

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会  
電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会（第7回）

日時 平成29年6月6日（火）10：00～12：06

場所 経済産業省本館17階第1～3共用会議室

出席者：

<委員>

横山委員長、秋元委員、安藤委員、大橋委員、大山委員、小宮山委員、  
曾我委員、武田委員、廣瀬委員、又吉委員、松村委員

<オブザーバー等>

秋山株式会社エネット経営企画部長

菅野電源開発株式会社執行役員・経営企画部長

國松日本卸電力取引所企画業務部長

斉藤イーレックス株式会社執行役員・経営企画部長

坂本東北電力株式会社電力ネットワーク本部電力システム部技術担当部長

佐藤電力広域的運営推進機関理事

佐藤東京ガス株式会社電力本部電力トレーディング部長

新川電力・ガス取引監視等委員会事務局総務課長

内藤関西電力株式会社総合エネルギー企画室長

鍋田中部電力株式会社執行役員・グループ経営戦略本部部長

柳生田昭和シェル石油株式会社執行役員・電力需給部長

議題：

- (1) 需給調整市場について
- (2) インバランス制度について

<連絡先>  
経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課  
TEL：03-3501-1511（内線4761）  
FAX：03-3501-3675  
〒100-8931 東京都千代田区霞が関1-3-1

○曳野電力需給・流通政策室長

それでは、定刻となりましたので、ただいまから総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会第7回の制度検討作業部会を開催いたします。

委員の皆様方におかれましてはご多忙のところご出席いただきまして、ありがとうございます。本日、大山委員からは、途中退席とのご連絡をいただいております。

早速ですが、議事に入りたいと思いますので、議事の進行は横山座長をお願いいたします。

○横山座長

皆さん、おはようございます。

これまでは事業者の皆さん、有識者の皆さんのご意見をいただいてまいりましたけれども、今回以降は個別の論点について議論を行ってまいりたいというふうに思います。

本日は、需給調整市場の創設に向けた論点と、それからインバランス料金の当面の見直しという、この2点について、1時間ずつ議論をさせていただければというふうに思います。

それでは、まず最初は、需給調整市場の創設に向けた論点ということで、資料3の説明を事務局からお願いいたします。

○曳野電力需給・流通政策室長

それでは、資料3に基づきましてご説明させていただきます。

まず、1ページをごらんください。

現在、調整力の公募ということで、新たなライセンスの制度に基づいて一般送配電事業者がそれぞれの電力供給区域の周波数制御、需給バランス調整を行うこととなっておりますけれども、この調整力を調達するに当たっては、特定電源を優遇すること、あるいは過大なコストの負担を回避することが重要となっていくと考えております。

この観点から、現状は調整力公募を昨年末に第1回目を実施したということでもあります。

今後、海外の事例も踏まえまして、2020年度を目処に柔軟な調整力の調達取引を行うことができる市場を創設し、この確保をより効率的に実施するという方向性で、これまでもご議論いただいているところでございます。

これまで、通称としてリアルタイム市場というご説明をしておりますけれども、この点につきましても後ほど論点として提示をさせていただきます。

次に、2ページをごらんください。

参考でございますが、現在の調整力の区分ということでは、各一般送配電事業者が設定した電源ということで、電源I-a、I-b、I'ということで、オンラインの指令での対応が必要か必ずしも必要としない場合もあるか、あるいは周波数調整機能の有無、応動時間の長さといっ

たところでの区分がなされているところでもあります。

次に、3ページをごらんください。

こちらは事務局として今後の需給調整市場の役割として、現在検討している他の市場との役割分担を整理したものでございます。

需給調整市場につきましては、一般送配電事業者が周波数調整、需給調整を行っていくための調整力を調達する市場というふうに位置づけられますので、現状の調整力公募の後継制度と考えられます。

また、需給調整市場に基づいて、今後のインバランス制度というものは2020年度目処で、この需給調整市場が立ち上がった後は、これに基づいてインバランス制度が構築されと考えられます。

本日、この後議論いただくのは、その前の段階での見直しということでございます。

まず、その下に表でまとめておりますけれども、第1段階として、まず容量市場におきまして、そもそものkW、全体として日本全体でどの程度の供給力が必要なのかということで、主な売り手としては発電、あるいはDR事業者で、買い手が小売電気事業者になるのかなというふうに考えております。

ただ、集中型の場合は直接的な取引というよりは、一括買い上げという形になると理解をしております。

次にその全体のkWの中で、実際の当日の需給の一致のために計画値に対するkWh、実際の発電量を積み上げていくのは卸電力市場。

さらにその中でゲートクローズ、1時間前を切った後の需給ギャップの補填であるとか、30分未満の需給の変動への対応、そして結果としての周波数維持、こういった部分について、需給調整市場での取引が行われるというふうに整理できるのではないかと考えております。

この場合の主な売り手については、発電事業者とDR事業者、また、買い手については、一般送配電事業者と考えられるのではないかとということであります。

次に、4ページをごらんください。

この需給調整市場を検討していくに当たっての基本的視点として、3つのものをここでは挙げさせていただきます。

需給一致の最後の砦であります、調整力を調達する市場として需給調整市場は位置づけられますので、ほかの市場に比べても、調達の「確実性」というものの重要性は高まると考えております。

一方で、調整電源を旧一般電気事業者自らが基本的に保有していた時代から、現在は公募する

時代に移り変わっているわけですが、今後は市場での調達を行う時代に変遷していくという、この一連の流れの中で「効率性」、あるいは透明性といった視点も重要ではないかと考えられます。

3点目として、こうした中で、デマンドレスポンスなどの新たな技術の活用というのも視野に入れつつ、我が国の送配電網の特徴、あるいは新たな制度の移行に係るシステム開発などに係る期間なども踏まえて、場合によっては段階的な移行も含めて検討を行っていくべきではないかということで、3点目としては、「柔軟性」の観点を挙げさせていただいております。

次に5ページをごらんください。

需給調整市場について、どのような取引を行うか。

先ほどゲートクローズ、実需給1時間を切った場合と、周波数の調整というふうに申し上げましたけれども、主に予測の誤差、時間内の変動、それから電源脱落への対応といったものが考えられます。

具体的には、その下に書いております、予測の誤差というものは、計画していた値と実績がずれた場合に、最後、一般送配電事業者が何らかの形で電源を調達してこれを埋めるというものが1つ目。

それから、時間内変動ということで、この30分の中での上下がございますので、これに対しての不足、あるいは余剰分の調整というものをを行うものが2つ目でございます。

3つ目が、下の電源脱落というものです。仮に電源がトラブルで時間の途中で落ちてしまった、もしくは立ち上がらないといったときに、一定程度のバックアップ電源を備えて、その瞬時の応答を行い、その後も持続的に電源脱落が正常化するまで戻していく、あるいは計画を変えていくということになると理解をしております。

6ページ目が若干、技術的なものでございますけれども、この周波数を調整していくに当たって超短期、短期、それから、この中では相対的には長い時間の調整、3つの種類が技術的にはあるのではないかとということでもあります。

1つ目は数秒から数分単位の制御を行うガバナフリー（GF）といわれているもの。

2つ目に、数分から十数分程度の調整を行うLFCといわれるもの、負荷周波数制御。

最後に、比較的長期間の負荷変動である十数分から数時間程度の周期に対して対応を行うEDC、経済負荷配分制御というもの、3種類が大きく分けるとあるのではないかとということがございます。

次に、7ページをごらんください。

需給調整市場における措置ということで、この需給調整、先ほど申し上げたとおり、全体の信頼性に対する要請はほかよりは高いと考えられますけれども、そうした中でも、調整力の確実な

提供を担保するというような措置としての参入の要件、あるいはペナルティーの検討が必要と考えられます。

左側ですが、参入要件を高くすれば高くするほど、当然、供出の可能性、需給断面での供出確実性は高まると思いますが、その分、参入事業者が少なくなってしまうのではないかと考えられます。

これは算入要件をむしろ低くすれば、その逆のことが考えられるわけでございます。

一方でペナルティー、これは事前ではなく、むしろ事後で対応するというところでございますが、この場合にも、実際の調整不足が行われる可能性を下げるためにペナルティーを非常に高くすれば、その効果が期待されるわけですが、その場合にも参入事業者は少なくなってしまうというところでございます。

逆にペナルティーを低くすれば、調整不足、需給面での不具合が起きるリスクというのは高まってしまうというところでございます。

ここのバランスをどう考えていくかということも今後の検討ではないかというふうに認識をしております。

次に、8ページをごらんください。

需給調整市場の開場時期のタイミングについて、ここでまとめております。

当然、先ほど申し上げたkW、kWh、調整力の $\Delta$ kW（デルタキロワット）、この3つの取引を、容量が一番最初に実施することになると思いますが、特に卸取引の活性化と調整の安定的な調達をどう両立していくかという論点がございます。

こうした中で、需給調整市場をいつ取引するかというのが、1つの論点となってくると思います。

特に、その連系線の容量に制約がある中で、連系線の使い方、ルールも含めて、検討する必要があるというふうに思われます。

前提として、スポット市場の取引のタイミングは、現実には、前日の10時の直前に札を入れられる方が多いと思いますが、一応、取引のルール上は、10日前から取引開始になっておりまして、こちらが1日前市場であります。それから前日の17時以降は、当日時間前市場という形で、この黄色の部分、矢印が書いてある部分が現在のkWhを取引するタイミングになります。

これに対しての先後関係として、A、B、C、D、Eと書いてありますが、どのタイミングで取引をするかというのが実需給断面との関係で論点になります。

調達の対象となる電源は、当然、前のタイミングであればあるほど多くなりますし、直前であればむしろ一時間前市場で約定した電源以外のものになりますので、少なくなると考えられます。

調達コストにつきましては、価格について、もともと調達対象の電源が多いのであれば、前のタイミングほどむしろ価格は相対的には下がるのではないかと、もしくは、ぎりぎりになれば上がるのではないかと。

ただし、必要となる量というものが、当日の計画値ベースである直前のほうがむしろ少なくなってくるのではないかとというふうに考えられます。

したがって、ここでの調達コストは価格×必要量ですので、その合計となりますので、一概にどちらが優れているとも言えないというふうに考えられます。

最後に広域取引のメリットでございますが、 $\Delta$ kW、調達のコストというものが前に、あらかじめAとかBといったタイミングで取引をするならば、調達コストは、調整力のほうで低下をいたしますが、むしろ、ぎりぎりで調整力の調達をしたほうが、今度は卸電力市場、kWhのほうの調達コストが低下するというので、こちらもトレードオフの関係にあるというふうに考えられます。

こうした中で、どのタイミングが一番適切かということ、議論する必要があるかと考えております。

ちなみに、価格のところでございますが、直前になればなるほど高くなると書いていますが、現状でも時間前市場の値段が、必ずしも少しスポット市場との関係で高くなっていないというような実態もあるかというふうに認識しておりまして、実際には価格変動、あるいは市場行動の中で、今申し上げたとおりにはならないケースもあるのではないかと考えております。

海外において、どのようなタイミングで需給調整市場の取引を行っているかということをご紹介いたします。

ドイツについては、それぞれの送配電事業者、4 T S O が協調して市場を運営しておりまして、エネルギー市場の開設より前、事前に市場調達を実施しております。

北欧はこれと全く逆で、水力が非常に多くて、調整力確保の確実性が非常に直前でも高いということで、原則、直前で調整力を市場調達しております。

アンシラリーサービス、これはガバナフリーとL F C という比較的、短時間のものですが、こちらにつきましては、kWは事前確保しているんですが、2018年度以降、kWh分についても直前調達に移行するというので、これはドイツと北欧はむしろ前と後がきれいに分かれているという状況でございます。

イギリスについては、バランス型、両方ございまして、事前確保と直前調整を組み合わせしております。

ゲートクローズの直前に調整力を追加取引するメカニズムというのが設けられておりますアメ

リカにつきましては、PJMが全体の中でのエネルギー市場と需給調整市場を一体運用をしているというような前提でございますが、この中では、需給予測、発電機のコストなどから最適な発電量を順次割り当てていくということで、このBのタイミングからからEのタイミングまでシームレスに取引を行っているというような状況であります。我が国の実態に照らしてどれが適切かということが論点かというふうに考えております。

今申し上げたような諸外国の例を見ますと、例えば1週間前に調達しているというケースもございますので、この市場を当面どう呼ぶか、通称でございますけれども、今回の資料ではリアルタイム市場という、あたかも直前というか、その場で取引しているわけでは必ずしもないという意味で、この資料では一応、需給調整市場という名称で資料をまとめさせていただいております。

次に10ページでございます。

これは、過去の小委員会において提出させていただいたものでございますが、この2020年の需給調整市場の創設に向けて、調整力公募の評価も踏まえながら、資源エネルギー庁、それから広域機関、電力ガス取引監視等委員会において一体的な検討を進めるということで、それぞれの検討の視点、枠組みというものを下で整理をしております。

次に11ページをごらんください。

市場の範囲ということで、これは今申し上げた基本的なタイミング以外のそれぞれの主要な論点について、ここでいくつか提示させていただいております。

調整力公募の結果でございますが、これによれば、エリア間の値差というものは相当存在しておりまして、したがって、調達運用の広域化の可能性を追求していくことが適切と考えられます。

その際に、先ほど申し上げたガバナフリー、LFC、EDCといった機能ごとに、調達・運用の広域化にもメリット、課題、あるいは準備期間というものがあるというふうに考えられますので、そうしたものを踏まえて検討していくことが適切と考えられます。

別途、もともとの設備としてのkWは確保していないんですが、直前に扱える場合には調整力として確保する電源Ⅱについて、この位置づけについても議論が必要かと考えられます。

12ページにつきましては、これは、先週の監視等委員会の制度設計専門会合で提示された資料でございますが、それぞれの地域において、稼働したユニットの限界kWh価格については、かなりの差があるという状況が見てとれるところでございます。

13ページ目でございます。

最も高いkWh価格の地域ごとの状況でありますけれども、この先ほどの12ページの結果からは、調整力を広域的に運用することによって、全体として効率化できる可能性というのは示唆されて

おりますので、もちろん、今後サンプルサイズが、これだけですと限定されておりますので、分析を行った形でさらなる評価、検討を行うこととされております。

こうした中でも、これは監視等委員会での議論として、調整力の広域的運用についてメリットの評価、あるいは、どのような今後の方策があり得るかということの検討要請というのをいただいております。

14ページ目をごらんください。

先ほど、これは広域機関での議論のご紹介でありますけれども、実際の調整を行う速度、応動時間に応じて3つぐらいの区分というのが考えられるのではないかとということが1つ示されております。

ここでガバナフリー、瞬時の対応の部分については、プライマリーと言われる商品が、海外では位置づけられており、LFCがセカンダリーとして、より長期のものがターシャリーというような形で位置づけがなされています。

ここは1つの考え方ということだと思いますが、電源の反応速度、あるいは調整力の上げ下げなどを別商品としていく必要があるのではないかとということでございます。

これは技術的な検討も踏まえてということ、あとここでは電源と書かれていますが、DR（デマンドレスポンス）も含まれているという意味での、書き方として、電源というのはDRも含むという意味で、ここでは理解をしております。

15ページ目につきましては、広域機関での検討状況ということで、ここでお示ししていますが、調整力の今申し上げた細分化、そのための技術的課題の抽出、それから調達、運用に関しても実際の技術的課題があるのではないかとということで、こうした検討をいただいているところであります。

それから16ページ、17ページにつきましては、これまでのご意見ということで、スケジュール、市場の範囲、電源投資のインセンティブとの関係、リアルの参入、それからインバランスとの関係といったところについて、主なご意見でございますが、いただいております。

それから、意見募集の中でも幾つかいただいておりますので、その中の主要なものをここでは抽出しております。

次に、18ページをごらんください。

需給調整市場の調達期間の細分化についての論点であります。

現状のインバランス量は、このグラフの左側が月単位で見てのばらつき、それから右側が一日の中でのインバランス量の推移でございますが、両者ともばらつきありますので、この原因分析を踏まえて、調整力の調達の期間、あるいは必要量といったものをより細分化していくことも考



えられるわけでございます。

19ページ目でございますが、需給調整市場におけるDRの位置づけという論点でございます。

昨年度の調達力の公募においては、電源Ⅰとして、電源Ⅰ-a、Ⅰ-bと比べてより応動時間の長い電源区分にDRはむしろ位置づけられております。

そのうえで、今後、どのようなところでDRを生かすことができるのかといったところを、反応速度や持続時間等を確認しながら検討していく必要があるのではないかと考えております。

先ほども申し上げましたが、調整力公募と同様に、需給調整市場の議論における電源には、DRも入るものとして議論していく必要があるのではないかと考えております。

次、20ページでございますけれども、全体のスケジュールとの関係でございます。

これは、2020年度の開始を見据えるといいますか、2020年度を1つの目安として今後検討をしていくということは、これまでの議論の中でもセットされているわけでございますが、こうした中で需給調整という重要な業務に鑑みますと、システム改修、あるいは運用の抜本的な改変が必要なものも含めて、全てを2020年から開始することに必ずしもこだわらずに検討していくべきではないかと考えられます。

すなわち、移行に係る作業コストの違いなども踏まえて、2020年度までに目指すべきこと、それから、中長期的視野で目指すべき課題との整理であります。

これは2020年にできないからやらないというのではなく、むしろ中長期的課題としてきちんと整理をした上で、需給の安定確保策を担保して、技術的に対応可能なものから段階的に移行していくべきではないかということでもあります。

以上が主にご議論いただきたい主要な論点でございます。

22ページ以降につきましては、諸外国、ドイツ、北欧、ノルウェー、イギリスそれからアメリカの東海岸・PJMにおきましての需給調整のタイミングや概要についてまとめたものでございます。

ポイントにつきましては、タイミングの問題のところが一番大きく違いまして、先ほど、ご説明をさせていただきましたとおりであります。

事務局からの説明は以上であります。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、皆さんにご議論いただきたいというふうに思います。

ご発言される方、いつものように、名札を立てていただければと思います。

関連する発言をされる場合には、手を挙げていただければご指名いたしますので、よろしくお願いいたします。

それではどうぞ、よろしくお願いいたします。

武田委員からお願いします。

○武田委員

ありがとうございます。

事務局からいただいた資料の7ページに、参入要件の緩和による参入者の増減と、抛出現実性の増減について、トレードオフが示されています。これは、抛出現実性を低下させることなく参入要件を検討していくべきという、そういうメッセージだと思います。

それで、その対策ないし方法として、調達の広域化、需給調整市場の商品設計と後に続いていく、そういうふうに理解しました。以上を前提に、数点。

まず調達の広域化についてです。公募調達に関して、さらなる調達の広域化にかかるテストとして、募集対象地域の漸次ないし一部拡大を積極的に検討していただきたいことが1点。

もう1点、需給調整市場の商品設計についてです。調達力の上げと下げを別商品にするというオプションが示されました。これについては、欧州でも、プライマリーについては例外を認めています。原則として別商品とするとの考え方が示されていると思います。もろもろの制約はあると思いますが、基本的に上げと下げとを別商品にするという方策で良いと感じます。

長くなって恐縮ですが、もう1点、事務局からは確実性、効率性、柔軟性という3原則を4ページで示していただきました。他方、欧州では、公正性、透明性、無差別性という原則に基づいて、特にDRとかアグリゲーターに、レベルプレイングフィールド、すなわち共通の土俵を与えるという考え方が示されています。わが国でも、DRも含めた電源間のレベルプレイングフィールドを考えて、制度設計を考えていく必要があるのではないかと思います。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

ほかに、いかがでしょうか。

大山委員、お願いします。

○大山委員

まず、全体的な話ですけれども、これまでは旧一般電気事業者が調達力に責任を持ってきたという形だと思いますけれども、それと同時に、電源ミックスについても、自分たちで責任を持ってやってきたという状況だったと思います。

それに対して、今後どうなるかという点、電源ミックスと調達力と、どちらも公募というか、外から入ってくるという形になるかと思えます。

そうすると、電源ミックスのほうの効率化、それに再生可能エネルギー等を考えると、今後は調達力が前よりもより必要になる可能性も大いにあるというふうに思っています。

ですから、これまでと同じようなコストでは調達できないという可能性はある。

効率化というふうに事務局で整理していただきましたけれども、電源ミックス側が効率化すれば多少、調整力が高くなるということはあるかなという気はしております。

あとはペナルティー等で確実に調達するという上で、さらに量を確保しようと思うと、調達のコストはますます上がるという可能性はあるかなと思っています。

だから、調整力だけでなく全体で見て、いいシステムになるかどうかという視点で考える必要があるかなというふうに思っています。

それから、連系線の使い方、調達時期というお話がありましたけれども、連系線については、エネルギー市場の広域的な運用ということと、トレードオフの関係があると思いますので、しっかり検討する必要があるというふうに認識しています。

調達時期についても、北欧では水力主体なのでわりと直前というふうにありましたが、ちょっとそれは状況が違うかなと思っていますので、電源の起動等も含めた形で考えていく必要があるというふうに思っています。

それから、電源Ⅱのお話がありましたけれども、電源Ⅰはコスト、支払いを受けた上で確保されているというものですけれども、電源Ⅱは実はお金をいただいていないので、ただ使ってもらおうということなんですけれども、それだと何もインセンティブがないような気がしますので、私としては電源Ⅱは当たり前で、協力しないというのはアンシリャーサービスコストを払うぐらいのことになるんじゃないかなというふうに思っています。

ですから、電源Ⅱは当たり前前に確保できるような制度をつくっていくのが大事だなというふうに思っています。

最後にDRの話ですけれども、今後、DRを排除しないような形で制度をつくっていくというのは、常に意識していく必要があるというふうに感じています。

以上、感想じみていますけれども、以上でございます。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

ほかにかがでしょうか。

小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

大変わかりやすいご説明、ありがとうございました。

私のほうからは、まず8枚目のスライドの需給調整市場の開場時期でございますけれども、やはり先ほどの確実性というのが、やはりプライオリティーが非常に高いという観点からは、なるべく、やはり早目に確保するという方針が日本でも非常に重要なと思います。

次の9枚目のスライドでございますけれども、この北欧はもうほとんどが水力で、ご案内のとおり容量確保の心配もないし、需給調整の確保も心配ないということで、同じ直前確保型でのみで日本でやるというのは、おそらくかなり難易度が高いということで、いずれもAというところが入っておりますので、いずれにしても、日本でもAのタイミングでのおそらく確保というのが1つ、直前でも確保するかどうかを検討対象になるかと思っておりますけれども、とりあえず、なるべく早目に確保するということが、特に今、大山先生のご発言にもございましたように再エネが入ってきますと、恐らくこれまで100必要だった調整力が、恐らく110、120必要になるということは十分に考えられますので、なるべく早目早目に確保するということが、マージン、先ほど広域機関様の資料にもございましたとおり、マージン確保、広域化も含めて確実に進めていくことが重要かというふうに思いました。

最後の点でございますけれども、4枚目のスライドで、確実性のところで、容量市場との整合性というところがございました。

それで、私のほうから、なるべく容量市場の需要曲線の設定があまり複雑化し過ぎないような需給調整市場のあり方を検討することも必要かなと思いました。

おそらく、容量市場でネットコーンを設定するときに、固定費からエネルギー市場の収益、それから今回検討対象になります需給調整市場からの収益を差し引いた上で、それをネットコーンとして定めるわけですが、そのネットコーンがしっかり明確な形で定義化できるように、複雑化しないような入札方法なりを需給調整市場でやはり考えることも重要かというふうに思いました。

それから、あと最後でございますけれども、20枚目のスライドで今後のあり方ということでございますけれども、9枚目のスライドでいろいろ世界各国、いろいろな特徴、事前確保、それからアメリカの一体確保、アメリカの一体確保型というのが文字どおりリアルタイム市場という言葉に最も近い市場なのかなと思っておりますけれども、この対象の中で、アメリカのようなISO化といったようなことも検討し、そこを目標にして今後進めていくのかどうか。

そうすると、恐らくまた違った検討のパスも考えられるかと思っておりますので、そうしたところも、長期的な視野も含めて検討することも、ご説明ございましたとおり、大変重要な視点と思いまし

た。

以上でございます。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、松村委員からお願いいたします。

○松村委員

まず、武田委員がご指摘になったスライド7です。これは当然、全ての参入要件のことを言ったのではない。事前規制で確実性を高めるのに役に立たない無用な事前規制はしないように最大限努力するのが当然の前提。その上で、事前にきちんと対応できることを確認すれば安心なのだけれども、もしそれがないとすると、ペナルティーが相当ないと不安となるような、そういう規制、要件に限って出てきているスライドだと理解します。

これが口実になって、参入規制がやたらと厳しくならないように、しかし一方で、参入規制というか、事前のチェック緩いなら、当然、相当なペナルティーがないと安心できないのも事実なので、新規参入者のほうの方が、事前のチェックは嫌だけれども、ペナルティーが高いのも困るとかと言われると、制度が機能しなくなる。この点はきちんと踏まえた上で、どのようなものかいいのかを考えていく必要があるかと思えます。

次に、調整市場の開場時期です。恐らく系統運用者は、直前の調達では不安だとおっしゃると思います。

だから、Aとすべき、そういう安直な発想にならないように、お願いします。

つまり、Aでの調達が全くないのは不安だというのは理解できますが、全量相当前から調達すべきと結論づけるのは論理の飛躍。例えば、年間を通じて少なくともこれぐらいの量は絶対必要という量を、あらかじめかなり早い時期に調達する。

インバランスの量が、時間帯、季節ごとに違うことが今回の資料でも出ているわけですが、例えば、電源脱落のリスクに備えるのであれば、需要が少ないときであっても、当然ある程度は必要。年間を通じて、あるいは時間帯を通じて必要な量は、きっとそれなりの量になると思えます。

こういうようなものを事前に、早い時期に調達しておいて、微調整が必要な部分は後からというつくり方だって可能なはず。全て事前に調達するのがいい、全て直前に調達するのがいい、その2択という安直な発想にならないようにすべき。

同様の問題がスペックについてもあります。ハイスペックのものが一定量ないと困るという話と、全量がハイスペックでないと困るという話は区別した上で、DRにも入りやすいような市場

をつくるべき。

やり方は、いつも同じことを言っていますが、この程度の性能のものは、これ以上入ってもらったら困るという上限を設定すれば、ハイスペックの調整力のコストが低ければ全てハイスペックになるでしょうし、ロースペックのコストが低ければ、その上限量入ってくることになると思います。そういう柔軟な制度設計をお願いします。

それから、調整力については3種類に分けることが示されていて、これはとても合理的なやり方だと思います。

一方で、今まで旧一般電気事業者は、最初のカテゴリーと次のカテゴリーは一体で運用していたとかということもあったのではないかと思います。

これに関しては、最初のカテゴリー、ガバナフリーを念頭に置いて調達した電源を、次のCのやり方で使っちゃいけないのかというと、そんなことは決してなくて、これは明らかに最初のカテゴリーのものが上位だと思うのですけれども、危機的な状況のときに、1番目のカテゴリーのものを2番目の用途に使う、2番目のカテゴリーのものを3番目の用途に使うというようなことはあってもいいはず。

あるいは、年間で調達したようなものがあつたとすれば、そういう使い方もあってもいいのではないかと。

杓子定規に不必要に柔軟性を欠く制度を設計しないようにお願いします。

最後に、ガバナフリーのようなハイスペックのものは当然、DRは無理だと決めつけて設計しないようにお願いします。当然そうなっていると思いますが、荒唐無稽なことを言うようですが、例えばエアコンだとか冷蔵庫だとかというのは、周波数が下がったときには自動的に出力を落として、一定期間たつたらもとに戻すとかというような技術的だって原理的には可能。それはほとんどガバナフリーに近い役割を果たすことができると思います。

こういうような技術開発、新技術普及の道を決して閉ざさないように、あくまで合理的なスペックを出して、発電機でなければいけないとかというような縛りは決してかけないように、今後の設計でぜひお願いします。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、鍋田委員のほうからお願いいたします。

○鍋田オブザーバー

ありがとうございます。

先ほど広域化というフレーズが出てまいりましたが、私からは、先週、送配電事業者の今後の取り組みについて公表させていただいたので、それが今回関連するところがございまして、その概要を少しお話をさせていただきたいと思っています。

中部電力、それから、関西電力、北陸電力の送配電というのは、エリアが隣接しているということもございまして、もともと、送電設備、配電設備の保守だとか、それから何か非常時が起きたときの応援だとかというものを一緒にやるという取り組みをやってまいりました。

これは今もやっております。

この取り組みの次の課題として、今は、送配電設備がそれぞれのエリアで他社さんのものが入って、いわゆる混在をしているという状態なものですから、それを3社で考えることによって設備形成の合理化が図れないかというのを検討してまいりたいと思っています。

それからもう1点は、実運用の段階で調整力、それぞれのエリアが持っているわけですが、これを相互に活用するというところで、一層の効率化が図れないだろうかということも検討をする。今から検討を開始するという公表を先週させていただいたわけでありまして。

本日の需給調整市場に関する議論との関係で申しますと、調整力というのは、1つは調達をどうやってするかという側面と、それから、調達したものをいかに効率的に使う、いわゆる運用するか、そういう側面があると思っています。

これまではエリアごとに調整力を活用してインバランス調整をしてきたわけですが、今回の取り組みは、調達した調整力を運用する段階、つまり、隣接する3社が需給バランス調整を行うときに、例えば、あるエリアでは余剰が出ている、あるいは、あるエリアでは不足が出ているのであれば、これを相殺するという、このことによって調整する電源の量を減らすことができるのではないかと考えたわけでありまして。

それから、もう1つさらに、3つのエリアで相殺した後にでも、例えば余剰が出ているようであれば、3つのエリアの中から最も発電単価の高い電源の出力を抑制することによって、コストが下げられないだろうかという検討をしていきたいということでございます。

こうした3社の一般送配電事業者が平常時の運用の中での連携を図って、エリアを超えた調整力を相互に活用することで、一層の効率化を図ることができればというぐあいに考えています。

いずれにしても、需給運用のやり方を今までのやり方から変えてまいりますので、先ほどから安定供給という、最後の砦だということも言われておりますので、そこを損なわないように、しっかりとシステムの開発とか検証を進めながら、この検討を進めてまいりたいと思っています。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、安藤委員からお願いいたします。

○安藤委員

ありがとうございます。

2点ございます。

4ページ目のところで柔軟性というところに、日本固有の実態を考慮、とございます。

こちらについて、22ページ以降、諸外国の事例が説明されているんですけども、これについて、これのそんなに詳しくない人でも分かるように、どの国にどの点が似ていて、どこが違うのかみたいなことが情報として整理されていると検討がさらに進めやすいと思いますので、その点、資料の作成をお願いできればというお願いが1点です。

2点目が7ページ目の参入要件とペナルティーについてです。

特にペナルティーについて高い、低いという話がありますが、高くすると入りにくい、低くすると調整力の確実性のある確保が困難になるという話なんですけども、これについて、例えば2020年、最初の時期には多分手探りのようなところも少しあるだろうと思ったりするために、全体的に時間を通じて徐々に変えていくであるとか、または、場合によっては、個々の企業ごとに、契約どおりに調整力の提供ができなかったときのペナルティーが次第に遡増していくとか、例えば3回やったらアウトみたいな形でもいいですけども、何か入りやすいのは入りやすいんですけども、信頼性のないところが排除されるようなメカニズムを考えないといけないのではないかなど感じました。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

海外市場につきましては、また、ぜひ整理をお願いしたいというふうに思います。

ありがとうございました。

それでは、坂本さんのほうからお願いいたします。

○坂本オブザーバー

ありがとうございます。

事務局から需給市場の創設に向けた論点、出されておりますけれども、いずれも重要な論点と認識しております。

この市場はエリアの周波数の維持を担う一般送配電事業者が、必要となる調整力を調達する場でありまして、必要な量を確実に調達できることが非常に重要だというふうに考えてございます。



そのために、調整力の要件、あとは細分化、ペナルティー等をどうするか、検討をする必要があると考えてございます。

また、容量市場では供給力、kWの確保、そして需給調整市場では、調整力、 $\Delta kW$ の確保と、目的は異なるものの、電源Ⅱのように、供給力と調整力とを切り離せない部分がありますので、他の市場との整合性についても検討が必要というふうに考えます。

また、今回の論点の1つに調整力の調達、運用の広域化が挙げられてございますけれども、一般送配電事業者といたしましても、調整力の広域運用について、検討課題の1つと認識しております。

連系線利用ルールとの整合性が必要でありますし、場合によっては中央給電指令所のシステム改修なども考慮する必要があるかもしれません。

短期的、中長期的な観点から、課題の整理等をする必要があると考えてございます。

また、限られた連系線容量を卸電力市場と需給調整市場とでどのように利用するかが、よりメリットオーダーの実現にどう貢献するかといったところを、そういった観点から検討するのも必要ではないかと考えてございます。

今後とも、よりよい市場設計検討に協力してまいりたいと考えてございます。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、國松さん、お願いします。

○國松オブザーバー

ありがとうございます。

需給調整市場、1つではなく、複数できるということも考えられると思うんですが、例えば、アンシラリーに係る部分というのは、私どものkWhを取引している市場では扱えないものと認識してございますけれども、例えば当日、資料の8ページのDの場所でやっているときには、私どもも当日市場1時間前市場開設がございませう。

こういったところを系統運用者の方に利用いただくことによって、ある程度、効率よく市場設計もできるのではないかと。

一部、私どもの今やっている市場も、この需給調整の中で使っていただけるものということが考えられるのではないかと考えております。

そうした中では、今後もぜひ検討に、私ども取引所のほうも加えていただきながら、私どもでもできることを提案していきたいと考えてございます。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは続きまして、秋山さんのほうからお願いいたします。

○秋山オブザーバー

ありがとうございます。

まず、この需給調整市場の設立についてですが、安定供給という点と両立して、やはり託送料金を最大限低減化していくということを目的に、将来的には、資料でいうと20ページにあるような、全国大での市場を目指すものであると考えております。

そのためには、11ページ等々には記載がございますけれども、やはり調整力の広域的な運用に向けた具体的な検討をぜひ進めていただきたいと思いますと考えております。

また、この実現に当たっては、20ページにありますような、例えば短期的な取り組みと中期的な取り組みをしっかりと分けて整理をしていただいて、マイルストーンを設定した上で、先ほど鍋田オブザーバーからもご説明がありましたけれども、例えば可能なエリアから可能な項目について相互連携を行うといったことを順次行うことによって、早期に改善が図られるように要望いたします。

また、この市場の詳細設計についてですが、例えば取引の単位を現状よりも小さくするとか、スペックを緩和するといったことで、DRとかVPPのような多様なリソースが参加できるような開かれた市場にするという視点も大事だと思っております。

それによって大規模な工場だけではなくて、オフィスですとか小規模な、DRをまとめるようなことで有効活用できるのではないかと考えております。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員

ありがとうございました。

もう随分いろんな委員からいただいたので、その内容を敷衍することになりますけれども、今回の需給調整市場というのは、既に資料に最後の砦とありますけれども、ここが狂っちゃうと、電力事業の根幹が本当にずれちゃうことになるので、確実性というのはほかの市場の概念と比べてもしっかりやっていただく必要があるんじゃないかなと思います。

そうした中で、確実性とペナルティーとのトレードオフというのは存在しているのは資料にあるとおりで、多分、具体的事例で取り上げるとDRの扱いをどうするのかというのが、多分1つ、この議論をするときに典型的にあらわれるのかなと思います。

通常の電源と同じようにDRを抜おうとすると、最初の応募時に顧客のリスト含めて全部出せというふうな感じの、多分、要求をするのではないかと思うんですけども、それを非常に短期間でやるとなると、結構DR側で、そのときにちょうど顧客を持っていない限りはなかなかその時点で即時に調達するというのは難しい。

但しもう数カ月、実際の運用の時点まで俟ってもらえれば、できるけれどもというふうなところというのは、DRの事業者さんにとってはあるのかなと思います。そういうところをどう扱うのか。

あるいは、今、ベースラインは、送配電部門間で標準的に決められていないのかもしれませんが、DRに確実性の証明までさせるのか、あるいは、送電事業者がテストすることによって、ある程度調達後に確実性についてチェックを入れるのか、そうしたことを含めて、ちょっと通常の電源とDRを変える考え方をとれば、ここの確実性とペナルティーとのバランス、参入事業者とのバランスというのは見えてくるのかなと思います。

ここのあたり、DR事業者の参入をどの程度考えるのかなという論点は1つあるのかなと思いました。

2番目、最後なのでですけども、広域調達の話は私も非常に重要だと思っていて、当初は公募の価格だけではなかなか広域調達の必要性はわからないなというふうな発言も会議の場でさせていただいたことがあるんですけども、ただ、監視委員会からの調整力における限界費用の数字も出していただいたところ、この数字の差もかなりあるということを考えてみると、その一定程度、広域調達の意味あるのかなと思います。

あと、多分、それをするためのシステム改修との意味合いで、本当に社会的コストがその広域調達によって十分にペイするくらいになるかということで、広域調達をすべきかどうか本来的には決まるのかなと思います。

ただし、事業者からやりますということはいっているんで、多分、少なくとも私的な便益がペイする位は広域調達の意味はあるのだろうなというふうに伺いました。

基本的には以上であります。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、続きまして、又吉委員からお願いします。

○又吉委員

ご説明、ありがとうございました。

私のほうから2点、よろしくお願いいたします。

1点目はスケジュールについてなんですけれども、中央給電システム等々の改修等が必要になると思いますので、この需給調整市場につきましては、ある程度スケジュールありきでなくて、柔軟性を持ったスケジュールが必要という考え方をまた再強調させていただきたいと思えます。

2点目は、先ほどご説明をいただきました事業者さんとの間での、送配電部門における連系についてなんですけれども、近接性を加味して、着手しやすいエリア及びサービスからスタートするというステップの1つというふうに考えております。

しかし、日本全体の電力システム制度設計に当たっては、より効率的な運用を行うためにあるべき姿、特にエリア、サービスの種類などについて、広範囲なものが可能なのか、それが望ましいのかといった議論も、必要なのではないかとこのように考えております。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、斉藤さんのほうからお願いいたします。

○斉藤オブザーバー

ありがとうございます。

まず、7ページのほうですけれども、先ほどから話題に上がっているこの参入要件とペナルティーの関係についてでございます。

こちらについては、我々としたしましては、基本的に参入要件は低く、そしてペナルティーは高く、この場合のペナルティーというのは、当然、コスト的な負担というところもあるでしょうし、あるいは、そもそも、先ほど安藤先生のほうからも、3回やったらとか、そういうお話もありましたが、いろいろな形があるかと思いますが、基本的にはそういう形で設定するのが、この需給調整市場の、まずは参加できる人を多くするという点においてもよろしいのではないかと考えております。

2点目につきましては、DR市場についてでございます。

やはり、この需給調整市場の機能というのを考えたときに、やはりDRというものについては、できる限りにおいて、大いに活用すべきというふうに考えております。

これの今後いろいろなところを詰めていくに当たりまして、例えば、先ほどの開場時期ですとか、あるいは、今、私が申し上げました参入要件のところもそうですが、まず、DRのところ

どのぐらい活用できるのか、そこら辺のところを、ある程度めどをつけた上で、開場時期ですとか、そちらについても検討していく。

逆に、先に開場時期や参入要件というところを決めて、それありきで走ったときに、結果として余りDRが参入できないじゃないかというようなことは避けていただけたらと思います。

今回、いろいろと、こういう形でまとめていただきまして、今後、具体的な議論が始まるということで、私ども認識しておりますので、今後とも、ここら辺の議論につきましましては、引き続き意見のほうを述べさせていただければと思います。

以上でございます。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは続きまして、菅野さんのほうから、お願いいたします。

○菅野オブザーバー

まず1点目、広域調達の件については、連系線容量の使い方についてのマージンも含めた透明性、効率性が前提にはなりますけれども、ぜひ、2020年よりも早く、今の公募の枠組みの中でも、連系線容量が空いていることが常態化しているところから実現可能ではなかろうかと考えております。

2点目、揚水発電事業を営む者としてコメントさせていただきます。初めて行われた調整力公募においても、揚水発電所はほぼ電源I-aの主体であったかと考えておりますけれども、揚水発電所は、残念ながら、今後日本国内で新規に開発されるということは、河川の状況から考えますと考えづらいと思っておりますので、既設のものをどう効率的に使い切るかという点が重要。また、揚水発電所の特徴として、固定費の塊というところもございますので、非常に数が限定された固定費の塊である資産という特徴からしますと、先ほどの調整力の調達の仕方として、なるべく早めに、長めに押さえるという考え方もあってよいのではなかろうかと思っております。

以上でございます。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、松村委員から お願いいたします。

○松村委員

二度目で申しわけない。

広域運用と広域調達という言葉ですが、私の理解では、広域機関とかの議論では、運用と調達は一応分けて、違う概念として整理されている。

調達というときには、まさにAのようなタイミングで事前に調達するときに、域外のものも検討する。

運用と言うときには必ずしもそれに限らないで、調達の段階では域内に限るけれども、リアルタイムのところ、より経済的にできるところがあったら使いうという程度のことも含む。広域運用を伴わない広域調達は原理的にあり得ないけれど、事前の広域調達を伴わない広域運用という安易な発想はあり得る。もし仮に使い分けているとすると、先ほど大橋委員がおっしゃった、調達とおっしゃったのですが、あれは前後の文脈からすると運用のことを指しているようにも聞こえる。いずれにせよ、言葉の使い方を、今後必要があれば、きちんと定義する必要がある。

その点で、若干懸念しているのは、オブザーバーのお二人で、鍋田オブザーバーは調達と運用の両方の言葉をお使いになったのですが、後半では運用を強調された。坂本オブザーバーも運用を強調された。別に悪意があって言ったのではなくて、ちゃんと広域の調達も考えているのだとは思いますが、調達はしないけれども、運用の段階で少し効率化しますという、その程度のことでは、ここでの要請を満たしていない。その点もきちんと踏まえて議論して下さい。ただ、そういう意味で言ったのではない、事前の広域調達を伴わない広域運用という気の抜けたようなものだけを考えているのではない、と思いますので、安心はしています。

それから、鍋田オブザーバーから、3社の取り組みについて報告していただきました。とても歓迎すべき取り組みだと思います。ぜひ進めていただきたい。

ただ、若干懸念している点がある。これは3社に閉じたというか、排除の論理じゃないですよ。

これは、あくまでスタートであって、中国電力や四国電力や九州電力を仲間外れにしたとか、東京電力を仲間外れにしたとかって、そういうことじゃないですよ。これはやりやすいところから出発し、知見を集めて、さらにいろいろなところに生かしていく。そういうことですよ。

当然のことだと思いますが、一応、念のため発言させていただきました。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございます。

それでは、柳生田さんのほうからお願いいたします。

○柳生田オブザーバー

ありがとうございます。

3点ございまして、1点目は、新電力の今の電源運用の実態を考えますと、市場が形成されたからといって、自社の事業に充てることがいっぱいいっぱい運用しているところが多いと思

ますので、新電力が当該市場に調整力を出し、当該市場が活性化する、流動性が出てきて適切な市場が形成されるということは、余りそうならないということも考えられると思っております、そうであるとする、やはり、先ほど鍋田オブザーバーからもありましたように、旧一般電気事業者間でエリアをまたいで、トレードが活発に行われるようなことを全国大で試行していただくことを期待しておりますということです。

2点目は、今後、インバランス料金との連関性が高まるということであるとしますと、その需給力調整市場に応札できるプレーヤーのみが、その予見性が高まることのないような制度にしていきたいということでございます。

それから、3点目ですが、システムに関しまして、新電力は、ここに大きな収益性を望むことができないと思っておりますので、システム改修が必要になるということであれば、そこが過大にならないような方法にして頂きたいと思っております。また、どのくらいの対応が必要になるのかというのを、前広にわかるようなことをやって頂きたいと思っております。

以上でございます。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、佐藤さんのほうからお願いいたします。

○佐藤（裕）オブザーバー

今の柳生田オブザーバーの意見と重なる部分と、そうでない部分があるのですけれども、確かに私ども新電力の主力電源が、調整力市場に入っていくのは、今の状態を考えますと、難しいと思っております。

一方で、電源といっても色々な種類のものを持っているという部分もありまして、比較的機動力のある小規模な電源等であれば、商品の設計次第ではこちらの市場に入っていくという期待感も持っております。商品設計のところで、色々な電源が入ってくることができる、それによって、結果として社会的なコストが低減できるといったところは、重要なポイントとしてお願いできればと思っております。

ただ、あわせて、そういった多様な電源が仮に入ってくるとなった場合に、どうしても不確実性が高くなるという側面も出てくると思っております、そのリスクを過度に評価した結果、かなり多い調整力を手当てしなきゃいけないという話になってきますと、社会的コストの低減とはかえって逆の結果を招くおそれもあります。私ども新電力からしますと、必要量がどれぐらいかというところは、完全にブラックボックスで、見えないところですので、しっかりと量の算定の部分に技術的な検証が入っていく仕組みがあれば、ありがたいと思っております。

あと1点、これはこちらのスコープと直接は関係しないのですが、託送約款の別冊の系統連系の技術要件の中で、調整力をあまねく全ての電源が具備しなければならないかのような技術的な要求が書かれているのが見受けられます。需給調整市場における調整力としての技術要件が固まれば、おのずと系統につながる全ての電源がそれを具備する必要性はなくなると思っておりますので、こちらの議論がある程度進んできた段階では、託送約款の技術要件についても見直しの検討をお願いしたいと思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、曾我委員のほうからお願いいたします。

○曾我委員

私は、7ページ目の参入要件とペナルティーの話、先ほどから出ておりますけれども、例えば、その事後のペナルティーをどのようにするのかというのが、なかなかイメージできていないところでございまして、DRとかVPPに対するペナルティーというところだと、例えばアグリゲーター等が自ら吸収し切れないものがあるとすると、例えば、その背後にいる需要家や契約先にそういったペナルティーをどう転嫁するかということも考えなければいけない。

その転嫁の内容によっては、契約の促進というところに影響が生じ得るので、DR、VPPの活用に少なからずインセンティブの面で影響し得る。

一方で、参入要件のところの負担が大き過ぎると同様に活用のインセンティブが損なわれる可能性があるので、ここのバランスをどういうふうを保つのか、確保するのかというのが、具体的な配慮が必要かなと思っております。導入時は恐らくお試しというか、いろいろ様子を見ながら調整していくのかなと思うのですが、その点が気になったというところでございます。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、佐藤さん、よろしく申し上げます。

○佐藤（悦）オブザーバー

まず最初に、先ほど松村先生から2回目の発言で、私が言うべきことをご説明いただきまして、ありがとうございました。

まさにおっしゃるとおり、あと、鍋田オブザーバーからもご説明があったように、広域的な調整力の運用が圧倒的に技術的には難しいということで、先ほどご説明にもあったように、これは



システムの改修も必要で、今までと違う運用をしなきゃいけないということでもあります。

ということもあって、恐らく10スライド目は広域的な調整力調達じゃなくて、調整力運用も視野に入れた必要な調整力の量、質的条件の検討を枠組みとしてするというので、正しくここは運用調達の使い分けがされているということでもあります。

それで、あと、曳野室長から省略されたところで、15スライド目のところで、広域機関における検討状況のところ、まさしく調整力の広域的なメリットオーダーの運用の方法、これが技術的には、広域調達は技術的課題というよりも、先ほど菅野オブザーバーからありましたように、連系線がどうあいているかというような話ではありますが、最後のゲートクローズ後のメリットオーダー順に調整力を広域的にどう運用するかというのは、これは非常に技術的にどうするのかというものでありますから、これも大山委員長のもと、しっかり私どものところで検討していきたいというふうに思っております。

あと、もう1つ、連系線の使い方をどう考えるかということ、この8スライド目にございましたが、私ども、これも15スライド目にございますが、調整力の広域調達運用を行う場合のマージン確保の必要性、電力取引等に与える影響を検討する予定となっておりますので、しっかりさせていただきますと思っています。

少なくとも、15スライド目は調達運用を間違わずに使っているというふうに思っております。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、大山委員のほうからお願いいたします。

○大山委員

鍋田様のほうから、調整力の広域的な融通というか、お話がせっかくありましたので、ちょっと一言だけ。

期待するところは、先ほど松村先生のほうからお話がありましたけれども、非常に大きいと思いますし、逆に懸念も、松村先生、幾つか述べられましたけれども、それもぜひ、そういうことのないようにお願いしたいと思います。

ぜひ、これからの調整力の制度設計の参考になって、それから全国的な、より広域な運用のモデルケースになるように期待しています。

その上で、1つだけ、簡単な質問ですけれども、幾つかご説明、2段階ぐらいの説明がありましたけれども、どのぐらいの時間領域で考えていらっしゃるのかというのは、まだ決まっていな  
いのかもしれませんけれども、例えば、1日前ぐらいのところとか、ELD領域とか、そういつ

たイメージかなと思いますので、それがもしわかれば、教えていただきたいと思います。

○横山座長

鍋田さんから。その後、新川さんということで終わりにしたいと思いますので、よろしく願います。

○鍋田オブザーバー

2回目でございます。

先ほどから、調整電源の広域的な調達についてということがありました。

これはしっかりと勉強していかなくちゃいけないと思っています。

やはり先ほどからありました連系線をどうやって使うのかとか、エリアごとにどのぐらい持つておけばいいのかとか、それからシステムをどうするのか、いろいろ検討課題があると思いますので、しっかりと勉強していきたいと思っています。

私どもが、今、検討を開始したということですので、まだ具体的なものはございませんけれども、今、おおよそ考えているのは、ゲートクローズ後に、連系線容量にあきがあるところを利用して、広域で調整電源を活用することがまずできないか、そういうところからやっていけないだろうかということを考えています。

それから、3社だけではなく、もっと広げるということなんですけれども、これにつきましても、まず3社で検討させていただきますけれども、効果がしっかりと出そうということになれば、それを広げていくということかというぐあいに考えています。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、最後に新川さんからお願いいたします。

○新川オブザーバー

ありがとうございます。

きょうの資料でも、委員会の資料を幾つか使っていただいておりますけれども、電力・ガス取引監視等委員会事務局としましては、調整力の運用状況やインバランス料金の動きを監視しまして、地域間の格差、調整力のコストとインバランス料金の関係などについて分析を行って、需給調整市場の検討において参考となるデータを引き続き提供していきたいと思っております。

また、需給調整市場は非常に重要な市場と思っておりますが、電源の調達だけではなくて、多分、いろんなことを考えていかなきゃいけないことがあろうと思っております。

役割分担を踏まえまして、必要に応じて私どもとしても必要な提言を行っていきたいというふ

うに考えております。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、たくさんご意見をいただきまして、ありがとうございました。

特にこの事務局からお示しいただきました資料3の方向性については、特にご異論はなかったかというふうに思います。

それでは、事務局から途中で、何かコメントありましたらお願いします。

○曳野電力需給・流通政策室長

ありがとうございます。

さまざまなご意見をいただきました。今後の検討において、技術的にしっかり考えなければいけない点、留意点、それから検討の観点ということで、しっかり再整理をした上で、また次回以降、次にこの議論をする機会に、それを踏まえた事務局案というもお示しできればと思います。

個別のご質問をいただいたわけではありませんので、事務局として何か回答を求められているわけではないと思いますが、幾つかコメントをさせていただくと、菅野オブザーバーから連系線の使い方ということで、2020年の前でもというようなお話がありました。

これも調整力の公募の世界での対応ということになるかと思いますが、監視等委員会、あるいは広域機関とも議論をしながら、そういうことが可能かどうかの検討をするという理解をしております。

また、これは東京ガス・佐藤オブザーバーの議論とも重なりますけれども、必要な調整力がどれくらい必要かということは、当然、精査をして、必要最小限の量いうのを見ていくということかと思いますが、昨年、沖縄のほうで電源開発さんの揚水発電は廃止になっておりまして、再生可能エネルギーの、いわゆる30日等出力制御枠というのは、(最終的には一緒ですが)前提となる計算上ではむしろ減ったというような状況がございます。

再生可能エネルギーが増える中で調整力をどのように確保するのか、その中で単純に市場原理だけで言いますと、むしろ調整力の範囲というのがむしろ物理的には少なくなってしまうという中で、果たしてどれくらい確保していくのか。これは電気事業制度の中だけで考えていくべき話ではないのかもしれませんが、検討の課題であるというふうに認識をしております。

それから、参入要件は低くして、むしろペナルティーを高くすべきではないかというご指摘が、DRの観点からございました。当然、そういうものも1つの選択肢としてあると思いますし、い

ずれも高くしてしまうということは多分ないと思うのですけれども、この後のインバランスの議論も含めて、参入要件とペナルティー、どちらも低くするとかいう話ではないというふうに、一応、理解をいたしました。

それから、鍋田オブザーバーのほうからご紹介いただきましたものについては、非常に前向きな取り組みというふうにエネ庁としても認識をしておりますけれども、こうした動きと並行いたしまして、需給調整市場の中でも何ができるのか、制度の枠組みとしてどういう取り組みが必要なのか、それはまさに、広域的な運用に限らず、広域的な調達についても何ができるのかということは論点であるというふうに認識をいたしております。

以上です。

#### ○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、次の議題に進めさせていただきます。

次は資料4、インバランス料金の当面の見直しについてです。

事務局からご説明をお願いいたします。

#### ○小川電力市場整備室長

それでは、資料の4をごらんください。

まず、1ページ目になります。

本日の議論は、今、前半でご議論いただきました、将来的な需給調整市場の創設を見据えつつ、昨年4月から開始しました新しいインバランス料金制度について、その運用状況を見ながら、必要な見直しを行っていくということで、ご提示するものであります。

問題意識としましては、2つ目のポツにありますとおり、制度検討当時に想定したよりも予見可能性が高まって、結果的に事業者の計画遵守インセンティブは損なわれている可能性があるということでありまして、これへの対応をどのように考えていくかということになります。

まず、昨年4月からのインバランス調整ということでは、2ページ目にありますけれども、各発電事業者、小売事業者が前日段階での計画を提出して、計画と実績の差分の調整は一般送配電事業者が行い、その費用を事後的に精算する、これがインバランス精算、計画同時同量制度のもとでのインバランス精算の制度になっております。

どのような見直しを行っていくかに当たりまして、3ページ、インバランス料金制度の変遷というものを参考としてまとめております。

今し方の議論でも参入のしやすさの話とペナルティー制をどうするか、そのバランスをどうとっていくかという議論がありましたけれども、このインバランス料金制度を見ていただきますと、

赤で囲ってある上から3段目のところ、変動範囲外不足のインバランスというところを見てみますと、当初はかなり高いものであって、それが徐々に緩和されてきたというのが、これまでの経緯でありまして、具体的なその不足インバランスの最高価格、一番下に書いてありますけれども、2005年以降ですと80円台とか、それからそれ以後でも40円、50円ということもありまして、この、昨年4月から小売の全面自由化、それ以前は新電力、届け出があったものが登録制ということで、税の審査が行われるようになっていきますけれども、一方で、インバランスに関しては、市場価格ベースという形で変わってきまして、その結果として一番下にあります、今のところの最高価格ということで言いますと20円台の前半というのがこれまでの推移であります。

現行のインバランス精算単価の算定方法ということで、次の4ページ目にまとめてありますけれども、インバランス精算単価の算定式につきましては四角で囲ってありますスポット市場価格と、1時間前市場価格の30分ごとの加重平均値、市場価格と呼んでいますけれども、これに $\alpha$ を掛ける。

この $\alpha$ というのが、系統全体の需給状況に応じた調整項、さらに、 $\beta$ 地域、今度は地域ごとのコストの差を反映した調整項ということで、市場価格をベースとしつつも、 $\alpha$ 、 $\beta$ といった2種類の調整項が用いられているというのが現在の算定式になります。

その $\alpha$ というときに、1枚飛ばしまして6ページ目、これはちょうど $\alpha$ の見直しのところで出てくるものでありますけれども、この $\alpha$ の考え方として、1、2、3と掲げられておりますけれども、②のところにあります計画遵守のインセンティブを損なわないようにする $\alpha$ というものがある程度変動するようにする。一方で、 $\alpha$ が大きくなり過ぎたりすると、ペナルティー性が高くなるということもありまして、著しく1から乖離しないようにする。

そのための方法としまして、その下のところにありますけれども、次の7ページです。さらに上限値、下限値というものを設定しておりまして、結果的にこのグラフ、下のイメージ図でいいますと、端のほうの部分を排除することによりまして、結果的にその $\alpha$ が著しく高くないといったような方法をとっております。

このような $\alpha$ 、 $\beta$ というものをを用いた算定式でスタートして、実はこの親委員会に当たります電力基本政策小委員会、当時、昨年8月にも、このインバランス料金制度のあり方について、ご議論いただいています。

それが次、9ページになります。

これは昨年8月段階での資料でありまして、まだ新制度スタートして数カ月、しかも新制度発足当初は、計画同時同量制度、計画の誤りが多くてインバランス量というものも大きく変動していたわけですが、その当時から1つの問題意識としましては、まず、系統全体の需給の余

剰が多かったということで、かなりインバランス精算単価の水準に対する予見可能性が高まっているんでないかというのが、この当時の問題意識としてありました。

これにつきましては当時のご議論でももう少しよく見たほうがいいかなというご議論がありまして、結果的にこれに関する予見可能性というのは、その後、そんなに目立った形にはなっていないということがあります。

一方で、昨年8月のご議論でも1つ大きかったのは、問題意識2のほうでありまして、それが10ページになります。これは $\alpha$ 、 $\beta$ でいいますと、 $\beta$ という地域差を反映したものをを用いた結果ということで、表にまとめてあります。

これは、昨年4月の段階ではありますけれども、赤で囲ってありますような北陸、四国などでは最安値というのが、非常に低いものになっているとか、その結果、例えば、北陸地域においては、恒常的にインバランスの精算単価が市場価格より低い。

その結果として、不足、インバランス供給に頼った事業運営を行うインセンティブとなってしまっているということがありまして、そういった意味で、昨年8月の議論、次の11ページにまとめてありますけれども、この特に $\beta$ の問題については早急に対応すべきというご指摘をいただいているところであります。

そういった中で、少し間もあいてしまいましたけれども、こちらの作業部会がスタートしたこの3月、次の12ページになりますけれども、この場で、このインバランス料金制度見直しをご議論いただくことにいたしまして、論点として幾つか掲げております。

その1つ目が、まさに今ご説明しました $\beta$ 値の存在ということでありまして、これをどうしていくのか、この後のご説明にありますけれども、単純になくすのがいいのか、それとも何らかのものを残す必要もあるのかといったのが1つ目になります。

2つ目、同時同量達成のためのインセンティブ、そもそも、インバランス料金制度そのものが計画、同時同量達成のためのインセンティブを主たる目的とするものではありませんけれども、こういった目的もあわせ持つ中で、結果的に、インセンティブが十分働いていないのではないかという問題意識が2つ目にあります。

そういった中でどのような対応をしていくのかということでありまして、3月以降、この作業部会で、事業者からヒアリングなどを行う中で、いただいたご意見というのを13ページ、14ページ、さらに15ページとまとめてあります。

こういったいただいたご意見などを踏まえて、見直しに当たっての基本的な考え方というのを16ページにまとめてあります。

この新しい制度、昨年4月にスタートしているということ、それから、先ほどのご議論にもあ

りました、今度、先を見据えると、2020年度を目途とする需給調整市場の創設というのがある。ある意味、この過渡的な、暫定的な制度としての、現行のインバランス料金制度であるということで、これをよりよいものに見直していく必要は十分ある一方で、この段階で、抜本的に見直すと、またすぐその先、二、三年後にはまた新しい制度というのは、事業者に対して過度の負担を強いることになるということがありまして、そういった意味でのコストと実効性、よりよいものにする必要がありますけれども、余り大幅な変更を加えてしまうと、それはかえって事業者にも負担になるというところをどう考えるかというのが1つ目であります。

2つ目は現行の料金制度、インバランス料金制度のときにも大前提となっていたところでありましてけれども、過大なペナルティー制というのは、回避しなければならないということがある一方で、やはり経済的インセンティブが働きますと、特に不足インバランスに頼った供給というのが行われやすいということもありますので、ここのバランスをしっかりとる必要があるというのが2つ目であります。

それから事業者のヒアリングなどでもご意見をいただいておりますけれども、3つ目、インバランス料金制度、制度のみで、この料金制度が適切に機能するためには市場価格をベースにした仕組みとしておりますので、その市場価格の形成、具体的には市場が厚みを持って、適切に実態を反映するような制度にしていくということが重要でありまして、そういった意味でのこの制度とは別途の市場の機能強化というのが重要であるということを念頭に置きつつ、次の17ページ目以降では、具体的にどのような課題があつて、どのような見直しをしていくかというところをご説明したいと思います。

まず、17ページですけれども、先週の監視等委員会の分析におきまして、インバランスの精算単価と市場価格の大小関係にかなり予見性があるという形での指摘がなされております。

具体的には19ページ目以降、後ほどありますけれども、グラフにすると、例えば北陸エリアでは、インバランス精算単価が恒常的に低いといった点、逆に、東京エリアでは恒常的に高いといったことがありまして、その主たる要因となっておりますのが、次の18ページにあります、 $\beta$ というものであります。

この $\beta$ というものの存在によりまして、地域差、インバランスの精算単価と市場価格の関係が一定のものになりやすいというのがありまして、これを撤廃してしまえば、その問題が解決するかというと、必ずしもそうではないだろうというのが18ページのところであります。

これはそもそも、 $\beta$ の算定というものが、地域間の調整コストというものをベースにしているのに対して、市場価格というのはむしろ必ずしもそうならないと起因する問題であります。

こういった状況の中で、最も注目すべき事業者の行動がどうなっているかというのが、19ペー

ジ以降にまとめてあります。

まず、1つ目が恒常的に低く出ているという北陸エリアになります。

19ページにありますように、北陸エリア、インバランス料金が低く推移している中でということでありすけれども、右のほうの例1、例2とあります。これは計画が赤でありまして、実績が青、例1、例2、それぞれ別の事業者ではありますけれども、例えば、例2でいいますと、そもそも、赤を見ていただきますと、計画の段階で需要の見込みをゼロにしているということになります。

一方で実績のほうは、恒常的に実績があるわけですし、ここはそもそも、そういう実績、需要が見込まれるのに対して、ほとんど、あえて、もう計画上それを立てていない。結果的に、不足インバランスが発生するわけですが、恒常的に価格は低くなっているということで、この部分をインバランス供給に頼った供給になっているというのが、この19ページにあります。

続きまして、20ページは、今度は、インバランス料金が総体的に高くなっているということで、余剰インバランスを発生させるインセンティブが生じているということでありまして、ここでいいますと、今度、例3、4にあります赤の計画のほうが、青の実績を恒常的に上回っているということでありまして、特に例4の場合などでは、かなりその計画の値そのものが、需要の見込みというよりは、機械的な見込みに基づく計画になっておりまして、これは、結果として、常に余剰インバランスを発生させているという状況であります。

さらに、次の21ページ、こちらは北海道でありまして、これは、エリア分断が発生していることから、市場価格よりも、インバランス価格のほうが低くなるが多くなっております。

そうした中でということでありすけれども、例5、例6が上がっております。

これも赤の計画と青の実績を見ていただきますと、例5のほうで言えば、前半と後半で少し傾向の違いはありますが、特に前半ではほとんど計画は立っておらず、実績が出る中で、この差が不足インバランスになっているということでありす。

また、例6を見ていただきますと、これは恒常的に不足のインバランスということではなくて、赤と青の関係を見ていただきますと、一定の時間帯はほぼ一致させるような感じはありますが、青が上に上がる、これは日中需要がふえるところですが、ここになると赤が下に沈んでいまして、この差、不足インバランス。一方で夜になってくると、赤と青が一致している。ある意味、計画と一致させようとしている傾向が見てとれるかと思えます。

こういった実態を踏まえてどうしていくかというのが、次、22ページ、論点1ですけれども、 $\beta$ については、見直すに際して一定の地域差というものを配慮する必要はなおあるのではないかと、ということで、その具体的な検討案として、幾つか提示しているところであります。



これは本来的にはインバランス料金、その将来の需給調整市場になりますと、30分単位でのその価格が反映されていくわけですが、現行はそういう形にはなっていない。

むしろ、システム上の対応の必要性等もある中で、全ての時間、市場価格を反映するという点では必ずしもこの $\alpha$ というのをどうしていくかということで、そのコマ別に分析を行ったのが、23ページになります。

この見方ですけれども、23ページ、まず一番上のところに、 $\alpha$ を用いたその市場価格をエリアのプライス、インバランス生産単価とエリアの価格との差が絶対値が2より大きい。ある意味、2円以上差があるということと言うと、予見可能性がかなり高くなるということになります。

そういったコマが1年間、全体では1万七、八千円ある中でどれぐらい発生していたかということでありまして、一番上見ていただきますと、北海道あるいは北陸でかなり多く発生しているということになります。

そうした中で、こういう、ある意味、予見可能性が高くなっているところを、どのように減らしていくかといったときに、このエリアの価格と全体のシステムの価格ということの価格差のとり方で、赤で囲ってある真ん中あたりが、年間のこれは中央値をとった場合でありまして、この場合には改善率というところを見ていただければと思いますけれども、おおむね40%台から北陸などではかなりの程度、ここの部分が改善するという形になっております。

中央値の下には、今度は平均値というものもあります。

これも同じような改善結果になるわけですが、北海道を見ていただきますと、その改善率、中央値をとった場合の44%に比べてその半分以下というところがありまして、こういったこともありまして、25ページにあります、その新たな $\beta$ 値のあり方といったときには、この中央値というのが1つの案になるのでないかなというふうに考えております。

その場合の、今度、データのとり方としまして、現行の $\beta$ というのは、前年度の1年間固定でやっているわけですが、これまた、将来の需給調整市場、見据えていったときに、 $\beta$ 、今、理想的には30分ごとに価格差を反映していくのが望ましいわけですが、それは対応にも時間を要しますので、例えばということ言う、今も1年間固定なのを、毎月ということ、その直近の実績を反映させていく。

これは事後的にわかるものですので、今ですと事前に $\beta$ というのを数字として、1年間これで行きますというのを出しているわけですが、このやり方ですと、事後的に直近の月の差を反映していくということであるので、例えば、こういった形で現行生じている課題を少し緩和できないかというのが、この $\beta$ の見直しになります。

また、沖縄ということでありまして、この1つ、ゼロとしてはどうかというところ。これはエリアとシステムの差というのを特に関連するものがないので、ここはゼロとしてはどうかというのが $\beta$ の地域差の問題です。

もう1点が、26ページ目以降、今度は $\alpha$ と呼んでいるもの、全国の需給状況を踏まえた調整項というものでありまして、これは冒頭でご説明しましたように、余りにもこの変動が大きくなり過ぎては、ペナルティー性が高くなるのではないかと。

例えば、結果的に $\alpha$ というのが10とか20ということで、その市場価格の10倍、20倍ということになると、かなりペナルティー性も高くなるというような考えのもとに、一定の範囲にこの変動が収まるようにということで、上限、下限というのを設けております。

これについて、見直しの方向としてどのような方向性があるかということで、これについても先週の監視等委員会でも1つの方法ということで提示されてはおりますけれども、ここにまとめていっているところと言いますと、上下限というのを完全撤廃すると、一番左はこれまでの考え方からすると、ちょっと外れるところではありますけれども、その制限、上限下限の設定の仕方として、現行制度の延長なのが一番右にあるものでして、20%売り買い、それぞれ20%のところを排除している一番右のやり方のところを、排除する幅を少し狭めるというのが、一番右の方法になります。

全く別の方法としまして、そもそも、この $\alpha$ ということの振れ幅をある程度に狭めるというのが左から2つ目でありまして、それぞれ、その結果がどうなったかというのをひとつ分析しているのが28、29ページになります。

それぞれの見方ですけれども、28ページ、これは一番現行というところで、左の欄を見ていただくと最大で22円弱、最小で4円弱という形になっているものを、今度、制限の仕方を変えて $\alpha$ という数字の上限を例えば3にする。

市場価格のほうを言ってみれば3倍を上限とするといった場合に、最大でどれぐらいになるか、ここで言うと54円と、2倍とすると50円弱というのが、この $\alpha$ について上限、下限を用いた場合の幅になります。

もう1つ、別のやり方、次のページのほうは、現状を20%というところで切っているところの端のところを切っていくのを20%からもう少し狭めていく、10%、5%という切り方をしていくと、だんだん上限も上がって行って、5%で30円を越えて、3%になると50円になっていく。

それぞれどれぐらいの頻度で発生するか、これはあくまで昨年度の実績に基づくものではありませんけれども、発生頻度は一番下にコマ数として書いてありまして、例えば、上下限3%にした場合には50円程度の上限に張りつくのが0.2%出現しているということになります。

こういった分析を踏まえて、30ページにまとめておりますのは、変動幅の設定の仕方、これはやり方であるので、どちらをとったとしても一長一短があるという中ではあるんですけども、ある意味、定数の上下限を置く市場価格の2倍が上限としたほうが事業者から見た予見可能性というのは高まるのかなということは言えるかと思えます。

そうした中で、事業者の計画遵守インセンティブを向上させるといった点、それから、昨年4月にスタートした制度との連続性も考えると、もう1つの方法、この両端の入札曲線の前幅、現行の20%を少し狭めていく。

例えば3%にしておりますけれども、こういう方法でしてみたらどうかというのがここでのご提案になります。

最後は論点3としております。

これは昨年夏にもちょっとご議論いただいております、計画同時同量制度のもとの不適切な行動、具体的には今も見ました、例えば不足インバランスに頼った供給といったようなものについては、厳しく対応していく必要があると思っております、実際、今回、幾つかの事例については、事業者に対して直接、改善指導を行っているところであります。

このあたりにつきましては、対応のその役割分担、広域機関ももちろんですけども、資源エネルギー庁、監視委員会、関係者が協力して進めていく必要があると思っております、最後、34ページにまとめておりますのは、本日、今後の進め方になります。

本日、この場で何か全て決めるということではありません、ここで基本的な方向性についてご議論いただきつつ、その事業者の方々からのご意見にもありました、そのめど、どういうスケジュールでやっていくかというところをしっかりと示してほしいというようなご意見もありますけれども、ここでできる見直しについては、秋ごろをめどに進めていきたいということでもあります。

他方、インバランス料金制度そのものにつきましては、需給調整市場の創設に向けた検討が進む中で、必要に応じ、また随時見直しもあり得るということでもありますし、また、冒頭申し上げました、その制度だけで全て事業者の行動を規律することは難しいという面もありますので、別途、計画同時同量制度のもとの供給力確保の実施状況といった点、事業者の監視などについては、このインバランス料金制度の見直しを待たずに、しっかり強化策を講じていきたいと思っております。

長くなりましたが、以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、ご議論をお願いしたいというふうに思います。

いかがでしょうか。

廣瀬委員、お願いいたします。

○廣瀬委員

ご説明ありがとうございました。

スライドの16ページ目で、インバランス料金算定式の見直しにおける基本的な考え方をご説明いただきました。この中で、今回のご提案は、2020年度をめどとする需給調整市場の創設までの間の暫定的なものであり、従ってその見直しに当たってはコストと実効性のバランスを勘案することが重要であるというお話をいただきました。私はここは大変もつともだと思います。後半でご説明いただいた $\beta$ 、 $\alpha$ の設定方法の見直しにつきましては、事業者への負担、つまり政策コストの大きさには十分に配慮されているものと考えますので、私は、きょういただいた方向性、ご提案につきまして、賛成させていただきたいと思います。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

いかがでしょうか。

國松さん、お願いいたします。

○國松オブザーバー

ありがとうございます。

まず、私からは、計画同時同量における同時同量の遵守というところに関しましては、安定供給の中でも必要かと思えますけれども、取引所の価格を形成する中で、これはしっかりと守っていただけないと。

高いから買わないというようなことが許されるような市場では、正統な価格がつかまず、このあたりの監視はよろしくお願ひしたいと考えているところでございます。

次が、まず $\beta$ 値の見直しに関しましては、このとおりにかと思えますけれども、エリアプライスの反映の仕方というのは、 $\beta$ で反映させる方法と $\alpha$ の掛け算である市場価格、今は市場の平均価格掛ける $\alpha$ 足す $\beta$ という形になっておりますけれども、この市場の平均価格を1つエリアごとに、エリアの平均価格……平均価格というのは、スポット市場と時間前市場に対してアルファを掛けるということをすれば、多少救われるのではないかと。

そのポイントが先ほど救われるといったところで、改善率の部分で、やはり北海道エリアの改善率が40%、これはもう少し北海道エリアのところだけを見れば改善したい。平均をとってしまうと、昼間の部分でまだどうしても差が出てしまうことを事業者が悪用しないかということ考

えれば、30分ごとにエリア価格を参照したほうがよりよくなるのではないかとこのように考えたところでございます。

このあたり、また検討に関しまして、私どももできる範囲で計算、シミュレーションのお手伝いをさせていただきたいと思っております。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、大山委員、お願いいたします。

○大山委員

基本的に、1日前市場が分断していないのにインバランス料金が非常に違うというのが大きな問題になっていると思っておりますので、そのあたりは何とかしなきゃいけないということで、今、國松さんがおっしゃったことも1つの案かなというふうには思います。

あとは、方向性としては、私はこれでよろしいと思うんですけども、数字を決めて、例えば上下限3%とか決めたとして、結果的になかなか、やはりいい取引が行われたいということであれば、その数字については、随時見直すというような方向でやっていったらいいんじゃないかなというふうに思います。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、秋元委員、お願いいたします。

○秋元委員

どうも、ありがとうございます。基本的には、私もこの方向の見直しでいいかと思っております。

ただ、例えば19ページ目から21ページ目の数字を見ると、ちょっと衝撃というか、非常に残念だなという感じで、まさかここに例に出ているのは、本当にごく一部の事業者だけだというふうに思っておりますので、これが大多数だというふうには思いたくないんですけども、こういう形になっていると、結局、消費者にその負担はありますので、こういうことにならないような制度設計が必要なんだろうと思っております。

ただ、一方で、16ページ目で書かれているように、不可避的にどうしてもインバランスが生じるということがあるので、なるべく、やはりペナルティーは高くしたいところだけれども、不可避的な状況があるので、そこに対して、何らかの上下限を切るというような形の対応というのは、仕方がないかなというふうに思っておりますので、この方向でいい。

ただ、ここでも書かれているように、そういう状況もあるので、何らかの悪質的な部分に関しては、非常に強く、ここでは何か制裁措置というような形の書き方もされていましたが、そういうものも含めて、検討をいただければというふうに思います。

ただ、これは質問なんですけれども、ここで制裁措置と書かれているのは、具体的にどのようなイメージで書かれているかというのを1点お伺いしたいと思います。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、また後ほどそれについてはご回答いただくことにしまして、坂本さんのほうからお願いいたします。

○坂本オブザーバー

ありがとうございます。

インバランス料金ですけれども、計画値同時同量制度下におきましては、一般送配電事業者が必要な調整力を効率的に確保するためには、発電及び小売事業者の計画遵守が必須であるというふうに考えてございます。

事務局の資料にもありますように、現行のインバランス制度では、事業者の同時同量のインセンティブを損なっている可能性があるということから、ぜひ、早急な見直しをお願いしたいと考えてございます。

至近の対応といたしましては、システム改造を伴わず、早期に実現可能な対応について、ぜひ、早目に検討をお願いしたいと思います。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員

既に指摘はあったのですが、いずれにせよ、これは過渡的な制度ですので、何がいいかをさんざん議論し、膨大なシステム開発投資をし、膨大な時間をかけてでき上がったころには、もうリアルタイムマーケットができていて使われなくなったといったら、全く無意味ですので、ベストなものが何かというよりは、今すぐ対応できて、低いシステム改修コストで早急にできることを考えるほうが重要だと思います。

その意味で、国松オブザーバーがおっしゃったことはもっともだと思いますが、そのために膨

大なシステム開発コストをかけ、実際の試行までに時間がすごくかかるということであれば、より簡便な方法、実際に今回提案されているような方法も合理的だと思います。私は、早くやることのほうがずっと重要だと思いました。

それから、次に供給力確保義務のペナルティーに関してです。供給力確保義務があるということ的前提としてインバランス料金だとかの制度がこうなっている。考え方としては、インバランス料金を払っているのだから、供給力を確保できていなくていいじゃないかと、そう開き直る制度設計だって、絶対ないとは言えない。しかしもしそうだとすれば、現行のインバランス料金制度、例えば上限を切るだとかというやり方はとてつもなくまずい。そうなのであれば、インバランス料金もどこまでも高くなるという制度にしないと、コンシステントな制度にならないと思います。

そういうのは、ほとんどの事業者、特に真っ当に事業をしている人にとっては迷惑だと思いますので、今回のようなご提案のように、供給力確保義務は大前提で、そのためには、予定されていた制度はちゃんとやることは重要。

最もきついペナルティーとなると、現行の制度でできるのは、例えば登録取り消しだとかというようなものだってあり得る。実際に義務を果たしていないということをアナウンスするとかというように、一定の効果があると思います。

いずれにせよ、もしそれでも足りないということであれば、もっときついペナルティーを考えざるを得ないと思いますが、現行制度でもできることはありますので、それをきちんとやっていくことが第一歩だと思います。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員

問題意識は、皆さん既に共有されていると思うんですけども、参入条件も低くて、ペナルティーも低いと、こうなるんだなということなんだと思います。

これはシステム改革の中で決まったわけですけども、この現状から学ぶべきところというのは非常に大きいんじゃないかというふうに思います。

事業者のヒアリングでもありましたけれども、制度を憎むべきというふうな意見もありましたけれども、やはり、事業者にも責務があることを考えると、きちっと監視も、あるいは厳格な措置とありますけれども、そういうところもしっかり、あわせてやっていただくことが非常に重要

なのかなと思います。

皆さん、方向性はいいと言うのですけれども、私個人からすると、秋まで待たなくたって、もう来月からやっただっていいじゃないかぐらいのことは可能じゃないかと思うんですけれども、そのぐらいの意気込みでやっていただいてもいいというのかなという感じはいたします。

今回の見直しなのですけれども、例えば、このβを月ごとにしているわけですが、週ごとにしたりとか、日にちでしたって、そんなにシステムコストってかかるものかなというのがわからなくて、私なんかはエクセルでかなりの程度できちゃうような気がするんですけれども、それをいろいろシステムを付加的に重厚にしていくなにかかるのかもしれないけれども、そもそも参照しているものというところをどのぐらいの頻度で見るとかという話なので、そんなにシステムコストがかかるのかということについて、余り理解ができないかなとの感じは持っています。

そのあたりも、システムコストがかかるからできないとかという話を本当にされるとすると、そこもあわせて、ちゃんと教えていただいたほうがいいのかなという感じはします。

方向性はいいんですが、ただ、少なくとも月ごとにはできるというぐらいの意味で、私は捉えています。

当座は以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、秋山さん、斉藤さんの順番でいきたいと思います。

○秋山オブザーバー

事業者として幾つかのコメントを述べさせていただきたいと思います。

まず、エネットとしてこれまで発言していることの繰り返しにはなりますが、抜本的には、インバランス単価は、需給調整市場に連動していくことが考えられますので、そういった、あるべき姿を見据えた検討をしていく、方向性を合わせていくことは大事だと思っています。

それまでの期間において、これまで議論がありましたリードタイムであるとかコストということ踏まえつつ、現状の問題を踏まえると、やはり見直しを行うことには賛成はいたします。

一方で、日々、オペレーションをやっている我々といしましては、例えばインバランス料金が幾らになるかに関係なく、確実に供給力を確保しようとしている事業者とが多数いる中で、一部の事業者が問題となる行為を行っているという実態があるということであるのであれば、まずは不適切な行為を行っている事業者に対する監視ですとか指導、こういったものを強化していくことが先ではないかと考えております。

その上で見直しを行う場合には、例えば、将来的には需給調整市場への連動ということを見据



えれば、やはりインバランス単価というのは、実際の需給調整のコストに近い価格にするのが当然であるのではないかと考えています。

見直しの方向として、まずは $\beta$ についてですが、 $\beta$ を、例えば廃止してしまっ、エリアプライスにインバランス単価を連動させるということが最もわかりやすいとは思いますが、そうした場合に、例えばエリアごとのアンバランスが起きてしまうということもあるかと思しますので、その見直しの方向として、23ページの事務局案には、この $\beta$ にはエリアという概念が入っていますので、こういった指標を使うということは、ある程度の妥当性があるのではないかと考えております。

次に、 $\alpha$ についてですが、やはり、恣意的な運用をしているのではなくて、やむを得ずインバランスを出してしまうような小さな事業者さんもあると考えれば、一定程度、そういった人を保護する観点も踏まえると、やはり論点3にありますような、監視とか指導、これを強化するというのは大前提で、実際の需給調整コストの上限を指標として $\alpha$ をつくるというようなことあるのではないかなというふうに考えています。

あくまでこれは例ですが、例えば実際の需給コストは幾らぐらいになるのといった場合に、例えば、この資料の20ページとか21ページのグラフを見ますと、たまたま2月のある断面ですけれども、こういったエリアで稼働した電源で最も高い供出価格、大体25円以上と見てとれるわけです。こういった値も参考になるのではないかと考えております。

そうしますと、29ページで、 $\alpha$ 、について幾つかシミュレーションしていただいていますけれども、そうすると、少し、3というのは、ここからは少し乖離するのかなというような印象を受けております。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、斉藤さんからお願いいたします。

○斉藤オブザーバー

ありがとうございます。

既に多くのお委員の方々がおっしゃってしまして、私も基本的に同じような考えでございます。

16ページの基本的な考え方として掲げいただいている3点、1、2、3とありますが、こちらにつきまして、私どもも賛成でございます。

特に1につきましては、政策コストと実効性のバランスということで、ある意味、こちらを踏

まえた形で、今回の資料には $\alpha$ 、 $\beta$ の案を提示していただいていると理解しております。

これはこれで、非常に、あ、なるほどなというふうに私も感じた次第でございますが、これと同じ政策コスト、すなわち、一定の負担のもと、もう少しよりよい実効性のあるもの、そういうようなものがあるかどうかという検証さえしていただいて、その上で最終的にどういうふうに変えていくのか、そういう形で、今後進めていただけたらというのが、私どもの意見でございます。

以上でございます。

○横山座長

それでは、柳生田さん、お願いいたします。

○柳生田オブザーバー

ありがとうございます。私どもも、方向性に関しては賛成させていただきます。

ただ、一方で、例えば $\alpha$ に関しましても、たまたま市場が高いときにはこの上限に張りつくということがあるかもしれませんが、平均値的に見ると、やはり市場価格そのものに近いということが、ある程度の発生確率だと思っています。そうすると $\alpha$ および $\beta$ で調整するというのは限界があるのかなという風に思っていて、やはり、恣意的にインバランスを出している事業者をどのように排除するかというところを、制裁も含めて検討するということが重要になってくるのではないかと思っていて、その制裁の中身というのをどのようにするのが重要なのかなと思っています。

何度も指導した結果、それでも是正が見られないというような事業者に関しては、公表されるというのは事業者にとって物すごくインパクトのあることだと思いますので、例えば名前を公表するとか、そういったことも含めてご検討いただければなと思っています。

それから、エネットさんからも指摘ございましたけれども、やはり規模が大きいと、インバランスの一致率というのは確実に平滑化効果で高まっていくことがあるので、新電力で規模の小さいところは、不可避免的にインバランスが発生してしまうということがございますので、かつての制度にあったような規模や期間といった尺度の裾切り制度というものも検討していただきたいと考えています。

以上でございます。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、佐藤さんのほうからお願いします。

○佐藤（裕）オブザーバー

今、マーケットの東西分断がかなり恒常的に発生する状況になっていまして、エリアプライス

とインバランス価格の逆転現象が、これは異常事態だと思うのですが、現実のものとなっております。私ども事業者として、法令遵守のディスインセンティブが働いてしまっているところが、非常に由々しき問題だと思っております。

その観点から、新電力として負担が重くなる、あるいは、リスクが大きくなるという側面はあるのですが、まずは、可及的速やかな状況の改善をお願いしたいと思っております。

先ほど委員の先生からお話がありましたけれども、トライアンドエラーで、具体的な値の設定が、もし行き過ぎたならまた見直すとか、そういう議論ができればいいと思っております。いずれにしても、今のこの状態を可及的速やかに是正していただくことが重要ではないかと思っております。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

ほかに、いかがでしょうか。

では、又吉委員からお願いいたします。

○又吉委員

私も基本方針については同意をさせていただきたいと思っております。

24ページ目のところに試算値を出していただいているのですが、おっしゃるとおり、改善率というのは、年間中央値よりも月ごとで洗い替えをしていくということが重要で、改善率が上がるという試算になっていると思うのですが、費用対効果の考え方、もちろん、計算方式はできるかもしれませんが、精算の業務フローがどれだけ大変になるかとか、この辺がちょっとわからないので、広い範囲で見た費用対効果の考え方が必要なのではないかと思います。

加えて、料金制度だけで、事業者行動を規定するのは実は難しいのかなと思っております。金融市場においても、モラルハザードの点からは、グレーゾーンと言える市場者行動というのは決してゼロにはなりにくいという状況にもなっていますので、ある意味、需給計画の遵守する事業者と遵守しない事業者間での不公平問題を解決するためには、やはり第三者機関による監視機能の強化といったものも視野に入れるべきではないかというふうに考えます。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、武田委員、お願いいたします。

○武田委員

既に複数の先生がおっしゃったことですが、計画値同時同量制度は、供給能力確保義務を前提とします。これは電事法の中で明示され、処分の規定もあって、さらに別途、処分の基準も出されているわけですので、それをしっかり当局において発動していただきたい。それが今後の検討の大前提と感じています。

○横山座長

よろしゅうございましょうか。

では、小宮山委員、最後をお願いいたします。

○小宮山委員

$\beta$ の見直しに関しましては、既にご説明いただいたとおり、決済区分の30分で変更するのが恐らくベストかと思えますけれども、恐らく、システム上の問題、私も多分大変なのだろうなという気がしておりますので、月次も、それでも難しければ、もう少し長い既設区分等でも、恐らく行えれば、現状よりは改善するのかなというふうに、印象を受けております。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

それでは、制裁措置はどういうものかというご質問もありましたので、それも含めまして、事務局のほうからお願いします。

○小川電力市場整備室長

たくさんのご意見、ありがとうございました。

まず、秋元委員からご質問ありました制裁措置、33ページにあります制裁措置ですけども、2つあると思っていて、1つは、これは広域機関の中での自主的なルールとしてのあり方、注意とかもありますし、中での制裁措置と呼べるものがあるというのが1つです。

それから、もう1つは、今、武田先生からもご指摘がありました、電事法のもとの制裁措置ということでありまして、最終的にはその業務改善命令というものも、可能性としてはあるという意味での制裁措置ということになるかと思えます。

二、三、コメントということで申し上げますと、秋山オブザーバーからありました、例えば、25円というようなのが見てとれるといったお話がありました。これはあくまで分析としてお示したのは、昨年度のものということでありまして、これらは市場が、今、集めまして、この4月からグロスビディングも始まっていてといったようなことも考慮して、その具体的な水準は考えていく必要があるのかなというふうに思っております。

また、大橋委員からのご指摘がありました、そのβ、月ごとより週ごとのほうがもちろんいいといった話、この辺は何がどこまでできるのかというのは、しっかり検討したいと思います。

最後、市場価格、これは國松オブザーバーから当初問題提起がありまして、大山委員からもありましたけれども、特に分断が起こっているので、北海道を念頭に置いて、エリアごとにするというのは、これは考え方といたしましては、従来のインバランスはまさにエリアごとだったところを、この、昨年4月からベースは全国一律としてそこに地域の差を反映させる。ある意味、将来的な需給調整市場のあり方も見据えての考え方になっておりますので、そういった大きな方向性を踏まえての見直しということで考えていきたいというふうに思っております。

以上です。

○横山座長

どうも、ありがとうございました。

皆様のほうから大体、方向性については、これでよろしいんじゃないかというご意見をいただいたかと思えます。

細かな点を含めまして事務局で検討していただき、できるだけ早急に導入できるように進めていただきたいというふうに思えます。

どうぞ、よろしく願いをいたします。

それではほかに特にご意見がないようでしたら本日はここで終わりにしたいと思います、いかがでしょうか。

ほかに何かご意見ございますか。

よろしゅうございましょうか。

それでは、最後に事務局よりスケジュールについてお願いいたします。

○曳野電力需給・流通政策室長

次回の日程に関しましては、日程等、詳細が決まり次第、ホームページ等でお知らせをさせていただきます。

○横山座長

それでは本日の作業部会、これにて終わりにしたいと思います。

どうも、ありがとうございました。

—了—