

第3回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和5年10月23日（月）14：00～16：23

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

○長窪調整官

定刻となりましたので、ただいまより、第3回同時市場の在り方等に関する検討会を開催します。

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、15時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。

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) 同時市場における費用便益分析の進め方について

○金本座長

はい。それでは、お手元の議事次第に沿いまして、これから議論に入りたいと思います。

本日は、3点の議題についてご議論をいただくということにさせていただきます。

まず、議題1は、同時市場における費用便益分析の進め方についてでございます。

事務局の広域機関の方から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、一つ目の議題、同時市場における費用便益分析の進め方について、こちらの資料のほう、ご説明させていただきます。

まず、右肩2ページが背景でございます。こちらは第1回の検討会でもお示した進め方ですが、費用便益分析というところで、Three-Part Offerでとか、供給力・調整力の同時最適を仕組みとして採用している米国の評価事例等も参考にしながら、費用便益項目として何が適切なのか、何が評価可能なのか、そういったところを議論いただくというところで、今後、具体的な進め方をしていくとしたいところです。

また、第1回検討会の中でいただきましたご意見といたしましては、定量的な費用便益分析だけではなく、事業者の行動をどのように変容させてしまうのかというような大きな

視点ですとか、あるいはどういった視点・時間軸で考えるのか、そういった前提条件を決めておくことが必要であるというご意見をいただいたところです。

今回、そういったご意見等々も踏まえまして、まずは米国の評価事例等を紹介させていただいた上で、前提条件ですとか、日本で評価可能な項目、そういったところの抽出を行った上で今後の進め方についてご議論いただきたいというところでございます。

では、まず米国の事例紹介というところから説明のほうに入らせていただきます。

右肩 8 ページをご覧ください。まず、留意点ですが、これから紹介させていただきます米国の事例に関しましては、今回、我々が検討している kWh と ΔkW の同時最適、プラスアルファの便益が含まれているというふうに考えてございます。そういった点、今後、同時市場の便益分析を進めるにあたりましては、こういった米国事例を参考にするにしても、どういった要素が参考になるのか、そういったところはしっかり取捨選択する必要があるというふうに考えてございます。そういった観点を踏まえまして、次ページ以降の事例に関しましては、どの時点を起点とした評価なのかですとか、あるいは何が改善されたことによる便益なのか、そういったことをできる限り明示したというところでございます。

そういった観点から 9 ページに、PJM の市場制度の変遷を載せてございます。下の表にもございますように、PJM の市場制度というところ、一度に全ての制度の見直しが行われたわけではなく、段階的な市場開発が行われているというところにして、このうち我々のスコープとしている kWh と ΔkW の同時最適に関しましては、表の右上のほうにありますように、比較的新しい制度だということと約 10 年前に導入された話だということとでございます。

この点、後ほど説明させていただきます PJM の便益評価といったところは、この下の表にある項目、網羅的に便益として計上しているというところとありますので、そういったところは留意点になり得るというところとでございます。

そういった観点、11 ページ以降、まずは米国全体の評価事例のほうから入らせていただいております。先ほど申しましたとおり、事務局で調査した範囲におきましては、同時最適に特化したレポートというところが見当たらずというところとしまして、今回、ほかの参考事例といたしまして、ノードルプライシングの評価事例のほうを紹介させていただくというところとでございます。

また、12 ページに各 ISO ごとの評価方法を列挙してございまして、こういった点、大きく事前の「モデル評価」と事後の「実績評価」に分かれていることが見受けられるというところとでございます。

このうち、事後の実績評価に関しましては移行後にしか評価できないというところでもありますので、必ずしも全ての米国市場が事前の評価をもって移行を判断したわけではないというところではありますが、一方、我々はそういったところを事前にしっかりやっつけようというところでもありますので、この下の表のうち代表的に三つ、PJM、ERCOT、NYISO、こういったところの事例のほうを参考に見ていくというところとござ

います。

まず、PJMの事例というところでして、こちらは先ほどの市場制度の変遷にもありまして、変更した運用制度、そういったものを網羅的に便益として計上しているというところでもありまして、その結果、全体で年間30から40億ドル程度の効果があるというふうにされているところではございますが、こういった中に同時最適ですとか全国メリットオーダー、そういった効果も含まれているというふうに考えてございます。

下の表にもありますように、大きく四つほどの項目を挙げているところではあります、このうち何が関連するののかということに関しまして、次のページで詳細のほうを説明してございます。

14 ページをご覧ください。まず1点目、信頼性等々に関しましては、これは設備計画の話というところでもございまして、個々の州、送電所有者単位ではなく、広域大で計画策定プロセスを行うことによって効率的になるということを示しているというところにして、これは現行の広域機関で実施しておりますマスタープランと重複する項目かなというふうにも考えてございまして、本検討会のスコープ外かと考えているところです。

2点目ですが、こちらはそれぞれの地域で電気の使用パターンに多様性があるということから、不等時性等を考慮した予備力の削減を図れるということを示しております、こちらは今回の我々のスコープ、kWhとΔkWの取り合い解消に伴う便益、同時最適の便益に関連するのではないかとこのように考えているところです。

3点目が、効率リソースへの統合というところにして、PJMの発電相互接続プロセスですとか、競争の激しい容量市場の組合せによりまして、効率の悪いリソースの新陳代謝が図られるということを示してございまして、これは系統接続面の話ですとか、あるいはLMPに伴う立地誘導インセンティブの話かというふうに考えていますので、本検討会の対象外というところではございます。

最後、4点目ですが、こちらは経済ディスパッチエリアの拡大というところにして、これに伴う効率の向上ということを示しているところではございまして、これはある意味で分かりやすく、全国メリットオーダーの推進という観点でして、そういったところ、今回の全国SCUC、そういったところの導入効果に近い話ではないかというふうに考えているところです。

続きまして、ERCOTの評価事例というところではございます。ERCOTでは大きく二つ、「給電指令の改善による発電費用削減」と「電源接続箇所の改善による発電費用削減」、この二つが挙げられているというところにして、このうちの一目が同時市場に近いものというふうに考えてございまして、先ほどとも重複するところではあります、全国メリットオーダーの推進に伴う発電運用の効率化というところが便益として挙げられているというところではございます。

続きまして、NYISOですが、こちらは前身のNY Power Poolと呼ばれます時代、この時代におきましてはエリアを六つに細分化して、各エリアごとにユニット

コミットメントを行っていったところを、NYISOに移行するに伴いまして、エリア全体でのユニットコミットメントを行うことができる、そういった全国メリットオーダーの効果というところが主たる便益で挙げられておるといところでございます。

米国の事例は以上というところでして、そういったところも踏まえながら日本における考え方というところを整理するところではございますが、日本におきましても何らか参考のできる事例はないかというところで、次のページ以降に、まずは参考事例のほうから紹介させていただいているというところでございます。

21 ページにありますように、参考にした事例といたしまして一つ、広域連系系統のマスタープランにおける考え方というところを抽出したというところでございます。

マスタープランに関しましては、いわゆる主回路増強、そして同時市場におきましては制度の変更というところですので、似て非なるものというところではございます、とはいえ、共通的な項目もあろうというところで、具体的には主たる便益というところを「燃料コスト・CO₂対策コスト低減」に置いているという点ですとか、あるいは「価格弾力性の扱い」「具体的な諸元」の扱い等々が参考になるのではないかというふうに考えたというところでございます。

まず一つ目、価格弾力性への対応というところに関しましては、マスタープランの検討の際におきましても、価格弾力性を反映すべきではないかというようなご意見、課題があったというところではあります、そのためには具体的に需要モデルをどのように設定するのかといった課題ですとか、あるいはENTSO-Eを代表とした海外事例におきましても価格弾力性がないものとして検討されている、そういった海外事例も含めまして、マスタープランの一次案の検討段階では価格弾力性がないモデルで検討を進めていったというところでございます。

具体的な諸元に関しましては、便益項目には国の審議会等々で決まった値を基本として感度分析を行っているというところすとか、あるいは費用の項目に関しましては、割引率・年経費率等を設定の上、主要な工事の法定耐用年数をもって評価期間としているというところでございました。

こういったところを参考にしまして25ページ、今回の我々の同時市場における費用便益分析の基本的な考え方ということを整理させていただいてございます。

まずもってというところで、費用便益分析の便益に関しましては、同時市場を導入する場合・しない場合、両方における社会的余剰の変化から算定するのが一般的かというふうに考えてございます。

一方、そういったところを厳密にやろうと思いますと、先ほどの話、需要モデルの構築が必要になってくるというところではございますが、そういったところには課題があるというところすとか、あるいは最適化SCUCロジックの検証におきましても、買入札の模擬というところはこれからの課題であるというところもございます。そういったところを踏まえまして、先ほどマスタープランの例等も踏まえつつ、まずは価格弾力性のない

モデル、そういったところで定量的な分析というところを進めさせていただきたいというふうに考えているところでございます。

またということで、費用に関しましては、今回、市場制度の変更というところですので、主にはシステム構築のコストというふうになるかと考えておりますが、具体的にどういったシステム構築のコストがかかるのかというところに関しましては、今後の深掘りかと考えてございます。

また、最後、定量評価以外の定性的な項目の整理も非常に重要だというふうにも考えてございまして、こちらは定量的に行った便益分析というところが過大評価なのか、あるいは過小評価なのかというところを判断するための参考材料ですとか、あるいは同時市場を導入する際の留意点の示唆にもつながるといふふうにも考えてございまして、こういった大局的な観点から同時市場を捉えるためにも、こういった定性的な評価があり得るのかというところを議論することは重要であるというふうにも考えてございます。

続いて、評価対象期間ですが、幾つかの考え方に基きまして、「2030年頃から10年」で評価することとしてはどうかと考えてございます。

一つ目の理由といたしましては、同時市場と密接に関係があると考えられる次期中給の運開に関しまして2020年代後半以降のどこかのタイミングであるということ。二つ目が、先ほども申しましたとおり、主たる費用がシステム構築だということでございますが、一般的に大規模システムの耐用年数（寿命）に関しましては10年を超えるというところでもございますので、この期間に妥当性があるのではないかと考えたところ。3点目が、海外事例におきましても、10年を対象とした評価事例が存在するところ。こういったところから今回、「2030年頃から10年」という評価対象期間を提案させていただいておるといふところでございます。

こういった時間軸に関しまして、割引率・年経費率等も加味しながら定量的な分析を進めていってはどうかというふうにも考えているところでございます。

ここまですべて前提条件として、続いての第3章におきまして、日本で評価可能な項目の抽出に入るというところでございます。

この点、先ほどのアメリカPJMの市場変遷の日本版というところを用意してございます。この趣旨といたしましては、日本におきましても、これまでも様々な電力システム改革を行ってきたところでもございますので、そういった中で、既に享受した便益というところを二重計上しないことが大事であるというふうにも考えてございまして、どこまですべて享受済みの便益なのか、あるいは今回の制度変更によって何がプラスアルファの便益なのかというところをしっかりと見定めるために、こういった変遷の図を作成したというところでもございます。

具体的には、これまでの電力システム改革におきましても、kW・kWh・ΔkWごとに電気の価値を分けた上で、それぞれの全国市場を段階的に設計してきて、広域的な調達・運用というところの効率化は図ってきたというところでもございます。

そういった観点から、現在を起点といたしますと、今回の同時市場でプラスアルファ、こういった制度変更があり得るのか、便益があり得るのかというところに関しましては、やはり右上にもございますように、同時最適というところの導入効果が一番大きいのではないかというふうに考えたというところでございます。

こういった観点から 33 ページでございますが、定量的に評価可能と考えられる「便益」項目について抽出を行ったというところでございます。

前述の米国等における参考事例でございますとか、あるいは先ほどもご説明させていただきました日本の何が変更点なのか等々の観点も踏まえまして、評価可能な項目というところを大きく二つ抽出してございます。

1 点目が、調達フェーズにおけます①というところで、kWh と ΔkW の同時最適化に伴う調整力コストの削減効果、2 点目が、運用フェーズにおけます広域大の混雑処理というところが全国メリットオーダーの推進に伴いまして、さらに費用が削減するのではないかと、こういった 2 点を挙げておるというところでございます。

具体的なイメージというところを次のページ以降で掲げてございまして、まず 1 点目、同時最適化に伴う調整力コストの低減に関しましては、こちら前回もお示した図でもございますけども、PJM における「予備力」と「調整力」の一体的な効率運用というところを参考にいたしまして、今後、タスクアウトした先、調整力の細分化作業会におきまして、こういったところの詳細分析を行っていく予定でございますので、こういったところ、調整力コストの低減量というところが定量的に把握できれば、コストとしても定量評価が可能ではないかというふうに考えておるというところでございます。

2 点目が、混雑処理の話というところでして、現在の混雑管理方法というところは、いわゆる再給電方式というところで、エリア内の電源持ち替え、エリア単位の個別最適になっておるというところでございます。こういったところが全国系統を模擬した上での SCUC を回すという話になりますと、全国大の電源持ち替え、広域大での全体最適になるというところで便益が生まれるというふうに考えてございます。

続きまして、定量評価における「費用」というところでして、こちら先ほど申しましたとおり、主たるものはシステム構築費用というふうに考えておりますが、具体的にこういったシステムがあり得るのかというところでございます。

この点、左下の図にも示しておりますように、まずは電源起動・出力配分と呼ばれます緑のディズパッチシステム、そして市場のシステムでもございます入札から精算まで含めた価格を算定するピンクのシステム、こういったところが主たるものになってくるというふうに考えておりますが、こういったところが既存のシステムと連携する費用ですとか、あるいは事業者側、そういったところのシステム対応も必要になってくると考えてございますので、どこまでを定量評価可能なのか、そういったところにつきましても、今後、精査を行っていきたいと考えているところでございます。

最後に、定性的な評価項目というところでございまして、一つ目のポツに関しましては、

先ほども申しました定性項目の評価の重要性というところをごさいますて、こういったところをご議論いただくにあたりましては、例えばというところで、前身の勉強会におきましても、同時市場の導入によって幾つかの課題が解決するのではないかというところを提示しようとしたところでもございますので、そういったところを振り返りつつ、定量的な項目以外の定性的な評価に関しましてもどういったものがあり得るのかというところをご議論いただきたいというところがございます。

まず、振り返りの一つ目というところで41ページでございますが、こちらは安定供給の観点というところでも、時間が異なる複数の市場があるというところから、kWhとΔkWの取り合いに伴う応札不足ですとか、安定供給上の懸念が発生しているというところ、こういったところが同時最適の導入によって課題解決するのではないかというところが可能性として示されておったところがございます。

2点目、こちらはメリットオーダーの観点でございますが、こちらは先ほども定量評価した項目とも重複するところではございますが、無駄な調整力必要量ですとか過剰な電源起動になっている、あるいは価格規律の関連の薄さから全国メリットオーダーが成立していない可能性も示唆されておったというところがございます。

最後、その他というところでございますが、こちらは再エネが市場統合されていく中における再エネ予測誤差対応、つまるところ、時間前市場の流動性向上みたいなどころですとか、あるいは複数ある市場が一つになるというところから、市場プロセスの簡素化が図られる、そういったところが便益として挙げられておったというところがございます。

ここまでのところが今回の検討内容というところでも、そういったところを受けて、最後、今後の進め方というところを提案させていただいてございます。

先ほどもお示しいたしました便益項目の①②に関しましては、いずれに関しましても検証Aですとか検証B、あるいは細分化作業会のタスクアウトの項目によって初めて概観が明らかになってくるというふうにも思っております。

またということで、システム構築費用に関しましても、同じく制度の概観が一定程度明らかになって初めて試算が可能になるというふうにも考えてございまして、便益側・費用側ともに検証項目が一定程度進捗した暁に試算が可能かというふうにも考えておりますので、まずはそういった検証のほうをしっかりと説明させていただきまして、そういった定量的な評価に入っていきたいというふうにも考えているところがございます。

併せてというところでもございまして、定性的な項目に関しましては、今後の本検討会の議論等も踏まえまして、いただいたご意見、丁寧に拾い上げていきたいというふうにも考えてございまして、今回のような進め方を提案させていただいているというところがございます。

こちらの資料の説明のほうは以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。それでは自由討議・質疑応答の時間に入りたいと思

ます。会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は挙手ボタンあるいはチャットでお知らせください。それでは、よろしくお願いいたします。

横山先生、お願いします。

○横山委員

横山です。今日は、ちょっと事情がありオンラインで参加をさせていただいております。

ご説明、ありがとうございます。便益につきましては、スライドの33に示してあるのが最後の結論で非常に分かりやすいかなと思ひまして、この①のkWhとΔkWの同時最適化に伴う調整コストの削減、それと②の広域大の混雑処理による全国Meritオーダーの推進による費用低減、この二つが非常に大きなパートになるんじゃないかというふうに、私も自分自身でプロジェクトの評価とかという研究でこれまでやってきた経験から言いますと、この二つが大きなパートになるんじゃないかなというふうに思ひます。

質問は、かかるコストのほうなんですけども、費用項目ではスライド38ですかね、そこでご説明いただいたと思うんですが、この次期中給である程度の同時最適に近い、系統制約は入っていないかもしれませんが、ある程度の同時最適に近いシステムも非常時対応で入れられるというふうに見ておりますけども、新たな同時システムの費用はこの次期中給のこの新たに構築されたシステムからのプラスアルファになるんでしょうか、それとも更地からつくるといふコストになるんでしょうか。

その辺り、整理をしていただければなというふうに思ひましたが、この資料でちゃんと整理されたのかどうか、よく聞き取れなかったので、もう一度教えていただければと思ひました。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。そのほか、ございますでしょうか。五十川委員、よろしくお願いいたします。

○五十川委員

ありがとうございます。ご説明をありがとうございます。費用便益分析は、結果が数字ではっきり出るものですので、恣意的なものにならないように、数字が独り歩きしないように丁寧に実施する必要があるかと思ひます。

関連して私のほうから3点、コメントさせていただきます。

1点は、費用便益分析の前提条件についてです。事前の段階での分析となる以上、モデルやパラメータに仮定を置きながら分析を行うことは避けられないことかと思ひます。今回のスライドには、25ページ、26ページの基本的な考え方と評価対象期間についてまとめられていただいております。この前提について本日の時点で特段異論はないのですが、前提条件が変わった場合に、どの程度結果が変わるのかという頑健性の検証が非常に重要になるかと思ひます。

2点目、40ページにあります定量的に評価できない費用や便益についてです。定量的な

評価が難しい項目があるというのは致し方ない点かと思いますが、あまりにも多くがこの部分に含まれますと費用便益分析の結果の解釈が難しくなる点を懸念します。

ベネフィットやコストの一部しか含まれていないとすると、B/C、ベネフィットオーバーコストとして出てきた数字が誤解を招くことになりかねません。定性的に議論せざるを得ない項目が定量的なものに比べて、本当にマイナーなのかは丁寧に議論する必要があるかと思います。

また、場合によってはB/Cという結果の出し方自体も検討したほうがよいかと思います。特定の項目についてベネフィットはどの程度なのか、コストはどの程度なのかという検証は定性的な項目が別にあっても意味があると思いますけれども、そこからB/Cで評価を行うというのは一段ハードルが高い話だと思います。

いずれにしても、47 ページにも記述されておりますが、定性的な便益や費用等にどのような項目があるかは今後の議論も踏まえて拾い上げていくということが必要であるかと思います。

例えば私のほうでは、前回の検討会で、運用における解の収束とペナルティー項についてコメントさせていただきました。もし、同時市場を導入する上で数値計算としてハードルが上がり、ペナルティーが大きくなるということがあれば、こういったものも費用項目として想定されるのではないかと考えています。前回のコメントのほぼ繰り返しとなり恐縮ですが、この点、費用便益分析の中でマイナーなのかどうかという点は気になる点であります。

3 点目、費用便益分析において、費用便益が発生する主体についてです。費用便益の関連する主体のそれぞれにどのような費用あるいは便益が生じるのか。それを足し合わせたものが費用便益分析のベースになるという理解です。

もちろん全体として費用と便益がどの程度なのかというのがメインの関心かと思いますが、実際に新しい制度に移行する際には主体別の費用便益というのも論点としてあってもよいかと思いました。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は小宮山委員でしょうか。

○小宮山委員

小宮山でございます。ご説明、ありがとうございました。

私も、まずは便益に関しまして、先ほど横山先生からもご指摘のとおり、33 枚目のスライドの、こうしたkWhとΔkWの同時最適による調整コストの低減と、全国メリットオーダーを進めることでこの同時市場の、やはり効用が恐らく最大になるというふうに私も思っております。

そうした中で、このSCUCとSCEDをやはり実施することで様々な起動性能、それ

から運転性能、それから、そうした電源の様々な機能を踏まえて無駄なく調整力の必要量を最適化する、それから起動計画を最適化する、そうしたことでそうした点が便益の中心になると。なおかつ、広域的に、やはり混雑処理することで広域的にも調整力を融通することで調整力全体も恐らく合理化できる、そうしたところが恐らく便益の中心になるかなというふうに私も思っております。

そうした中で、今後の方針に関しまして、47枚目のスライドの方針にも賛同させていただきます。1点、こうした機会を踏まえまして、調整力の区分の在り方等についても同時に検討いただければというふうに思っております。

現行の調整力がこうした同時市場において最適な類型であるのかどうか、やはりより合理化、調整力の区分を合理化することで、より同時市場の便益が最大化できるような、そういう区分けもあるのかどうか、そうした点でもご検討いただければというふ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。

次は市村委員ですかね。お願いします。

○市村委員

ありがとうございます。市村です。

私のほうから1点、コメントさせていただければと思います。基本的に、まず事務局の費用便益の進め方については異論はないというふうに思っています。あとは、ちょっと関連してというか、定量的な評価だけではなくて定性的な評価とも関わってくるところだと思うんですけども、基本的にこの同時市場の検討という中で言うと、特に今、費用便益の中で強調されているのは、どちらかというところとC o o p t i m i z a t i o nという、そちらの側面かなというふうに思っています。一方で、まさにT h r e e - P a r t O f f e rというところとC o o p t i m i z a t i o nといったところ、こういったところをやっていくというのが同時市場の一つの大きな柱かなというふうに思っておりまして、その意味で、T h r e e - P a r t O f f e rに変わったことによる便益というのも、少なくともここは定量的に、定性的にというかですね、その評価は必要なのかなというふうに思っています。

その意味で関連して申し上げますと、本来的には定量的に評価していたほうがいいんじゃないかなとは思いますが、スライドの25ページ目のところでも記載されていますが、買い入札の模擬についてはなかなか難しいというところもあって、まずはその価格弾力性がないモデルで検討を進めるということだと理解しておりますので、その意味でなかなか買い入札側をどう模擬していくのかというところの難しさというところはあるかなというふうに理解しています。

したがって、今後、ここら辺の買い入札の模擬といったところを、まずは弾力性が

ないモデルで検討を始めるということなのですが、どういった時間軸でその買入札の模倣も含めてやっていくのかといったところの中で、必要に応じて、今申し上げたような Three-Part Offer ということ、ブロック入札との違いということが主にはなるかと思いますが、それによる便益といったところの評価といったところも、必要に応じて定量的に評価することもできるのではないかというふうに思っています。

ここら辺は将来的な 10 年後というところで、今、評価対象期間を置いていただいておりますが、過去の入札との関係といったところで評価していくというのも場合によってはあり得るかなという気はしますので、その意味で、基本的な進め方については特段異存はないですけども、今後の進め方の中でそういった点も考慮いただければというふうに思っております。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次は、秋元委員、お願いをいたします。

○秋元委員

秋元です。ご説明、ありがとうございました。私も資料全体についてはかなり丁寧に書かれていて、この資料の方針について大きな異存はないです。このとおりに進めていただければというふうに思います。

その上で、五十川委員と重複する部分がございますが、一つとしては、やはり何が費用で何が便益なのかということに関して、その追加分が何なのかということに関しては、ぜひ丁寧にその定義をしっかりと、定量的な分析をしっかりといただきたいというふうに思います。

やはり、あとモデルを使った分析で定量的に評価していけるというのは、特に今回、一つは今、市村委員もおっしゃいましたけど、価格弾力性の部分に関して、一旦ないものとして計算してみるということで、その方針自体は結構でございますが、それに限らず、様々な部分で非常に計算時間がかかる可能性もあり、そういう中で、単純化しないとモデル計算の解が得られにくいということがあるかと思っておりますので、そういう部分で定量的な評価ができない項目がたくさん出てくるかなという懸念を持っています。

できるだけ定量的に評価していくということが重要でございますし、どうしてもできないという部分に関して、しっかり定性的な評価も加えていくということは方針でも書かれていますが、しっかり行っていただきたいと思っておりますし、最後に書かれていますように、意見を丁寧に拾い上げていくということでございます。

ぜひそういうことをして、全体をやっぱり評価できるものとできないものなどちゃんと整理ができて、できてないものについてももしっかり見ていくということが重要だと思っておりますので、その方針で進めていただければというふうに思います。

以上です。

○金本座長

ありがとうございました。

次は、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、聞こえてます。

○松村委員

はい。事務局の整理、全て合理的だと思いますので支持します。丁寧に整理していただいて、ありがとうございました。

横山委員がご指摘になったコストのところ、全体のコストなのか追加コストなのかというのは、事務局からそういう回答になると思うのですが、当然、これは理屈からしても追加コストでないとおかしい。どのみち、中給のシステムは耐用年数があり、一定の年数で更新しなければいけない。同時市場をやらなくたって、必要なコストは、費用便益分析をする際の費用に入るはずがない。理屈からしてそうだと思います。

具体的に、これは入るのか入らないのかということがもし判断に迷うようなものが出てくれば、ここはそういう意味で判断に迷いましたということをご教示いただきたい。

それ以外にも、ある程度簡略化してやらざるを得ないというのは全くそのとおりですが、もし明らかにそこを簡略化した結果として、便益を過小評価になっている、あるいは過大評価になっているというものが出てきたら、その点も丁寧に、ここを簡略化した結果として過大になっている可能性がかなりありますとか、過小になっている可能性がありますということも最終的な段階で丁寧に説明していただければと思います。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。これで伺ったのは、全てですかね。

じゃあ、野澤オブザーバー、お願いいたします。

○野澤オブザーバー

すみません、enechain、野澤です。ご説明、ありがとうございます。私もまとめていただいた内容、非常にクリアで異存ございません。

1点だけ、コストベネフィット分析のところなんですけれども、ちょっと考え方の前提に結構アメリカのPJMだったり、ERCOTであったりが出てきていて、当然、そういうふうになるんだろうなというふうには思うんですけれども、アメリカと日本の制度設計の違いとかというのなかなかあるのかなというふうに思っているんで、ちょっと今、日本には存在しない概念、例えばノーダルプライスとか、あと、アメリカはネガティブオファーも認められているのでネガティブプライスであったりとか、あと、よく言っているのが燃料調達をやっぱ環境の違いとかというのは、結構大きなポイントとして出てくると思

うので、そういった両国の制度設計の違いですかね、それに伴う追加的な便益もあるでしょうし、追加的なコストもあると思うんですけれども、その辺りは、限界はあると思うんですけれども、大きなところだけ漏れがないように評価いただければありがたいなというふうに思っております。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は、新川オブザーバー、お願いいたします。

○新川オブザーバー

新川でございます。ありがとうございます。ご説明、ありがとうございました。また、海外事例、マスタープランの例なども参考になりました。

本件、費用分析は同時市場導入のメリット等を明らかにするために行っているものと理解しております。そのため、費用面については同時市場を導入しなくても要した費用を想定して、同時市場導入による差分を明らかにする必要があると思っております。

そうした点からは、25 ページでシステム改修のコストに言及をされております。現在進められております中給システムの統合は、所与のものとして追加費用とするのかしないのかということは明確化していく必要があると思っております。

また、38 ページにも論点が示されておりますけれども、市場約定システムの構築費用や小売事業者・発電事業者におけるシステム対応費用を範囲とするのかといった点を検討する必要があると思っております。

それから、便益の分析につきましては、シミュレーションを用いるなど技術的にチャレンジングだと思っておりますが、一方の費用面の分析については、そうした織り込むべき費用の整理によってかなり変わってくるはずでございます。それが費用便益分析の結果にも影響すると考えられますので、47 ページの今後の検討の進め方にも記載をいただいていると思っておりますけれども、今後も注意して議論いただければ幸いです。

費用便益分析は、電気の利用者の託送料金への理解を深める上でも重要な点でございますので、指摘をさせていただきました。ありがとうございます。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

そのほか、関西電力の齊藤オブザーバーですか。よろしく申し上げます。

○齊藤オブザーバー

ありがとうございます。関西電力の齊藤でございます。

費用便益分析につきまして、発電小売 PG の立場から、1 点発言させていただきます。

今回、費用分析評価の進め方をご提示いただきましたが、同時市場の導入に伴う発電事業者側の費用や便益は、同時市場の具体的な在り方によっても変わってくると思ひますし、

定性的なメリットだけでなく、デメリットも考えられると思います。

先ほど委員の方からもご発言がありましたけども、分析結果を提示いただく際には、どのような市場の仕組みを前提としたかに加え、発電事業者、市場運営者及び系統運営者等の各費用便益をどこまで分析に取り入れたのかということを確認に提示いただき、導入の効果をしっかり議論いただける形でご提示いただければと思います。

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。

あとは、永田オブザーバーですか、はい。

○永田オブザーバー

ありがとうございます。永田でございます。

私からコメントというよりは、2点、表現上かと思いますが、ちょっと簡単なお質問をさせていただきます。

まず、14 スライドのほうで2番目の発電投資の項、PJMによる便益というところで、丸のところの文章を拝見すると、容量市場とか、項目がInvestmentという言葉があったりとか、そういう意味で、キャパシティーであったり、kWであったりというところの価値というところもPJMとしてはそれなりに見ているのかなというふうに拝見したんですけども、そこはその整理として、ここでの立てつけとしては書いていただいたとおりkWhとΔkWのところをフォーカスして評価を進めていくという、そういうご表現という理解でよろしいかという点と、あと、35ページのほうですね、35ページの頭のボックスの中の表現で、まずPJMで、「一体的に扱っている」という表現があって、この一体的というのを見出しで書いてあるとおりの取り合いの解消ということと同義という理解でよろしいのか。

ここでの評価するのは、あくまで同時市場で扱うことによって取り合いが解消することで調整力の調達コストというものの低減につながっていきますよと、そういうことを評価するという理解ということではよろしいか、ちょっと2点、確認させていただきたいと思います。ありがとうございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

あとは、太陽光発電協会の増川オブザーバー、お願いします。

○増川オブザーバー

ありがとうございます。太陽光発電協会の増川でございます。

私のほうからは1点、質問と、1点、コメントがございます。

質問のほうは、費用便益評価の前提条件に関しまして、スライドの21ページにも言及されていますけれども、前提条件で、一つ目はやはり燃料コストの削減、それからCO₂対策コストの削減と、二つが要素ということでそのとおりだと思います。

ただ、これは将来見通しがなかなか難しいと思いますので、例えばIEAの最新の「World Energy Outlook」のシナリオを使うのか、何かその辺の考え方が、次回以降でもしお示しいただけるのかもしれませんが、何か方向性、最新版を使うとか、あるいはいつのを使うとかが何かあれば教えてください。

それから、二つ目はコメントですけれども、先ほど小宮山委員のほうからご発言がありましたけれども、調整力をどういうふうに活用させるか、どういうふうにそれぞれの電源、特性に応じて使っていくかということで、結果にも影響が及ぶものと理解しておりますけれども、特に変動性再エネ等の後のほうの議題にも入っておりますけれども、その扱いをどういうふうにするかで大きく、導入量が増えているという前提ですけれども、大きく影響を及ぼすということもあり得ますので、その辺の考え方については丁寧にご検討いただきたいのと、あと、なかなか大変なスタディーになるので、センシティブティというのは難しいとは思いますが、その活用の仕方でも何か大きな影響が及ぶというのであれば、その辺も何か方向性を示していただいて、将来の変動性再エネの活用の仕方ということに関して、少し何か示唆が得られるような検討になると大変ありがたいと思います。

私からは以上でございます。ありがとうございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

あとは、東京ガスの石坂オブザーバー、お願いいたします。

○石坂オブザーバー

東京ガスの石坂でございます。どうもご説明、ありがとうございます。

私からは2点、コメントさせていただきます。

まず1点目なんですけれども、先ほどからコメントとして出ております費用をどこまで見るかという点と関連するんですけれども、費用便益を考える際に、将来の施策をどういうふうに織り込むか、どういうふうに取り除くかというのはきちんと整理しておく必要があると思われました。例えば、需給調整市場の前日取引化というのが現在検討されておりますけれども、これは同時市場の有無にかかわらず、実施されるものですので、こういうのは費用からも便益からも除くんだと思うんですけれども、将来の施策をどこまで取り除くかというのは、きちんと整理いただく必要があると思っております。

2点目、3ポチの便益の項目についてなんですけれども、小売事業者の目線でいきますと、今回の施策で、市場で売り切れが起きてスパイクが起これば、3年前の冬に頻発しましたけれども、そういうことが抑止されるという効果が事業者目線では非常に大きいと思っております。こういうスパイクが減るという効果を定量的に評価するというのはなかなか難しく、ひょっとすると定性的な評価にならざるを得ないのかもしれませんが、そういう評価もご検討いただければと思っております。

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。

これで大体、全員カバーされたと思います。

それでは、事務局のほうからお答えできるものについてお答えをお願いいたします。

○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、大変多様かつ有益なご意見をいただきました。ありがとうございます。

まず、最初のほうに、横山委員にいただきました、費用として次期中給の関係はどうなっているのかということに関しましては、この辺り、松村委員からも補足いただいたところではございますが、ご指摘のとおり、実際、現行の次期中給システムをリプレースするという側面、どっちみち必要であろうというところから次期中給は構築されるというところでもございますので、そういったところに関しましては所与というところになろうかと考えてございますが、一方で、第1回の検討会のほうでも、送配電網協議会からプレゼンいただきましたように、現行の次期中給システムは現行制度を前提として構築しているというところでもございますので、そもそも適用できる点と、プラスアルファ、何かしら改修しなければならない点というところがあるかというふうに思っておりますので、そういったところをほかのオブザーバーの方々にもいただきましたところ、何が変更差分なのかということをしっかり見極めた上で、プラスアルファというところで何が計上されるのかみたいなのは、今後しっかり整理した上でお示ししていきたいと考えているところでございます。

また、五十川委員でございますとか秋元委員、そのほかも含めましていただきましたところ、定性的なところが残るのはやむを得ないところではございますけれども、どこまでトライアルできるのか、あるいは定性的な項目というのをどのように評価するのかということが大変重要であるというふうにも考えてございます。

この点、市村委員からもいただきましたところ、例えば *Three-Part Offer* の便益、ブロック入札の便益等々に関しましても定量評価に加えられないのか、そういったところのご意見もいただいたところでもございまして、まずは今回提示したところを主に定量評価していきたいところではございますが、今後の状況の変化等も見据えながら、プラスアルファ、何が定量評価できるのかというところはしっかり検討させていただきたいというふうにも考えてございます。あるいはそういったところはどうしても難しいところが残り得るというふうに考えておりますので、そういったところが全体に占める割合でございますとか、あるいは資料にも記載している内容ではございますが、過大評価側なのか過小評価側なのかというところで、評価全体におけるプラスかマイナスか、どちらに振れる話なのかというところは各項目をしっかり精査した上でお見せして、全体的な評価を皆様方にご議論いただくように考えていきたいと考えているところではございます。

幾つかいただきましたご質問に関しましてですが、永田オブザーバーからいただきました P J M の事例等々の読み解きというところでございますが、ご指摘のとおり、P J M の

評価というところに関しましては、容量市場、キャパシティー価値というところに関しましても削減便益があるというところをうたわれてございまして、この点をご指摘のとおりでもございまして、他方、今回の検討会で定量的に全て計上できるわけでもないというのは思っておりますので、あくまでもこのPJMの評価事例というところは、この数字が、そのまま享受できるという話ではなく、幾つか評価している中のうち一部参考になるものがあるというところの事例であるというふうに受け取っていただければと考えてございます。

そういった観点で、35 ページに提示したところもご理解のとおりでございまして、予備力と調整力というところをどのように連続性を持って取り扱うことができるのか、こういったところが小宮山委員にもいただきましたところ、調整力の区分の在り方等にも紐づくところかなとも思っておりますが、いずれかして、こういったところもしっかり検討を行った上で、定量的に何が便益としてあり得るのかというところは、ほかの検討項目とも平仄を取りながら、しっかり進めていきたいと考えているところでございます。

最後、増川オブザーバーからいただきましたところ、今後の検討の進め方というところで燃料コスト等の諸元をどのように扱うのかということに関しましても、当然、今後の検討かと考えているところではございますが、一例といたしましては、マスタープラン等々でお示したような考え方もあろうかというふうに思っておりますので、そういったところを最初の諸元にするという考え方もあれば、あるいはそのプラスアルファの市場評価として何がふさわしいかというところもしっかり考えていきたいと思っております。

事務局からの回答とし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した。

私のほうからちょっとだけ追加のコメントですが、いろいろな方からご意見がございましたように、費用便益分析はWithとWithoutを比較すると。何か新しいことをやるのがWithで、そんなことをしないというのがWithoutですが、これが何なのかと。

例えばシステムコストは、いずれにせよ中給を改修しなきゃいけないんだとすると、大部分は両方に同じようにかかるものだといったことになりまして、あと、今回は同時最適化するか、しないかというのを基本に置いていますけども、その前に、例えばアメリカだとMIPベース、最適化ベースでシステムを組んだというのが2005年、6年とか、その辺りでございます。

それでシステムが非常にシンプルになって、うまく組めるようになったので同時最適化もやりますという形になったんですが、そのMIP化のところをWithにして、MIP化しない、今のラグランジュ緩和法的なものが使われていると思うんですが、それがWithoutなのかとか、この辺はまだまだしっかりと詰めなきゃいけないことがたくさん

残っているということで、結構事務局のほうは大変ですが、よろしく願いをいたします。

もう一つは、同時最適化の効果というのは、実は分析が非常に面倒でございます。不確実性が全くなくて、決定論的なモデルですと、この同時最適化の便益はほぼほぼないと見ていい。

いずれにせよ、事前にどれだけ予備力を持っていなきゃいけないか、全部分かりますので、同時最適化なんかをする必要もないといったことで、ちゃんと評価しようと思うと、不確実性があるって、当日、太陽光が振れるかもしれないときに予備力をどう持つかみたいなものをちゃんと入れたシミュレーションモデルをつくらなきゃいけないということになるんですが、そういったものができるのかどうかとか、今後の課題はたくさんございます。ということで、取りあえずいろんな課題があって、それを事務局のほうにできる限り潰していただくということの出発点に立ったということをご認識いただければと思います。

取りあえず、私のコメントは以上でございます。

そのほか、ございますでしょうか。よろしゅうございますか。

(2) 同時市場における変動性再エネの取り扱いについて

○金本座長

それでは、次の議題に移らせていただきます。これは同時市場における変動性再エネの取扱いについてでございます。これにつきましても、事務局の広域機関から資料4のご説明をお願いいたします。

○下根マネージャー

続きまして、資料4、同時市場における変動性再エネの取扱いについて、こちらの資料について説明のほうを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、前身の作業部会におきましてご議論いただいた内容ですが、変動性再エネの取扱いということに関しましては、FIT・FIP・非FIT、いろいろな種類があるという中で、そういった制度の趣旨ですとか運用、そういったところを尊重することを基本としつつ、同時市場でどのように扱うのかということが論点であったというところでございます。

またということで、第1回本検討会においてお示しした考慮事項ですが、日本は米国に比べましても、変動性再エネの導入が比較的多いというところですか、加えて、Three-Part Offerによる同時最適とFIT・FIP制度の融合というところに関しましては、世界でも類を見ない取組になるというところでもありますので、そういったところ、オブザーバーの方々より、変動性再エネが大量導入される中、どのように運用していくのかですとか、卒FITが増加して市場統合していく中でどのように活用していくのか、そういったところの議論が重要だということをお願いしたということでございます。

そういったところを踏まえまして、今回は、同時市場におきまして変動性再エネをどのように取り扱うのかというイメージ像ですとか、あるいは論点提起、そういったところをまとめたところもございますので、内容につきましてご議論いただきたいというところでございます。

まずは、議論状況の振り返りというところでございます。

先ほど申しました作業部会の議論というところでございますが、変動性再エネに関しましては、FIT・FIP・非FITが併存しておるというところでありまして、制度の趣旨、運用を尊重することを基本に、詳細は深掘りだというところでございました。

この点、大きく二つに分類できるかというふうに考えておりまして、一つは、市場に関係なく出力されるインバランリスクがないFIT特例の①③といった種別、あるいはもう一つに関しましては、市場統合されており、インバランリスクを抱えているFIP・非FITのような電源だというところでございます。

また、もう一つの論点といたしましては、同時市場における電源起動・出力配分ロジック、いわゆるSCUCにおきましてFIP電源等の出力をどのような諸元で扱うのかというところが論点であったというところでして、この点、BGが予測するBG計画を所与とするのか、あるいはTSOの出力予測量を用いるのかにつきましては、導入量ですとかアグリゲートの実態、そういったところも踏まえまして今後、深掘り検討だというところでございました。

また、7ページに掲載しておりますのが第1回の資料でございまして、この点、アメリカはFIT・FIPが存在しないというところから、Three-Part Offerによる同時最適と、FIT・FIPの融合というところが日本において世界でも類を見ない取組であるというところを示しておったところでございます。

そういったところも踏まえまして、まずは現行のFIT制度、FIP制度はどのようなものなのかという概要の紹介のほうから入らせていただきます。

まず、FIT制度でございまして、こちらは再エネ導入促進のために、FIT電源①③に関しましては、その発電実績について買取義務者、①に関しましては小売、③に関しましてはTSOが固定価格で全量買い取る仕組みになっておるというところでございます。

この点、買取義務者に関しましては、自身の売電計画に関係なく、全量買取りが義務づけられておるというところでもございますので、これをそのままゲートクローズまで同時同量計画に反映させ続けるということでありまして、常にインバランリスクにさらされるというところもありますので、この点、TSOからの計画配分というところに関しましては、前日6時の再通知、これ以降に関しましては同時同量達成義務が免除されるというところでございます。

とはいいまして、FIT電源の計画値と実績値の差分というところはインバランに現れてくるというところでありまして、こちら精算単価をインバラン精算単価ではなく、スポット価格相当の回避可能費用にするというところで収支の影響をなくす仕組みに

なっているというところでございます。

こういったところ、前日以降の安定供給をどのように維持するのかというところに関しましては、予測誤差対応といたしまして、T S Oが三次②という形で調整力を調達した上で運用を行う、これによって安定供給を保っている、そういった仕組みとなっているところでございます。

もう少し詳細に説明したところが12ページというところでして、通常であれば発電事業者が発電計画を策定するというところが制度の立てつけですが、F I T①③に関しましては、買取義務者が代行で計画を策定するという制度でございます。

先ほど来、前日6時の配分というふうに申し上げているところではありますが、この6時というのが何で決まっているのかというところに関しましては、下の図にもございますように、設計当初というところではありますが、時間前市場の取引量が十分ではないというところから、全量買取りというところを確実に売電すべく、前日スポット市場の締切りに間に合うように設定されているというところですか、あるいは三次②調達の14時というところも、これにひもづく時間帯だということで、すべからくこのスポット市場を中心とした制度設計になっているというところでございます。

もう一点、インバランスリスクというところに関しまして、こちらは先ほども説明させていただいたところ、買取義務者の計画値と実績値の差分というところはインバランスになるというところではございますが、先ほども説明いたしましたとおり、その精算単価に関しまして、回避可能費用に置き換えることによって収支の影響をなくしているというところでございます。

他方、そうしてしまいますと、インバランス調整を行ったT S Oが赤字になるというところでもありますので、そういったところの収支影響を相償すべく、インバランスリスクという制度もプラスアルファで存在しているというところでございます。

ここまでがF I T制度でして、16ページからはF I P電源の制度の概要でございます。

こちらはF I T制度と異なりまして、発電量の固定価格での買取りではなく、スポット市場の売電収入と発電実績に応じたプレミアムを支給するといった、電力市場と連動した再エネ導入支援策になっているというところでございます。

この点、F I P電源と非F I T電源におきまして、プレミアムのありなし、そういった違いはあるというところではございますが、再エネ事業者自身に、同時同量達成義務でございますとかインバランスリスクが存在する、こういった点では、通常の発電リソースと同様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。

こういった現行制度の趣旨を踏まえまして、第3章におきましては、同時市場の市場全体でどのように取り扱うのかという目線での検討、第4章におきましては、事業者目線で再エネにまつわる諸契約でございますとか、入札がどのように買われるのか、そういったところを深掘り検討したというところでございます。

まず、市場全体の目線というところでして、18ページにおきましては、同時市場におい

てFIT電源をどのように扱うのかという観点での検討でございます。この点、前回の検討会でもお示したイメージ図ではありますが、時間前市場のイメージとしては、ザラバ中心のイメージ①と、都度SCUCを繰り返す時間前同時市場のイメージ②ということをお示したというところでございます。

この点、両極端、両方あり得るところではございますが、先ほどの説明のとおり、現行のFIT制度というところが前日6時の計画配分に重きを置いているということを考えますと、少なくとも前日同時市場における取扱い自体は現行と大きく変わらないのではないかとこのふうにも考えてございます。

具体的にはというところで、TSO予測に基づく計画配分値に関しまして前日同時市場を通じて取引する場合に関しましては、最低入札価格で売り入札するというふうにも考えておりますので、同時市場におきまして、ほぼ成行約定に近い形になるというふうにも考えているところでございます。

一方というところで、時間前断面でどのような取扱いをすべきかというところに関しましては、時間前市場の仕組み自体がこれからの検討事項であるというところでもありますので、併せて深掘り検討していきたいというふうにも考えているところでございます。

もう一点、安定供給上の観点というところでありますが、こちらは調整力運用で安定供給を維持することが可能かという観点になるかというふうにも考えてございます。

この点、前日同時市場におきまして、その時点のFIT電源の再エネ予測誤差というところの ΔkW を全量確保するといった、ある意味では現行の三次②と同じような考え方をするというところも考えられますが、こういったところを同時最適化することに伴う効率化でございますとか、あるいはイメージ②にも示してございますように、都度SCUCを行うというところで最新の再エネ予測に合わせるというメリットも生かしまして、さらなる効率化を図る、そういった余地もあるのではないかとこのふうにも考えてございます。

いずれにせよ、こういった論点に関しましては、調整力の細分化作業会のほうにタスクアウトしているというところでもありますので、そこにおけます深掘り検討内容を踏まえまして、今後、適切なタイミングで本検討会のほうにもフィードバックさせていただきたいというふうにも考えているところでございます。

続きまして、FIT電源というところでございます。FIT電源、先ほども申しましたとおり、市場統合されておるというところから、同時同量達成義務ですとかインバランスリスクが存在しているというところでございます。

この点、FIT電源と一言で申しまして、幾つか設備形態があり得るとこのふうにも考えておきまして、例えば太陽光・風力の発電設備のみで構成される「単独型」というところと、蓄電池等が併設される「併設型」、そういったところがあり得るとこのふうにも思っております、下のマトリックスにございますように、幾つか電気的な特性・特徴が異なるというふうにも考えてございます。

具体的にはというところで、下の表の左にあるところが再エネ上振れ時というところで

はございますが、こちらは単独型、併設型、どちらであったとしても、例えば前日 100 と予測したものが当日 120 まで上振れするというのであれば、それをパワーコンディショナーの制御によって、どちらともに抑制することは可能ということで、いわゆるコントロール可能な電源と扱えるというふうに考えてございます。

一方ということで、右側、再エネ下振れ時でございますが、こちらも前日 100 と予想したものが当日 80 になったということであれば、単独型であれば、ない電気は作れないというところでもありますので、出なりで 80 に下がるしかないというところですし、あるいは蓄電池が併設されたタイプでございましたら、その蓄電池の充電量次第で 100 に戻せる可能性もあれば、戻せない可能性もあるということで、ケース・バイ・ケースかというふうに考えているところでございます。

こういったところの電源の特性を鑑みまして、同時市場でどのように扱うべきかというところを次ページ以降で検討してございます。

まず、24 ページが、再エネ上振れ時の同時市場での取扱いというところでございます。ここでは簡単のために、F I P 電源を同時市場で取引するケースを想定したというところにして、まず、前日断面で 100 と予測したのであれば、この 100 を売電すべく全量をゼロに近い費用で入札して約定するというふうに考えてございます。

その後というところで、時間前市場の断面におきまして、例えば 100 というところが 120 に上振れしたということであれば、その分だけ売電収益を拡大させたいというところでもありますので、20 の売り入札をするというふうに考えておりますが、これが約定すれば発電計画を書き換えるというところ、約定しなければ計画はそのままというふうにも考えてございまして、いずれも上振れした分というところは P C S 制御で抑制可能というところでもございますので、右の図にもございますように、計画と実績は一致させることができるというふうに考えてございます。

逆な言い方をしますと、T S O 予測というところは、当該サイトの気象条件に応じた出なりの出力を予測するのみというところでもございますので、こういった B G における入札行動でございますとか、市場の状況というところが加味できないことを考えますと、同時市場における供給力の計上というところに関しましては、まずは B G 計画を所与とすることが望ましいのではないかというふうに考えているというところでございます。

一方というところで、26 ページ、再エネ下振れ時というところでございますが、こちらも前日 100 約定した後の話というところでお聞きいただければというふうに思いますが、時間前断面になりますと、100 と予測していたものが 80 に下がるというような状況を想定してございます。

この場合、そのまま事業者が放置しておりますと、いわゆる 20 の不足インバランスになってしまうというところでもございますので、そういったところを解消すべく、不足した 20 を買い入札するというところでもございまして、これが市場で調達できれば特に問題ないというところではございますが、市場で調達できなかったときはどうするのだという話

でございます。

この場合、単独型であれば、先ほど申しましたとおり、ない電気は作れないということですので、出なりでそのまま80になるというところでもありますし、あるいは蓄電池があれば戻せる可能性もあり得るというところでケース・バイ・ケースかと申し上げたところでございます。

こういったところは、先ほどの上振れ時と平仄を取りまして、同時市場における計上といたしましては、BG計画を所与とするというところだと思っておりますが、こういった下振れリスクがあり得るという電気的特性を踏まえますと、予備力・調整力、そういったところの一定程度の確保というところは大事ではないかというふうに考えているというところでございます。

続きまして、事業者目線、変動性再エネに関する諸契約と事業者の入札方法というところでございます。

こちら、背景といたしましては、脱炭素に関する世界的な取組が加速するというところでございます。再エネ電源の投資ですとか、あるいは電源からの調達手法というところが多様化しているというふうに考えてございます。

具体的にはというところで、左にあります従来のFITタイプ、FIPタイプのみならず、需要家主導型で発電小売が長期の電力購入契約を結ぶ形態、いわゆるコーポレートPPAのような形態があり得るというふうにも考えておまして、同時市場が導入された後に、こういった取引形態がどのように契約として変化し得るのか、あるいは発電事業者、小売事業者が市場に対してどのような入札を行うのか、そういったところの整理が必要ではないかというふうに考えたところでございます。

まずは、FIP電源等に代表される、発電事業者が市場に入札するパターンから次のページで論じているというところでございます。

先ほども申しましたとおり、発電事業者が市場に売り入札を行う場合に関しましては、事業者ニーズといたしまして、発電量を市場約定の結果に委ねたいのか、あるいは自社で確定させたいのかですとか、それに伴う入札量の設定の方法というところは幾つか選択肢があるというふうに考えてございます。

こういったところは、変動性再エネ以外の電源との関係性、平仄も加味しながら、今後、深掘り検討が必要ではないかというふうに思っているところでございます。

またということで、先ほど新たにお示しいたしましたコーポレートPPAに関しましては、発電事業者・小売事業者間で事前に相対契約を締結している場合があり得るというふうにも思っております。そういった場合に関しまして、同時市場への入札を必須とするのか、しないのか、そういったところは今後の設計次第かというふうにも考えておりますし、仮にというところで、同時市場への入札を必須とする場合には、先ほどのページから30ページの下図ということで、取引プロセスにも変化が生じるというふうにも考えてございますので、そうなりますと、1つ目のポツでもございました市場入札時の論点という

ところが、こちらの場合においても論点化し得るところでございます。

また、変動性再エネ電源の出力量を同時市場に入札または登録する場合に、その量の設定方法については幾つかやり方が考えられるというふうに思っております。

F I P 電源等に関しましては、変動性再エネ電源のリスクの観点から、基本的には、発電事業者が自社で発電量を予測した上で、その予測した出力量を市場入札あるいは登録することが考えられるというところではあります。そちらに関しまして量のみ入札でよいのか、あるいは価格も含めての入札なのか、または市場外での登録でよいのか、そういうところに関しましては、先ほども申しましたとおり、ほかの電源との平仄も踏まえながら、今後、深掘り検討が必要というふうに考えているところでございます。

こちらの資料の説明に関しましては、以上となります。ご議論のほうをよろしく願います。

○金本座長

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ります。会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせをいただければと思います。

それでは、どなたかご発言はございますでしょうか。

じゃあ、新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

新川でございます。ご説明、ありがとうございます。

今回、インバランスのF I T 特例①③電源や、そうした特例制度が設けられていないF I P 電源の同時市場における取扱いについて議論が行われておりますが、順序としては、同時市場制度におけるインバランス制度の在り方について議論した上で、特例制度や再エネ電源についての論点を議論すべきではないかというふうに思います。

すなわち、同時市場における調整電源の費用負担や各市場参加者の責務について整理しておかないと、本日の議論は整理することは難しいのではないかというふうに感じました。

23 ページ以降においては、同時同量やB G 計画といった文言が見られますが、まだ何も決まっていないはずの同時市場におけるインバランス制度や需給調整における役割分担について、現行の制度が何らか続くという一定の想定を置いた議論を行っているように見えて混乱を招くのではないかと思った次第でございます。

同時市場の仕組みを議論する場であることは承知しておりますが、そうであるがゆえに、需給調整の役割分担についてもしっかりと検討を進めることが必要ではないかというふうに考える次第でございます。

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、ございますでしょうか。

西浦オブザーバー、まずお願いいたします。

○西浦オブザーバー

西浦です。聞こえますでしょうか。

○金本座長

はい、聞こえています。

○西浦オブザーバー

ありがとうございます。今回、同時市場における変動性再エネの取扱いの整理、論点提起をしていただいたということで、今回はまだ方向性の議論であって、結論を出すものではないという認識の下で幾つかコメントをさせていただきます。

今、すみません、新川オブザーバーからのコメントがありましたけども、まず資料としては、私のほうとしては全体として大きな違和感はございませんでした。

18 ページ及び 22 ページにおける F I T 電源の①③の取扱いについて、事務局資料に違和感はございません。イメージの①と②については、今後、作業会において深掘り検討を進めて、適切なタイミングでフィードバックをいただけるということで、そのようにしていただければと思っております。

24 ページ及び 26 ページに記載された再エネの上振れ時及び下振れ時の取扱いに関しまして、同時市場における供給力の計上は B G 計画を所与とすることが望ましいかという点についても、今のところ、違和感はございません。

加えて、26 ページ、下振れ時ですね。下振れリスクに対応するために、予備力・調整力を一定程度確保する等の対応が必要になるかという点は同様の認識でおります。

29 ページから 31 ページに関しまして、まず、31 ページの下段表中に示されました入札に関する選択肢の整理と申しますか、再エネに当てはめた場合というところにつきましては、特段違和感はございません。

一方で、その上の上段、2 ポツ目において、発電事業者または小売電気事業者が出力予測を行い、その入札または登録ということで記載されているかと思えますけれども、風力発電の場合、実際には、発電事業者というよりは、発電 B G を担う再エネアグリゲーターの役割になると認識しております。米国においても、専ら、発電事業者自身ではなくて、専門のマーケットトレーダーが入札を担っているというふう聞いております。

もともと、同時市場において入札または登録が F I T 電源以外の電源の義務になったとしても、我が国にもそのようなプレーヤーがしっかり育っていればよいというところで、発電事業者としては、そのようなプレーヤーがしっかり育っていれば基本的にはコストの問題として整理できるかと推察しております。

あと 1 点、29 ページ、30 ページでコーポレート P P A の例ということで触れていただいておりますけれども、同様の議論というのは、通常、長期契約を締結できるだけ信用力がある大手の小売事業者さんが、発電 B G や、需要 B G の役目を担って行く、コーポレート P P A のほかにも、例えば、地域新電力のような新電力が相対で地域の再エネを調達す

るような、地産地消のようなケースでも生じ得るのではないかと考えられます。

ですので、ここは相対契約ということで一括りにせず、もう少しケース分けを行った上で整理していったほうがよいのではと感じたところです。

私からは以上です。ありがとうございました。

○金本座長

ありがとうございます。

あとは、河辺委員、お願いします。

音声が入っていないようですが。

○河辺委員

失礼いたしました、河辺です。発言させていただきます。

私からは、F I P 電源等の同時市場における取扱いのところで、予備力、調整力に関して主にコメントをさせていただきたいと思います。

まず、スライド 26 に本日お示しいただいておりますように、その再エネが下振れするというシナリオにおきましては、実需給断面における発電実績が B G 計画どおりにいかない場合があるということを踏まえ、その T S O は予備力、調整力を確保する必要があるというふうに考えております。

この予備力、調整力の確保に際しまして、T S O がエリア全体での再エネの出力予測を行い、その情報も B G 計画と併せて用いることが重要かと思いましたが、この点につきましても、引き続きご検討いただければと思います。

それから、この論点におきまして、本日、F I P 電源の k W h 価値の取扱いが中心かと思いましたが、出力抑制を計画している F I P 電源から、上げ側の調整力を提供することなども技術的には可能かと思ひ、その Δ k W -Ⅱ だったり、それから Δ k W -Ⅲ といった形で今後活用することもあり得るのではないかと考えております。

再エネを調整力として活用するという点について、前提として考えていないということであれば、本検討会では議論の対象外ということなのかもしれないのですが、その辺りも含めて、今後また整理いただけると幸いです。

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す。

あと、松村委員、お願いいたします。

○松村委員

はい、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

お願いします。

事務局の整理、もうタイトルからして変動再エネと書いてあるので、誤認はないとは思いますが、これは変動再エネのことを議論しているのですね。それで、変動再エネに関しては少し特殊な問題があるから、その点は注意しなければいけませんねということを整理していただいたのだけれど、既に指摘があったとおり、いろんなことを決めた後でないと決められないことも多くあるので、今日は特に何かを決めるものではないということだと思います。

それで、説明は繰り返しFIT、FIP、あるいは、そのFITでもFIPでもない調達の仕方、いろいろなやり方があり、既にある制度はある意味で尊重しなければいけないということが繰り返し出てきたのですが、もしそれが主だとすると、変動再エネじゃなくたって、再エネ全般にFITのものもあり、FIPのものもあり、それらに依存しないものがある、あるいはあり得る。バイオも含めたほかの再エネでも同じ構図になります。

したがって、今回の議論は変動再エネに特有の問題に焦点を当て、その変動再エネの問題に焦点を当てるに際して、FIPやFITも念頭に置かなければいけないことを指摘したのであって、FIT対応の電源、FIP対応の電源全般を議論したのではないことは、念のために確認させてください。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

あとは、市村オブザーバーのほうですかね、よろしくお願いします。

○市村オブザーバー

はい、聞こえますでしょうか。

○金本座長

聞こえています。

○市村オブザーバー

まずは事務局のご説明、大変分かりやすく、どうもありがとうございました。

本日の議論は、各先生方もおっしゃっていましたが、方向性のある程度決めるための、ある意味でのブレインストーミングだというふうに私自身は理解しています。

なので、ちょっとその方向で聞いていただきたいんですが、これから導入する、しないを含めて議論する際に、やっぱり我々がちょっと忘れてはいけないのは、複雑化すればするほどシステムそのものが機能しなくなるリスクですね。つまり、バグが発生してフリーズが起きるリスクというのは高まっていくということです。

我々が議論しているのはシステムの運用とすべからくback-to-backの内容で、これがうまく機能しない場合、ワーストシナリオというのは、やっぱりシステム崩壊のトリガーを引く可能性があるわけです。

なので、精緻な議論と精緻な制度設計が、ある程度make senseであるかないか、それは、ある意味ではシステム構築とも僕は背中合わせだと思っています。我々、実

は、やっぱりアグリゲーターというのはすべからくシステム構築の担い手ということになってまいります。

今回の議論、F I T、F I P、あるいは、それとは関係ない再エネ電源、そういったものを将来的にはコオプティマイズさせていく。その場合のアルゴリズム、これを組む側の目線で考えますと膨大なパラメータになって、その膨大なパラメータが一定の許容範囲で上下変動する、そういう、ある意味では複雑怪奇とも言えるシステムですね、それをリアルタイムでできるSCADAを本当に構築できるのかどうか。私自身そういう立場の事業者の目線でいくと、非常に心配になる部分もあります。

したがって、精緻な制度設計も重要なんですが、本当にこれを具体化するのにはシステム構築が可能かどうか、もっと具体的に言うと、そんなエラボレートなSCADAが構築できるのかどうか、そっちの目線も踏まえて、今後、議論していく必要があるのかなというふうに思っています。

私のほうは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

あと、小宮山委員のほうから挙がっていますので、お願いします。

○小宮山委員

ご説明をありがとうございました。私も、F I Pの電源等について大変詳しく、分かりやすくおまとめいただきまして、ありがとうございます。

それで、こうした前日、時間前につれて、不確実性がだんだん、だんだん実需給につれて低下していく、その断面でいかに合理的に、やはり調整力を確保して、コストを抑制していくかという、そうした基本的な流れの中で、今回、ご提示いただいた方針に賛同させていただきます。

それで、今後、恐らく変動性再エネについては、不確実性への対処が一番重要になるかと思えますけれども、そうした際に、今後恐らく予測精度の向上ですね、そうしたところの動向もやはり踏まえた上で、制度を考えていくことも大変大事なかなというふうに思った次第です。

私からは簡単ですが、以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

あと、委員の市村さん、お願いいたします。

○市村委員

ありがとうございます。

事務局の今回の整理については基本的に違和感ないと思っています。

1点だけ、先ほど新川オブザーバーがおっしゃった点に関連してなんですけども、これ、私の理解ではなんですけども、今、事務局で今回整理していただいたような、整理というか、

これはそういう意味で言うと、必ずしもというか、いわゆる今の制度を前提としてもしなくても、同じように多分考えていかなければいけない問題なのかなというふうに思っております。

その意味で、誰がこの計画というか、再エネの計画を立てていって、入札をしていくのが適切なのかということだとすると、今回の事務局の整理というのは特段違和感はないかなというふうに思っております。

その意味で、33 スライド目、アメリカにおける再エネ電源の取扱いについてということの中でも、基本的にはTSOが何らか入札量を決めていくということではなくて、予測のベンダーがやっていくということで、これは、先ほど西浦オブザーバーもあったかと思いますが、今後こういったようなアグリゲーターが出てくるということが期待されるということだと思わすけれども、そういった主体がやっていくということだとすると、いずれの仕組みであったとしても、誰が入札をしていくのかということ、最後に、この再エネ、変動のところの調整を、これは最後はTSOということだと思いますけど、SCUCを回しながら見ていくと、こういったような流れにはなると思うので、その意味では同じというか、どの仕組みでも同じような検討が必要になってくるのかなというふうに私は思っております。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。

お待たせしました、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、増川です。

今回このように変動性再エネの取扱いについて、丁寧に整理いただき、誠にありがとうございます。

私の理解も、ここで何かを決めるというよりは、こういう変動性再エネを扱う場合には、いろいろ考慮しなきゃいけないことがあるということ、まずは今回明らかにしていただいてよかったかなというふうに思っております。

その上で、整理いただいた内容で、ほぼ、ほぼ網羅されているかなというふうに思っておりますが、1点やはり先ほど河辺委員からもご指摘がありましたけれども、出力制御が起こっている、出力抑制が起こっているような時間帯の制御をどういうふうに考えていくか、あと、抑制されている、変動性再エネに限らないんですけれども、特に変動性再エネの場合は、抑制されている時間であれば、場合によってはアグリ調整力という活用もできると思いますので、その辺の使われ方についても、一つの今後の検討の課題として、加えていただければなというふうに思いました。

特に、九州電力管内ではそうですけれども、相当抑制が今でも増えています、今後、抑制の時間というのが増えていくと思いますので、今後は特異な現象というより、普通に起

こってくる現象という前提で、その上で全体最適、市場における全体最適はどういうふうな方向を目指すべきかというようなことをぜひご検討いただければと思います。

私のほう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。

次は、東京ガスの石坂オブザーバー、お願いいたします。

○石坂オブザーバー

東京ガス、石坂でございます。どうもありがとうございます。

29 スライド以降に、事業者目線ということで、いろいろ整理いただいております、丁寧な議論をありがとうございます。ここに関して、事業者から見てニーズという点で1点、ちょっとコメントさせていただきます。

小売電気事業を営む者から見て、日本の顧客ニーズとして、いわゆるフィジカル型のコーポレートPPAみたいなものが少なからずあります。フィジカル型はどういうことを申し上げているかということ、証書が発電事業者から需要家にひもづいた、あてがわれているというだけじゃなくて、電気そのものが発電事業者から需要家に届いているということをストックにこだわられると、実際のところ、もう送電線は全部つながっておりますので、それもバーチャルな概念でしかないのですけれども、いずれにしてもそういうストック性にこだわられるという声が少なからずあると。

ただ、実際には、例えばRE100なんかを目指そうとする場合に、そこまでしなきゃいけないのかということ、実際のところは、いろいろやり方はあるんだと思いますけれども、でも、需要家ニーズとして現在のところはそういうものがあるという中において、今回、当時市場を実現する場合に、そういうニーズにどこまで応えられるのか、応えられないのかというのは気にしておかなければいけないのかなというふうに思いましたということで、コメントさせていただきました。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

大体これで全てになりますでしょうか。よろしいですかね。

それでは、事務局のほうから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

事務局でございます。

本件に関しましても、委員の皆様方、オブザーバーの皆様方の多様なご意見をいただきまして、誠にありがとうございます。

まず、最初に新川オブザーバーからいただきました制度の前提ということに関しましては、ご指摘のとおり、一定程度現行の制度ということを前提にしているということではございますが、今後、時間前市場の在り方でございますとか、制度全体の価格規律の整合

性、そういうところも議論が深まっていくというところもございますので、そこに合わせて、検討の深掘りが必要だというふうに思っております、そういった点で、今回、イメージ①、②というところをお示しさせていただいた上でも、さらなる深掘りが必要というふうにしておったところでございます。

また、市村委員からも補足いただきましたとおり、ある意味でどのような制度になったとしても、各事業者の役割ということは変わらないのではないかとこの観点から、今回、その入札予測というところは事業者側、全体的なところはT S O側というところは、ある程度この制度が変わり得たとしても、大きく変わることはないのではないかとこのところはご示唆いただいたとおりにかなというふうにも考えてございます。

もう一点、松村委員からいただきましたところ、変動性再エネというところが意味することに関しましてもご指摘のとおりでというところでもございまして、この点、資料の表紙からして変動性再エネの話というところは銘打ったところではございますが、内容に関しましては、ご指摘のとおりで、変動性か否かというところにかかわらず、F I T制度、F I P制度の話なのかというところと、あるいは変動性再エネという、そういった電気が振れるという特徴に対して、安定供給をどのようにするのかという論点がちょっと混在しているというようなご指摘かなというふうに思っておりますので、そういったところは、事務局の示し方が少し不足しておったというところの反省点もございまして、ご指摘のとおりで、F I T、F I P、全てを論じた話ではないというところはご理解のとおりでというところでございます。

また、河辺委員でございますとか、あるいは増川オブザーバーからもいただきましたところ、再エネに関しましても調整能力というところがあるのではないかとこのところに関しましてもご指摘のとおりでというふうにも考えてございまして、今後の技術の開発といったところは海外事例のほうも見ながらというふうにも考えてはおりますが、今回お示したように、まずは、事業者側におきまして同時同量というところを達成いただくというところで、しっかり真価を発揮いただいた上で、さらにプラスアルファというところで、そういった調整能力を発揮いただくということであれば、ご指摘いただいたとおり、今後の脱炭素化の流れというところに関しましては、そういったリソースの調整能力というところも、さらに期待したいところというふうにも考えておりますので、そういったところと整合的になっていくように、しっかり検討していきたいというふうに考えているというところでございます。

また、コーポレートP P Aに関しましても、幾つかご指摘いただいたというふうにも考えてございまして、今回まずはディスカッションのスタートだというところでもございまして、本当の一例、簡単な例を示したところではございますが、この点、西浦オブザーバーでございますとか、あるいは市村オブザーバーに関しましても、P P Aの中でも、いろいろな相対の種類ですとか、フィジカルか、バーチャルか、いろいろあり得るよねというご指摘をいただいたんだというふうに思っております。

この点、ご指摘のとおりだとも思っております、今後、深掘りしていくにあたりましては、そういったところ、類型の細分化でございますとか、あるいは、こういったニーズがあり得るのかというところを、しっかり丁寧に拾っていくということは重要であるというふうに考えているというところでございます。

1点、西浦オブザーバーからいただきました予測というところは、発電事業者に限らず、発電 BG、アグリではないかというご指摘に関しましては、ちょっとこちらの記載が不足しておったところは申し訳なかったと思っております。

今回、我々が言いたかったところに関しましては、市村委員の話ともかぶるところではございますが、一義的には予測をして入札するというところはTSO側ではなく、BG側というところで事業者という記載をしたところではございますが、その例といたしまして、アグリでございますとかベンダーを活用する、そういった手法はあってもいいというふうには思っておりますので、いただいたご指摘は違えていないというふうに考えているところではございます。

事務局からの報告は以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。

(3) 同時市場とDemand Responseについて

○金本座長

それでは、次の議題に移らせていただきます。

議題3は、同時市場とDemand Responseについてでございます。

DRといっても、自家発を活用したDRや、需要家の生産活動を変化させることによって需要の上げ下げを行うDR、それから蓄電池を利用したDRなど様々ございます。同時市場での活用を考える際にも、まずは実態の把握を行って、適切な市場設計を行う必要があると思われまます。

今日は、DRの実態や同時市場との関係性について、エナジープールジャパン株式会社の市村オブザーバーよりプレゼンテーションをいただきます。本検討会の参加者の理解の促進や議論の端緒になればと思います。

それでは、市村オブザーバーより、資料5のご説明をお願いいたします。

○市村（健）オブザーバー

まずは委員長、ご紹介をいただきましてありがとうございます。

すみません、今日は私、ちょっと今朝ほどまで海外にいて、今、今日の午前中、帰国したというところもあって、リモートでの参加ということになりますことをお許しいただければと思っております。それで、ちょっと資料は事務局の方からおめくりいただくような形で進めさせていただければと思っております。

それでは、1枚めくっていただければと思います。

まず、アグリゲーターというか、今、私も昨日までずっとヨーロッパにおりまして、今朝ほど戻ったわけなんですけど、欧州では、あまり最近アグリゲーターという言葉は使われておりません。むしろフレックス・プロバイダー、まあフレキシビリティ・サービスプロバイダー、こういった表現のほうが多いと思います。

実は、その本質は何かというと、ヨーロッパの場合はBRP、balancing・responsible・partyと言ってありますが、これ、日本で言うところのBGと、ある意味で僕はニアリーイコールだと思っています。

なぜならば、balancing・responsible・partyは、これはEUのエネルギーの規定に基づきまして、同時同量を達成する努力義務があると、mandatoryではないわけなんです。ということは、日本における供給能力確保義務と私は同じような内容だということに思っております。

したがって、このBRPの需給運用部隊としてフレックスサービス・プロバイダー、フレックス・プロバイダーがいると。じゃあ、そのフレックス・プロバイダーは何をやるのかというと、ここのちょっとポンチ絵で描かせていただきましたが、様々なDER、DSRが今存在しております。

例えば太陽光であったり、バッテリーエナジー、ストレージシステム、BESSですね、こういうものであったり、あるいは大口の需要家さん、それから、今、欧州ではE-boilerが非常に注目を浴びております。E-boilerであったりCHP、いわゆるコージェネでございます。

こういったようなものを適時適切に組み合わせて、ここで構成されているbalancingグループとしての実同時同量を極力達成させていく。その担い手として、その設備の所有者は、当然のことながらおのおの主体があるわけなんですけど、その設備の保有者から我々はカスケードされて、委託されて、balancingを達成させる担い手、それがフレックス・プロバイダーということになります。

もちろん、実同時同量を達成させていく上で、どうしても系統電源に頼る部分は当然出てまいりますし、また、余った分についてはマーケットに供出をして、取引をするというファンクションもございます。したがって、ここの中に系統電源、あるいは市場取引という言及がございますのは、そういった意味合いでございます。

次のページをお願いいたします。

今、申し上げましたとおり、ある意味、そのコロナ前とコロナ後で私はフェーズが変わったのかなと思っています。コロナの影響というよりも、たまたま時間軸として、それとシンクロしていたということが正しいのかなと思う一方で、先日もちょっとオランダの者と、同僚とも話していたんですが、実は、リモートワークとかWork From Homeですね、ああいったものがデフォルトになっていく中でIoT化が進んでいったという現実もあります。

一つ一つのリソースをIoT化していく。その価値を一定程度束ねて、ここがポイントなんです、いわゆるTSOであったり、ヨーロッパの場合はDSOも存在します。こういったようなところに供出をして、最終的な同時同量の担い手はTSOだったりDSOになるんですが、そういった方々に、価値を供出して市場で取引をする、これがアグリゲーターだったんですけれども、IoTがリモートワークなんかが進むことによってデフォルトになっていくと、そのリソースの領域を開いて、広げていって、balancingパーティーとしての同時同量を実現させていく担い手、それがいわゆるフレックス・プロバイダーになっていって、その場合、契約をしているリソースの所有者とのコミットメントにおいては、同時同量の担い手は実質的にフレックス・プロバイダーになるというような大きなうねりがあるのかなというふうに思っております。

したがって、アグリゲーターという表現とフレックス・プロバイダーという表現は、同時同量の担い手が付与されているか、されていないかというところで大きな違いがあるというふうにご理解をいただければと思います。

じゃあ、次のページをお願いいたします。

僭越ながら弊社のヒストリーでございますが、2015年の6月に法人を立ち上げさせていただきまして、一つ一つプロジェクトを進めております。この中で、経済DRというところがある程度スタートしたのが2018年度でございます。ここから様々なリソースを経済DRで活用していくプロセスが見てとれるかと思っております。

我々が経済DRを活用するときキーワードとして意識しているのが、SEMCSという言葉でございます。SEMCSというのはsmart energy management for complex systemの訳でございますが、このSEMCSこそが、ある意味ではflex providerの優勝劣敗を示している表現なのかなと思っております。

具体的にそれを、じゃあ、ちょっと定量的に示していくとどうなるかというので、次のページをお願いいたします。

これは、実は、我々が今、日本で事業をやらせていただいている、ある意味ではポンチ絵というか、全体のball park figureなんです、大きく分けて、(1)の市場取引というものと、もう一つは経済DRのフレームの中で、いわゆるコーポレートのPPA、あるいはBalancing Groupとしてのenabler modelでございます。

こういったようなものを、大きく三つのドメインで考えられるのかなと思っておりますが、2022年度の、2022年の4月から2023年の3月までの弊社のいわゆるその売上げに寄与する割合というのをここに書かせていただきましたが、経済DRが圧倒的に多くなっております。

これは上げのDR、つまり下げ調整力、下げのDR、つまり上げ調整力、これを両方合わせたfigureでございますが、もう9割以上が経済DR、つまりimplicit

DRということになります。

ちなみに、この我々が市場取引である *explicit* DR というのと、経済DRと表現する *implicit* DR、これは非常に明確な定義の違いがございます。 *explicit* DR のルールメイキングの担い手は、これはTSOであったり、DSOということになります。したがって、そこには明確なペナルティーが存在をして、例えば、需給調整市場でありましたならば、皆さんもご存じのようにリクワイヤメントとアセスメントというのが厳格に決まっております。

一方、経済DRと我々が大きく括っている *implicit* DR の、ある意味では制度設計というか、詳細なルールメイキングの担い手は、これは我々が契約をしているリソースの持っている所有者との *Over The Counter Contract*、つまり相対契約によって決まっております。したがって、そこでペナルティーがどういうものになるのか、あるいはペナルティーを付与するのか、しないのか、こういうことも含めて、全てはそのリソースのオーナーとの *deal* ということになってまいります。以上でございます。

次のページをお願いします。

実は昨年、改正省エネ法を通していただきました。これは、我々、フレックス・プロバイダーを目指している者としては大きな「追い風」でございます。というのは、昨今、経済DRをやってみたくと、リソースをお持ちの需要家様が経済DRという表現を使うかどうかは別として、DRをやっていきたくと。

今回の改正省エネ法の大きなポイントの一つは、いわゆる高度なDR、あるいはDRを行った日数報告、実績報告が義務づけられたわけですね。やっぱりこういうものがあると、そもそもDRはよく分からないけどやってみなければいけないし、もし、仮にこのDRの実績分が、省エネ法で言うところの毎年の1%削減に反映できるのであれば、これはもうぜひやってみたくと。

どこの需要家さんも、原油換算で 1,500 k L 以上のお客さんというのは、やはりもうかなり省エネの余地というのは少なくなっていると思います。そういったときに、DRということをやることによって、結果的に需要の最適化であったり、あるいは再生可能エネルギーといったようなリソースをフル活用する、それがDRとしてカウントされるのであるならば、ぜひやってみたくという声が大変多くなってきているのは、我々、実際に現場でお客さんと向き合っている中では、肌で感じているところでございます。

次のスライドをお願いいたします。

今、委員長のほうからも冒頭ご説明がございましたが、じゃあ、*Demand Response* とは何かという話でございます。私なりに整理をさせていただくと、三つに大別されるのかなと思っております。

まず、一つ目が一般的に言われている自家発代替DRと言われているものでございます。これは何かというと、自分たちがお持ちの自家発電機をたいて、その代わり、系統電源を

利用することを抑え、それによってTSO側のストレスを回避するというパターンでございます。

もう一つは、タイムオブユースであったり、ダイナミックプライシングに代表されるような生産ラインのプロセスを、一定のコミットメントに応じて調整させていただく生産プロセスDR。

それから、もう一つは、日本の場合は、特に蓄電池というものがヨーロッパと比べると、ある意味では多うございます。こういったものを活用してやっていくDR。これは吸い込み、吐き込みを含めてでございます。

この三つのDRのうち、例えば欧州では、explicit DRに関して言うと、自家発代替というのは、environmentally friendlyではないという理由で認められておりません。ただし、経済DRで行う場合は自家発代替もオーケーということになっております。したがって、今、我々、2050のカーボンニュートラルを前提に企業のストラテジーを描く中で、やっぱり我々がトッププライオリティーを置いているのは、生産プロセスDRということになります。

次のスライドをお願いいたします。

同時市場というものを考えたときに、キーワードとして出てくるものが、まず一つ目のThree-Part Offerということでございます。このThree-Part Offerというものの定義は、これからさらに議論が深まっていくというふうに私自身は理解していますが、例えばこれまでの議論では起動費であったり、最低出力費用であったり、限界費用カーブというものであったと私は理解しております。

ただ、例えば、生産プロセスDRでこういった三つのファクターを、いわゆるキュミュラティブに、そして、クォンティティブに出せるかということ、実質的にはかなり無理があるのかなと思っています。

生産プロセスDRの一番のポイントは、需要家の生産ラインというのは、その先のお客様に自分たちの商材をご提供するためにございます。そのためには、トヨタに代表されるような精緻なかんぱん方式、それに基づく生産計画というものもございます。この生産計画との事前のすり合わせが、ある意味ではデマンドレスポンスの優劣を左右していくという部分がございます。したがって、例えば市場に供出をしますよといった場合には、この予見性が、生産計画とのバランスにおいて非常に立ちにくくなってまいります。

したがって、我々が、例えば、電源Iダッシュであれば極めてシンプルだから、比較的理解は得やすいんですが、例えば需給調整市場ということになって、そのときにリクワイヤメントとアセスメント、特に下げ調整力で我々が上げのDRをやるときに、上げ過ぎも駄目だし、下げ過ぎも駄目なわけですね。

こういった場合は、需要家さんのほうがそこで発生するペナルティー等々を考えると割に合わない、こういうことが多々ございます。したがって、一方、電炉みたいなバッチ処理ができるものと、一定程度のアローワンスが生まれてまいりますので、比較的耳

を傾けていただきやすいのも事実なのですが、それでもやはり例えば我々が下げのDRをやります。つまり、上げの調整力を供出するとすると、下げ過ぎは受給調整市場では、これ、当然のことながらペナルティーの対象になります。Iダッシュでは大丈夫というところがございます。そうなってくると、じゃあ、Iダッシュはいいけれども、これから需給調整市場でやっていくときに、その辺をどうコンプロマイズしていくのかというのは我々も課題であり、その辺を吸収し得るのが経済DRということになってまいります。

ただ、我々も、この同時市場という大きな方向性はヨーロッパでもコオプトマーケットということで、今、LMPと抱き合わせで検討がなされております。当然、LMPであれば、これ、ノーダルという前提になります。

私も、正直に申し上げて、再給電方式はDRを担い手としている我々フレックス・プロバイダーからすると、そんなにアトラクティブではないんですけども、再給電から一歩いった、例えばノーダルみたいなことでLMPが明確にマーケットへのシグナルとして出てくれば、これはまた話が変わってくるのかなと思っていて、ただ、そういうことを前提に考えていったときに、仮にマーケットに供出しない場合でも、つまりは経済DRでも、どのぐらいの調整力があるのかということは、市場に一定程度コミットをする事業者のレスポンスビリティとして、そういったデータの開示というのは必要なかなと思っておりますが、ただ、Three-Part Offerのような厳格なものを生産プロセスDRで行う場合には、なかなか難しさがあるのかな、ご協力いただく需要家様のご理解が得られるのかどうか、というのが現実としてございます。

じゃあ、9枚目をお願いします。

もう一つの同時市場のキーワード、いわゆるセルフスケジュール電源ということになります。あえてここでセルフスケジュール電源というのを、我々ヨーロッパで事業をやっている者として置き換えてみると、いわゆるプライステイカー的なものかなと思っております。

ここでは、あくまでも事業者が自らスケジュールを決められて、つまり、だからセルフのスケジュールというのはそういう意味合いですね。で、市場には供出しないという前提で行っている電源のことをセルフスケジュール電源とここではあえて決めさせていただいた上で、その場合、我々フレックス・プロバイダーとして自分たちがエンクローズしているbalancingグループの中では、DSR、DERのリソースというのは「使い切る」ことを前提としております。で、その使い切るというのはどういうことかということ、需要家様のアセットの後行程なんかも鑑みながら、経済DRの発動の有無を一定程度の時間軸で検討しております。

そうなってくると、そこで一定程度の予見不可能な事象が起きたときに、市場に依拠することは当然ながらあるでしょうが、なるべくそういうことがないように、balancingグループの中で実同時同量を達成できるように、あるリソースのオプティマイズを図っていくというのがフレックス・プロバイダーの姿なのかなと思っております。

ただ、現在、例えば「電源Ⅲ」のような形で電源をお持ちのDR事業者さんというのは

たくさんいらっしゃると思います。そういった方々がビジネス・オポチュニティとして同時市場を活用する、それも、いわゆるDSRではなくて、本当の意味での電源ということになれば、当然ながら、そこにはThree-Part情報というのは開示すべきだと思いますし、explicit DRとしても同様なのかなというふうに思っております。

次のスライドをお願いいたします。

これはある意味では私がイメージしている今後の姿なんですが、やっぱり実同時同量をTSOと、ある意味ではフレックス・プロバイダーがしっかりと協力関係を構築しながらやっていくというのが今後重要になってくるのかなと思っています。

当然、そのbalancingグループの中で同時同量を達成させるための予測の技術というのも、もう本当にThanks to deep learning、Thanks to ChatGPTではないですけども、AIの進化によって日々向上をしております。

現に我々も、今、月次ごと、週次ごと、そして日次ごとで、太陽光なんかも48コマまで需給バランスなんかを予測しながら、そのギャップを埋められるようなDSRやDERの活用の仕方を今、我々行っております。

そういったことをやっていく中で、やっぱり自己託モデルとかオフサイトPPA、オンサイトPPAというものも、ある意味では活用の余地というのも広がっていくのかなと思っています。

なので、こういった方向性とうまくシンクロする同時市場であってほしいなというふうに思っております。あくまでも、現状はこういうことで、我々実業として電気事業の中で、いささかではありますが、コントリビュートさせていただいているという、まずはステータス・クオをご紹介しますとともに、あるべき今後の方向性としては、今申し上げたように、implicit DRがある程度自由闊達に議論できるようなマーケットであってほしいなということで、まずは私のプレゼンテーションを終わらせていただきたいと思っております。

私のほうからは以上です。

○金本座長

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。同じように、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発言をお知らせください。

では、どなたかご発言なされたい方はいらっしゃいますでしょうか。いませんか。

じゃあ、私のほうから、DRとしてThree-Partをやるとして、別に起動コストを入れる必要はなくて、価格だけ入れてもいいということでもありますし、それから、まだ決まってはいいませんが、セルフサプライとか相対の形で量だけを入れればいいのかということもあり得る。そういった中で、どういう形はできなくて、どういう形はできるかという、その辺のことはいかがでしょうか。

○市村オブザーバー

はい、ありがとうございます。今、座長がおっしゃったように、やっぱりまずは経済DRを担い手としてやっている場合でも、Over The Counter Contract、つまり相対契約ですね、この量とか、あるいはそこで入れている値段感というのをどの程度まで開示し得るのかというのは今後の課題だと思っています。

現時点では、これは、その設備を所有する需要家様との我々も契約に基づいてやらせていただいているということなので、今後、こういったマーケットに、経済DRということだから自分たちで使い切るんだけど、場合によっては、そこで市場に供出する場合はこういった情報を開示しますよという形で契約に落とし込んでいけば、私は無理がないのかなというふうに思っております。

○金本座長

情報開示なのか、市場でお金が欲しければ価格を入れてよねという、それだけの話かなと。

○市村オブザーバー

いわゆるプライステイカーモデルみたいな形を、多分今おっしゃっているのでしょうか。

○金本座長

いや、だから基本はビッドを入れていただくと。ビッドがマーケットでちゃんとアクセプタブルならばお金を払いますという仕組みですよ。

○市村オブザーバー

実際、マーケットにビッドをする場合は、当然それはマストだと思います。ただ、ビッドをするときに、リソースの全てをビッドするわけではなくて、例えば、我々がポートフォリオを構築する中で、余力分がありそうなリソースについてはビッドをするということはあると思います。

そのときに、今おっしゃったように、起動費というのは確かにDRの場合は設定はしにくいとは思いますが、いわゆる出力費用、限界費用カーブ、限界費用カーブもちょっと生産計画との見合いになるとは思いますが、価格のみということであれば、当然十分できるとは思いますが。

○金本座長

あと、何かビッドするとして、Three-Part Offerは、Three-Partだけではなくて、様々な技術的制約、ランプレートとか、いろいろなものを含めて、いっぱいアメリカの場合は入れているんですね。その手のことで、DRでこういうのがあったほうがいいのかというのはございますでしょうか。

○市村オブザーバー

我々、今メインはヨーロッパなんです。アメリカでは、まだ事業をしていないということなので、一概にはちょっと今ここで申し上げるのは控えたいとは思いますが、これから、同時市場の中でDRの位置づけがどうなっていくのかという流れの中で、我々が開示

をしなければいけないデータというのが出てきた場合には、それは当然のことながら、需要家さんと協力をしながら、やれる部分はやっていくということになるかと思います。

○金本座長

よろしいでしょうか。何かイメージ的に、アメリカの仕組みは、いろんな電源とかいろんなDRタイプとかがあって、それぞれ技術的な制約がいろいろある。その技術的なものをいかに取り込むかということで、当初は非常にシンプルなものしかできなかったわけですけれども、アルゴリズムが進化していきまして、最近ちょっと脚光を浴びているのが、コンバインドサイクルは、実は、技術的な条件とかコスト構造がかなり複雑なんです。

そういうものまで入れて最適化できるようにしたいというので、取り組んでいるというのが姿なので、それはDRで使うとして、こういうふうな技術的な問題を制約として入れればうまくいくとかといったことも、現実的には入れ込むようなことができるということなので、こういうデータを開示しなきゃいけないからどうこうという話ではないんじゃないかと思いますので、その辺、いろいろ教えていただければと思います。

○市村オブザーバー

ありがとうございます。今の、例えばコンバインドサイクルの話になりますと、先ほど私、こちらの資料でも書きましたが、多分イメージとしては、今の電源Ⅲに近い形だと思うんですね。

今、僕らがDRでbalancingグループとして活用しているリソースは、コンバインドサイクルみたいな大きいものがあれば、これは、もう本当にある意味ではbalancingグループの中核として担っていくということになるんですが、残念ながら今の時点では、なかなかそれが我々のbalancingグループのループの中に入っているわけではないんです。今、我々が活用している、いわゆるDSRの大きいところでは、電解槽であったり、電炉であったり、産業ガスのようなリソースでございます。

こういったものが、電源Ⅲのような形になるかということ、それはもう全く違う話になってまいります。なので、PJMでコンバインドサイクルを使っている状況は、私は、彼らはbalancingグループとして加勢をするというよりも、マーケットに供出する前提で使われていると思うので、当然のことながら、そういう形であれば全然できるというふうに思っております。

○金本座長

どうもありがとうございます。

じゃあ、委員のほうの市村さん、お願いします。

○市村委員

市村です。ご説明いただきましてありがとうございます。

2点ほど伺いというか、教えていただければと思ったんですけれども、まず、1点目のところで3スライド目ですね。ここは、一応念のための確認なんですけど、もともとの2020年からアグリゲーターからフレックス・プロバイダーに変わっていったということな

んですが、これは、どちらかというと、何か役割とか責任が制度上で変わっているわけではなくて、より技術的なところが追いついてきたというか、むしろこういったフレックス・プロバイダーとしてやっていくような、そういう意味で言うとテクノロジーを含めて、そういったものがより進化したので、こういった世界観に変わってきているんじゃないかという、そういうご趣旨でよろしいでしょうかというのが1点目です。

2点目については5スライド目なんですけど、今、この市場取引と経済DRで分けていただいているんですけど、これ、例えば電源Iダッシュですとか、24年度は容量市場ということだと思えますが、これについては、どちらに整理されているのでしょうか。

その場合、その電源Iダッシュですとか容量市場に関しても、基本的なリクワイヤメントが課されているところだと思えますが、この需給調整市場では厳しいというところと、容量市場とのリクワイヤメントの違いとか、ここら辺が、こういったところがこのDRというか、中で一番課題になってくるのか。

逆に、先ほどおっしゃっていただいたような、むしろこういったテクノロジーがどんどん発展していくということになっていくと、このDRというの、ある意味で小規模リソースも含めて、よりフレキシブルに活用できるといったような側面も出てきて、むしろ、この市場取引というのがやりやすくなる側面もあるのかなと思ったりもするんですけど、そういったところの見立てというか、現状のご説明はいただいたところだと思えますが、そういった今後の技術の発展に伴う予見というか、見立てみたいなのところがあれば、教えていただければ幸いです。

○市村オブザーバー

ありがとうございます。これ、私、お答えしてよろしいのでしょうか。

○金本座長

はい、お願いします。

○市村オブザーバー

まず、今、市村先生からあった一つ目のご質問はおっしゃるとおりです。もうこれはテクノロジー・インフラメントとイノベーションに依拠しているもので、ヨーロッパの市場がそうなっているわけでは全然ございません。

じゃあ、技術の進歩は何かというと、平たく言うとSCADAの進歩です。SCADAのアルゴリズムの許容量が増えてきたということですね。これがやっぱりフレックス・プロバイダーとして同時同量の担い手として、役回りがある程度果たせるようになったということなんですけど、それでも、例えばイメージとして、TSOが持っている中給をちょっとイメージしていただきたいんですが、中給でオンライン化できるキャパがどのくらいあるのかという話なんです。

で、DSRとかDERは、一つ一つの調整力は大きいものでもせいぜい10メガぐらいで、普通は0.5メガとか、0.3メガとか、そんなものなわけです。こういったもののリソースを一つ一つアルゴリズム化して、SCADAで取り込んで、ディスパッチャブルな状態に

するというのは、技術の進歩がどれだけこれから飛躍的に、指数関数的に伸びたとしても、私は一定程度の時間軸は必要だと思っています。そもそも、さっきたしか資料の4のところで、私もちょっと触れさせていただいたんですが、こういったものを現実のものにするためのプログラミングは、やっぱり今、相当大変かなと思っています。

したがって、もちろん技術進歩に僕らも未来を託しているわけですが、どの程度まで可能なのかということ、例えば、じゃあ、低圧リソースまで、どのぐらいの時間軸でできるのかというのは、ちょっと今の段階では私も明確な答えを持ち合わせているわけではございません。

それから、二つ目のご質問については、おっしゃるとおりで、電源 I ダッシュや将来的な容量市場は、これは当然市場取引に入ります。事実、今この 10 日間で 630 万 kWh というのは、22 年度に電源 I ダッシュの発動分のみでございます。ただし、24 年度分の実効性テストのやつというのは、この中では含まれてございません。

以上です。

○金本座長

それでは五十川委員、入っていますね。よろしくお願いいたします。

○五十川委員

ありがとうございました。簡単ですが、コメントさせていただきます。

半分感想ですけれども、4 ページに、基本的なスタンスとして B G 内でリソースを使い切ることが DR の本質というステートメントが書かれておりまして、それに基づくような考え方が全体としてあるというふうに捉えました。

なかなか、方針的には結構強いステートメントであると思ひまして、本質は何だろうかというところとか、理解し切れない点もあるのですけれども、事業者の観点からそのように捉えているというのは非常に勉強になりました。

それはそれとして、個別の点では腑に落ちる点が多く、共通化した費用積算、Three-Part のような、そういったものが難しいという点、予見性の観点から課題があるといった点はおっしゃるとおりかと思ひますし、DR の特性を考慮に入れて、事業者目線を配慮した制度設計を今後行っていく必要があるかと思ひます。

先ほどの議長のコメントともかぶりますが、市場に供出される範囲において、現実的な範囲でしっかり情報開示ができるような制度になっていけばと思ひます。

簡単ですが、以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次は小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

小宮山でございます。DR に関して、現況の状況について大変分かりやすくご説明いただきましてありがとうございました。

私は、8枚目のスライドを大変興味深く思った次第でございますけれども、電炉側も、非常にバッチ処理が可能であることから、非常に、柔軟性を担保し得るという点は、初めて知りまして、大変興味深く思いました。

電源にたとえますと、そういったしますと、電源の場合、恐らくThree-Part情報以外に、恐らく最小稼働時間とか、最小停止時間とか、そういう技術的なパラメータも、SCUC、SCEDで必要となるパラメータでございますけれども、例えば電炉でもバッチ処理が可能であるということから、恐らく最小停止時間とか、最小稼働時間とか、そういうものを提供することで、同時市場での活躍が非常に期待される生産プロセスであるというふうに印象を持った次第です。

一方で、こちらのスライドでは、電解槽や産業ガスについては、これは電炉に比べるとバッチ処理が行いにくくて、なかなか同時市場では、生産プロセスとしては少し電炉よりも統合が難しいというふうに、そういうふうな理解をさせていただいてよろしいのかどうか、ちょっとその点だけ確認させていただければと思います。

ありがとうございます。

○金本座長

今の点は、すぐお答えいただいたほうがいいのかと思いますので。

○市村オブザーバー

はい、かしこまりました。ありがとうございます。

まず、五十川先生のお話は、特にこれは私のほうから何かコメントというか、おっしゃるとおりで、市場に出す前は現実的な情報提供というのは全く同意見でございます。なので、その際はこういった情報をこういったタイミングで提供するのか、今後議論をさせていただければと思います。

それから、今ご質問いただいた点はおっしゃるとおりで、電解槽とか産業ガスは負荷がフラットなわけですね。フラットでないと、ある意味ではその先の生産計画とその先にある需要家のお客様への納期との関係で難しくなるということになりますから、そうなるのと、同時市場のような精緻な生産ラインの稼働のオペレーションというのは、ちょっと難しいのかなというふうに思っております。

以上です。

○金本座長

あと、まだ挙がっております、新川オブザーバー、お願いいたします。

○新川オブザーバー

新川でございます。貴重なご説明をいただきまして、ありがとうございます。現在、エナジープールジャパンが取り組まれているDRがどのようなものかというのがよく理解できましたし、日本でも、DRが需給の逼迫の緩和に大きく貢献していただいているような状況になってくると歓迎しております。

1点ご質問ですが、ご説明の中で、implicit DRとexplicit DR

を分けて議論されていて、特に、implicit DRが非常に大きな役割を今後果たしていくのではないかということのご説明があったと理解しましたが、アメリカにおいて、特にISOが入っているエリアで、このimplicit DRというのがどう行われているのかと。

すなわち、今、我々が検討しようとしている同時市場の議論と、このimplicit DRというのは両立するものなのか、それとも根本的に無理だというお話をされているのかという点について、ご教示いただければ幸いです。

よろしく願いいたします。

○市村オブザーバー

これは今お答えしたほうがよろしいでしょうか。

○金本座長

はい、どうぞ、どうぞ。

○市村オブザーバー

ありがとうございます。新川委員のご質問で、まず大前提としては、正直に申し上げて、今、我々はアメリカでDR事業に参画はしておりません。したがって、外形標準的には、私は両立は可能だと思っています。両立は可能だと思っていますが、実際にマーケットに入ってみないと分からないことはいっぱいあるわけですね。

なので、今の段階では、外形標準的には可能だろうけれども、具体的にマーケットにコミットする場合はどうなるのかというのは、やってみないと分からないなと思っています。

そういったお答えでよろしいでしょうか。

○新川オブザーバー

ありがとうございます。

○金本座長

それでは、次、松村委員、お願いいたします。

音声、入っていますでしょうか。

○松村委員

すみません、失礼しました。

全てコメントですので、回答不要です。

私は、正直、今回のプレゼンをどう受け止めたらいいのかがよく分からなかった。これは、本当に同時市場の話だったのだろうかという点が、まず分からない。仮に現行のようなkWh市場と、その調整力市場が続いたとしても、主力はその市場に出さない経済DRになって、どのみち、そちらの市場に出ていくのはかなり難しいというお話をいただいたと受け止めました。

それはそれでもっともだと思うのですが、したがって、そっちだけに意識が向いて別のところを考慮しないで制度設計すると、DRの発展を阻害しかねないとの指摘。多分インバランス料金制度だとかが、恐らく今回の議論に直結していると思うのですが、そう

いうところの議論も必要ですよねとの指摘と受け止めました。

そうはいつでも、DRは大きな役割を果たしている。経済DRが、調整力市場という格好で常に出てこなくても、ある種の調整の役割を果たしてくれていれば、調整力として調達しなければいけない量が減るはず。したがって大きく影響を与え、安定供給にも資することになる。調整力の調達の計画も、DRの発展に依存する。だから、自分たちの出せる範囲で積極的に情報を出すつもりだという表明は、これはとても大きなことで、同時市場の話に限らず、とてもありがたいことを言っていただいたとも受け止めています。

balancingグループがどうなるのかは、同時市場の設計の非常に基本的な思想に関わることで、そこは、恐らく市場外のDRの経済性に直結してくると思います。その議論をするときに、今日の議論を頭に入れておく価値はあると思います。それでも、私としては、DRは基本的に調整力市場や kWh 市場に直接出てくるのは、かなりの割合のものはすごく難しいとの説明と受け取った、あまり期待しないでくださいということなのかと。その意味で残念なプレゼンだった。

これを前提とすると、こちらの側の期待は、逆にどう設計すればうまく市場に入れるのですかということも聞きたかった。これから、細部の設計でそういうものがあるとするならば、またその機会に、こうしてくれないと、そもそも僅かにしか入れないのだけれども、全く入れなくなっちゃいますとか、こうしてくれば、僅かかもしれないけど量が増えますとかということがもしあれば、細部の制度設計の局面でもご指摘いただければと思います。

いずれにせよ、これ、インバランスだとか、あるいはそもそもbalancingグループという発想がどうなるのかということのほうが直結する話。同時市場なのかどうかということと、どれぐらい直接関連しているのかは、必ずしもよく分かりませんでした。

以上です。

○金本座長

ちょっと大きな話ですので、増川オブザーバーのお話を聞いてから、後にお答えいただいたほうがいいのかと思いますので、増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー

増川です。ありがとうございました。大変興味深くお聞きしておりました。

私も2015年頃ですかね、ドイツのTSO、50Hertzで意見交換したときに、当時、電炉の事業者と直接契約を結んでDRのことを始めた、そんな話だったのが、今はさまざま変わりして、経済DRが欧州で主力になりつつあるというのは、随分変わってきたんだなというふうに認識しました。

今の松村委員からのご指摘にも関連するんですけども、もし仮に日本の国内においても需要側のDRとしては、経済DRが主力になるという、もしなれば、何が起こるかというのを想像すると、今回の費用便益のシミュレーションでも、需要側は基本的に所与として、その価格シグナルにあまり反応しないような前提で、それはやらざるを得ないと思う

んですけれども、もし将来はこれが主力になる、しかも電化が進んで、熱利用とか、EVとかにおいても、相当DRが可能になってくると思うんですけれども、それはTSOからの指令で動くのではなくて、価格シグナルに応じて、それぞれがこういうフレキシビリティサプライヤーでしたっけ、プロバイダーを中心に、そういう需要側が大きく増えたり減ったりするということが起こってくるのかなというふうに想像します。

となると、今回のモデルそのもの話ではないんですけど、それが仮に主流になるとすれば、その需要側の曲線に対する影響は結構大きいのかなと思ったので、そういう観点では、このこういったスタディーをやる場合には配慮する必要があるのかなと思ったんですけど、その辺の私の認識が正しいのか、間違っているのか、ご指摘いただければと思います。

はい、よろしくお願いします。

○金本座長

もう一方、小宮山も手が挙がっていますので、よろしくお願いします。

下げ忘れだと、はい。

じゃあ、ほかにないようですね、市村オブザーバー、まとめましてご回答をお願いできればと思いますが。

○市村オブザーバー

はい、ありがとうございます。

まず、松村先生からご指摘いただいたポイントは、実は非常に本質の部分でございます。やはり我々、フレックス・プロバイダーを目指す者としては、やっぱりbalancing・グループというものがどうあるべきなのかというのが、まず大前提になってまいります。

特に、balancing・グループで我々がパラメータとして非常にハンドルケアフリーというか、非常に注視しているのはPVです。PVの量が、正直に申し上げて、我々は、定義的には1日24時間48コマで見ているわけなんですけど、太陽光は、そんな48コマなんていうのは無視して動いていくわけですね。

もちろん、日照時間がある一定の時間軸で限られますから、当然のことながら9時間とか、長くても10時間ぐらいのゾーンで考えていくということになるんですけど、このPVをどういうふうに生かし切るのか、そこに、ある意味では我々アグリゲーターというか、フレックス・プロバイダーがアルゴリズムを駆使してやっていくという世界なのかなと思っています。

今のところ、我々がPJM等々でコオプトマーケットに参入している実績がないものですから何とも言えないんですけれども、やはりFIT、先ほどFITとFIPが、やっぱり大変大事になると、資料4の説明をいただいたときに我々は申し上げたと思うんですけど、それは、やっぱり太陽光が、我々、パラメータとしてはすごく重要になってきて、この太陽光をどう生かし切りながら、例えば同時市場のような市場に参入していくのかというのは、FITとFIPをどう扱っていくかということと大きく関係してくるのかなというふ

うに思っています。

なので、我々がやろうとしていることはPJMでもないですし、ヨーロッパでも、まだコオプトマーケットはございません。議論は進んでいます。先週も議論してきましたが、やはり、そこにFIT、FIPが絡むというと、ヨーロッパの当局も、ENTSO-Eの方も「すごいね、日本は」というような、あるいは畏敬の念で見られたのも事実でございます。

なので、私は、正直に申し上げますと、まずはやってみると。やってみたときにどうなっていくのかというところでファインチューニングをしていく。そのためには、一定程度のサンドボックスみたいなものが必要になってくるんじゃないかなという気はしております。

それと、もう一つ、インバランス料金の観点で言うと、これは、ここの議論ではちょっと多分ないと思いますので、あえて私のほうから言及しませんでした。それでも、松村先生からおっしゃっていただいたので、やはりこのインバランス料金と我々DR事業者というのはback-to-backです。

やはり、このインバランス料金の扱いというものをどうしていくのかというのは、ややもすると、同時市場の議論の前にやっぱり我々はアグリゲーター、フレックス・プロバイダーとしてこれから事業をやっていく上では、ある意味では生殺与奪を握っているようなところもございますので、ここの部分をどうしていくのかというのはすごく重要なポイントだというふうに思っております。

あと、増川オブザーバーからいただいたポイントは、正直に申し上げて、ヨーロッパでもアグリゲーターは多数いらっしゃいます。フレックス・プロバイダーになってやっている方もいらっしゃいますし、アグリゲーターとしてTSOに供出している方々もいらっしゃいます。

正直に申し上げて、TSOで供出している方々は、フランスの場合ですと、自家発代替がDRとして認められないということになるので、それをレバレッジにimplicit DRをどんどん深掘りをしてきたということかなというふうに思っています。

いずれにいたしましても、市場の制約要因を、ある意味ではテコにして技術を研磨していくというのが重要なのかなというふうに思っております。

以上でよろしいでしょうか。

○金本座長

どうもありがとうございました。なかなかDRを入れるのも、いろんなことを検討しなきゃいけないなという気がしました。

これまで、PJMを集中的に勉強してきたんですが、アメリカですと、カリフォルニアは太陽光はいっぱい入ってしまっていて、いろんなことをやっているようです。どちらかというと、デマンドレスポンスみたいな感じではなくて、ISO側で引き受けているという、それもISOの調整をより細かく、調整力の商品もいろんなものを入れてやっているという感じでございます。

ヨーロッパで最近調べたのは、スペインが風力がたくさん入っていて、それで当日市場のザラバではなくて、オークション市場を何回もやって、そこで価格をつけていると。そのせいで風力プロバイダーは一生懸命風力の予測をして、予測精度がすごく上がっているとか、そんな議論もいろいろあります。

ちょっとこの辺を進めるためには、もっといろんなことを調べなきゃいけないというのが私の感想でございます。また何か市村オブザーバーのほうで、その点に関していろんな情報をお持ちでしょうから、いろんなことを教えていただければと思います。

よろしく願いいたします。

○市村オブザーバー

かしこまりました。今後ともよろしく願いいたします。

○金本座長

あと、事務局のほうからは何かございますでしょうか。

○下根マネージャー

事務局でございます。市村オブザーバーにおかれましては、プレゼンテーションいただきまして、また、委員の皆様、オブザーバーの皆様に関しましては、活発なご議論をいただきましてありがとうございました。

DRのリアルな実態でございますとか、非常に有益なところをプレゼンいただいたというふうに思っておりますし、さはさりとは、市場に出す際には、どういった情報開示があり得るのか、あるいはそういう形ではなくても、調達コストの低減ですとか、安定供給にどのように寄与するののかということについて、今後、議論を深めていく必要があるというふうには認識しております。

こういったところは、いただいたご意見等も踏まえながら、今後、事務局においても、どういった形で、同時市場でDRを取り扱っていくのかといったところをしっかり検討していきたいと思っておりますので、引き続きよろしく願いしたいと思っております。

3. 閉会

○金本座長

どうもありがとうございます。

それでは、あと、増川オブザーバーは、今さっきのなごりが出ているだけです。はい、どうもありがとうございます。

それでは、大体ご発言はこれでないようでございますので、自由討議・質疑応答はこれまでとさせていただきます。

皆様、活発なご議論をありがとうございました。毎回言っておりますが、この検討会、今後の電力システムを支えていくためにも極めて重要でございますので、引き続き議論を深めていきたいと思っております。

ということで、これをもちまして第3回同時市場の在り方等に関する検討会を閉会させ

いただきます。今日は大変ありがとうございました。

以上