が難しい問題ではあるが、案 2 にすることで結果として折衷案のような形になるためである。

最後に、案 1-3 と案 2-2 のどちらが良いかということであるが、案 2-2 の kWh 比率による配賦が良いと考えている。スライド 5 で、案 1-3 では全国の各月最大需要時における小売事業者毎のシェアでの配賦と書かれているが、月毎のシェアで配賦する場合でも、小売事業者毎のピーク時 kW と総需要のピーク時 kW のいずれを採用するかという問題は残る。そこで、月間単位で見た時の事業者毎のピーク時 kW と総需要のピーク時の kW を合成するような指標として kWh を用いるという考え方もあるのではないかと。また、ピークというところをより色濃く反映する方法として、昼間帯の kWh の比率を用いるという方法も考えられる。

当社でも電源の固定費を販売先に配賦する際にピーク時の kW で配賦していたが、そうすると実際には電気を長時間使用する、言い換えれば電源の便益を多く享受している需要家の負担が軽くなることが

あり、納得感の部分で問題があった。代わりに、昼間の kWh 比率による配賦を始めると、納得感のある数字が出るようになった。当社の事情と違うところもあるかと思うが、ご参考にさせていただきたい。

→（高瀬マネージャー）

夏ピークと冬ピークそれぞれの小売事業者の負担感の差異の反映も含め、昼間帯のみ、kWh 等、色々と試算をして考えてみたい。

（津田委員）

容量市場の制度趣旨からして kW でのシェア配賦が良いと考える。年間のピーク断面だけの信頼度を保つということではなく、年間 8,760 時間の信頼度を確保するために必要な容量を確保することであり、小売事業者の供給力確保義務の履行手段だとすれば、小売事業者毎のピーク kW のシェアに応じる案 1-1 が自然である。月別に実績が欲しいというような実務的な課題はあると認識した。

（市村委員）

スライド 10 の論点②についてである。回収リスクに対しては、リスクをミニマイズする方法と、それでも生じたリスクをどうやってヘッジするかという、2つの視点が重要だと考えている。

リスクのミニマイズについては、実際の債権債務がいつ発生するのかを整理するべきである。債権債務を年間で割り振って年間で発生するとした場合、小売事業者が最初の 1 か月後に倒産した場合は 11 か月分の未払い債務が残ることになる。それであれば、支払義務が毎月発生するものとし、そのときのシェアで確定する方法が、リスクをミニマイズする観点から考えられるのではないか。

その上で、それでも生じる未回収リスクへのヘッジは、保険制度の活用ができるかも含めて検討して頂きたい。

また、スライド 12 で支払原資が不足した場合の対応として、小売事業者からの回収と発電事業者への支払に一定の間隔が空いた場合、新電力との関係で問題とならないのか、実際に要望を聞いて検討してほしい。場合によっては、これを原則としつつも、一定規模の事業者には特例を設けることも考えられるのではないか。

（岡本委員）

論点 1 で請求額の算定方法は、小売事業者の納得感が大事だと思う。

全体の調達量を決めるのが年間の最大需要であるので、小売全体の支払額がそれで決まるのであれば他のシェアで支払いを決めることには違和感が生じるのではないか。

全体的な効率から考えると、最大需要のところをいかに効率化して負荷平準化を進めるのかということであり、負荷平準化への 1 つのインセンティブになる最大需要でのシェアということがあるのではないか。スライド 6、7 の例だと極端に偏っているので変な感じがするが、現実にはここまでなりにくいと思っているので、現実感と、実務性や納得性の話だと思っている。

容量市場の趣旨で考えると、小売事業者の需要を全部まとめて市場で調達することであり、そのように全体量を決めているロジックと、各小売事業者の負担を決めるロジックが違うと違和感が生じる。

kWhに応じた配賦や、他の時期のピークを含めた配賦というそのような違和感があるので、案 1-2 の考え方がどこかに入っていることが重要ではないかと考える。

(松村委員)

支払のタイミングやデフォルトへのリスクに関して、小売事業者や市場管理者がリスクを負わないで回収しただけを発電事業者に支払う、発電事業者にリスクを負わせる方法も考えられるのではないかと。小売事業者にデフォルトや意図的な不払いを起こさせない仕組みを入れることは前提としても、小売事業者が当然のようにリスクを負うと考える必要はない。発電事業者がリスクを負うことが検討の対象にも入らないのは変。

スライド 3 の小売事業者毎の配賦額の算定方法は、kW のシェアで配分する案 1 が制度の趣旨から自然と考える。しかし津田委員の先ほどの話は納得いかない。容量市場の目的が毎月の供給力を確保することということであれば、毎月オークションを開かなければ、理屈としてインCONSISTENTである。そうではなく年一回でオークションを開くというのは、ピーク時に対応するような供給力があれば、常識的に考えて春と秋には供給力は足りるはずである。もちろん、そのような時期に計画停止が集中して供給力が足りなくなることも考えられ、そうならないように調整するのは当然である。そう考えると容量市場で確保しなければならない量は、そのあとの運用さえしっかりすれば、ピーク時だけ確保すれば良いという発想が自然。

資料のスライド 6 で、小売事業者毎の最大需要が出た時点について夏ピークと冬ピークの例があるが、全国の年間最大需要が夏に出る一方で、冬に大量に電気を使用する需要を抱える小売事業者の負担が少ないのはいかなるものかという考え方はもっともらしく聞こえる。しかし、例えば 5 月にピークを出す事業者と夏にピークを出す事業者が本当に同じ負担をするということは少し慎重に考えてほしい。これから太陽光発電等が大量に普及した結果、例えば不需要期に水を電気分解し水素で蓄えて夏のピーク時に充てる小売事業者が出てきたとして、その小売事業者をピンポイントで見るとピーク期が春や秋になることも、全くの荒唐無稽というわけではない。他にも、例えば電炉等を夏に動かさず、春や秋にしか動かさないという需要を多く抱える小売事業者も、夏にピークを出す需要を多く抱える小売事業者と同じように kW 価値確保のコストを大量に負担させるということになり、制度趣旨からして変な感じがする。今回の資料の例だけみると説得力がある感じもするが、本当にそれでよいのか。例えば、夏や冬のトータル半年間に出た kW のピークを見るというようなことも原理的にはありえるのではないかと。

更にこの点について言うと、kWhに応じた配賦という方法も、ピーク時の kWh であればわかるが、年間を通した kWh が大きくなるとコストが増えるという構造となり、春や秋に使う電炉の需要を多く抱えている小売事業者の容量市場の負担が多くなるので、制度の趣旨、全体の効率性という観点から見て望ましくない。

(林委員)

スライド 7、8 について、年間の最大需要時の kW の高さに対して、瞬発力のある電源をしっかりと準備するということが容量市場の前提だと思う。特に、再エネが入ってきたときのその部分の高さを考えるのだとすると、その趣旨にあった案 1-2 のような形で小売事業者には負担いただくというのが、筋が通っている

のではないと思う。それで全てというわけではないが、kW の高さの確保はマストの前提である。kWh の話も大事ということであれば、+αで考えるというのはあると思うが、やはり日本全体の需要実績、再エネ等が入った時の kW の確保に基づいて小売事業者に負担をお願いするのがよいのではないか。

(圓尾委員)

私も kW で判断することが制度の趣旨からして筋であると思う。また、年間ピーク時の負荷平準化に対するインセンティブの面からも適切である。

回収リスクについて、事務局の資料の例だと、健全な経営を行っている小売事業者はどれを選択しても負担は増加してしまう。松村委員も別の言い方をされていたが、本当にリスクが高いと思うのであれば何らかの手を打つ必要があるが、ここに書いてあることを何もしないというのも選択肢の一つではないか。

キャッシュフローに関しては、金額のインパクト次第ではあるが、私の中ではそこまで大きな問題になるというイメージが無かったので、じっくり考えてみたい。

(沖委員)

論点 1 は、スライド 3 は kW が大原則であり、夏の需要を下げるインセンティブがあるということであるが、しかし新電力事業者の需要は負荷率が低く、何らかの形で案 3 のような考えを入れられないかという要望を色々な所から受けているので、お願いしたい。経営の中で真剣に考えている方もおられるので、スライド 4 のような考え方も含めて、検討していただきたい。

スライド 9 の毎月の小売事業者の支払は、均等払いで考えてほしい。シェアの算定に用いる実績は前年度実績に基づくのか、当年度実績に基づくのか。

→ (高瀬 M)

詳細は今後の検討と考えている。色々なパターンがあろうかと思う。

→ (沖委員)

前年度実績を使用するのであれば当然均等払いができる。需要計画を考える立場からすると、均等払いが分かりやすい。そのような案も企業の中にはあるのではないか。

スライド 10、12 で不払いの話があったが、シェアの算定に用いる実績を当年度実績とすれば、廃業した小売事業者の顧客は他の事業者に移行するので、最大電力もその小売事業者に移るとことになる。実際には夏のピークを見ないとわからないが、基本的にはどこかの事業者につく。不払い分を 1 年間払うということもあるが、そういったことも考慮すると、例えば当年度の実績でやるのであれば、需要が他に流れた後の話でやることも含めて検討して欲しい。

(新川オブザーバー)

請求額の算定方法は、クレジットを負担する小売事業者の利益に直結する問題であるので、公平であることに加えて、小売事業者の理解を得られる方法であることが重要である。制度の趣旨からすると kW のシェアで配分することが素直であるが、簡便性等の観点から kWh で配分する考え方も成立するので、引き続き小売事業者の意見をしっかりと確認したうえで検討してほしい。

また、本件については海外事例の検討が資料に記載されていないが、他の国でどのように運営しているのかということは今後の検討の参考になると思うので、確認してほしい。

回収リスクへの対応については、小売事業者からどのように容量価値を回収するかというのは、容量対価を発電事業者に適切に届けるためにも重要な課題と認識している。保険や引当金等の案も提示されているが、この点についても海外事例から学ぶことは多いと思うので、確認をお願いしたい。