

第4回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和5年11月27日(木) 17:00~19:55

場所 対面(電力広域的運営推進機関第二事務所会議室〇)兼オンライン会議

1. 開会

○事務局

定刻となりましたので、ただいまより、「第4回同時市場の在り方等に関する検討会」を開催いたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、ご多忙のところご参加いただき、誠にありがとうございます。

なお、秋元委員におかれましては、18時45分頃に途中退席とのご連絡をいただいております。

本日の検討会についても、広域機関第二事務所での対面とオンラインの併用にて開催しております。ウェブでの中継も行っており、そちらでの傍聴も可能となっております。

また、本日は、米国における市場設計の調査について説明いただく関係で、資源エネルギー庁の委託事業者となります。三菱総合研究所の橋浦様と上田様にご参加いただいております。本検討会の参加者の理解の促進や議論の端緒となればと存じます。

それでは、以降の議事進行は金本座長にお願いいたします。金本座長、よろしくお願いたします。

2. 議題

(1) 電源起動・出力配分ロジックの技術検証(検証A)の進捗報告について

○金本座長

はい。金本でございます。よろしくお願いたします。

この検討会も今日で第4回でありまして、これまでの検討でもかなり多岐にわたる論点の提示や検証内容の紹介を行ってきたところでございます。そのために、今日は議題に入る前に、事務局の資源エネルギー庁のほうから、これまでの議論内容の紹介や本日の議題が、同時市場の検討を全体から見てどういう位置づけになっているのかをご紹介して、検討会参加者の皆様のご理解の一助になればと考えております。

それでは、事務局の資源エネルギー庁のほうから資料3のご説明をお願いいたします。

○長窪調整官

それでは、事務局から資料3につきましてご説明をさせていただきます。

資料3は、本日の議論内容等についてという資料でございます。本日、ご報告をさせて

いただく議題、それから、ご議論いただく内容につきまして、これまでの議論の内容との関係を簡単にご紹介さしあげるものです。

まず、同時市場に関する今後の検討の全体像というところで、これまで第1回、第2回、第3回と、本検討会におきましては、本検討会の目的を達成するための各検証の進め方及び今後の主要論点に関するご議論をいただいたところでございます。

目的につきましては、同時市場の仕組みの具体化と、それから、費用便益分析を行っていく。また、検証の各項目といたしましては、約定ロジックの設計や実現性・妥当性の検証、それから事業者の実務への影響、関係法令等との関連整理等を行ってまいりまして、これを通じて同時市場の仕組みをより具体化していくということで各項目につきましてご議論いただいていたところでございます。

検証、仕組みの具体化の全体像といたしまして、先ほど申し上げましたとおり、約定ロジックの検証ですとか、事業者の実務への影響、関係法令等との関連整理を行うとしてきたところでございます。特に、約定ロジックの設計や実現性・妥当性の検証に関しましては、同時市場の制度全体で必要となるのが入札、約定、精算といった仕組みでございますから、これを踏まえまして、次期中給システムとの連携も考慮しながら、市場全体のコアとなる約定ロジックの検討につきまして中心的に検証を行ってはどうかとしてきたところでございます。

特に、検証Aといたしまして、電源起動や出力配分ロジックの検証、それから、検証Bといたしまして価格算定の方法による市場価格等への影響について検証を行うこととしてきたところでございます。

検証Aにつきましては、その内容が極めて専門的なところもございますので、「同時市場の在り方等に関する検討会」の事務局を務めている広域機関から、電力中央研究所に、その検証の実施を委託いたしておりまして、これについて、この検討会に設置されております「同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証会」において専門家の皆様、または事業者の皆様に参加いただいて、検証を行ってきたところでございます。

また、第1回の本検討会において、同時市場の仕組みに関するファンダメンタルな部分の議論も必要であるといったご意見をいただいたことも踏まえ、第2回の本検討会では、今後議論すべき主要論点として、時間前市場の設計と調整力確保のタイミングですとか、それから電源の調達・運用に関するBGの自由度、また約定価格の計算方法や費用の回収方法といった論点について、今後の進め方についてご議論いただいていたところでございます。

参考に以下挙げさせていただいた資料について細かくご紹介をさしあげることは、本日は割愛させていただきますが、約定ロジックの検証に関する進め方、あるいは、全体への意見のほか、費用便益分析の進め方等についても多岐にわたるご意見をいただきまして、それを受けて、本日のご報告内容というところになっております。

本日の検討会の議論内容といたしましては、最終ページの資料15ページで一覧表のような形でまとめていますが、まず目的①の中で約定ロジックの設計や実現性・妥当性の検証と

いった点に関しましては、先ほど申し上げましたとおり、検証会の方で議論がなされている検証Aの進捗につきまして、本日、広域機関のほうから資料4としてご報告をして、ご議論いただくことを考えているところでございます。

また、関係法令等との関連整理、それから同時市場の仕組みをより具体化していくというような議論の参考として、広域機関が行った海外調査の内容と、資源エネルギー庁が委託調査として行っております三菱総合研究所に実施いただいている海外調査の内容につきまして、資料5-1、あるいは資料5-2でご報告をさしあげて、ご議論いただこうと考えているところでございます。

資料3につきましては以上でございます。

○金本座長

はい。どうもありがとうございました。

それでは、ただいまの整理の下で、第2点の議題についてご議論をいただきたいと思えます。

まず、最初の議題は「電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証A）」の進捗報告についてでございます。

事務局の広域機関のほうから資料4のご説明をお願いいたします。

○下根マネージャー

広域機関事務局の下根でございます。

そうしましたら、資料4、電源起動・出力配分ロジックの技術検証、いわゆる検証Aの進捗報告についてご報告させていただきます。

右肩2ページが背景でございます。こちら第2回の本検討会におきまして、「同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証会」を設置するということですのでか、あるいは、検証Aの進め方、具体的な技術検証項目に関してご報告を行ったところでございます。

こちら、第2回の技術検証会は、つい先日、2週間前に開催しており、こちらで議論いただきました内容、基本ロジックの構築ですとか、買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック、そして週間運用を可能にするロジック、これらに関する検討状況に関する議論を行ったため、本日その内容について中間報告を行いたいと考えているところでございます。

まず、検討状況の概要が右肩5ページでございます。

こちらは、まず電中研がお持ちのベースツール、基本ロジックがどのような挙動を示すのかを確認するという項目で①と設定しているところが一つ目でございます。

また前回、市場制度にカスタマイズするというところで大きく六つの項目を実施していくと申し上げていたところが、①から⑥に該当するところではございますが、今回は、そのうちの前半①、②、こちらの進捗についてご報告させていただくところでございます。

では、早速、検討状況のご報告というところで次の第2章以降でご説明の方させていただきます。

まずは、基本ロジックでございまして、11ページからはリマインドでもありますが、ど

のような入力データ・系統データを作成したのかというご説明でございます。

まず、系統データとして、こちらに関しましては 2030 年頃の広域連系系統を模擬するというところで、いわゆる上位 2 電圧の系統を全国規模で模擬しており、以下の図に示すところを模擬しております。

続いて 12 ページが需要でございます、こちらも 2030 年頃を模擬するというところで、「第 6 次エネルギー基本計画」の想定需要を用いまして、こちらは、過去実績ということで 2019 年実績を用いていますが、こちらも需要カーブ（年間 8,760 時間のノードごとのデータ）が実績としてございますので、こういったところを補正して模擬しております。

ただ、1 年間分検証を行っているわけではありませんで、ロジックの傾向をつかむために、まずはというところで軽負荷期、春ですとか、重負荷期、夏、こういった二つの期間に着目して、それぞれの 1 週間を今回検証してみたというところでございます。

続きまして、電源におけます再エネですが、こちらも 2030 年頃というところで「第 6 次エネルギー基本計画」の導入見込量を基に過去実績の出力カーブ、こちらを補正して模擬しております。こういったところで過去の実績を使っているというところですので、これによって晴れの日ですとか、曇り・雨の日、こういったところの傾向を一定程度網羅した検証が可能ではないかと考えているところでございます。

続いて、調整電源等々に関しましても、こちらも 2030 年頃の想定設備量に対して、燃料特性や起動費等の特定、個別のユニットの特定を防ぐために幾つか平均化した定数を設定しております。

他方、第 2 回の検討会におきまして、横山委員のほうから、少し費用の区分についてももう少し細かいほうがよいのではないか、そういったご指摘をいただきましたので、今回、下の表に示してございますように中容量では 5 区分、大容量では 7 区分と、より精査に模擬をしたところでございます。

続きまして、基本ロジックのご紹介でございます、こちらも前回紹介したものと同じではございますが、先ほどのようなデータを整備いたしました広域連系系統モデル、これに対して電中研様が構築しております基本的なロジックが、まずはどのような挙動・応動を示すのかという評価を行ったところでございます。

また、17 ページに具体的な評価方法も載せております。まず最適化には商用ソルバーとして G u r o b i を使用していること、また、次のページ以降に計算時間を 7,200 秒、2 時間と設定してございますが、こちらは、あくまでも今回の検証が汎用 P C を使っているところもございますので、この 7,200 秒という時間自体に絶対的な意味があるわけではございません。今後、市場制度にカスタマイズしていく際の相対的な目安になると思っていただければと思っております。

またもう 1 点、計算の精度に関しましても、右下にございますように双対ギャップ、こういったところが、時間の経過とともに緑のところは右肩下がりになっていくところで、より最適解に近づいていく様子を表現してございまして、こちらは一旦の仮値ではございますが、

0.3%未満になれば最適だと判定しているところではございます。もちろん、この0.3という数字自体も、今後、市場制度としてどの程度の誤差まで許容するのか、そういったところの議論をもって最終的には決める数字かと思っておりますので、まずは一旦、検証スタート時の仮値だをご認識いただければと思っております。

最後は、全体の需給バランスでございまして、電源のラインナップですとか、出力配分量、こういったところも確認することによって運用上妥当かどうか、そういったところも評価しているところでございます。

早速、シミュレーション結果の評価が、右肩 20 ページからでございまして、今回、先ほども申しましたとおり、春 1 週間、夏 1 週間、シミュレーションした結果というところで、そちらにおける双対ギャップ、解の収束過程が真ん中に示した図でございまして。

どの日におきましても、制約を満足する実行可能解自体は 20 秒程度で得られているところではございますが、グラフを見ていただいても分かりますように、7,200 秒計算したとしても、目標でございまして 0.3%以下になっていない断面もあり得るところで、目標精度が未達という状況でございまして。

特に春の 7 日間で未達となるケースが多くなる場所もございまして、こういったところは、やはり再エネ出力が多いというところから、並解列の増加等々が要因ではないか、そういったところが問題の難しさではないかと推察しております。

こういったところ、そもそもロジックとしての妥当性はどうかというところも確認すべく、下の表にもありますように、もう少し小さなモデルシステムを用いましてロジックの計算時間等を確認したところ、十分収束していることは確認できていますので、やはり今回、取り扱っていますようなシステムの規模、そういった解の組合せですとか、制約条件の多さというところが、問題を難しくしている要因ではないかと考えているところでございます。

もう 1 点、全体の需給バランスの評価というところが 22 ページでして、下の図に春 7 日間、夏 7 日間の需給バランスの状況をお示ししているところでございます。

こちら、電源の出力配分量に関しましては、おおむね想定したメリットオーダー順になっているかなと評価しておりますし、あるいは下の図にもございますように、昼間帯、太陽光が出ている時間帯等におきましては、揚水のポンプアップで余剰を吸収してございまして、そちらで上げた水の水位を用いまして太陽光がなくなってくる時間帯で発電しているところで、そういったところを模擬できているかなと評価しています。

また、PV 出力増等によって生じる軽負荷時の余剰でございまして、あるいは系統混雑、こういうところに対しましても、調整電源・再エネ等の出力の制御によって解消できているというところで、ロジックの妥当性が一定程度評価できたところでございます。

こういったところ、23 ページにもございますように、技術検証会のほうでも報告させていただきまして、様々ご議論をいただいたところでございます。技術検証会の中では、そもそも先ほども申しましたとおり、0.3%というところの仮値、こういったところの双対ギャップ閾値の妥当性でございまして、あるいは、現状未達というところをどのように収束性

を高めていくのかといった、そういった工夫、あるいは、制約条件の改善点といった数々の技術的な指摘、ご示唆をいただいたところでございます。

やはり最も大きな課題が収束性かと考えてございますので、今後、広域連系系統を扱うに当たりまして、どのように収束性を高めていくのかでございませうとか、あるいは、いただいた指摘等を踏まえながら何ができるのかといったところは、引き続き詰めていきたいと考えているところでございます。

続きまして、①というところで買入札を考慮したロジックでございませう。こちらは、そもそもどういったカスタマイズの項目だったのかというところ、27 ページのほうに買入札を考慮したロジック技術検証の進め方を提示しております。

需給調整システムということでございませうと、右の図にもありますように一つの予測した負荷に対しまして、電源の構成、組合せをどのように当て込むかというところが一つの問題だということではございませうが、今回は、市場の制度というところでもありますので、左の図にもございませうように、買入札自体にも値札がついている、いわゆる価格弾力性があるということですので、そういったところで、どこが均衡点になるのか、約定点がどこなのかを求めるロジックが必要になってくるところでございませう。

こういったところを実現するに当たりまして、29 ページで定式化を行ったところでございませう。

こちらは、アメリカの PJM のロジックを参考に、まずは定式化してみたところでございませうと、具体的には需要抑制電力を変数に加えた上で、需要調整単価を乗じて式を構築したところでございませう。

最も大事なところといたしましては、左下にございませうように目的関数の最小化に関しまして、 f_0 と、 f_1 と呼ばれてございませう①と②の領域、こういったところが右下の図におけます約定点までの電源の総エネルギーコストでございませうとか、あるいは、需要の抑制価値、こういったところの合計値を最小化するという過程で約定点を見つける、そういったロジックになっています。

こういったロジックは、完全なる新規開発でございませうので、いきなり広域連系系統で回してしましますと、その結果が妥当かどうかの判断が難しいため、まずは、手計算でも最適かどうかの確認が可能な小規模モデルで検討を行ったところでございませう。

具体的には、下の図に示してございませうように、非常にシンプルな小規模系統（2 機 3 母線）モデルで系統を構築いたしまして、こちらの挙動を評価したところでございませう。

この 2 機 3 母線モデルにおける供給曲線と需要曲線の関係性は以下のとおりでございませうと、本来的には、右下にもございませうように、価格は弾力性があるというところで、各ノードに複数札の用意をした上で厳密に右肩下がり模擬するというところが正しい方法だということではあります、今回のモデルは、単一のノードに一つの需要しか設定してないということもございませうので、右上にもございませうような、非常に簡易的なモデル、模擬になっているということにはご留意いただければと考えているところでございませう。

また、幾つかの検証ケースをもって比較、評価をしており、全8パターンを設定しています。大きくは潮流制約の有無でございませうか、あるいは、各ケースにおきましても、需要調整単価というところ、こちら、何も設定しないケースにおきましては20.7ドルで約定するモデルになっておりますので、そういった平均的な約定価格よりも高いケースか低いケース、あるいは、もっと低いケースで全8ケースを設定したところでございます。

34 ページから、早速、シミュレーション結果の評価でございまして、まずは潮流制約なしケースの代表例といたしまして、20.7 ドルよりも高いケース、低いケースという挙動を確認したところでございます。

こちら、25 ドルのケースにおきましては、やはり約定価格よりも高いところでございますので、需要抑制したとしても費用減にならないというところで需要が抑制されない結果が見えてきたところでございますか、あるいは、右下、20 ドルと安いケースになりますと、需要抑制の価値も生まれるというところもございませうので、より一層コストを下げるべく需要抑制がかかっているという結果が見えてくるというところでございます。

次に、潮流制約ありケースは35 ページ以降で示してございませう。こちら左の図にもございませうように、最も潮流が乗りやすい送電線#1-#3 間の潮流制約を200 と設定したときの様子でして、まず需要調整単価は設定せずに、発電機の出力調整のみで混雑解消を図れるかどうか、いわゆるSCUCのSCが有効に働いているかというところを確認したところでございます。

この点、G1の出力を下げ、G2の出力を上げることによって、分流比で解消可能というところですので、右下の図にもございませうようにG2の出力が上がって、混雑解消が図れている様子が確認できているというところでございます。

こういったNo.5を所与といたしまして、次のページ以降で需要調整単価を設定した場合の挙動確認でございませう。先ほどと同じく、少し高い25ドルケース、低い20ドルケースを設定したというところですので、このあたり、先ほどは全く動かなかった25ドルケースに関しましても、左下の図にもございませうように、当該時間帯、G2の出力が混雑解消により、非常に出力が高くなっているというところもございませうので、その時間帯の単価が30ドルを超過しているというところから、25ドルであったとしても抑制する価値が生まれるというところですので、需要抑制と組み合わせるとコストが最も安くなるような目的関数というところから右のような動きが確認できたというところでございます。

こういったところから、需要の弾力性を考慮いたしますと、総エネルギーコストと価格反応需要価値の合計値の増加を抑制し得るということが確認できた、すなわち、ロジックが適正に動いていることが確認できたというところでございます。

一方、右の表にもございませうように、価格弾力性を考慮した上で、需要抑制の組合せとなるようなケースにおきましては、少し計算時間が長期化する傾向があるというところが見受けられたところでございます。

こういったところを技術検証の中でもご報告し、ご議論いただいたところが38ページで

ございまして、主には買入札の模擬方法、今後のやり方に関してご指摘、ご示唆をいただいたところでございまして、今後は、先ほどの懸念でも示しましたとおり、計算時間に与える影響等をしっかり見極めるためにも、引き続き、複数札の価格弾力性をどのように模擬するのも含めて、広域連系システムモデルを用いた検証を進めていきたいと考えているところでございます。

最後は②週間運用を可能にするSCUCロジックでございまして、こちらも背景、41ページに書いてございますが、こちらは揚水運用でございまして、あるいは、1日以上、起動時間がかかるようなロング機、そういったところの挙動を考えますと、やはり1週間程度、週間運用の模擬は必要だと考えてございますが、1週間丸々精緻に計算しようと思いますと、計算時間が非常に多くかかるということもございまして、こういったところをなるべく最適性を損なわずに、より計算負荷の低い方法がないかというところで検証を行うとしているところでございます。

今回、そういった方法の一案というところで一つのロジックを提案させていただいてございまして、具体的などころでは二つ目のポツにもございまして、週間単位の計算を行うに当たりますと、起動停止状態というところで、いわゆる火力発電機は、停止から起動に移ろうと思いますと、やはり最低出力まで取る必要がありますので、次の43ページにも示してございますように、離散的な状態が生まれるということで、こういったところが組合せ上、離散問題というふうになりますと、計算が非常に煩雑になるところではございますが、今回、条件を緩和するというところで、本来的にはあり得ない発電態勢ではございますけれども、線形的にその間も取っていいと条件を緩和いたしますと、1回の計算時間は非常に高速にできるということですので、そういった中で、まずは1週間単位の揚水の池水位を一定程度求めた上で、今度は、その一定程度の水位を所与とした上で毎日の計算を厳密に解くという方法で計算時間が短縮できないかを検討したところでございます。

こちらの結果が44ページでございまして、もちろん本来あり得ない発電態勢の下に水位を決めてございますので、厳密に解いたときに比べますと全体のコスト増につながるころはございますが、そのコスト増加に関しましては全体で0.02%程度である一方、計算時間に関しましては4分の1程度短縮しているところもございまして、こういったところからトレードオフの関係という中では非常に有益な方法ではないかと確認したところでございます。

技術検証会の中では、そういったところをご報告させていただいたところではございますが、その場の中では、揚水と蓄電池の違いでございまして、あるいは、ロジックの簡略化に関しましては、例えば米国の事例等々に関しまして、直近のみを精緻に計算した上で、明後日、3日目、4日目以降は簡略化する、そういった工夫もあり得るというご指摘、ご示唆をいただいたところでもございます。

この点、ロジックを作り込むという話のみならず、そもそも今後、再エネが大量導入された世界におきまして、週間運用の何に重きを置くのか、どのような運用を目指すのか、そう

いった制度・運用との平仄も大事かなと考えてございますので、改めてそういったところの建てつけも整理をした上で、ロジックのさらなる改良を図っていきたいと考えているところでございます。

こちらの資料の説明は以上となります。

○金本座長

はい。どうもありがとうございました。

それでは、自由討議、質疑応答に入らせていただきたいと思います。いつもどおり、会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただいて、ウェブの方は挙手ボタンでお願いをいたします。

それでは、どなたか、いかがでしょう。

じゃあ、横山先生、どうぞ。

○横山委員

ありがとうございます。時間節約のために早速、手を挙げさせていただきましたけれど、ありがとうございます。

詳細なご説明、ありがとうございました。ちょっと細かいことですが、詳細な点につきまして、少し質問をさせていただこうと思います。

まず、揚水の扱いが一番、計算時間をチェックする上で大事だと思うんですが、ここでの揚水の取扱いというのは、11 ページに書いてあることがよく分からなかったの、揚水はどのようにして模擬されているのか、100 台ぐらいあると聞いていますけれども、この今回のシミュレーションにおいて、揚水はどのように扱われたのかというのがまず第 1 点です。

第 2 点目は、この結果を、例えば 20 ページのシミュレーション結果の収束過程を拝見していると、D a y 1、D a y 2、D a y 3、D a y 4 と順番に、D a y 1 も何か収束過程があって、D a y 2 も収束過程があってという、各日ごとに収束過程があるというのが何でこんな収束過程があるんだろうというのが少し疑問で、私の理解では 1 週間の週間計画を 1 日ごとにローリングして、各日の結果を立てる、まず 1 日目はまず 1 週間の計画を立てて、1 日の終わりのところの池の水位を基に、2 日目からまた 1 週間の計算をして、2 日目の計算が終わったところで、その結果の池の水位をまた 3 日目の初期値にしてという感じのイメージで捉えていたので、この D a y 1、D a y 2、D a y 3 が出てくるのがよく分からなかったんですが、後の 42 ページの説明で、もしかして、この 42 ページの提案をされている簡略化計算①で週間 S C U C を 2 日分やり、そこで各日の最後の水位、各 2 日目の水位の初期値を計算し、それを次に 2 日に解かれているという、この手法を使って 20 ページの計算をやられたのかなと思うんですが、その辺、ちょっとよく説明が分かりませんでした。なぜ D a y 1、D a y 2、D a y 3、D a y 4 の収束過程が出てくるのかという説明をちょっとお聞きしたいということでもあります。

42 ページの話にご質問させていただきたいのは、42 ページの方法というのはものすごく

簡略化する意味で非常にいい手法だと私も思います。ですが、2日ごとに計算をするというこの手法、確かに簡略化はするんですが、春の太陽光が非常に影響の多い、需要が少なく、非常に再エネの影響の大きいときは、毎日の池の運用が、ためて発電し、またためて発電しということを繰り返すので、このような、日間SCUC計算を2日ずつ、②のように行うというのは非常にいい簡略化方法かと思うんですが、夏のように高需要期で、再エネの影響が、春に比べて少ないときに、やはり1週間の水位が、土日に水位を上げて、金曜の夜に向けて水位を下げていくという、この方法が最もいいとすると、1週間の計画をローリングしていくというのが最適な経済性を求める方法になるのかなというふうに思うので、1週間ごとにローリングしていく方法と、この新たな42ページ目の提案と比較をしていただけると、非常に興味深いなという気がいたしました。

それから、3点目は双対ギャップの0.3%という話で、実際、このソフトウェアの双対ギャップの収束は0.01%だとお聞きしていますが、今回は収束条件を、取りあえず、結果を出すということで0.3%で、これは妥当なことだと思いますが、0.3%であっても0.5%であっても、それほど運用パターンにおいて大きな違いがないのであれば、そして経済性においても、今のコストよりも、どれくらい改善をされるのかと、その改善量が相当量であれば、収束条件の0.3%と0.01%に、実際、収束させなきゃいけない0.01%とコストの0.3%のコストに大きな差分があっても、現状の費用が相当削減されるのであれば、私は0.3%でも0.5%でもいいんじゃないかなと思うので、その辺の評価をしていただければ、早く収束させるというのが大事なんで、0.5%でも0.3%でも0.2%でも0.1%でもいいんですけど、実際に収束だと言われている0.01%のコストとの差を評価していただくというのは非常に重要なのかなというような気がします。それによって相当、双対ギャップが緩くてもいいじゃないのという結果が出てくればありがたいですけど、それが出ないと、それは収束させなきゃいけないということになるかと思うんですけど、その辺の検討をぜひ行っていただくと面白いなと思いました。

それから、最後ですけども、調整力は、火力のみの調整力を使っていて、揚水の調整力は、今回のシミュレーションでは使っていないとお聞きしました。もしそうだとすれば、揚水のLFCを使うとどうなるのかをちょっと知りたいと思いました

たくさん言いましたけど、以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。すぐにお答えをしておいたほうがいい、最初のシミュレーションと42スライドのシミュレーションとがどういうものかというのはご説明しておいていただいたほうがいいと考えます。

○下根マネージャー

はい。横山委員、多岐にわたる技術的なアドバイスとご質問をいただきましてありがとうございます。

まず、前提条件といたしまして、少し補足をさせていただければというふうに思っ

いますが、まず、揚水の扱いに関しましては、日本全国でユニットとして 100 台以上あるというところをございまして、そこを模擬してはいるんですが、実態としては複数のユニットにおきましても、一池を共通で使っているところもございますので、そういった意味では、40 個ほどの池の模擬になっているというところで、その 40 個の池の池水位を上げたり下げたりというところで全体の需給バランスを取っているところが一つの模擬の方法になっているところをございます。

1 週間の扱いをどうしているのか、D a y 1 から D a y 7 に分かれている理由は何かということに関しましては、まず①に関しましては、1 週間というところ、連続で回しているわけではございませぬので、ここはあくまでも、1 日単位を 7 回でやっております。その際には、当然、ご指摘のありましたとおり、水位の引継ぎでございますとか、あるいは初期条件の引継ぎをどうしているのだという話もあるところではございますので、こういったところは、まず、便宜的に今回のシミュレーションにおきましては、前の日の最終断面を引き継いだ上で計算しているというところで D a y 1 の次に D a y 2 が計算されるというところをございます。一方、②のほうは 1 週間単位をどう解くのかということに着目したところの効率化の余地というところでもございますので、そこは少し切り分けてご評価いただければいいのかなと考えているところをございます。

2 点目にいただきましたご質問でございませぬが、今回提案した方法が、毎日のように再エネの余剰が発生するような軽負荷期であればいいのかもしれないけれども、重負荷期とかも含めてどうなんだということに関しましては、まさに技術検証会の中でも同じような指摘をいただいたと考えてございまして、その点は、最後のところにも書いてございませぬように、今後、再エネが増える世界観において、今ご指摘いただきましたように、軽負荷期、重負荷期、そういうところでどういった運用が望ましいのかを改めて整理をした上で、そこにフィックスしたようなロジックを作り上げていくというところでしっかり深掘りしていきたいというふうに思っておりますので、このあたりは改めて整理をした上でご説明したいと考えているところをございます。

その次、双対ギャップに関しましてはご指摘ありがとうございます。その点もまさに今後の論点だと考えてございまして、この点は先ほども申しましたように、まずは今回の 0.3 は仮値というところでもございますので、このあたりが同時市場全体として市場全体のコストがどの程度上がり得るのかということに絡むと。それが計算時間とのトレードオフになってくるというところでもございますので、その妥当性でございませぬとか、どこまで低減できるのかというところは、今後しっかりお示しする必要があるのかなと考えているところをございます。

もちろん理想的には、先ほどもご示唆いただきましたように 0.00 でございませぬとか 0.01、そういったところを目指すのが理想ではございませぬが、現実問題、これほどの大規模モデルになりますと、その実現性も難しくなる可能性もあり得ると思えば、どこが妥当な基準なのかということ、今後、皆様方としっかり議論をしていきたいと思っておりますし、あ

るいは、そうは言っても、解が出ない、運用できないということがあつては、そもそも元も子もないというところでもございますので、大宗の断面においては満足できる基準でございますとか、あるいは、そうじゃない、たまにあり得る断面というところで、幾つかギャップを使い分ける方法もあり得るのかなと考えておりますので、そのあたりも、今後検証した上でお示ししたいと思っておりますのでございます。

最後にいただきました調整力の模擬に関しましても、今回はご指摘のとおり、火力のみとなっているところではございまして、この点は、そもそもというところではございますが、調整力の区分でございまして、その量をどのように精緻化しようかというところを別トラックで検討させていただいているところでもございますので、そういったところの検討がまとまりましたら、条件の設定でございまして、あるいは、揚水も含めた確保のシミュレーションをやっていきたいと思っておりますので、まずは現段階、取りあえずといえますか、LFC2%といったものを取りることができるかというところで、簡易的に模擬をしたというところでご理解いただければと考えているところではございます。

事務局からの回答は以上となります。

○横山委員

ありがとうございます。一つ目の質問の揚水の池を一つで模擬されたというのは、非常に面白いアイデアだなと思って聞いていたのですが、その意味は、一つの池に例えば30万キロの揚水が4台あったとしたら120万キロですね。だから1台120万キロで動かしたということですか。なるほど。

もしそれを30万4台で動かしたときは、結果はいいほうに出るんですかね、悪いほうに出るんですかね。悪いほうというのは、つまり、計算時間は長くなるんでしょうね。経済性はやっぱり4台に分けて動かしたほうがよくなるんですかね。どっちなのでしょう。

○下根マネージャー

揚水は、いわゆる水道の蛇口とタンクの関係だと思っておりますので、kWhとしてどの程度求められるのかという制約と、蛇口の太さといいますか、どれぐらいkWとして設備量が活用できるのかという話とのセットだと思っておりますので、そういったところ、今ご指摘いただきましたように、30万基が四つということであれば、kWとしても120あるという、要は、出し入れというところが単一に比べると、非常に短時間で下げることも、上げることも可能という条件になるだけでございますので。

○横山委員

いいほうに出るわけですね、120万にしたほうが。

○下根マネージャー

はい。

○横山委員

分かりました。よく理解できました。

○事務局

すみません、金本先生、電中研の永田オブザーバーから少し補足をさせていただきますということです。

○永田オブザーバー

ありがとうございます。電中研、永田でございます。

横山先生からご質問のあった揚水の扱いのところ、下根様からご回答をいただいたとおり、池単位でまとめて模擬しております。30万が4機あるものは120万機の扱いというのはそのとおりでございます、30万4機で模擬した場合は、その運用、それぞれのユニットの運用制約、例えば最低出力とかがあるわけですけれども、そうしたものが細かく模擬されます。これに対して、120万機で模擬していますので、こうした制約を考慮していないということがございますので、先生がおっしゃるとおり、コストがよくなる方向に出ると認識しております。

ただ、模擬の詳細さがどれだけ解に影響するのかという観点も含めて考えたときに、ひとまず、池一つでやっていく。池の容量の上下限に引っかかるかどうかということが再エネの余剰を取る観点からはポイントになりますので、そういう意味では、模擬の簡略化は、それほど解に大きな影響を与えていないのではと推測しております。

補足でございました。以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

そのほかございますでしょうか。

じゃあ、はい、どうぞ、新川オブザーバー。

○新川オブザーバー

電力・ガス取引監視等委員会の新川でございます。

この資料4の40ページのところに、ロジック技術検証の具体的なイメージということで今日最初の結果としてお示しをいただいたわけですが、今後これをロジックの構築とロジックの改修がぐるぐる回ってどんどんいいものになっていくと期待をしておりますけれども、例えばPJMでは、実際の市場を動かしながら、約定結果が事前に想定された約定ルールに従って適切に行われたのかどうかというのを市場管理者において毎日のように確認をしていると聞いております。

約定システムを一度構築してテストすると、後は一切検証しないということではなくて、市場管理者自身も経常的に検証して、また改善していくと、外部監査も受けているというふうに聞いております。

市場支配力の確認のようなところは市場管理者だけでなく規制当局も監視することがあると思いますが、約定システムに不具合が生じていないか、改善の余地がないかというような検証は、市場管理者が行っていくということで改善していると思っておりますので、そうした視点も今から持って、議論できればいいのではないかとこのように思っております。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

そのほか、五十川委員からございます。よろしく願いいたします。

○五十川委員

ありがとうございます。

内容に関して簡単に確認とコメントをさせていただきます。

前段にある入力データの整備については負荷をはじめとして合理的な扱いになっていると思いますので特にありません。

他方、買入札を考慮したSCUC・SCEDロジックのパートについては、本来は階段状の需要関数で計算するべきところを、今回、かなり簡略化した形で扱ったということで理解しました。

この点、今後正確な階段状を考えるに当たって、どの程度追加的な課題があるのかという点が気になっています。恐らく、メカニズム的に難しいということよりは、計算負荷の問題ということだと思いますので、この点のハードルが高ければ、例えば需要関数を何らかの形で近似するような実装も考えられるのではないかと考えています。この点、ご感触がもしあれば伺えればと思います。

全体としてのコメントですが、揚水も含めて厳密に計算ができるのであれば、もちろん厳密に計算を行うべきという中で、いかに運用可能な範囲で簡略化するかということが論点になっていると理解をしています。

どの部分が捨象できるのかという点は、この後の海外ヒアリングの議論でも似たような話が出てくるとと思いますが、横山委員のコメントにもありましたように、簡略化による経済的な影響を踏まえて、手続を構築していくことが重要かと考えます。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

そのほか、ございますでしょうか。

じゃあ、市村委員、どうぞ。

○市村（拓）委員

ありがとうございます。

私からは、すみません、1点だけです。45スライド目のところで1点お伺いしたいところが1点ございます。

技術検証会のところの議論の概要というところで、ここでアメリカの例というところで記載をいただいているところがあるかと思います。この3、4日後は精緻化する必要がないという、こういったご意見が、発言があられたと理解しているのですが、ここは日本との違いというか、こういったところがどういうところにあるのか、ないのかが少し気になりました。

3、4日は精緻化する必要がないというのは、技術検証上とか、ロジック上、あんまりそういうところは必要がないということなのか、むしろ、例えば、日本と違って揚水の量とか、こういったところの違いが大きな影響を及ぼしているのでは、そこまで精緻化する意味があまり3、4日、PJMとかではないということなのか、ここら辺、海外の事例との比較とかとは思いますが、そういったところで我々が同じように考えていくことが合理的なのか、それともやはり違うところがあるのかということ、MRIさんの資料・調査といったところとも兼ね合ってくるかと思いますが、そこら辺を少し知りたいなと思いました。

以上です。

○金本座長

それについては、私が調べたところだと、PJMは精緻でないというわけではないんですが、明日・明後日のことは1時間ごとの刻みでやっている。それ以降については、いずれにせよ、今決めたやつをそのままやるわけではなく、粗くして3時間ごととか、4時間ごととかでやると、起動の変数が非常に削減できて、アルゴリズムがかなり速くなるといったことで、随分前からそういったことをやっているようです。

したがって、アルゴリズム上、精緻でないというわけではなくて、多分、3時間でも、この週運用については、多くの部分はそれぐらいの刻みでもうまくいくんじゃないかということ考えたという次第であります。

○市村（拓）委員

ありがとうございます。そうすると、あまり揚水の量が違うとか、そういうことは影響しないと理解しておけばよろしいでしょうか。

○金本座長

揚水の数が違うと、アルゴリズムには非常に負荷がかかるようです。アメリカは揚水が、PJMは五つぐらいしかなくて少ないんだけど、揚水が大変なんで、アルゴリズムを工夫して速くしようとして頑張っているようです。

日本はものすごく多いですから、その面、もっと大変だということで、もうちょっとアメリカでどういう工夫をしているかというのを勉強して、アルゴリズムを改善しないと実務で使うのは難しいかもしれないという感じだと思います。

○市村（拓）委員

ありがとうございます。

○金本座長

そのほかございますでしょうか。

國松オブザーバーから手が挙がっています。お願いします。

○國松オブザーバー

ありがとうございます。日本卸電力取引所、國松です。

私のほう、買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジックについてでございますけれども、SCUC・SCEDに関して言うと、恐らく発電機の出力というものが出力されてくる、

そこから値段をつくって、また答えを求めるという方法だと思うんですけども、これ、G1、G2の範囲内に収まる話だったらいいんですが、この価格弾力性でSCUCに特に起動電源が変わるような変化があった場合というのは、またSCUC・SCEDを回さなきゃいけないようなことになりそうな気がしておりますので、これはあんまり、価格弾力性、そんなに一生懸命、初期からやる必要って、私はないと思って、まずSCUC・SCEDが、この複雑な系統と揚水、再エネの出力、それでうまく回るのかに主体を置いて、そこに全力を集中すべきなのかなと。

何にしても、SCUC・SCEDで出てくるのは、ユニットごとの出力という数字、そこから金額を別に算出をして、それでまた回すというやり方ですから、それでもう1回、SCUCに戻ったら、何にしてもよくないと思いますので、あんまりここを頑張る必要はないのかなと思ったまででございます。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

それについて、私のほうからちょっとコメントしますが、アメリカでは、もう既に需要が、価格感応の需要が入っていて、それをに入れてSCUCを1本で解いているということでございます。原理的にそんなに難しい話ではなくて、発電機が幾つか追加になったことと基本的にはアルゴリズムにとっての条件は変わらないと理解をしています。

この電中研さんのシミュレーションで、何でこんなに10倍も遅くなるのかということのほう若干、不思議だといったところで、その辺はいずれ、もうちょっとしっかり検証していただくことかなと思います。

そんなところでございますが、よろしいですかね。

○國松オブザーバー

はい。発電機と混ぜてやるというのに関しては賛成でございます。

○金本座長

そのほかございますでしょうか。

じゃあ、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。

もう大分、議論は出て、私の課題意識も横山委員はじめ出していただきましたけれども、やっぱり0.3%というのは仮値ではございますが、この制度を導入することのメリットがどうなのかという費用便益分析に絡んでくるところだと思いますので、この0.3%という閾値をどこに持ってくるのかということは、これからの議論ですけども、慎重に丁寧に議論していただければと思います。

その上で、やはり今後、整数計画問題で、繰り返し申し上げていますが、急速に問題が難しくなって、計算時間が急速に増大してくるというのは、私も、過去、こういう整数計画問

題を定式化して解いていた経験からして、そういう状況が見られますので、そうした場合に、実際に運用したときに、例えば閾値をどこに取って、それを一旦、その日は緩和するとか、そういうことをしたとしても、そういった結果として、全体費用便益から外れていくということになってしまうと元も子もないと思いますので、そのあたり含めて、引き続きご検討いただきたいというふうに思いました。

もう1点、私が聞き逃してこれまでに議論があったのかもしれませんが、需要の低減部分の関数で、価格弾力性についても具体的な数字がそんなに簡単に得られるのだろうかという気もしています。要は、年間の平均的な弾力性は上がるけども、地域によって、また季節によったりしても、弾力性が変わってくるというふうに思いますので、この需要曲線のこのカーブ自体の弾力性をどう取っていくのかということについて、ちょっとここは手法の議論しか出ていませんけども、実際に数字をどういうふうにとってきて使っていくのかということに関しても、今後検討いただければと思いました。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

後者の件については、少なくともアメリカでやっているのは、以前は、需要側は量しか出せなかったんですが、最近は価格感応的な需要を出すことができ、ビッドが価格感応的な階段関数、あるいは線形で近似したものと、そういった形で出てきて、それをベースに最適化をしているということです。日本でもやるとすれば、それをやるのかなど。誰かが需要の弾力性を推定して、それを使うということではないんだと想定をしております。

○秋元委員

ただ、実績値か何かから季節ごととか、そのあたりで弾力性は変わってくると思うんですよ。ちょっとそのあたりが、今、金本先生がおっしゃったのは、ちょっと私にはすぐ理解しにくかったんですけども、そこは計測せずに、もう決まっている値を使うというご説明だったのでしょうか。

○金本座長

いや、これは、前日市場が一番大きな問題になるんですが、そこで、幾らの価格なら、幾ら需要しますというものを需要側でビッドする人がいて、それを使うということになります。

○秋元委員

なるほど。はい、分かりました。

○金本座長

そのほか。JERAの東谷さん、お願いいたします。

○東谷オブザーバー

JERAの東谷です。

私のほうから1点、コメントさせていただきます。

今回の報告資料の 20 ページに今回のシミュレーション結果において多くのケースで目標精度が未達であり、その問題の一つとして制約条件の多さが相当程度あると分析されております。

この対応策として、資料 23 ページ、24 ページにその問題の単純化というのが検討メニューとして挙げられておりますけれども、第 2 回検討会でも申し上げましたとおり、発電事業者の運用には考慮すべき様々な制約条件というものがございますので、ぜひ慎重なご検討をお願いできればと思います。

私のほうから以上になります。

○金本座長

どうもありがとうございます。

送配電網協議会の山本オブザーバー、お願いします。

○山本オブザーバー

ありがとうございます。送配電網協議会の山本でございます。

私から、約定ロジック等に用いる S C U C の検討に関する事項など、もう既に議論に出ているところもありますけれども、3 点ほどコメントさせていただきます。

まず、週間計画に用いる S C U C についてですけれども、週間計画を策定する目的は、これまで議論にも出ておりますように、揚水の水位の見通しを立てるとともに、起動時間がかかる電源の起動判断を行うということですので、市場取引に用いる S C U C ほどの精度は必要ないのではないかと思います。

したがって、計算時間が実運用に耐えられないのであれば、目的に応じた精度が確保できることをよく確認した上で、今回ご提案いただいた手法を含めて、効率化手法を取り入れるといった方向性も取り得るのではないかと考えます。

次に、同時市場における市場取引に用いる S C U C についてですけれども、こちらの計算結果は約定結果に直結するというので、週間計画よりも高い精度が求められると思います。

一方で、将来的には蓄電池、再エネ電源、DR、EV といった様々な分散リソースの拡大が見込まれるということや、買入札には複数事業者が様々な単価を登録することなどから、市場取引に用いる S C U C で取り扱うデータは膨大となり、計算負荷が増加するということが想定されます。

したがって、計算時間が長く、実運用上の課題となるようであれば、例えばインプット方法や制約条件の設定を工夫するなど、必要な精度を確保しながら、最適化ロジックを高速化していくことも大事かと思っています。

最後に検証全般についてですけれども、現時点では現実的な方向性の確認に重きを置くということであれば、今の検証内容で問題ないとは思いますが、詳細な市場ルールが明確になった段階で、系統情報や各事業者からの入札情報など、市場で扱うデータやその量を具体的に想定し、シミュレーションの過程で十分に検証を行って必要なチューニングを

行っていくということで、実用に耐え得る約定システムの構築が可能になるものと考えております。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

そのほか、永田さんは大丈夫ですか。

じゃあ永田さん、お願いします。

○永田オブザーバー

電中研、永田でございます。

いろいろご議論いただいたところで、すみません、ちょっと後ればせながらの補足になります。

市村委員から揚水の関係のお話をいただいて、金本先生からお答えいただきました。今、山本オブザーバーからもお話があり、繰り返しになりますけれども、週間が必要ということの一つの理由は、揚水の経済的な運用をきちんと見ましよう、それとともに、長い起動時間がかかる電源、週間で立ち上がるような電源の運用をきちんと見るということだと認識してございます。

この点については、横山先生からお話があったとおり、揚水をどういうふうにするかによって、週間をどこまで考慮しなければいけないかの必要性も変わってくるのではと考えてございます。

先生がおっしゃったように、例えば、資料の22ページの結果、春と夏と見比べていただければお分かりになるかと思いますが、春だと、とにかく余剰が出ている時間帯に揚水で引き揚げて、あとの時間はそれを吐き出して、とにかく次のポンプアップに備えるという運用になっていますので、こうなると、少々乱暴な言い方かもしれませんが、週間運用をどこまで考えなければいけないのかという話が出てくるのかなと思います。揚水をどういう使い方をするかで、週間をどこまできちんと模擬しなければいけないかの求められる精度も変わってくるのかと思っております。この点については、下根様からも、週間の計画の位置づけ、性格づけをきちんと議論して進めたいというお話がございましたし、私どももそのとおりに思っておりますので、技術検証会のほうでも議論させていただいて進めたいと思います。

それから、五十川先生、金本先生からもちょっとご指摘があった買入札です。価格弾力性、今回非常に簡易な模擬ですが、それがあったときの計算時間の話です。今回はまず、ロジックを組んでみて、それがきちんと動作するかどうかというところをメインに確認してございまして、計算時間の点でどこが変わってどうなったというところまでは、まだ十分つかみ切れていない、調べられていないというのが正直なところでございます。この後、きちんとした規模の系統モデルでの検証ということも進めてまいりますので、そうした中で改めて計算時間について確認し、改善が必要ということになれば対応も考えていきたいとい

うふうに考えておるところでございます。

すみません、補足でございました。以上でございます。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

そのほか、ございますでしょうか。

この 20 スライド目で 0.3 に到達しないケースがあったり、非常に長い時間かかったり、というケースがあるということは私もかなりこれから頑張らなきゃいけないと思っています。そういうケースを見てみると、非常にフラットにずっと続いていると。これは、少しずつ改善はアルゴリズムの性格上されているんですが、ほんの少ししか改善されてない状態がずっと長く続いているということです。これがずっと続いていると、最適解にはなかなか行かなそうな感じがあるということで、これを打破するテクニックをちゃんと入れないと実用に耐えないという気がしています。それについては、これはちょっと専門的になりますが、こういうフラットになっているところって、分枝限定法が使われているところのようです。分枝限定法は非常に遅いと言われていて、分枝限定法に行かないようなヒューリスティクスとかカットとか、うまく入れるというのがミソだということで、皆さん、それを狙っていろんな工夫をしておられるようです。たくさん論文が出ていますので、それをしっかり勉強していただいて改善する必要があるかなと思います。

もう一つは、0.3%という基準ですが、今さっき、MISOの論文を見てみると、彼らは0.1が一応基準で、計算時間が3時間ぐらいという基準を使っているようです。ちょっと古い論文、2016年の論文ですから今は変わっているかもしれませんが。そこで彼らが言っているのは、これでももっと精度を高くしたいと。なぜかという、実は精度が低いと入札者が最適じゃないもので抑制させられたりしているのも、Upliftを要求したり、場合によっては裁判に訴えたりということをする。それを避けるためには一生懸命ISOとしては頑張って最適になるべく近づけたいと、そういう事情があるようです。これが日本でどうなるかは分かりませんが、単に全体としてロスがどれぐらいかという以上の問題が、いざマーケットを動かし始めると出てくるかもしれないということに注意が必要かなという気がしています。

そのほか何かございますでしょうか。よろしいですか。はい。

それでは、議題1についてはここまでにさせていただきます、事務局のほうから何か特にありますか。

○下根マネージャー

事務局でございます。

委員の皆様、オブザーバーの皆様、多岐にわたる議論でございますとか、委員・オブザーバー間での活発なご議論をいただきまして、ありがとうございます。

大宗は金本座長でございますとか永田オブザーバーに補足いただいたところでもございますけども、私からは何点か補足のコメントさせていただきたいと思っております。

まず、最初に新川オブザーバーからいただきましたところ、PJMにおきましてもロジックを常にブラッシュアップしているというところに関しましては、まさにご指摘のとおりだというふうに思っております。今回のロジックも、今年1年で、つくったら終わりというものでは当然ございませんで、仮に同時市場に移行するという判断に至った暁には、このロジックをさらにブラッシュアップしていくことも大事だと思っておりますし、あるいは運開した後も市場運営者・規制当局両面からしっかり監視していくことが重要だということはお指摘のとおりかなと思っております。

この点は、山本オブザーバーにもいただきましたとおり、まずは現実的な方向性を見据えるという観点から大きな検証項目というところを今回実施させていただいたところではございますが、さらに詳細なところに関しましては、次のステップ以降も見据えてしっかりとやっていきたいと考えているところでございます。

五十川委員をはじめとして、様々ないただきました買い入札の模擬に関しまして、こちらは次回以降、買い入札をどのように模擬するのかという考え方も含めてご提示させていただこうかなと思っております。この点、まず模擬方法といたしましては、JEPXさんにもご協力いただきまして、実際に使われた買い入札というところをうまく活用しようかなと思っておりますが、一方、この実績に関しまして、本当に小売事業者が価格が高ければ需要を抑制するという意味での弾力性なのか、あるいは発電事業者が差し替えを行うためなのかというところの判別つかないところもございしますので、そういうところはちょっと両方入ってしまっているんだらうかなと思っております。

他方、座長にも補足いただきましたように、実際、そういったところが入り交じったものが市場のビットとして入ってくるということを考えますと、そこでいかに約定させるのかというところは同時市場としても求められるんだと考えてございますので、まずはしっかりとそういったところは模擬した上で、ちゃんと計算時間の中で収束するのかというところは見ていきたいと考えているところでございます。

この点、五十川委員にもいただきましたところ、精緻にできれば理想的ではございますけれども、そういったことが難しければ、どういった工夫があり得るのかということに関しまして、まさにそういったところにつながるのかなとも思っております。こういった買い札というところが、段差が非常に多くなりますと計算時間にも影響を及ぼし得ると考えられますので、そういったところで、仮にちょっと難しい、計算時間の中に収まらないということであれば線形近似するか、いろいろな工夫はあり得ると思うんですが、そういったところも技術検証のメンバーと一緒に少しずつブラッシュアップしていきたいと考えているところでございます。

あとは座長等に補足いただきましたとおりしっかりと進めていきたいと思っておりますので、引き続きよろしくお願ひしたいと思っております。

私からは以上でございます。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

(2) 海外調査報告について

○金本座長

それでは、次の議題2の海外調査報告に入らせていただきます。

これにつきましては、広域機関のほうから資料5-1のご説明を、それから三菱総研の橋浦様から資料5-2のご説明をお願いいたします。よろしくをお願いいたします。

○下根マネージャー

続きまして、二つ目の議題でございます、北米（ERCOT・CAISO）の海外調査報告について、こちらのほうは広域機関事務局から報告をさせていただきます。

まず、海外調査の概要ということでございますが、こちらは第1回の検討会でも触れたところではございますが、我々、同時市場の検討をするに当たりまして、アメリカの制度等をよく参考にしていますが、その筆頭であるPJMが、実はそれほど変動性再エネが多くないというところもございますので、ほかのISO、変動性再エネの導入量が多いところも参考にすべきではないかというご意見もいただいておりますので、今回、右肩2ページにもございますように、風力の導入量が多いERCOT、そして太陽光が多いCAISOを中心に同時市場の制度設計に関係する項目について、ヒアリングを行ってきたというところがございます。

まずは、各ISOの概要のご紹介というところございまして、右肩4ページがERCOTでございます。こちらの左の図にもございますように、アメリカの南部系統で、いわゆるテキサス州を担っているISOでございまして、系統規模的には日本の約半分、特に風力比率が45%と非常に高いというところがございます。

最大の特徴といたしましては、ほかの系統とは直流連系ということで独立性があるというところでもございまして、また、容量市場が存在しないというところから、左下にもございますように、Energy Only Marketというところで、逼迫時には非常に市場価格が高くなる、ボラティリティが高いという特徴を有するというところがございます。

続いて、California ISO、こちらは西海岸、カリフォルニア州の系統運用を担っておるISOというところございまして、系統規模的には日本の約3分の1、太陽光比率が3割強と高いというところがございます。

また、大きな特徴といたしましては、2014年に、隣接するユーティリティと市場を共有するというところで、WEIM、いわゆるWestern Energy Imbalance Marketを設立した上で調整力コストの低減を図っているというところでもございまして、このWEIM、どういったものかと申しますと、右肩6ページにございますように、こちらのCAISO管内、こちらのほうに関しましては系統を精緻に模擬いたしまして

SCUCをやっているというところではございますが、交流系統でつながっております隣接するユーティリティは一つのゾーンとみなしまして、このゾーン内で出てくるインバランスのネッティングでございますとかメリットオーダー融通を行うことによって、全体としてスケールメリットを生かした運用を実現しているところでございます。

それでは、次のページ以降に各ヒアリング項目のご紹介に移らせていただきます。

まず、制度変更の進め方という全般総論的な話でございまして、我々からの質問といたしましては、まず大きな制度変更を伴う際に、ステークホルダーから様々な意見があったというふうに想定されるものではございますが、主たる意見としてどのようなものがあったのかですとか、そういった意見に対しまして、どのように納得感を得たのかということを経験したということでございます。

なお、前回の費用便益評価の際にも申し上げたところではございますが、アメリカの市場制度は同時最適のみを対象にした制度設計がなかったというところもございまして、こちらの今回のヒアリングに関しましては、ノーダル制が対象になっているという点にはご留意いただければと考えてございます。

中段がERCOTの回答でございまして、まずは発電事業者目線、こちらに関しましては、やはり細かく抑制されることを嫌う傾向があるところでもございまして、そういったところからERCOTでは2003年から2010年、8年かけて制度変更を行い、白紙上に、様々なステークホルダーの意見を書き出して議論を重ねていった、納得感を得たというところでもございました。

また、三つ目のポツにございますように、ERCOTでは、Day AheadとReal Timeの整合を取らずに検討してしまったというところが残課題であると言ってございまして、そういったところから日本でやる際には両輪として同時に変革したほうがよいというアドバイスをいただいたところでございます。

下段、CAISOの回答でございまして、一番難しかったのは、ノーダル制の複雑さということで、いわゆるロジックとか、そういったところがブラックボックスになりかねないというところを分かりやすく説明することが大事だとありました。

また、ステークホルダーの目線といたしましては、例えば小売から、どれぐらい負担増になるか分からないというご意見があったというところで、こちらに関しましては、やはり何が変わればどうなるのかを一つずつ丁寧に議論を重ねることが大事だ、透明性を示すのが大変な作業であるといういただきました。

こういったところから得られた示唆・所見が次のページにまとめているところでございまして、やはりアメリカに倣いまして、大きな制度変更を伴う際には、ステークホルダーから様々なご意見をいただき、時間をかけて丁寧に議論を重ねることが大事だというふうに思っております。

特にロジックの複雑性が課題だということも伝えていただいておりますが、こういったところは、先ほど検証Aでもご議論いただいたところとも共通的なところだと思っております。

ございますが、同時市場のロジックというのも相当程度複雑だと考えておりますので、やはり先ほどの検証Aでございますとか、あるいは検証Bなどを通じて引き続き丁寧に議論を重ねることが重要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。

また、Day AheadとReal Time市場の両輪、同時変革の必要性ということに関しましても、我々は本検討会におきましても、「同時市場」を、実需給の1週間程度前から実需給までの一連の仕組み全体として定義している点とも整合的かなと思ってございまして、そういった意味では、既に着眼しているところかと思っております。

続きまして、再エネを踏まえた運用というところでございます。

右肩12ページが質問事項と回答でございまして、まずは再エネ予測精度の向上でございますとか、あるいは実需給直前まで再エネ予測精度を更新して、かつ都度SCUCをできる、そういった仕組みがあれば、再エネ予測誤差に対応する調整力は不要になるのではないかと、そういったところのご質問でございますとか、あるいは再エネの予測をISO側・事業者側どちらで行っているのか、入札行動はどうか、そして最も聞きたかったのが、再エネの量が多くなったとしても市場メカニズムによって運用が行えているのか、そういったことを聞いてみたところでございます。

中段、ERCOTの回答でございますが、まず再エネ予測精度を幾ら上げてもリスクは残るといところで、大外しに対応するためのアンシラリーが必要だという回答でございました。

また、予測、入札に関しましては、ERCOTから各Wind Farmのほうに予測値を伝えまして、その範囲内で事業者側で補正して入札してもらうてでございますとか、あるいは、あまりにも差異が大きければ事業者と連携して検証を行うというような仕組みがあったということでもございます。

そういったところから、事業者側にDispatchableで入札してもらった場合に関しましては、再エネは、大宗が、価格が安いところから落札するといところではございますが、混雑等で部分的不落となった場合には抑制してもらうていところでございます。

再エネ含めて市場で運用を行うところがそもそもフィロソフィーだといところでもございまして、実態としてもできているという回答であったといところになります。

下段、CAISOの回答でございますが、ほぼ同じような内容でございまして、基本的には、再エネ予測精度が上がったとしても、大外しのためのアンシラリーが必要という回答でございますとか、予測自体に関しましては、Day Aheadに関しましては、CAISO側から予測した情報を伝えた上で、それを参考に事業者側で補正して入札いただくといところ、実態としては、その伝えた参考情報をそのまま使っている事業者が大宗であったといところでございます。

こういったところから得られた示唆に関しましては、やはり再エネ導入量が多いERCOT・CAISO両方ともにアンシラリーが必要だといご見解でもございますので、こう

いったところは今後、我々、同時市場におけます調整力の定義見直しの際にも参考にしてはどうかと考えております。

また、前回、本検討会でご議論いただきました再エネの予測・入札行動等に関しましても、ERCOT・CAISOにおきましては、自立と責任の観点等から一義的には事業者側が予測主体ではございますが、先んじてISOから参考情報を渡すですとか、あるいは乖離が生じる際には連携して検証を行う、そういった事業者の創意工夫と系統全体の需給調整を整合させるような工夫も見受けられる点は参考になるのではないかと思ったところがございます。

最後、再エネが増えたとしても市場で運用できるのかという疑問に対しましては、やはりそういった技術的な裏づけも大事なと思う一方、何よりも再エネを含めて市場でやるんだという、そういったフィロソフィーが重要ではないかと感じたところがございます。

一方で、日本におきましては、市場統合されていない再エネ電源でございますFIT等が存在する、そういった違いも認識しながら検討を深掘りしていく必要があるかと思っております。

続きまして、相対、セルフの実態でございます。こちらは制度変更というところで、先ほども申しましたとおり、ノーダル制でございますので地点間のボラティリティが高まる可能性がある点に関連した質問でございますが、そういった可能性等々に関しまして、長期相対が減るといった、そういった長期の安定供給の懸念等があったのかという質問でございますとか、あるいは相対契約を締結している事業者は全てセルフというところで、いわゆるDispatchableが存在せず、発電量を確定するような運転モードを選択するののかというところに関する質問を投げかけてみたところがございます。

ERCOTからは、そこまで分析したわけではないがという言葉がつつも、基本的には長期相対が減ったような印象はないというご回答でございました。

市場変更によってボラティリティが高まる可能性があるところはそのとおりではございますが、市場変更せずとも再エネが増えれば高まる可能性がありますし、あるいは高まるからそのヘッジの価値だという回答であったというところがございます。

CAISOのほうが下段の回答でございまして、こちらは外部機関等も含めた分析を行っているところでもございますが、長期相対への影響はないというところがございますとか、昔、カリフォルニア州は電力危機を起こしたところでもございますので、政策的にも長期相対を重視している、そういったところがあるというところがございます。

運用面を考えると、セルフが増え過ぎると運用困難になるというところはそのとおりではございますが、実際としてはそうっていないというところで、そういったところの理由に関しまして、相対契約を行っている事業者であったとしても、やはり経済合理的な行動を取るんだというところで、市場価格のほう安ければ、そちらと差し替えると、そういったところで自然とエコノミックディスパッチになるんだという話でございまして、あるいはそれを促すようなインセンティブ設計も大事だという話でございました。

そこから得られた示唆が 16 ページでございまして、アメリカの状況は上二つのポツでございまして、三つ目のポツにもございますように、日米では燃料調達面で置かれている状況が異なるというところもございますので、必ずしも日本において同じ状況になるかというところは不透明だと考えてはございますが、いずれにせよ、同時市場導入に伴いまして市場価格がどのように変わり得るのか、平均値・ボラティリティの変化、そういったところを示すのが大事なかなと思ってございますので、そういった検討はしっかり進めていこうと思っ
ているところでございます。

また、セルフスケジュールに関しましても、やはり系統運用上、多過ぎると懸念があるというところは事実ではございますが、先ほども申しましたとおり、経済合理的な行動を取ることによって、自然と Economic の比率が上がるという話でございまして、インセンティブ設計というような示唆もいただいたところでございます。

この点、一番最後のポツでございまして、日本においても、どこまでセルフを認めるのかという議論のみならず、セルフを選ばないようなインセンティブ、そういった設計も大事ではないかと考えてございまして、そういうところに関連するような市場価格の決定方法でございまして、あるいは Uplift、そういったところの検討を通じて議論を深掘りしていく必要があるのではないかと考えているところでございます。

続きまして、四つ目、発動制限 ΔkW への対応でございまして。こちらは、系統が混雑するような状況になりますと、せつかく確保した調整力、 ΔkW が発動できない懸念がございまして、日本におきましては、SCUC ロジックの中で kWh のみならず ΔkW も含めて送電容量制約に組み込めないか、それによって回避できないかを検討しているところではございますが、そういったロジックをアメリカで検討したことがあるのかという質問でござい
ます。

あるいは、そういった調整力の発動によって、運用容量の超過が生じないように、事前にマージンを設定するみたいな方法があるのか等々、質問してみたというところになります。

ERCOT の回答でございまして、基本的にはそういったロジックは組んでいないと。運用容量は kWh で使い切っているという話の中で、日本が提案したロジックは、一見するとちょっと難し過ぎるのではないかというのが所感であったというところでござい
ます。

そうしますと、やはり瞬時的なレギュレーション、あるいは電源脱落のリザーブ、そういったところで運用容量は超過するのではないのか、そういったところを追加質問いたしますと、レギュレーションに関しましては、瞬時の超過であることから系統全体で吸収しているんだという回答でございまして、リザーブに関しましてもメッシュ系統、そういうところで分流するため問題にはならないというところでございまして、あるいは一旦超過しても、5 分後には補正するから問題ないんだ、そういった回答であったというところでござ
います。

CAISO の回答もほぼ同じでございまして、 ΔkW を見込んだロジックは組んでいないというところでございまして、レギュレーション、リザーブの対応に関しましても、ほぼ

同じような考え方であったというところでございます。

一番大事なのは四つ目のポツでございまして、やはりマーケットとセキュリティーはトレードオフな関係であるというところでもございますので、全体コストを考えた、そういったバランスが大事なんだというご示唆をいただいたというところでございます。

21 ページ、そういったところの実態が見えてきたというところでもございまして、アメリカというところ、やはり一定程度割り切った考え方をしているということが判明したというところでもございます。この点、三つ目のポツにもございますように、逆な言い方をすると、日本における運用容量の考え方が厳密過ぎる可能性もあるのかなというふうにも考えてございますが、とはいえ、メッシュ状で熱容量制約が主なアメリカの系統と、長距離くし形で安定度制約等々が主な日本の違いというのも関係している可能性もあるのかなとも考えてございますので、一足飛びに割り切るという話ではなく、そういった系統の違いでございませうか、あるいは技術的に何ができるのか、そういった検討をにらみつつ、今後、何ができるのかという検討を深掘りしていきたいと考えているところでございます。

最後は、Uplift制度の詳細、概要のご紹介というところでもございまして、こちらはERCOTにおけるUpliftの紹介だというところでございます。Upliftは、次の資料にもございますように、幾つか項目があるというところではございますが、そのうち起動費等の補填に該当する項目は「Make-Whole Payment」というふうに呼ばれてございます。

概念的なものに関しましては、下の図にもございますように、前日市場で約定した発電リソースが受け取ったkWhと Δ kWhの収入合計額というところが、実際にかかった費用でございまして起動費・最低出力・限界費用に基づいて計算される合計コストを下回る場合に差額を補填するということで、PJMの概念とほぼ同じかと考えてございます。

次のページというところに関しまして、費用負担者でございませうか算定式というところを紹介してございまして、「Make-Whole Payment」は費用負担者が小売だというところでもございまして、「Make-Whole Payment」の毎時間の合計額を、前日市場(1日分)の購入量シェアに基づいて案分負担しているというところでございます。

こういったところは、ERCOTの一例であるというふうにも考えてございますので、次のページにございますPJMの一例でございませうか、あるいは日本においても幾つかのケーススタディをもって、こういった制度設計が最も望ましいのかというところは引き続き検討かというふうに考えているというところでございます。

まず、資料5-1の説明に関しましては以上となります。

○橋浦(株式会社三菱総合研究所)

三菱総合研究所の橋浦でございます。

それでは、資料5-2、米国PJMにおける市場設計についてご説明をさしあげます。

本日は、電源の入札方法、発電オファーに対する価格規律・登録規律、そして最後にUp

l i f tの取扱いについて、以上3点、ご説明をさしあげます。

まず、電源の入札方法というところがございます、PJMの卸市場取引については、市場取引に参加する電源は全て発電オファーを提出する必要があるがございます。特に容量市場で約定した電源については、前日市場で発電オファーを提出するマストオファー義務が課されております。

提出された発電オファーに基づきまして、PJMは約定処理(電源の起動停止・出力配分)を決定してございます。

これまで検討会でも話題になりましたとおり、発電オファーには、電源起動を自ら確定させるセルフスケジュールと呼ばれる方法と、PJMの起動停止・出力配分に委ねるプールスケジュールの2区分がございます。本日は、この2区分の入札方法について、調査結果をご報告いたします。

まず、電源起動・出力配分の発電オファーとしまして、PJMの場合は、セルフか否かを問わず、発電オファーを提出する電源は電源起動、つまりユニットコミットメントの方法、そして、起動時の出力配分の上下限值(ボリューム)、Three-parts情報、電源の運転パラメータなど非常に様々な項目を登録いたします。PJMは、これらの提出されたオファーに基づいて約定処理を実施しております。

下の表にございますように、まず電源起動(ユニットコミットメント)については、Commitment Availability statusという項目で発電事業者が登録しておりまして、大きく4種類がございます。まず一つが、発電事業者が自ら電源起動を確定させるセルフスケジュールとして登録する場合、続いて、PJMのEconomic Dispatchに従う場合、これがプールスケジュールでございます。そして、電源起動ができない場合。そして、最後にEmergency Dispatchということで、緊急事態、例えば供給逼迫等の場合にのみ利用可能な電源起動ということで、この4種類の中から一つを登録しております。

続いて、出力配分につきましては、Dispatch Availability statusにて、このPJMのEconomic Dispatchに従いながら到達できる最大と最小の出力増分値をそれぞれ登録いたします。最大値についてはEconomic Max.、最小値についてはEconomic Min.として2項目それぞれ登録いたします。

続いて、今申し上げた起動停止と出力配分の方法を用いてどのようにセルフスケジュールとプールスケジュールの入札を行っているかでございますが、まずセルフスケジュールまたはプールスケジュールのいずれの場合でも発電オファーの提出が求められてございます。

下の表にございますように、まずセルフスケジュールについては、電源起動(Commitment Availability status)をMust Runとして登録してございます。

続いてボリュームにつきましては、Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値と最小の出力増分値をそれぞれ登録いたします。

このとき、出力がゼロからEconomic Min.の容量についてはセルフスケジュール電源として電源起動と量が確定するというごさいます。

一方、Economic Min.からEconomic Max.までの容量については、これはPJMの経済出力配分(Economic Dispatch)に従うことができる出力帯として、Dispatchable Rangeと呼ばれております。

続いて、右のプールのスケジュールについては、Commitment AvailabilityをEconomicとして登録してごさいます。この項目にてPJMはプールのスケジュールとセルフスケジュールを区別しております。出力配分については、セルフスケジュールと同様でごさいますので説明は割愛させていただきます。

続いて、出力配分値を固定化させる入札方法として、7ページをご覧いただければと思ごさいます。PJMによるEconomic Dispatchに従うことが可能な出力帯は、先ほどDispatchable Rangeと呼びましたが、こうしたDispatchable Rangeを持たない電源の場合は、Economic Min.とEconomic Max.を同一値として登録することで、電源起動時の出力配分を一定値に固定化することができます。このような登録方法をブロックローディング(Block Loading)と呼んでおりまして、起動停止の方法を問わず設定することがごさいます。

続いて、8ページは前日に登録された発電オファーに占める各スケジュール、セルフとプールの比率を示したものでごさいます。下のグラフ、一番上が前日市場に登録された全電源の発電オファーの比率でごさいます。このうち濃い青で示されたMust Run、これがセルフスケジュールのうち、ゼロからEconomic Min.での容量で全体の19%、残りがプールのスケジュールのうち、ゼロからEconomic Min.までの容量が27%、それ以外がセルフ、プールを合わせたDispatchableなRangeとして54%ごさいます。

各電源別で見ますと、特に原子力、水力においてセルフスケジュール、特にMust Runとして登録している容量が多いことが分かっております。

続いて、9ページは発電量に占める各スケジュールの比率でごさいます。下の表は前日市場における約定結果・発電量に対する値と、リアルタイムの実発電量における比率をそれぞれ整理したものでごさいます。前日・リアルタイム共にほとんど数値は変わらないというところごさいます。このうちPJMの約定結果によってスケジュールが変化する発電量の割合としては、セルフスケジュールのうちのDispatchable Range、このグラフで言うところの薄い青色と、それより右側のプールのスケジュール、Block Loaded、Economic Min.、Dispatchable Rangeの容量が該当しまして、こちらが前日とリアルタイム共に55%程度、特にDispatchable R

a n g eに限定すると約3割存在するとなっております。

10 ページはご参考までに、先ほど広域機関様のご説明でもございましたけれども、P J MではC A I S O等と比較して再エネの比率が少なく、大半は天然ガス・石炭・原子力が占めているということが分かっております。

11 ページについては、前日市場でセルフスケジュールとして入札した電源がリアルタイムで入札情報を変更する場合ということで、下の表に、前日からリアルタイムまでの市場のタイムラインを整理してございまして、その中でセルフスケジュールがどのタイミングで入札情報を変更することができるかを整理してございます。

続いて、13 ページより発電オファーに対する価格規律・登録規律についてご説明をさしあげます。こちらは、あくまでP J Mの記述ではございますけれども、各電源が市場支配力を行使することを防ぐために、まず、電源に求められる規律としては、発電オファーを提出する全ての事業者に対してコストベースでのオファー登録を義務づけております。その上で、発電オファー登録時には、オファー区分に応じて価格規律、登録規律それぞれが要求されております。

また、P J Mにおける仕組みとしましては、発電オファーが市場支配力を行使するとことを防ぐために、市場支配力を行使する可能性があるオファーを分析しまして、市場支配力行使を未然に防ぐ予防的措置として、P J Mが約定処理に用いるオファー区分を選択して、各コマの約定処理を行っているということでございます。

以上の2点について、それぞれご説明をさしあげます。

14 ページでは、電源に求められる規律に関しまして、P J Mにおける発電オファーには3種類の区分がございまして、一つがコストベースオファー、続いて運転パラメータ制約付のプライスベースオファー（P r i c e - B a s e d P L S O f f e r）、運転パラメータの制約がないプライスベースオファー（P r i c e - B a s e d N o n - P L S O f f e r）の3種類でございます。この三つのオファー区分によって、T h r e e - p a r t s情報の登録と電源の運転パラメータの登録に一定の規律がそれぞれ課せられてございます。

まず、コストベースについてですが、先ほど申し上げましたとおり、発電オファーを提出する全電源は最低一つ以上のコストベースオファーの提出が求められてございます。ここで言うコストベースとは、P J Mのマニュアルに記載されている算定式に基づいて算定された起動費、最低出力費、増分燃料費に対して、それぞれマージン10%を上乗せして登録することが認められております。さらに、コストベースとして登録する電源の運転パラメータは、P J Mと事前合意された値か、もしくは、それより柔軟な値を登録すること、これをP a r a m e t e r L i m i t e d S c h e d u l eもしくはPLSと略称で申し上げてございまして、以上が義務づけられてございます。

続いて、プライスベースの入札ですが、まず、プライスベースで入札するためには、プライスベースの入札資格を持っていることが前提となります。その上で、先ほど申し上げまし

たようにコストベースのオファーを最低一つ以上提出した上で、加えてプライスベースオファーを提出することが認められています。ただし、容量市場での約定有無によって、提出が求められるオファー区分というものが変わり、容量市場で約定した電源については、運転パラメータ付きのプライスベースオファー（P L S O f f e r）を必ず提出することが求められています。その上で運転パラメータの制約がないN o n - P L S O f f e rを提出することも認められています。

容量市場で約定していない電源につきましては、任意のプライスベースオファー区分で提出することができます。

15 ページが今申し上げた各オファー区分における価格規律・運転パラメータの登録規律を整理したものでございます。表の左側に容量市場での約定有無によって、各オファー区分の提出義務を整理したものでございます。

表の中央にはT h r e e - p a r t s情報の価格規律を整理してございます。コストベースにつきましては先ほど申し上げましたので割愛いたしますが、プライスベースの入札については、まず起動費、最低出力費はコストベースの値を参照して登録することが認められておりますし、もしくはプライスベースの値で入札することも認められております。ただし、プライスベースの入札を選択した場合は、半年に1回変更することができるということで、年に最大2回まで変更できるということになってございます。

続いて、プライスベースの増分燃料費につきましては、原則1,000ドル/MW hを上限に設定できます。このとき、コストベースの増分燃料費が1,000ドル/MW hを超える場合には、条件付でプライスベースの上限を超えて設定することもできるのですが、1,000ドルを超えることに対する妥当性を証明すること等の様々な規則が課せられることになってございます。

そして、表の右側ですが、運転パラメータの登録規律を整理してございます。コストベース及び運転パラメータの制約付きのプライスベースオファーについては、P J Mと事前合意された運転パラメータで登録するP L Sの規制が課せられてございます。

一番下、運転パラメータの制約がないオファーにつきましては、電源が設定することができるようになってございます。

以上が電源に求められる規律でございまして、続いて、16 ページにて市場支配力行使の可能性のあるオファーに対してP J Mが電力市場で行っている措置についてご説明をさせていただきます。

ご案内のとおり、P J Mではノーダル制ということで、ローカルな市場、ノードの中で各電源のオファーが市場支配力を行使することが懸念されております。ですので、P J Mの場合は、域内の需給逼迫の有無と、発電オファー提出者の市場支配力行使の可能性の有無によって、その時々での約定処理に用いるオファー区分をP J Mが判断してございます。

需給逼迫につきましては、下の表の注書きにございますけれども、E m e r g e n c y C o n d i t i o n sということで、主に供給逼迫、夏・冬の高負荷期等が対象となります

が、こういった状況が該当いたします。

続いて、市場支配力行使につきましては、リード文2ポツ目にありますように、Three Pivotal Supplier Testという判定方法により、そのノードにおける少数のPivotalなSupplierが市場支配力行使する可能性を判断いたしまして、市場支配力行使する可能性があるという場合は、下の表のとおり、約定処理に用いるオファー区分をPJMが選択することで、電源の市場支配力行使を未然に予防してございます。

これらを整理したものが下の表でございまして、域内の需給状況と、Three Pivotal Supplier Testによる市場支配力行使可能性の判定結果に応じて4パターンがあり、各パターンの中にあるオファー区分のうち最も安価なオファーをPJMが採用して約定処理を行ってございます。

続いて、17 ページは、運転パラメータになぜ制約が求められているかというところにつきまして、2000年代に行われた議論について参考情報として整理をしております。

続いて、18 ページは、運転パラメータとして登録に制約がかかる条件としまして、下の表にございます8項目を整理してございます。最小停止時間、最小稼働時間、最大日間起動回数などについて、事前に合意された値か、もしくはより柔軟な値を登録することが求められてございます。

以上が発電オファーの価格規律・登録規律でございまして、続いて、Upliftの取扱いについて、ご説明をさしあげます。

20 ページをご覧ください。まず、こちらは前提としてPJMにおけるUpliftの説明となっております。PJMにおけるUpliftは、PJMの系統運用の信頼性確保を目的としたPJMのディスパッチ指令に従うことで、発電量や需要量を増減させたリソースに対して、市場価格から得られる収入では起動費等の回収漏れが発生する場合もしくは機会費用が発生する場合に、そのリソースに対してその費用を補填する市場メカニズムの枠外の支払いであるとなっております。

ここで、PJMでこのような仕組みがある理由につきまして、先日、文献を読んでございまして、PJMでは特にリアルタイムにおきまして頻繁なリアルタイムディスパッチを行ってございます。そうしたリアルタイムディスパッチに従った結果、電源に起動費等の回収漏れが発生するという場合、電源はPJMのディスパッチに従う経済的インセンティブはないため、ディスパッチの実効性が担保されないということになります。ですので、PJMがディスパッチするプール電源に対して、起動費等の取り漏れをPJMが補償することによってディスパッチの実効性を担保し、電源に対してディスパッチに従うことを促しているとの記載がございました。

リード文へ戻りまして、PJMの場合は、電源に補填されたUpliftにつきましては、その費目に応じて域内の需要で按分するか、もしくは前日市場での約定結果とリアルタイムでの間で乖離量を発生させた事業者が費用負担が求められてございます。

そのほか、先ほども広域機関様からご説明がありましたけれども、他ISO/RTOにおきましても同様の機会損失や回収漏れ費用の補填があるというふうに聞いてございます。

下の表がUpliftの式とその一般的な要因の例でございまして、PJMの場合は、起動費等の回収漏れを補填するMake-Whole Paymentと機会費用を補填するLost Opportunity Costの2種類がございまして、

その下がUpliftの発生要因でございまして、これは後ほどご説明をさしあげます。

では、続いて、Upliftの構成要素について順番にご説明をさしあげます。

まず、21 ページのMake-Whole Paymentにつきましまして、PJMによるディスパッチを受けたプールスケジュール電源が、市場価格で得られる収入では起動費等の回収漏れが発生する場合にその費用を補填する仕組みでございまして、

こちらは、プールスケジュール電源のみが受け取る権利を持ってございまして、セルフスケジュール電源には支払われないということになってございまして、

続いて、22 ページ、Lost Opportunity Costでございまして、こちらはPJMのディスパッチに従った結果、出力の低下もしくは電源の停止がなされた場合に発生した機会費用を補填する仕組みでございまして、例えば前日でスケジュールされていた電源がリアルタイムにおける上げ調整力、PJMの場合はRegulationですが、これを確保するためにPJMのディスパッチに従って、ダウンワードディスパッチとしてバランス調整の指示に従った場合、もしくはPJMのリアルタイムディスパッチに従ったために、前日のスケジュールとの乖離量が発生した場合に、本来リアルタイムで発電していれば得られた収入に対する機会費用が発生いたします。この機会費用をLost Opportunity Costとして電源に補填してございまして、上記以外に、このLost Opportunity Costが発生するかどうかについては、現在確認中でございまして、以上の2点については確認ができております。

下の図にございましてように、もともと望ましい出力として300MWでスケジュールされていたところ、PJMのディスパッチによって200MWにダウンワードディスパッチされた場合、図中の緑色の三角部分で囲われた機会費用がUpliftとして補填されるということになってございまして、

続いて、23 ページ、Upliftの発生要因としまして、PJMは下の表のように、系統混雑、需要等の予測、緊急イベント、非常事態、発電側のオファー、PJM域外との融通、リアルタイムの需要や予備力等の制約、計画外停止、無効電力やセルフスケジュール電源の稼働等によって発生すると整理されております。

続いて、24 ページ、Upliftを受け取る権利を持つ電源について下の表に整理をしております。まず表の左側、セルフスケジュール電源につきましましては、起動費等の取り漏れを補填するMake-Whole Paymentsは、いずれの場合も補填がないというところでございます。

ただし、Lost Opportunity Costにつきましましては、Dispatc

h a b l e R a n g e、つまりPJMがディスパッチすることができる出力帯を持つ場合は、機会費用が発生した場合に補填されるということになってございます。

表の右側、プールスケジュール電源につきましては、PJMのディスパッチ指示に従う場合は、Make-Whole Payments、Lost Opportunity Cost、いずれも補填されるということになってございます。

続いて、25 ページ、Uplift費用の推移ということで、こちらは2001年から2022年までのPJMにおけるUplift費用の推移を左軸に、右軸にはPJMの総請求額に占めるUplift費用の比率を取ってございます。年によって大きく増減してございますが、2016年以降につきましては、おおよそ1億から2億ドル程度で推移してございます。

PJMの総請求額におけるUpliftの比率につきましても、当初は10%近くと料金に占める比率も高かったのですが、徐々に低減してございまして、2015年以降は1%程度の非常に少ない割合で推移しているというところでございます。

続いて、26 ページ、Upliftの費目と費目別の補填額の負担方法について、ご説明をさしあげます。

Upliftというのは、さらに細かく五つの区分に分かれてございまして、まず、前日市場においてPJMがスケジュールした電源に対して起動費等の取り漏れが発生した場合に補填されるDay-Ahead Operating Reserve、続いて、リアルタイムにおいて同じくディスパッチに伴って起動費等の取り漏れや機会費用が発生した場合に補填されるBalancing Operating Reserve、そのほか無効電力、ブラックスタート、同期調相サービスを提供する電源にそれぞれ補填がされてございます。

表の真ん中を見ていただきますと、費用の総額として、特に大きいのはDay-AheadとBalancing Operating Reserveの2種類でございまして、ここが主要な費用となっております。

これらの費用につきましては、その右側をご覧くださいと思いますが、補填額の負担方法としまして、前日のDay-Ahead Operating Reserveにつきましては前日市場のエリア需要のシェアに応じて市場参加者から徴収してございまして、Balancing Operating Reserveにつきましては、一部を需要按分、もう一部を原因者負担として前日市場とのスケジュールの乖離量に対して均等に配分して精算をしております。

27 ページ、ご参考までに、Upliftの費用単価の年間平均の推移を整理したものでございます。こちらは2022年の値でございますので、当然年によって変動はいたしますが、先ほど申し上げた主要なDay-Ahead及びBalancingのOperating Reserveの単価につきましては以下のとおりとなっております。

続いて、28 ページ、Upliftの補填額と電源別の比率について、ご説明をさしあげます。

先ほど申し上げました、まず前日におけるDay-Ahead Operating Reserveにつきましては、起動時間を要する柔軟性のない汽力発電を中心に補填されております。こちらは、PJMが前日市場の結果を踏まえて、必要な供給力を確保するために追加で起動指示を行うことがございます。そういった電源起動が汽力発電を中心に行われており、そのときに発生した起動費の取り漏れ等をUpliftとして補填してございまして、下の表の赤枠中がそれに該当いたします。

続いて、リアルタイムにおきましては、特に燃焼タービンにつきましてはリアルタイムで起動停止・出力調整が可能な柔軟な電源であるということございまして、ですので、主にはこの燃焼タービンがリアルタイムにおける調整を行ってございます。こうした燃焼タービンがPJMのディスパッチ指示に従ってリアルタイムで起動等出力調整をした結果、発生した乖離量というものは、これはリアルタイム価格に晒されるので、リアルタイム価格の高低によっては回収漏れ費用が発生する可能性がございます。また、同じく前日市場でスケジュールされていた電源がリアルタイムディスパッチに従うことで機会費用が発生する場合がございますので、このような費用をBalancing Operating Reserveとして、特に燃焼タービンに補填しているということございまして。

続いて、29 ページ以降につきましては、Upliftの計算方法と算定単位について、前日・リアルタイム、それぞれ別々にご説明をさしあげます。

まず、前日につきましては、リード文、1 ポツ目については繰り返しになりますけども、前日市場で発生した起動費等の取り漏れをDay-Ahead Make Whole Creditとして補填してございます。このDay-Ahead Make Whole Creditについては、前日については1時間掛ける24 コマ単位で計算し、この範囲の中で取り漏れの有無を計算してございます。下の計算式にございますように、1日24時間の中で、発電オファーに基づく発電コストの合計から前日市場で得られる収入を差し引くことで起動費等の取り漏れを判定してございます。この結果が正であれば起動費等の取り漏れが発生しているので、その額が補填され、ゼロないしマイナスになった場合は前日市場の収入によって回収済みでございますので、この場合Upliftは支払われません。

続いて、リアルタイムにつきましては、1 ポツ目については先ほどと同じでございまして、リアルタイムディスパッチに応じた結果、発生した機会費用や起動費の取り漏れを精算して、Balancing Make Whole Creditとしてその費用を補填してございます。

Balancing Make Whole Creditは二つのセグメント別に算定を行ってございまして、まずセグメント1というのは、前日市場でコミットメントした時間、あるいは最低稼働時間のより大きな時間のうち、その期間内での起動費等の取り漏れ費用を計算するセグメントになってございます。セグメントには、そのセグメント1の期間を超えてPJMのリアルタイムディスパッチに従ったことに伴う取り漏れ費用というものをそれぞれ補填してございます。

続いて、31 ページでございますけれども、下の表でございますように、Balancing Make Whole CreditもDay-Aheadと同じように1日24時間の中で発生した発電費用、コスト等から前日市場とリアルタイム、もしくはリザーブ、無効電力等の収入の合計を差し引くことで起動費等の取り漏れを精算しているということでございます。

先ほど申し上げたセグメント1とセグメント2というのは個別に算定され、セグメント間でマイナスとなったとしても、その額はオフセットされずに別個に足し合わせて最終的な金額が決定されます。

32、33 ページにて、各ISO/RTOにおけるUpliftの負担方法について、FERCの文献を調査した結果をご報告さしあげます。

各ISO/RTOによって若干差はございますけれども、大きくUpliftの費用の負担方法としましては、前日の買い入れもしくはリアルタイムの実需要等のMWhで案分する受益者負担、ないし前日市場の約定結果とリアルタイムでの発電量・実需要等の乖離を発生させた発電・小売等へ配分する原因者負担、もしくはその両方の組合せを採用している場合がございます。ただ、このRTO/ISOのUpliftの配分方法というのは、その粒度であったり、組合せについても大きく異なっているというふうにFERCは整理してございます。

こうしたUpliftの費用負担方法につきまして、かつてFERCはFERC Order 844のドラフトの中で、こうしたUpliftの費用を、そのUpliftの原因となった市場参加者にのみ配分する、原因者負担に統一すべきというふうに求めてございましたが、各ISOから原因者負担に特定することが難しいといった実効性の懸念を示す意見が出されたこともございまして、費用配分の原因者負担にするという案については撤回されたというところで聞いてございます。

下の表には、PJM、CAISO、NYISOの例を整理してございますが、大きく受益者負担、原因者負担の組合せをつくっているエリアが多いのですが、NYISOのように受益者負担だけのエリアもございます。

33 ページにありますように、他ISOにつきましても、受益者負担や原因者負担の組合せで算定しているというふうに聞いてございます。

34 ページにつきましては、PJMにおけるUpliftコストの情報開示ということで、電源別にこの費用が公表されているというところで、参考までにご紹介さしあげます。

35 ページにつきましては、Upliftというのは先ほど申し上げましたように、日時で精算してございまして、特に異常に高い日が発生した場合は、PJMの月次のレポート等でこういった原因について報告され、情報開示がなされているというところでございます。

弊社からのご説明については以上となります。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

それでは、自由討議、質疑応答の時間に入らせていただきます。いつもどおり、会議室の中の方は名札を立てていただいて、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせいただければと思います。では、どなたかございますでしょうか。

じゃあ、河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

ご説明いただきましてありがとうございます。河辺です。

私からは、資料 5-1 のスライド 19 以降の発動制限 ΔkW のところでコメントさせていただきたいと思います。系統制約による ΔkW の発動制限というところがここで気にしているところではございますけれども、こちらを避けるためには、今回の調査結果で示していただきましたように、そのアンシラリー用のマージンを設けた運用を行うといった方法と、それから、 ΔkW も併せて運用容量以内に抑えるための SCUC ロジックを用いるという、この二つの方法などが考えられると認識しております。前者の運用における送電線のマージンを設けるという、この手法は経済性を損ねるおそれはあるのではないかとということと、後者の SCUC ロジックの工夫による手法というところでは、アルゴリズムが複雑になってしまうことから、その実現性という観点で懸念があるということで、それぞれにそのメリット、デメリットがあると理解しております。今回の調査結果におきましては、SCED、それから緊急時計画といったところで乗り切るという考え方を米国ではされているということが分かったということでございますけれども、やはり資料にご記載いただきましたように、米国と日本の違いを意識して検討を進めていくことが重要かと思っております。

例えば第 2 回の本検討会におきまして、欧米では起動時間の短い発電機が多いということをお示しいただきましたけれども、こういった起動時間の短い電源が多いほど、その直前まで SCUC が行えるということ、実需給の直前まで SCUC を行えるということになりますので、そういったことも ΔkW の発動制限があまり深刻に問題視されていない理由になっていることもあるんじゃないかなと思いました。

そういった意味で、我が国の場合でも、米国で考えられているような方法で割り切りといったところは本当に通用するのかどうかというところを確認しながら進めていく必要があるのではないかなと思いました。

もう一つ、すみません、資料 5-2 のほうの質問になるんですけども、スライドの 11 ページで運用のタイムスケジュール、タイムラインということでお示しいただいているんですけども、この一番最後の下のところ、「前日 18:30～実運用 65 分前」というところ、二つ目のポツの青字で、「セルフスケジュールリソースについても緊急時には PJM のほうでスケジュール、リスケジューリングというんですかね、することがあると、できる権利がある」と書かれているんですけども、この緊急時というものの定義というのはどのように考えられているのかなというところがちょっと気になりまして、例えば再エネの予測が大きく外れたとか、そういったものも緊急時として捉えているのかということですね、何かこのあたりも教えていただければと思いました。

以上でございます。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

野澤さんですか。野澤オブザーバーから手が挙がっているようでございますが。

○野澤オブザーバー

ありがとうございます。こちら、声は届いていますでしょうか。

○金本座長

はい、届いています。

○野澤オブザーバー

資料のほう、特に海外リサーチの資料をご提供いただき、ありがとうございます。ちょっと1点だけ質問なんですけど、資料5-2、PJMについて質問があるんですけど、これはPJMではセルフスケジュールに関して何か制約とかってあったりするんでしょうか。ページ8とか9を見る限り、特段何かセルフ可能な数量の上限とかもないのかなというふうに理解したのと、河辺先生がおっしゃったページ11なんかでも、18時半以降はということだと思んですけど、セルフ電源になっても逼迫時でなければ差し替え処理とかもできるのかなと理解したんですけど、特段、そういう大きな制約条件がないということによいのか、あるいは何かしらもしあるということであればご教示いただければありがたいなと思っております。

何となくちょっと感想なんですけど、Make-Whole Paymentの話なんかを伺うと、PJMはもしかしたらセルフスケジュールを制限するとかというよりは、どちらかというところEconomic Dispatchにこのインセンティブをつける方向で運用されているのかなと理解しました。結果、そのページ25とかでUpliftが減っているということであれば、そのやり方が一定うまくいっているのかなと感じて、すみません、最後のところは感想なんですけれども、もし何かしらセルフに関して制約があるのであれば教えていただければ幸いです。よろしく願いいたします。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。

そのほか、ございますでしょうか。

じゃあ、西浦オブザーバーからお願いします。

○西浦オブザーバー

はい、ありがとうございます。私は再エネ発電事業者、特に風力発電事業者の立場から資料の5-1に関して発言させていただきたいと思っております。資料の内容につきましては、今回は報告という位置づけと認識しておりますが、すみません、何点かコメントさせていただければと思います。

まず、米国の中でもPJMだけではなくて、風力の導入量の多いERCOTのことを調べていただきたいということは本検討会の前段の作業部会等においても要望させていただ

ていたところ、今回、ご訪問の上でヒアリングいただいたこと、とてもありがたく思っております。

それでは、資料の10ページですけれども、こちらは事務局の所見（得られた示唆）として、冒頭でステークホルダー等と丁寧に議論を重ねることということを挙げておられるところ、この点、私もとても重要だと思っております。議論の過程におきましては、例えば金融機関等にもぜひご意見を聞いていただきたいと考えております。発電事業者の立場としては、電源投資を行うに当たって、金融機関から融資を受けるために、電源の収入源となる電力市場の特性等についても理解を得ることが非常に重要なポイントとなっております。再エネにつきましては2022年度からFIP制度への移行による市場統合が実質的に始まりましたが、金融機関から市場売電の予見性についてなかなか理解が得られないところで、足元、今、苦戦している状況でございます。ぜひ同時市場につきましては、その導入が見えてきた段階で結構ですので、金融機関を含め広くステークホルダーに説明する、あるいはその意見を聞くというプロセスを踏んでいただければと思っております。

12ページになります。再エネを踏まえた運用についてのERCOT/CAISOの回答を掲載いただいております。両ISO共に、ISOの予測値をベースに事業者側が主体的に補正して入札をしているという回答ということで、これは当社も米国に子会社がありまして、そちらから聞いているところと同様ですけれども、やはり系統全体として予測誤差、あるいはそのインバランスを減らすためには、やはりISOの予測値の精度をどれだけ良化できるのかというのがポイントだと認識しております。現状、我が国の一般送配電事業者によるFITの特例①の前日朝の予測がまだ高いレベルにないというのは、公表されている情報からも読めるところでございます。再エネの最大限の導入を想定した電力市場の設計に合わせて予測の精度をどのように上げていくのか、本検討会における主要な論点ではないとは思いますが、留意点としてはどこかで触れておいていただければと思っております。

続きまして、16ページです。相對、セルフの実態についてというところでの所見を記載いただいております。米国においては、長期相對だけでなく、ヘッジするための金融商品というのが非常に豊富にあるというふうにも聞いております。それがポイントだというふうに聞いております。再エネは、発電事業者が自ら市場に入札しているというよりは、そのようなヘッジ手段を駆使できるマーケットブローカーが発電事業者に代わって入札、あるいは再エネの起動停止まで行っていることが多いと聞いております。別途、今、関係法令等の関連整理というのを進めていただいているということですが、米国におけるこのようなヘッジの実態と、それを日本でも実現し得るのかというところは、ぜひ整理いただければと思っております。

私からは以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。

小宮山委員のほうから挙がっていました。先にお願いたします。

○小宮山委員

ご説明ありがとうございました。また、いずれも大変有益な情報提供をいただき、ありがとうございました。日本の制度設計を考える上でも、大変重要な情報提供であったと認識しております。

それで、私から五月雨式で大変恐縮でございますが、まず、資料5-1の13枚目のスライドで、日本の場合は再エネ電源、特にFIT電源等が存在する制度上の違いは、こちらは大変大事なポイントかというふうに思っております。

一方で、アメリカにも再エネを支援する、補助をするような制度が恐らくあると認識しております。プロダクション・タックス・クレジットのような制度があるかと思えますけれども、そうした再エネの補助支援が、こうした市場の運用でどういった影響が実際にあるのかどうか、その点も、もしお分りの範囲でご教示いただければ幸いです。

また、資料5-1の15枚目で、対、セルフの実態の中で、基本的にはいずれもERCOTもCAISOも長期対への影響は特になんかということでございますけれども、先物市場での取引が実際こうしたところに影響があるのかどうか、その点も、もし可能であれば、ご教示いただければと思っております。

それから、スライド19の発動制限 ΔkW につきましても、先ほど、河辺委員からもご意見がありましたけれども、日本は特有で、周波数安定度が非常にシステムの運用上、大変大事でございますので、先方は、恐らくメッシュ状で運用もやりやすいと。その違いはかなり大きいというふうに認識しておりますので、その点も十分考慮した制度設計が大変大事だというふうに認識しております。

続きまして、資料5-2でございますけれども、発電オフター情報につきまして、先ほどの資料5-1でもリアルタイムとデリアヘッド、両輪と認識した上での制度設計は大変重要だというのは、非常に重たい情報だと認識しております。その中で、発電オフター情報、特にSCUC、SCEDの中では技術情報の流通が大変重要かと思えますけれども、リアルタイムディスパッチ、PJMではやっつけいらっしやるかと思えますけれども、デリアヘッドの発電オフター情報もリアルタイムで、そのまま活用できる状態になっているのかどうか。もしお分かりでしたら教えていただければと思えます。

それから、スライドの23枚目で、Uplift発生要因の中で再生可能エネルギーの影響がある程度、系統運用者で認識されているのかどうか、もう既に広域機関様のほうでPJMはまだ風力の比率が低いということであったんですけれども、再エネの要因というのがUpliftに影響し得るのかどうか、その点、もしお分かりであればご示唆いただければと思えます。

それから、最後に、25枚目のスライドの中で、2014年以降、Upliftの費用が急速に急減しており、大変よいことだと思いますけれども、この背景要因は具体的に何が決め手になっているのか、その点、もし情報がございましたら、ご教示いただければと思えます。

以上でございます。ありがとうございました。

○金本座長

新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

ありがとうございます。

資料5-2についてコメントさせていただきます。

この資料において、最も重要な点が分かりにくくなっているのではないかと感じました。PJMにおいては、セルフスケジュール電源はプライステイカーとなっていると聞いておりますけれども、それが正しいかどうかということをもまず教えていただきたいと思っております。仮にプライステイカー電源だとすると、発電オファーはしますが、自らが入札した価格に関係なく約定処理されて、その結果、稼働電源とはなりますが、市場価格がゼロ円であれば、発電事業者はゼロ円しか市場から受け取れないということになると認識しております。

具体的に、5-2の13ページで発電オファーを提出する全ての事業者に、コストベースのオファー登録を義務づけとありますけれども、これが若干誤解を生じさせやすい記述かなと感じました。

セルフスケジュール電源はプライステイカー電源であるとする、形式的にコストベースのオファー登録をしても、約定されて市場価格相当の金額を受け取ることになるので、別の言い方をしますと、変動再エネの出力が高い時間帯などで市場価格が低下している場合には、火力発電など可変費の高い電源においては約定すると赤字が生じるということになると。したがって、火力の最低出力部分のようなマストララン部分を除いて、火力電源の出力調整可能な部分は、セルフスケジュール電源としてオファーするかどうかは、それぞれに事業者がその前提を踏まえて判断をするということになると認識しております。

日本において同時市場を導入する際に、同様の仕組みを取り入れるべきかどうかというのは、今回の検討を踏まえて、よく議論すべきだと考えますが、PJMにおけるセルフスケジュール電源とは、そういうものであるということは、よく認識しておく必要があるのではないかと考えました。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

そのほか、ございますか。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○金本座長

はい、聞こえています。

○松村委員

発言します。

まず、セルフスケジュール電源に関連して、D i s p a t c h a b l eなもので出してもらおう、プールスケジュールにしてもらう、あるいはセルフスケジュールだとしても、起動をコミットした上で、上下の部分はちゃんと調整力として供給できるように出してもらおうというのを誘導していくことが重要なのではないかというのが、資料 5-1 の説明でもあり、委員からの発言でもあったと思います。その点について、資料 5-2 のスライド 24 のところをもし念頭に置いているのだとすれば、それは根本的な間違いだと思います。

スライド 5-2 の 24 のところで、確かにセルフスケジュールに比べてプールスケジュールの電源のほうがU p l i f tを受け取る権利が多くなっている、だから、これがインセンティブであるというのは、私は全く理解できません。つまり、これは無になっているところというのは、原理的に考えて、こんなところでセルフスケジュール電源のU p l i f tなど、あるはずがないところがバツになっているだけ。当たり前の整理がされているだけ。これでセルフスケジュールにしないほうが得というインセンティブを与えるようなものではない。あえて言うなら、プールスケジュールにした結果として、セルフスケジュールにするよりも、つまり、調整力をまともに出さないほうが、ずっと得だというゆがんだ状況は回避するという効果を持っているだけ。この整理は意味があるが、これでインセンティブを与えているなどというわけの分からない整理をするのであれば、もう少しちゃんと説明していただかなければ、そんな珍妙な理屈は分かりません。

いずれにせよ、プール電源が不利にならないようにするために、きちんとU p l i f tのことを考えなければいけないのは理解しましたが、これでインセンティブを与えられているというわけの分からない議論が、この後出てくるのだとすれば、もう少しちゃんとした説明をお願いします。

次に、P J Mの議論をするときには、つまみ食いのセルフスケジュールのところだけ見るのではなく、全体の制度設計がどうなっているのかというのも頭に入れてください。根本的な問題として残っている。それが後回しになるわけですが、B G制度というのがこの後、維持されるのかというようなことを、あるいはインバランス市場の設計ってどうなるんですかというようなところとも密接に関連していると思います。

今の制度のまま、もしそのまま、B G制度を引き続いてやるとすると、セルフスケジュールって、むやみに認めると、妙ちくりんなことが起きかねないという制度の下の話と、セルフスケジュールであったとしても、認めたということがあったとしても、普通のまともな事業者だったら、合理的な行動を取って、あまり問題が起きないことが期待できるような全体の制度になっているところの議論を安直に比べて、ここだけでセルフスケジュール、大丈夫ですよねなどというような議論にならないように十分注意していただきたい。

物すごく極端なケースだと、例えば、B G制度を取っていて、自社のグループを電源が倒れたときのために、予備を取っておきますなどというような運用が横行すると、自社、ある

いは自社グループの電源が倒れることはめったにないことに備えてキープしておいて、自由に動かせるようにセルフにしておきます。一方で、ほかの会社の大規模な電源が倒れて、需給が物すごく逼迫したときにも、低い稼働率がそのまま維持されてしまうなどというようなことになったら、社会的に物すごく無駄だし、安定供給の観点からも深刻な状態になる。でも、これが調整力という格好に回ってれば、そのタイミングにもよりますが、合理的に使えることをきちんと考える必要があり、そんな変なことが本当に起きないような制度ができるのかというようなことを考えるべき。過去からの経緯からしても、我が国では調整力の供給が、何でこんなに出てこないのだというようなことがいっぱい問題になったこと、あるいは二重に予備力を取っちゃうなどという事業者が実際に現れたなどというような過去のことを思い浮かべれば、本当にこれで大丈夫なのかは、十分考える必要があると思います。

次に、もし本当にセルフスケジュールではなく、調整力として供給してくれる電源に対してインセンティブを与えるということだとすると、一つの手段として、ここでもこの後、細部を詰めて議論することになると思いますが、調整力に対応するようなところの価格をシングルプライスにするのか、マルチプライスにするのかも原理的にはかなり大きく効くと思います。

シングルプライスにすれば、調整力に出てきた電源というのは、それなりにもうかることになる。そうすると、それを反映して、容量市場の控除収益が増えることになり、容量市場の価格は下がるかもしれないのだけれども、同時市場では稼げるようになる。

セルフスケジュールというので、しかもコミットメントをした後で、MinimumとMaximumのところきちんと供給するというそういう電源はそこで稼げばいいと思いますが、そうでない電源というのに関しては、そこである意味で稼げなくなるということで、セルフスケジュールにする必要のないような電源というのは、むやみにそちらに回らないようにするというインセンティブとしては十分あり得ると思います。

さらに、容量市場に関して言えば、現時点で、本当にリクワイアメントを満たしていると言えるのかどうかの議論が進んでいると思います。今までだったら、スポットマーケットに出した上で、約定しなかったということだとすると、それはその結果として、バランス停止しちゃったとして、その後、需給が逼迫したことがあったとしても、それはよほどのことが無い限りリクワイアメントを満たしていないとみなさないということになっていますが、でも、その後、調整力に出さなくても、本当にいいとっていいのか、時間前に出さなくても本当にいいとってよいのかは、これから整理が進むと思います。

それに関して、需給が結果的に逼迫したときに、セルフスケジュールの結果として、最大限の供給力を供給しなかった事業者については、積極的に容量市場のリクワイアメントを満たさなかったとみなせば、これは強いインセンティブになると思います。もちろん、まともな事業者であれば、そのような需給が逼迫しているときにキープして動かさないなどということは、経済合理性から考えてほとんどないと思うので、まともな事業者であれば、もちろんセルフに対するディスインセンティブにはならないと思いますが、変なことをする

事業者のディスインセンティブに十分なることを考えれば、容量市場のリクワイアメントを同時に考えるのも一つの出口になると、今日の資料を見ながら感じました。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

そのほかございますか。

増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会、増川でございます。

ご説明、ありがとうございます。

私のほうからは、資料5-1につきまして、ページでいいますと、12ページ、13ページ、再エネを踏まえた運用のところで、質問というか、コメントというか、1点ございます。

ここで13ページに結果をまとめていただいておりますけれども、再エネ誤差というのは、幾ら精度を上げてでも必ず残るとというのは、そのとおりなので、それに備えたアンシラリーが必要というのは、そのとおりだなというふうに思っております。

ただ、ここに予測誤差の括弧の中に大外しと書いてございますけれども、予測誤差は発生するんだけど、そのために用意するアンシラリー、調整力をいかに合理的に減らしていくかということが重要になると考えていまして、そのためには大外しする確率といいますか、その日、その天候、あるいは予測の状況によっては、大外しというのはあり得ないということもあるでしょうし、あるいは、こういう気候、気象のときは大外しが起こりやすいという場合もあるでしょうから、大外しの起こる確率も踏まえながら、どれだけ調整力なりアンシラリーを用意しておくかということが重要になってくると考えていますが、その辺の考え方で、もし何か事務局のほうで考えていることがあれば見解をいただきたいというのが1点目でございます。

続きまして、資料5-2のほうでございますけれども、これにつきましては質問が2点ほどございます。8ページのところで、前日市場に登録された発電オファーに占める各スケジュールの比率ということを書いてございますけれども、右側のほうに太陽光、風力、変動性再エネが記載していただいておりますけれども、この中でもDispatchable、太陽光86、風力95、あとMust Runが14%、風力5とありますけど、もしお分かりであれば教えていただきたいんですけども、恐らく太陽光、風力ともセルフスケジュールで登録されているものもあれば、プール電源として登録されているものもあると思うんですけども、その辺の比率とか、このぐらいというのが、もしお分かりでしたら、教えてください。それが質問の一つ目。

続きまして、二つ目が同じ資料の28ページをお願いいたします。これは非常に興味深くまとめていただいて、実際にそれぞれのUpliftでどういう電源が占めていたかということで、なるほどなと思ったんですけど、一つ、この中にLocal Constraint

t s C o n t r o lというところで、燃焼タービン 38.5 なんですけども、風力が 58.3 と、乖離が非常に大きいなと思ったんですけども、実際にこれはどういうふうに使われて、U p l i f tとして、実際に風力にも補填されていたのかお分かりでしたら、教えてください。

私からは以上です。よろしくお願いします。

○金本座長

どうもありがとうございます。

そのほか、市村委員と市村オブザーバーから挙がっていきまして、まず、市村委員、お願いいたします。

○市村（拓）委員

すみません。ありがとうございます。市村のほうから何点か、すみません、4点ほどコメントがあるんですが、させていただければと思います。

まず、1点目は、先ほど松村委員がおっしゃっていただいたところで、確かにと思っていたんですが、相対、セルフの実態というところで、確かに私もこの資料だけを見たときに、U p l i f tというのが、ある意味、電源というか、むしろセルフスケジュールを選ばないインセンティブになるんじゃないかと、そういうふうに見えたところはあったんですけど、おっしゃるとおり、少なくとも、セルフスケジュールに行く、ディスインセンティブというか、そこまでは、ある程度、カバーできるというか、あまりセルフスケジュールを選択するということよりは、むしろこっちのほうの方が一定程度意味があるという意味でいえば意味があるということかと思ったんですが、むしろ、これは単に当たり前のことを整理しているということと言われれば、確かにそうだなというふうに見ていました。

1点、その上でなんですけど、先ほど、松村委員がおっしゃったようなセルフスケジュールとの関係でいうと、いわゆるセルフスケジュールという中で考えていったときに、先ほどおっしゃっていたBG制との関係は確かに重要だというふうに思います。BG制があることで、本来出てくる電源というのが、差し替え用に準備されていて、それが出てこないという実態があるのだとすれば、それは考えていかなきゃいけないということだと思うんですが、その中で、少しPJMの実態も教えていただければと思ったんですが、PJMの場合は、セルフスケジュールというふうに出した電源の中で、例えば発電計画と発電量がずれた場合、ここについてのペナルティーというのは、どういうふうに使われているんでしょうかというところが、少しお伺いしたいなと思いました。

その中では、電源単位での量がずれたことによるリアルタイムの精算ということなのかもしれませんが、そこら辺について、逆に言うと、BG制というところ、残っているということと、そうではないPJMの仕組みというところの中で、どういった違いがあるのかは、少し整理していく必要があるかなというふうに思った次第です。

それと、先ほど、松村委員がおっしゃっていただいたようなところとも関連してきますが、こういった売惜しみというか、売惜しみをしているわけではなくて、結果的に売惜しみになっているという状態かもしれないんですが、こういったところの対応方法というところは、容量

市場のリクワイアメントというところを厳しくしていくと、こういった方法もあるということだと思います。

したがって、どちらかというと、Upliftですとか、セルフスケジュールというPJMの側面だけを見るわけではなくて、制度全体として、どういう整理がされているのか、それが実務的にどういった形だとワークしていくのかと、こういったようなところを考えていくところは確かに重要なというふうに思った次第です。

例えば、広域機関さんの資料の5-1のところの17スライド目のセルフスケジュール入札増加の影響と書かれていますが、これも例えば、日本の仕組みでいうと、余力活用契約という枠組みがあったりですとか、電源IIといったような運用の在り方というところ、これは2024年までということですけど、こういったところと組み合わせると、実は全くこういった結果になるかどうかといったところも、電源の運用という意味でいうと、一致しないところもあるかなというふうに思います。

こういった各制度全体の中で、この短期市場だけでもなくて、全体の中でどういうふうにワークしていくのかということを見ていくというところは重要ということかなと思ってるところです。

あとは、すみません、細かいところの質問なんですけど、13スライド目のところです。ここで基本的にプライスベース、コストベースでのオファーの登録を義務づけているということなんですけど、これはコストベースという意味は、コストベース以下ということなのか、コストベースでなければならないということなのかということ、少しお伺いできればと思います。

仮にコストベースでなければならないという場合については、どういう理由からそういう規律になっているのかを教えていただければと思っております。

もう1点ですが、16スライド目のPJMの措置ということなんですけど、相場操縦、市場支配力に関するところで、こういったPivotal Supplier Testで整理されているというふうに理解いたしました。

これは、今後というか、少し単純な関心というところであるんですけど、いわゆる相場操縦という議論というのは、逆に言うと、電源側でいうと、基本的にこの基準にのっとってやっていたら、ある意味、セーフハーバーというか、相場操縦には該当しないというところになっていくのかと。そうすると、逆に言うと、相場操縦みたいな日本でマーケット・マニピュレーションの議論というところは、PJMのところでは、買い側の規律という問題に基本的には収斂されていく問題なのか、それ以外のところ、こういった規律に従ってオファーをした場合でも、そういった議論というのがあり得るのかということ、こちら辺は詳細な制度設計をしていく段階かもしれませんが、少し教えていただければというふうに思った次第です。

あと、最後1点なんですけど、これは少し事実だけを確認したいということなんですけど、MRIさんの資料5-2の4スライド目ですが、容量市場で約定した電源と約定していない電

源というところで分かれておりますが、過去、実務作業部会のところで、これはデロイトさんの報告だったと思いますが、相対取引も認められているというような話もあったかと思えます。混雑費用とロス費用は市場を介して精算を行うという、こういった規律になっていたかと思うんですけども、これはむしろ容量市場で約定していない電源にだけ認められている仕組みと理解すればよろしいのでしょうか、そこら辺について教えていただければと思います。

すみません、長くなりましたが、以上です。

○金本座長

それでは、市村オブザーバーのほう、お願いいたします。

○市村（健）オブザーバー

ありがとうございます。市村でございます。

今日の議論は、特に海外の事例ということで、私も知らないことがいっぱいあったので、大変参考になりました。感謝申し上げます。

これを今後レファレンスとして、今後議論を進めていくということなんだとは思いますが、その中で、私は1点だけ確認させていただければと思います。U p l i f tの話です。

そもそも今回、MR Iさんの資料を拝見していると、これは電源を中心に議論しているということになります。もちろん、BGの話、それからインバランスの話、それはまたいろいろな別の機会ということになっていくんでしょうが、それはそれとして、例えば、DRのようなリソースがU p l i f tの適用対象になるのかならないのか、それを確認させていただきたいなと思っています。

何ページ目だったか、ちょっと忘れましたが、費用が電源の場合、10年程度かけて1%ぐらいに落ちてきていると、こういう、ある意味では、学習効果が機能しているんだと思いますが、実はDRも同じで、特にDRの場合、上げ調整力、下げ調整力、あるいはそれらを複合的に行う場合、どんなリソースでも、ハーフ運転というのがマストにならざるを得ないんですね。そうすると、例えば、起動費なんかもリソースごとに異なる上に、当然、需要家さんのほうに一定程度のスタンバイを余儀なくしていただきます。そして、その場合の最低出力容量を何度も我々はアグリゲーターとして考慮していかなければなりません。

電源と大きく異なるのは、DRの場合は、様々なリソースを組み合わせ、つまりアグリゲートをして、何とか最低出力容量を確保したとしても、リソースごとの費用、これは起動費も最低出力費用もそうなんですけども、本当に千差万別なんで、まさにそこにアグリゲーターのコンピタンスが試されるということになるんですけど、その場合、どうしても一定程度の回収漏れというのは予見できるのかなと。

したがって、そういったものを確実に担保されないと、結果的には、我々が業界さんにこういったマーケットで参画を促したとしても、どうしても二の足を踏まれる可能性もあるのかなと。

今後、U p l i f tの議論というのは重要になってくると思いますが、もし、今後、DR

なんかも活用する視点で電源だけではなくてイコールフットイングを、U p l i f t の議論の次にはDRのことも考慮いただけるとありがたいなというふうに思いました。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。

J E R A の東谷さん、お願いいたします。

○東谷オブザーバー

J E R A の東谷です。

私からは資料 5-1 と 5-2、それぞれ 1 点ずつコメントさせていただきます。

まず、資料 5-1 についてですけれども、資料 15 ページの相対契約とセルフスケジュールの実態に関するヒアリングについて、一ぼつ目に制度変更による長期相対契約への影響について質問されておりますが、各社の制度変更の中身とか、それから、長期契約の具体的な期間であるとか、あるいは電力取引に占める市場取引の割合などによっても、回答の受け止め方が異なってくるかと思えます。

また、二ぼつ目の相対契約とセルフスケジュールの関係性に関する質問についても、そもそも両者が相対契約を含めて市場取引されているのか、あるいはセルフスケジュールの定義について認識が合っているのかなど、前提となる各社の実態を把握した上で、この回答内容というのを受け止めないと、ミスリードを招く可能性がありますので、その点、留意が必要かなというふうに考えます。

それから、資料 5-2 についてでございます。資料の 4 ページによりますと、P J M におけるセルフスケジュールの定義は、電源起動を自ら確定させる電源とされており、本検討会での定義である発電量を自ら確定させたい電源とは定義が異なることから、資料 9 ページのグラフのどの部分が、本検討会の定義に当てはまるものなのか、やや分かりづらいつらいつらというふうに感じております。

私の理解では、検討会のセルフスケジュールの電源の定義に近い部分というのがセルフスケジュール電源の M u s t R u n と書いてある部分、それから、B l o c k L o a d e d と書いてある、部分の合計、全体では約 45% ぐらいを占めますけれども、これが該当するのではないかというふうに考えております。

また、電源起動が P J M に委ねられているプールスケジュール電源にも、E c o n o m i c M i n .、あるいは B l o c k L o a d e d というふうに記載された部分、すなわち起動が確定さえすれば、発電量を確定できる部分が約 25% 程度ありますけれども、この部分は、現在、検討している制度設計にはない部分ではないかというふうに考えています。

もし誤った理解であればご指摘いただければ幸いです。

以上になります。

○金本座長

どうもありがとうございました。

そのほかはございませんでしょうか。

それでは、事務局のほうからお答えできないところもあると思いますが、お答えできるところをお願いいたします

○下根マネージャー

広域機関事務局でございます。

委員の皆様、オブザーバーの皆様、質問でございますとかご指摘等々いただきまして、ありがとうございます。多岐にわたるご質問、ご指摘をいただきありがとうございますので、資料5-1に関するところは私から回答させていただきまして、その後、MR I さんでございましたり、エネ庁のほうから資料5-2 関係のところは回答させていただければと思っているところでございます。

まず、資料5-1に関しまして、河辺委員からいただいたところでは、まず、発動制限 Δ のところに関しましては、まさにご指摘のとおりだと思ってございまして、マージンで取るのか、ロジックで取るのかということに関しましては、経済性と純技術的な実現性とのトレードオフだということをご認識のとおりだと思ってございますし、あるいは系統の制約、もしくは電源の起動特性といったものも含めて、違いがあり得る、割り切りの考え方としても、踏み込める領域があるということもごもっともだと考えてございますので、そういったところに関しましては、21 ページの最後のところにも書いてございますように、日本の実態というところで、そもそも日本の系統制約は何で決まってくるのかということのを改めて洗い直すでございますとか、あるいはロジック上、実現できるかを両輪にらみながら、しっかりと検討していった後に、改めてどうしたらよいかご提示させていただいて、ご議論させていただきたいと考えているところでございます。

また、西浦オブザーバーからいただきましたところ、海外の知見等も踏まえまして、実態のほうをご教示いただきましてありがとうございます。

金融機関との連携でございますとか、あるいはヘッジのための金融商品が多いということに関しまして、ご指摘のとおりかなと思ってございます。

この点、本検討会におきましても、法律上、会計的な問題というところで、今後取り扱っていく必要があるというふうに考えてございますし、あるいは、小宮山委員からいただきましたところのご示唆に関係するところでございますが、ヘッジのための何か手当てみたいなものはないのかということに関しましては、同時最適とは若干関係ないかもしれませんが、例えば、ノーダル制ですとFTR（間接送電権）ですね、そういったところの手当てを行う、そういったところで制度設計的にも両輪として手当てする必要があるかと考えてございますので、金融機関等との連携等に関しまして、こういった形になるのかというところは、これからだと考えてございますが、大事な論点だと考えて取り組んでいきたいと考えているところでございます。

小宮山委員からいただきました、もう一つの質問でございます再エネ、アメリカにも支援制度があるということに関しまして、例として挙げていただきましたPTC、おっしゃる

とおりでございまして、他方、PTCは、FITのような固定買取というよりかは、プレミアム的な特性に近いのかなと考えてございまして、要はFIP電源に近い、自立した電源の中で、一定程度インセンティブはもらえるというところでもございますので、どちらかという、自立して入札をした上で、ディスパッチに応じるというところが特性上あるのかなと思うと、さらに、それとは異なるFITとは差異があると考えて検討することが大事かというふうに考えているというところがございます。

松村委員からいただきましたところは、資料5-2にも絡むところかもしれませんが、資料5-1の記載ぶりも含めて誤解を与えてしまったというふうにも考えてございまして、16ページにございますように、Upliftがあるからインセンティブが十分だというふうには事務局としても思っておりません、先ほど来、いただきましたように、ディスインセンティブの要素にはなり得るというふうには思っておりますが、それだけではないというところは、16ページでも記載しているとおりに、市場価格の決定方法というところもやはり関連するのではないかと考えてございますので、そういった点、松村委員にもご指摘いただきましたように、今後、 ΔkW の価格の決定方法とか、 ΔkW だけでなくkWhもなんですけども、価格決定方法を論じていく際に、インセンティブについて加えることはできないのかみたいのところも、しっかり議論することは必要になってくるということは認識してございますので、いただいたご示唆も踏まえてしっかりやっていきたいと考えているところでございます。

また、松村委員、市村委員からいただきました容量市場のリクワイアメントとの整合性というところのご指摘かと思っております、ここは補足させていただきますと、現行の容量市場のリクワイアメントにおきましても、いわゆる需給逼迫時に関しましては、スポット市場で入札をして、落札しなかったからお役御免というわけではございませんで、当然、逼迫が続いている限りにおきましては、その後の需給調整市場、あるいは時間前市場というところも、起動が間に合う限りにおいては、出し続けるというのがリクワイアメントでございますので、そういった意味では、逼迫時においては、ある意味ではしっかりできていると、他方で、平常時においては、そういうふうに至っていないというところはお指摘のとおりというところもございますので、今後、現行の制度の延長線で、そこを強化するのかなのかという議論でございますとか、あるいは、同時市場との整合とかにおいても、アメリカの制度のほうも、先ほどもございましたように、容量市場で落札しているか否かに関しまして、いわゆる求められているものが異なるというところもございまして、そういうところの全体整合は大事だということはお指摘のとおりだというふうに考えているというところがございます。

増川オブザーバーからいただきました調整力のアンシラリーの必要性に関しましては、ご指摘いただきましたとおりでございまして、必要は必要というところだったかと思っております。

一方で、市村オブザーバーにいただきましたように、ISOの予測値を高めていくのは非

常に大事だということ、アメリカでも日本でも変わらないということもございませうので、無制限に取っていいというものではないなかで、当然、前日、あるいは、それ以降の時間帯も含めて、より精度を上げていくということが非常に大事だということは、アメリカでも言うてございませうし、当然、我々日本においても必要だということも思ってございませうので、そういったところをしっかりとやっていって、必要最小限、必要なものを取るところをしっかりと実行していく、それを同時市場においてどのようにしていくのかが議論の対象になるんだと考えているところでございませう。

あとは最後に、東谷オブザーバーからいただきました相対、ヘッジに関しましては、ご指摘のとおりだというふうに思ってございませうし、今回、資料の説明の中でも申し上げたとおり、あくまでもノーダル制といったボラティリティが高まる制度に対しての質問であるということもございませうので、これをそのまま同時最適を対象にする同時市場で同じことが言えるのかということ、そうではないということ、それはご指摘のとおりかなと。その点に関しましては、16 ページにも記載がございませうように、同じ状況になるかということ、不透明と我々も認識してございませうので、改めていただいたご指摘も踏まえながら、各要素を分解しながら、丁寧な議論をしていく必要があると考えてございませう。

資料5-1 関係は以上ということもございませう。

○橋浦（株式会社三菱総合研究所）

三菱総研の橋浦でございませう。

それでは、資料5-2 についていただいた質問について、順番にご回答いたしませう。

まず、河辺委員からいただいたセルフスケジュールには、緊急時にディスパッチすることができるという緊急時の定義がどのように書かれているかということにつきましては、こちらは明確に定義の確認はできていないのですが、PJMにおけるエマージェンシーの定義というのは、5 ページの表の下の※、かなり小さくて恐縮なんですけれども、システム周波数を維持するために、こうした緊急時のオペレーションが必要な場合、恐らく該当するのかなというふうに考えてございませう。それ以外の上限等については、今のところ、確認ができていないということもございませうし、この点、今後も引き続き、そういった情報がなにか確認が必要かと考えてございませう。

続いて、資料5-2 に関しては、小宮山委員からいただいたところでございませうし、発電オファーの状況について、前日、リアルタイムの両輪で設計が必要というご指摘は弊社も同様に認識してございませうし、そうした中で特にリアルタイムのディスパッチにおいて、前日市場で使われた発電オファーの情報がリアルタイムでも活用されるのかというご質問については、これはご認識のとおりでございませう。

また、発電オファーを提出する発電事業者、ビットする需要家も含めて、マーケットゲートウェイというシステムを通じてPJMに通信で常にオンラインで入札情報が行っているということもございませう。変更があれば、ゲートウェイを通じて変更されたオファー情報が更新されませう。ですので、最新の情報がオンラインで届いている限りについては、そういっ

た情報が使われているのではないかと理解してございます。

その後、23 ページで、再エネの影響でUpliftが発生するのではないかと、PJMもそういった認識は持っているのかというところにつきましては、CAISOとは違い、PJMはまだ再エネが多く入っていないので、なかなかそういった記述はないというところではございますが、27 ページのUpliftの補填額の電源別比率を見ますと、こちらに表の途中ではございますけれども、太陽光と、一番下に風力発電というところがありまして、金額としては、恐らくかなり小さいのではないかなというふうに思っておりますが、費用自体は発生していると理解してございます。

ただ、この原因については、まだ調査中というところもありまして、本日、この場でご回答するのは差し控えたいと思っておりますが、何らかの理由で発生しているというところではあるというふうに理解してございます。

引き続き、25 ページで、Uplift費用が2014年以降に低減しているその理由についてというところにつきましても、こちら弊社も引き続き確認していたところなんですけど、今のところはまだ明確な理由が分かっていないというところではございます。

続いて、新川オブザーバーからいただきましたセルフスケジュールはプライステイカーではないかというご質問につきましては、ごもっともでございますが、弊社もこの点はまだ明確に確認できていないところではございます。特に、少なくともセルフスケジュールで入札されたうち、Must Runやブロックロードの容量につきましては、プライステイカーであるという理解でございますが、Dispatchable Rangeの扱いについては、明確に確認できておりません。この扱いについては、追加で確認が必要かなと考えてございます。本日については、回答は以上とさせていただきますと思っております。

続きまして、松村委員からいただきました、セルフスケジュールに対してUpliftが支払われないというところについて、こういったものがインセンティブになっているというのは当たり前ではないかというところについて、弊社が少し冒頭で話し過ぎたところもあるのかもしれませんが、PJMの市場については、一つのそういったインセンティブといえますか、少なくとも経済的な非合理的なディスパッチにならない、ディスパッチに対して、そういった経済的に非合理的にならないように設計しているという、当たり前のことと言われればそのとおりかなというふうに理解してございます。

これ以外にも全般的にほかの方からもいただきましたけれども、この制度だけをつまみ食いして理解するというよりも、容量市場もそうですし、様々な市場全体のスケジュール、価格決定、リアルタイムにおける調整やディスパッチも含めて一体的に理解が必要かと思っております。この点については、ご指摘を踏まえて留意して今後も調査を進めていきたいというふうに考えてございます。

続いて、増川オブザーバーからいただきました資料の8 ページで、風力、太陽光等の変動性再エネについては、一部、Must Runという形で登録されておりますけれども、Dispatchableが基本的に多いというところで、再エネ電源がプールスケジュー

ルとセルフスケジュールで入札されているものが両方あるのではないかと、どのようになっているのかというところについて教えていただきたいという質問につきまして、資料中には書いていないのですが、事業者様の判断というところもありまして、個別の入札実態はどうなっているかは分からないのですけれども、少なくともEconomic Min.、緑色で書いてあるプールスケジュールのEconomic Min. というのが、風力は若干ありますけれども、基本的にゼロでございます。Must Run以外については、ほぼ全量、ゼロからEconomic Max. までの容量を全てDispatchableとして入札してございます。この意味につきましては、これもPJMの資料でそう書いてあったということで、個別の事業者様がどうしているかは分からないのですけれども、PJMからいただく再エネ予測値だったり、もしくは発電事業者の発電予測をEconomic Max. に登録して、Economic Min. はゼロで登録すると。あとは価格情報と系統混雑等によって最終的なディスパッチの出力が決まるというところで、ほとんどは、プールスケジュール電源のDispatchableでの入札が多いのではないかなというふうに書かれてございました。

続いて、28 ページでLocal Constraints Controlの項目では風力に由来するUpliftが58%発生しておりますが、まだ発生原因は分かり切っていないところもございまして、追加調査を今後もしていくというところで、本日はご回答は控えさせていただければというふうに考えてございます。

市村委員からいただきました制度のところにつきましては、先ほどの松村先生の回答に近いところもございまして、一旦、前段の制度の回答については、弊社からの回答は省略させていただきまして、その後、事実関係というところで、13 ページ、コストベースオファーでは価格規律に従って登録しないといけないのか、それ以下の価格での登録が認められるのかという点につきましては、まだ明確に確認できていないところもございまして、追加調査をさせていただければと思っております。

16 ページで、こういったオファー規律がセーフハーバーになっているかという点につきましては、非常に難しいご議論でございまして、FERCの規制とPJMの制度を両方見ないといけないところもございまして、本日のご説明はあくまでもPJMにおける措置というところでご説明をさしあげてございまして、FERCの視点も含めて、どのようになっているかというところについては、まだ明確に回答できるような情報を持っていないところもございまして。

続いて4 ページで、米国では相対取引があるが、そういった取引が資料に含まれていないのではないかとご指摘でございまして、弊社も市場外の相対取引があることは理解してございます。PJMにはそういった相対取引をPJMに登録して、ディスパッチするという仕組みがあることも理解してございます。

一方で、先ほども資料5-1でもございましたけれども、相対取引の定義はPJMの資料でも若干用語が振れているようなところがございまして、定義を明確にできておりません。

その為本日は、4ページの整理をさせていただいたところでございますが、ご指摘の点は重要な点ですので、引き続き確認したいと思っております。

続いて、市村オブザーバーからいただきましたUpliftのところ、DRリソースがUpliftの対象となるのかという質問について、本日の資料では発電リソースを中心に説明をさしあげました。DRについては明確に確認できておりませんが、恐らく類似する仕組みはあるのではないかと考えておりますので、ご指摘の点を踏まえて、DR、電源等の扱いについても調査したいというふうに考えております。

最後に、東谷オブザーバーからいただきましたセルフスケジュールの定義につきまして、実はPJMの資料ではセルフスケジュールの定義がかなり振れております。一つは電源起動、つまりユニットコミットメントを決定するという文脈で使われている場合と、電源起動とボリュームを決定するという場合があり、英語の文脈から判断しなければいけない場合もございます。狭い意味では、4ページで書いたとおり、少なくとも電源起動を自ら確定する電源をセルフスケジュールと呼んでおります。その中には出力も固定するような入札方法もあるというところがございます、そのような書き方を4ページにさせていただいたところがございます。

9ページにて、いわゆる量も確定するセルフスケジュールはどこに該当するのかという質問につきまして、この図でいきますと、左側の一番濃い青、Block Loadedと書いているところが該当します。セルフスケジュールで、かつ、Economic Max. とMin. が同一の値で登録されておりますので、ここまでは、少なくとも量も含めて確定するものと理解しております。

一方で、それ以外のMust RunとDispatchableを含むセルフスケジュールのうち、特にDispatchableの容量については、こちらはPJMのEconomic Dispatchで決定するため、この容量は市場の約定結果によって決定するものだと理解しております。ここの定義といいますか、使い分けというところは注意が必要なのかなと考えております。

ご質問については、私からのご回答については以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございます。

○長窪調整官

すみません、資源エネルギー庁の長窪ですが、若干、総括的になるかもしれませんが、補足をさせていただければと思います。

まず、ご質問について、野澤オブザーバーから、セルフスケジュールの入札について制限等はあるのかというようなご質問をいただいたと思っておりますが、誤ってれば後で訂正していただきたいと思っておりますが、私の理解では、セルフスケジュールとして入札することについて、例えば、電源種とか、そういったことに基づいて制限というのは特になかったのかなと理解しているところでございます。

また、全体的にいただいたコメントにつきましては、今回、最初にも少し申し上げましたとおり、これまで第1回から第3回まで進め方について議論してきたところでございますが、特に第2回におきまして、入札方法ですとか、あるいは市場の制度設計に関して大きな論点ということで、エネ庁のほうから提示させていただいたところでございまして、特にその点について議論する観点から、今の段階で把握しておいたほうがいいかなというようなファクトに関して、特に資料の5-2ですとか、5-1において報告を今回させていただいたところでございます。

その観点から、たくさんのご意見とかご質問をいただいて大変ありがたいと思っております。若干、広域からご説明があったところと重なりますけれども、例えば、PJMのセルフスケジュールについてしっかりした把握が必要であるとか、それから、インセンティブの考え方についても、ちゃんと整理すべきだといったようなご指摘は、ごもっともというふうに思っております。そういったものについても、きちんと把握をしながら、我が国における制度設計はどのようなものが望ましいかといったような観点から、検討をしっかりとしていきたいと考えております。

調整力の価格、kWhの値付けもそうですけれども、あるいはインバランスをどう考えるかとか、セルフスケジュールに関するペナルティーについてどう考えるかのようなところも、こういった点については、これまでの過去の需給調整市場ですとか、あるいはインバランスに関する検討ですとか、我が国における検討の経緯もございまして、また、今現在、広域機関さんのほうでは調整力の商品の細分化に関して検討していただいているところでもございますので、そういったものを踏まえながら、同時市場の検討に関して必要な範囲でしっかり検討していきたいと考えているところでございます。

また、セルフスケジュールの定義のところでもございますけれども、これは作業部会、前身の作業部会においても、セルフスケジュールという言い方をするよりは、発電量を自社で確定させたい電源という言い方をしているというところは、東谷オブザーバーのおっしゃるとおりかなと思っているところではございまして、この点について、どちらが正しい定義なのかと今の段階で考えることは、それほど生産的でもないのかなと思っております。PJMにおけるセルフスケジュールの考え方は、先ほどMRIからもご説明があったとおり、PJMのマニュアルでも多義的に使われているところかとは思っているところではございますが、その考え方も把握しながら、我が国において入札の在り方として、どういうやり方が望ましいのかという観点から、しっかり改めて検討していく必要があるのかなと思っております。

その観点から、次回以降、セルフスケジュールというのがどういうもので、どういう場面で、どういうふうな形で検討していくか、誤解や紛れがないように、分かりやすく資料等を作成してご議論いただければというふうに考えているところでございます。

エネ庁からは以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

時間も残り少なくなっております。

今のご説明にもありましたように、セルフスケジュールは何でとか、プールスケジュールは何ですかとかというよりも、どうも見ていると、PJMでは入札するときに項目があって、Must Runで登録するか、Economicですか。どちらを選ぶとどういうことが起きるかみたいなのところを押さえなきゃいけないということかと思えます。

あと、量も固定する・しないというものもあるんですが、それもビッドするときに、MinimumとMaxを入れることができて。それで結果が出てくるということになっているみたいですので、その辺、ちょっと頭を切り替える必要があるかなと。

もう一つは、今回、全く出てきていないですが、相対とセルフサプライ、これは限界費用の登録とかは意味がないということで、そういう区分もあるんですが、それはほとんどマニュアルに書かれていないですね。PJMマーケットの外側でやっていることなので、そんなものはマニュアルに書く必要はないということかと思うんですが、その辺は実態としてありますので、ちゃんと見ておいていただければと思います。結構、ややこしいやり方をしていて、相対でも価格を入れる項目があって、入れることができるらしいんですが、それは後からキャンセルアウトして、ないことにするみたいなオペレーションをしているようなものを見たことがあります。

あと、細かい話ですが、2014年以降、Upliftが減っているというのは、2014年に大寒波があって、物凄い額のUpliftが発生したことがあって、その後、Uplift撲滅運動をその当時のCEOのオットさんがやっている。いろんなことをやって、Upliftを減らすようなことをしたと聞いたことがあります。

3. 閉会

という若干最後の話は余計な話ですが、そのほか、最後何かございますでしょうか。よろしいですか。

それでは、時間もほぼなくなってきましたので、今日の検討会は、これまでにさせていただければというふうに思います。

まだまだ検討しなければいけない項目はたくさんございますので、引き続きよろしくお願いたします。

ということで、第4回同一市場在り方等に関する検討会、これで閉会させていただきます。どうも大変遅くまでありがとうございました。

以上