

第46回制度設計専門会合 議事録

日時：令和2年3月31日 15：00～18：00

場所：経済産業省 本館17階 第1～第3共用会議室

出席者：稲垣座長、林委員、圓尾委員、安藤委員、岩船委員、草薙委員、新川委員、辰巳委員、松村委員、山内委員

(オブザーバーについては、委員等名簿をご確認ください)

○恒藤総務課長 定刻となりましたので、ただいまより、電力・ガス取引監視等委員会第46回制度設計専門会合を開催いたします。

委員及びオブザーバーの皆様におかれましては、本日も御多忙のところ御出席いただきまして誠にありがとうございます。

本日の会議は、新型コロナウイルス感染症の感染機会を減らす取組が求められていることから、傍聴者、それから随行者なしでの開催とし、インターネットで同時中継を行っております。

それでは、議事に入ります。以降の議事進行を、稲垣座長、よろしく願いいたします。

○稲垣座長 皆さん、こんにちは。本日の議題は議事次第に記載のとおりでございます。

まず議題1、ガス導管事業者に係る行為規制の調査について、事務局から説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長 それでは、御説明をさせていただきます。

資料3-1を御覧いただけますでしょうか。こちらは「ガス導管事業者に係る行為規制の詳細について」ということでございます。

資料をめくっていただけますでしょうか。2ページ目を御覧いただきますと、こちらはガス導管事業者について、その中立性を確保するために必要な体制整備に関して、今回御議論いただくということでございます。

4ページ目を御覧いただけますでしょうか。こちらは前回の御議論でございますが、一般ガス導管事業者に課す体制整備の内容ということでございますけれども、こちらにつきましては、一般送配電事業者に課される体制整備義務のうち、執務室の物理的隔絶など、

赤い枠囲いで4ページに書いてある①、②、⑦のような措置につきましては、相当の費用が生じ、その供給区域における需要家の少ない事業者においては需要家当たりの負担が相対的に大きくなるといった懸念もあることから、ガスメーター取付数30万個以上の一般ガス導管事業者に対して法的に義務づけることといたしまして、それ以外の一般ガス導管事業者については、ガイドライン上望ましい行為として位置づけるとしたところでございます。また、①、②、⑦以外の体制整備の項目については、全ての一般ガス導管事業者に義務づけるものとされたものでございます。

5ページを御覧いただけますでしょうか。特定ガス導管事業者及び一般ガス導管事業者については、いずれも公平に利用されるべきガス導管を取り扱う事業者ということですから、両者に求められる中立性は同等のものと考えられることから、特定ガス導管事業者においても、一般ガス導管事業者と同様の項目の体制整備義務を課すことが適切と考えられます。

また、①、②、⑦の赤い枠囲いで囲ったところ、体制整備義務を課す事業者の基準につきまして、両方で異なる基準を設ける合理的な理由はないと考えるということでございまして、なお、法的分離の対象となる事業者を定める基準についても、一般ガス導管事業者と特定ガス導管事業者で同一の基準となることが想定されておりました、過去の国会答弁でもそのように整理をされているところでございます。

6ページを御覧いただけますでしょうか。したがって、体制整備のうち、①、②、⑦を法的に義務づける特定ガス導管事業者の基準は、一般ガス導管事業者における基準と同様に、ガス供給に係る契約の総数が30万件以上の事業者として、基準に該当しない特定ガス導管事業者については、①、②、⑦またはこれらに代替する措置をガイドライン上望ましい行為として位置づけ、その状況について、事業監査を通じ確認することとしてはどうかということでございます。

他方、①、②、⑦以外の体制整備の項目については、全ての特定ガス導管事業者に義務づけることとしてはどうかということでございます。

6ページの下に※印で書いてありますが、現状、いずれの特定ガス導管事業者も契約総数は100件未満であるため、現状においてAの基準に該当する事業者はいないということでございます。ただし、この青い枠囲いの3番目のポツに書いてございますとおり、今後、特定ガス導管事業者を取り巻く競争環境に大きな変化があった場合や、その中立性に疑念が生じた場合には、速やかに本基準の見直しを検討することとするということでござい

す。

7、8、9、10ページ以下は参考資料ということになっておりますので、詳しい説明は割愛をさせていただきます。

なお、今回でガス導管事業に係る行為規制ということについては、一通り御議論をいただく形になりますので、資料3-2、縦長のWordファイルの形で、一般ガス導管事業者及び特定ガス導管事業者に係る行為規制の詳細について、取りまとめ案をまとめさせていただいております。こちらにつきましては、もともと経済産業大臣から電力・ガス取引監視等委員会に対して、行為規制の詳細その他考えられる事項について意見が求められているものですので、こちらの取りまとめについて御了解いただけましたら、委員会に報告して、委員会のほうから経済産業大臣に回答するといったことを、今後予定しているということです。

内容につきましては、これまで専門会合について御議論いただいた内容を取りまとめた形になっております。こちらについてざっと御説明をさせていただきますと、初めの23行目でございますが、こちらは情報の適正な管理のための体制整備等ということになっておりまして、本日及び前回御議論いただいた内容を規定しているところです。

続いて、2ページ目を御覧いただきますと、これまで御議論いただいた項目について、それぞれ情報を適正に管理するための体制の整備であったり、業務の実施状況を適切に監視するための体制の整備であったり、その他適正な競争環境を確保するために必要な措置というところについてまとめているところでございます。

59行目におきまして、執務室の物理的隔絶等の措置については、メーター取付数30万個以上の事業者について義務づけると記載させていただいているところです。

続きまして、64行目でございますが、こちらにつきましては、社名、商標、広告・宣伝に関する規律ということで、72行目、社名において、導管事業者及びグループ内の小売・製造事業者がお互い同一視される社名を用いることは、競争環境を阻害するおそれがあることにより禁止するということが書いてあり、商標についても同様に掲げております。広告・宣伝についても同様に95行のところで記載をしてございます。

続きまして103行ですが、こちらについては業務の受委託に関する規律ということで、104行目、改正ガス事業法においては、特別一般ガス導管事業者がグループ内の小売・製造及びその子会社に導管業務を委託することを原則として禁止しております。その例外について、111行目、117行目、120行目で、災害復旧対応などのときには例外に該当すると

ということで、整理をさせていただいているところでございます。

126行目として、例外として許容される業務受託の内容ということで、こちらに関しても原則として禁止をしているのですが、適正な競争関係の阻害のおそれがない場合として、禁止の例外としている項目について、133行目以下で整理をしているということでございます。

142行目については、公募せずに委託できる最終保障供給の業務ということで、緊急時の対応などということで整理をしているということでございます。

150行目でございますが、こちらは通常取引条件とは異なる条件であって、グループ内での取引に関する規律として、通常取引条件とは異なる条件であって適正な競争関係を阻害するための条件の具体的な基準ということについて記載をしております、164行目ではその対象となる特殊な関係のある者の範囲を記載しているところでございます。

175行目につきましては、兼職（取締役等及び従業者）に関する規律ということで、こちらについては以下の表のような形で整理をさせていただいております。

8ページ目を御覧いただきますと、183行目におきまして取締役の兼職の禁止の例外ということで整理をさせていただいているところでございまして、同様に193行目に、兼職禁止の対象となる従業者の範囲というところを、209行目の図のような形で整理をさせていただいているところでございます。

211行目につきましては、これらについての事業者の説明責任を記載しているというところでございます。

続きまして、10ページでございますが、その他必要と考えられる事項ということで、221行目につきましては、人事交流についてというところでございまして、改正ガス事業法においては、法的分離後における特別一般ガス導管事業者とグループ内の小売・製造事業者との間の人事交流を規制する規定は設けていないものの、特別一般ガス導管事業者の実質的な中立性を確保するため、以下のようにすることが適当であるということで記載をしており、226行目において、適正なガス取引に関する指針に規定する事項として、人事交流については各社が自主的にその方針を検討し、適切に取り組むことが重要であるから、適正なガス取引についての指針を改定し、231行目以下の事項を望ましい行為として規定するというようにしています。

240行目におきましては、導管事業者及びグループ内の小売・製造事業者等が策定する行動規範に含むことが望ましい事項ということが、以下、具体的に書いてありまして、

245行目、従業員の人事交流に関する措置であったり、取締役の人事交流に関する措置であったり、258行目、透明性の確保のための措置といったことを記載しております。

262行目でございますが、ガス事業者の法的分離をより実効性のあるものとするための取組ということで、2020年の法的分離に先立ち、カンパニー制の導入の上、独立した企画・人事部門を設置するなど、小売・製造部門から独立した中立的な導管事業会社の設立に向けた準備を段階的に進めることが適当であるということで整理をしているということでございます。

以上、取り急ぎでございましたが、ガス事業者に係る行為規制の詳細についての取りまとめ案ということで、資料3-2のような形で取りまとめさせていただいているところでございます。

私からの説明は以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。この議題については、本日、資料3-2の取りまとめをこの会合で行い、委員会に提出しようと思うがどうかということでございます。資料3-1については、その中の情報規制というところが取り上げられておりますので、皆さんの御意見を賜りたいと思います。

それでは、よろしく申し上げます。

草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 ありがとうございます。丁寧な御説明をいただいたと思っております。感謝いたします。

資料3-1のところから申し上げたいと思います。

6ページのところですけれども、今回の事務局案に賛成させていただきます。

1点、今後のために申しておきたいのですけれども、特定ガス導管事業者が30万件のメーターを持つということは、現実とはかけ離れた基準であるということは事実だと思います。その一方で、特定ガス導管事業者の契約総数は、どこを取っても100件未満だという御説明ですので、将来にわたってどうなのかということを考えてみたときに、将来も法的義務づけが軽くなることはないのかということに関しましては、そのように決めつけることはできないのではないかと考えております。

私は現状においては7ページでございますような形で示されております特定ガス導管事業者に対する、託送の問い合わせといったものもこれまではなかったものと認識しております。そのように、特定ガス導管事業者に託送してもらおうというニーズが全くないという

現状に鑑みますと、4ページの①、②、⑦のために多額のコストをかけていただくには及ばないだろうと思います。

言い換えますと、今後、特定ガス導管事業者に託送の要望が寄せられるということになるとすれば、そのこと自体、競争環境に大きな変化をもたらすということとは言えなくもないわけですから、現状とは異なる基準の導入可能性を検討して、一般ガス導管事業者とのイコールフットィングという観点を維持しつつ、大掛かりな調整をする必要が出てくると思います。例えば、契約数とかメーター数で見るとよりも、販売のボリュームで区切る必要があるならば、その方向に進んでいくべきということではないかと思えます。

また、当然、4ページの①、②、⑦にも厳格に対応いただくべきことにもなり得ると考えています。

次に、資料3-2ですけれども、2022年度から導入する一般ガス導管事業者及び特定ガス導管事業者に係る行為規制の詳細について取りまとめていただきまして、これはガス導管を見渡しましても、特定ガス導管事業者につきまして、一般ガス導管事業者の行為規制と整合させるという配慮も働きました結果、非常にうまく平仄が取れているものと考えます。

また、全体として見渡しましても、特別一般ガス導管事業者に係る行為規制につきまして、一般送配電事業者に係る行為規制とうまく整合する形でトレースされている。その結果、非常にうまく取りまとめがなされているものと考えておりますので、感謝を申し上げたいと思います。こちらにつきましても異存ございません。ありがとうございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。ほかの委員はいかがでしょう。

沢田オブザーバー、お願いいたします。

○沢田オブザーバー　ありがとうございます。ただいま示されましたガス導管事業者の行為規制の詳細についての取りまとめ案は、導入の趣旨であります中立性確保による事業者間の適正な競争関係の確保に向けて、ガス事業特有の事情である多数の中小事業者がいる点などを踏まえて御検討いただいたものと受け止めております。ガス事業者といたしましては、これまでも中立性の確保・向上に努めてまいったつもりでありますけれども、2022年の4月以降に導入される行為規制につきましても、その趣旨を実現するために各事業者が求められる対応を適切に実施していくものと考えております。

また、私も日本ガス協会といたしましても、引き続きガス事業者の取組を支援していきたいと考えております。以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。ほかに御意見は。

圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員 私も、取りまとめ案としては、これで異存ありません。が、草薙委員が御指摘されたことと同じ懸念を持っています。つまり、「30万件以上」というのが特定ガス導管事業者の体制整備を求める要件として適正かどうかは、必ずしもこれだけで決める問題ではないと思います。特に6ページ目の3ポツにあるように、競争環境に大きな変化があったと認められる場合、他事業者からの申し出等々がきっかけになると思いますが、真摯に基準の見直しをやることを排除しないと確認して、案を認めたいと思います。

事業者に求めたいこととしては、当然、⑦に相当する託送供給の業務の実施状況を監視する監視部門を特別に設置することは求めないものの、業務の監視そのものは、会社としてきちっとやってもらわなければいけないので、そこは経営者の責任で、ぜひやっていただきたい。これができないようであれば、効率的かどうかに関わらず、やはり監視部門の独立した設置を求めることにならざるを得ないと思います。経営者の責任において、しっかりとやっていただきたいと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは事務局、ただいま御指摘がありましたけれども、それを踏まえて。

○田中NW事業監視課長 ただいま御説明させていただきましたように、こちらの取りまとめに従って、今後、必要な省令その他の準備を進めてまいりたいと考えております。

○稲垣座長 ただいま議事の中で、今後の見直しも含めた点については確認をするという御意見がありましたので、それも踏まえて取り入れる形で、こちらで今回の3-2の取りまとめ案を取りまとめて、委員会に出させていただきたいと思いますが、いかがでしょうか。よろしいでしょうか。

御了解いただきましたので、その方向で進めてください。

なお、細かい修正については、内容を変更させない限度において、私と事務局で調整させていただきます。御了解ください。

それでは、ここでオブザーバーの入替えを行います。よろしく申し上げます。

(オブザーバー入替え)

○稲垣座長　　よろしいでしょうか。それでは、議題2について事務局から説明をお願いします。資料4ですね。よろしくお願いします。

○田中NW事業監視課長　　それでは、資料4を御覧いただけますでしょうか。2020年2月23日のインバランス料金の動き及びそれを踏まえた対応についてということでございます。

資料4の2ページ目を御覧いただけますと、2020年2月23日に、太陽光発電の高稼働などを背景に、10時半から15時30分までの10コマにおいて、スポット市場のシステムプライスが市場創設以降、初めて0.01円になりました。他方で、当該コマのインバランス料金につきましては、16円から21円と比較的高価格となったものでございます。

このようなインバランス料金の動きにつきましては、本来想定された動きと逆のものであることから、これらのコマにおけるインバランス料金の算定の過程を詳細に分析いたしました。

続きまして、3ページ目を御覧いただけますでしょうか。システムプライスの需要曲線と供給曲線でございますが、西日本の各エリアにおきまして、需要より0.01円/kWhの売り入札が多く出たことから、供給曲線と需要曲線の交点が0.01円ということになり、システムプライスが0.01円ということになったものでございます。

4ページでございますが、現行インバランス料金の算定方法ですけれども、インバランス料金についてはスポット・時間前市場価格に系統全体の需給状況に応じた調整項を乗じた価格を基礎にしまして、これに β や k や l の補正を行って求めているところでございます。

この調整項の α ですが、 α はそのコマで生じたインバランスがスポット市場で取引されたと仮定しまして、その場合の仮想的な入札曲線の交点を求めた上で、これを実際の約定価格で除した値が求められるということで、下の図を御覧いただきますと、例えば系統不足のときは、需要曲線を右にシフトさせていますので、その分だけ交点が上に上がっている。上に上がっているの、上がった交点を元の交点で割りますと、1以上になるということでそれが α になり、余剰値というのは、逆に供給曲線を右にシフトさせますので、その分だけ交点が下がり、その分、 α は1より小さくなるといったことが想定されているということでございます。

5ページを御覧いただけますでしょうか。5ページにつきましては、このときのスポット・時間前平均価格と、 α 値、インバランス料金がどうなっていたかということですが、

この時のスポット・時間前市場の平均価格というのは、この表の上から2段目にあるような、0.08から0.12という価格になっていたわけですが、この補正值の α という値が、異常に164、200と高い値になっていたがために、インバランス料金がスポット・時間前平均価格掛ける α という形で、16円、20円と非常に高い価格になっていたということでございます。

続きまして、7ページ目を御覧いただけますでしょうか。 α が高い値になった理由ですが、7ページ目を御覧いただきますと、 α には上限値、下限値が設定されており、下限値が異常に高く、164、200というのが高く、これが採用されていたことにより、 α の値が高くなっていたのが理由でございます。

この α の上限値、下限値ということにつきましては、8ページ目を御覧いただけますでしょうか。 α にはスポット市場が薄いとインバランス料金が極端に振れるおそれがあるため、上限値、下限値を定めて、以下のように売りと買いの情報を用いて設定していきまして、下限値については売り入札の下位3%と、買い入札の上位3%というところを取り、その平均を下限値にして交点と比較しているということです。

9ページを御覧いただけますでしょうか。今のようなことで α の下限値を設定しているのですが、通常のスプレッド市場の需要曲線につきましては、この図の左にありますとおり、普通は需要曲線と供給曲線の交点のシステムプライスというのは、需要曲線、供給曲線の3パーセント値の上にあるということです。この例で言うと交点が10円で、3パーセント値が7.5円ですと、10割る7.5ということで0.75、 α は1より小さくなるということですが、右の図のように交点が3パーセント値の下に潜り込んでいる、システムプライスが0.01円と非常に下に潜り込んでしまっている状況になりますと、この3パーセント値はこの場合、1.6から2.0円ですので、それを下に潜り込んでしまった非常に低いシステムプライスの0.01円で割ってしまうと、162から200ということで、通常、 α は1以下ですけれども、この場合は α は非常に大きい値になってしまっているということです。

10ページですが、 α の設定方法の見直しで、 α の上限、下限についてはスポット市場の取引量が少ないとインバランス料金が極端に振れるおそれがあることから設けられたものでございますが、最近では市場取引量が増加していることを踏まえまして、当初懸念された状況は、相当程度改善していると考えられる。

一方で、再エネ導入拡大等によりスポット市場価格が低いコマが増え、 α が下限値とな

るコマ数が急激に増加する中、今回のような弊害が発生してきていることから、以上を踏まえまして、 α の下限值は撤廃するよう速やかに制度改正を行うべきではないかということでございます。

なお、問題となるコマにつきまして α の下限値を設定すると、インバランス料金は0.08から0.12という低い値になります。

続きまして、11ページを御覧いただけますでしょうか。こちらにつきましては、今回の事案を踏まえ、 α について分析をしたところ、系統余剰時に下限値が適用されていなかったとしても、 α が1以上になるコマが相当数発生していることが反映しまして、逆に系統不足時に α が1以下になるコマも発生していたということがございまして、これはどういったことが起きていたのかということも分析しました。

それが12ページでございますが、本来、系統余剰のコマということについては、 α は1以下となる場所、現在の算定方法については、算定対象のコマのみではなく、供給曲線をインバランス分シフトさせた後、全てのコマについてインバランス分の入札があったと仮定して、ブロック商品の成立・不成立を再計算して、さらに供給曲線をシフトさせるといった処理を行っています。

今回の場合は系統余剰ということですので、右にシフトさせることによって約定価格がブロック入札のあったコマにおいて下がっておりますので、ブロック入札の札入れ価格を下回ったことによって、ブロック入札の判定が成立から不成立になってしまい、そうしますと今度は売り入札曲線のほうがまた左にシフトして戻るという形になって、この交点が上のほうに上がることになり、 α が1を上回ってしまったということでございます。

ですから、他のコマの影響によってブロック商品の成立・不成立が変化をした場合、下の図のように系統余剰のコマであったとしても、 α が1を上回ったりするケースが発生する仕組みとなってしまうというところでございます。

13ページを御覧いただけますでしょうか。前述のような α の動き、系統余剰でありながら α が1以上となる、逆に系統不足でありながら α が1以下となるというのは、本来制度が想定したものではないということで、したがって α 値の計算方法の見直しが必要と考えられるわけですが、 α の算定システムの改修には、日本卸電力取引所において相当程度の期間とコストを要することを踏まえ、現行インバランス料金制度は2022年度から新制度になるということも踏まえ、類似の事象の再発を速やかに防止する観点から、大規模なシステム改修を必要としない方法として、以下の制度改正を行うこととしてはど

うかということで、系統不足時に α が1以上となった場合は、 $\alpha = 1$ 、系統不足時に α が1以下となった場合は、同じく $\alpha = 1$ とするということでございます。

14ページ、今回の事務局提案のまとめということで、インバランス料金の計算の α 値の設定につきましては、下限値は撤廃する。系統余剰時 α が1以上の場合は $\alpha = 1$ とする。系統不足時に α が1以下の場合も $\alpha = 1$ としてはどうかということでございます。

以上、事務局からの説明でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。この議題については、この会議で御了承いただければ、事務局とエネ庁に伝えて、このような形で動いていっていただくということにしたいと思いますので、皆さんの御意見を賜りたいと思います。それでは、よろしくお願いいたします。

山内委員、お願いいたします。

○山内委員 結論的にはこれでよろしいかと思えます。ただ教訓として、制度を作るとどこかにいろいろなミスと言うかそういうものがある可能性があるので、制度の柔軟性みたいなものをしっかり維持しなければいけないかと思えます。

これについては、いずれ内容自体が変わってしまうので、とりあえず今回はこれで処理するのもよいのかと思えます。以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 ありがとうございます。私も異存ございません。

この資料4ですけれども、今回の問題については事務局のほうで把握されて、解決策も示されたと認識しておりまして、高く評価したいと思います。

価格シグナルの適正化に資することでありますけれども、問題の本質とその対応ということを原理的に明らかにしてくださったわけでありますので、14ページの提案について賛成するとともに、パッチを当てるというわけではありませんけれども、イメージとしてはまさにそういうことで、簡易、迅速な方法ですぐに対応していただくべきではないかと考えております。

今後、4月、5月に向けて太陽光パネルによる発電量はさらに増大することが見込まれるわけですけれども、本年2月23日とか3月21日、すなわちスポット市場の取引価格がkWh当たり0.01円という状況になることも、より頻繁になることを考えなければならない中、スポット市場の価格は前日に分かるわけですから、そのときを狙って大量に余剰イン

バランスを発生させて利益を得ようとするような者が現れる可能性があるとも考えます。

今回の新方式の実施については、かなり迅速な方法で早急に行うことが妥当ではないかと思しますので、御検討をよろしくお願いいたします。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、皆さん、特に御異存ないようでございますのが、事務局、コメントはありますか。

○田中NW事業監視課長 こちらの制度改正の内容でございますが、省令改正が必要な事項となっておりますので、省令改正に伴うパブコメなども、一定の期間を要するということではあるのですが、御指摘を踏まえまして、可及的速やかに改正の作業に取り組んでまいりたいと思います。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、皆さんの御了解をいただきましたので、事務局と資源エネルギー庁においては、これを踏まえて速やかに対応していただくようにお願いいたします。

それでは、議題3、4、5に移りたいと思います。事務局からまとめて説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長 それでは、まず初めに資料5と資料6を御覧いただけますでしょうか。資料5のほう、2022年度以降のインバランス料金について（中間とりまとめ）に対するパブリックコメント実施結果についてということでございます。

こちらは昨年12月の制度設計専門会合において取りまとめたインバランス料金制度に関する中間とりまとめについて、1月31日から2月29日まで、パブリックコメントを実施しております。実施したところ、ひっ迫時補正インバランス料金やタイムリーな情報公表等に関する御意見など、25者34件の意見が寄せられてございます。こちらの詳細は資料6にまとめてございますが、1番としてリスク回避のための整備状況に対する御意見であったり、3ページ目に行きますと需給ひっ迫時の供給量確保に関する御意見であったり、3番目としてはこちらもひっ迫時のインバランス料金、4番目もインバランス料金に関して。5ページ目におきましては、こちらもインバランスに関して。6ページ目の6番もインバランス、7番もインバランスということです。8ページ目に関しても需給ひっ迫時のインバランス料金ということで御意見が出されています。

10ページにつきましてはインバランス料金の算定方法の卸市場価格に関する補正等に関する御意見が出てきていまして、12ページの10番目につきましても需給ひっ迫時のインバランス料金などに関して御意見が出ております。

続きまして、14ページのところで、こちらに関しては補正料金算定インデックスや、15ページでタイムリーな情報公表の詳細ということについて御意見が出てきているということでございます。

続きまして、17ページ、18ページ目のところにつきましては、補正料金算定インデックスについての御意見であったり、リスク回避のための手段の整備状況に関しての御意見というものが、種々出てきているというところでございます。

続きまして、21ページ、13番目の御意見ということで、こちらについても卸市場に関する御意見などが出てきているということで、14、15も需給ひっ迫時のインバランス料金に関する御意見が出てきているということでございます。

続きまして、25ページ、16、17、18につきましては、こちらは主に災害時のインバランス料金に関する御意見ということで出てきているということです。27ページの19番も同様に災害時ということで、20につきましては、200円、600円という、同じくひっ迫時の補正料金に関して出てきているということで、28ページ、29ページについても、基本的には需給ひっ迫時のインバランス料金に関する御意見ということで、災害時などに関するコメントがなされているということになっています。

続きまして、31、32ページも26番の意見が続いていますが、33ページの27番ではサイバーセキュリティ対策が重要という御意見が出てきていますし、35ページにおいては需給管理のオペレーションということに関する御意見、36ページの29番については、再エネ電源のインバランス調整に関してのコメントが出てきております。同じく39ページ目に移っていただきますと、新インバランス料金の調整力の広域運用に関してのコメントといったあたりが出されてきておりまして、40ページは需給ひっ迫時のインバランス料金ということで、41ページ、33、34は、自然エネルギーに関する御意見が出てきております。

かなり御意見の細かいものも含めて出てきておるのですが、こちらのほうに関しましては、概要として資料5のほうに戻っていただきますと、概要の形で内容を整理していますので、そちらで改めて説明をさせていただきたいと思っております。

資料5の3ページ目でございますが、ただいま申し上げましたように、ひっ迫時の補正インバランス料金に関する御意見につきましては、上限価格Cの見直しということであったり、リスク回避のための手段の整備状況の分析といったことに関する意見が寄せられていまして、これらにつきましては暫定措置期間終了後のCの変更にあたりましては、2022年度からの制度運用開始以降、実際のインバランスの発生状況であったり、リスク回避のため

の手段の整備状況、活用状況などを確認しつつ検討を行っていくことにしているものがございます。

続きまして、4ページ目でございますが、公正・透明な競争環境の整備に関する御意見というのも寄せられていまして、内容としては、電源への公平なアクセスであったり、電源の売り惜しみ規制であったり、情報公表の充実といった意見が寄せられていたところがございます。これらにつきましては、電源の売り惜しみ等、市場の監視につきましては、引き続き厳正に行っていくということでございまして、情報公表につきましても、可能な限り速やかな実施を目指すとともに、内容の充実化につきましては、制度開始後の系統利用者のニーズも踏まえ、検討することとしたいということでございます。

あと、5ページ目でございますが、個別論点に関する意見につきましては、その他個別論点では、先ほど申し上げた再エネへの配慮ということであったり、沖縄のインバランス料金制度設計といった個別論点に関する意見が寄せられているところがございます。

このうち、再生可能エネルギーのインバランスにつきましては、再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会におきまして、電力システム全体の調整コスト削減効果を最大限引き出すため、再エネ発電事業者もインバランスの発生を抑制するインセンティブを持たせるべきである。再エネ発電事業者のインバランス負担軽減のための経過措置等も検討すべきであるということで整理されているところです。

また、インバランス料金の収支管理や沖縄のインバランス料金制度の設計につきましては、今後議論を行うべき論点であり、今回寄せられた意見も踏まえて検討を行っていくこととしたいということです。

資料5の2ページ目に戻っていただきまして、主な内容につきましては、ただいま申し上げたようなところですが、今後の検討につきましては、ただいま申し上げたような継続論点の整理であったり、今回寄せられた意見も踏まえまして、継続論点の整理であったり、補正インバランス料金の暫定措置期間終了後の対応であったり、制度開始後のさらなる運用改善などを検討することとした上で、本中間とりまとめ自体については修正の必要はないと考えるがどうかといったこととございます。

続きまして、資料7の新たなインバランス料金制度を踏まえた収支管理のあり方に関して御説明をさせていただきたいと思っております。

資料7を御覧いただけますでしょうか。こちらにつきましては、同じく昨年12月に新インバランス料金の中間とりまとめを行ったわけですけれども、今回は新たなインバランス

料金制度を踏まえた需給調整関連費用の回収方法及び収支管理のあり方について御議論いただきたいと思いますというところでございます。

3ページを御覧いただけますでしょうか。こちらは去年の2月の制度設計専門会合の資料で整理をさせていただいた内容でございます。インバランスに対応するために稼働した調整力のコストは、インバランスを出した者が負担することが適当ということでございます。したがってインバランス料金は一般送配電事業者がインバランス対応に要した調整力のコストを適切に回収できるものであるべきということでございます。

続きまして、4ページを御覧いただきますと、去年の6月の制度設計専門会合で整理をさせていただいている事項です。こちらは費用の回収につきましては以下の考え方に基いて制度が設計されることが望ましいと考えられるのではないかとということです。

1. 起因者（受益者）が特定できる費用については、その起因者（受益者）が負担するというので、インバランスに対応するために稼働した調整力のkWhコスト、FIT太陽光予測外れに対応するために確保した調整力のkWhのコストというのが例でございます。2. 起因者（受益者）が特定できない費用につきましては、託送料金を通じて系統利用者全員で負担するというので、時間内変動に対応するために稼働した調整力のkWhコストであったり、 ΔkW のコストであったりということが、例としてあるところです。

以上の整理というところを、5ページに移っていただきますと、改めて表の形に整理をさせていただいております。前述の考え方にに基づき、以下のような整理としてはどうかということで、調整力のkWhコストについては、インバランス対応のためのものについてはインバランス料金で回収。b、時間内変動対応などそれ以外に用いられたものについては託送料金で回収。調整力の ΔkW コスト、要因が明確なものについては、例えば三次調整力②はFIT太陽光予測外れへの対応であることから、FIT交付金からの回収を検討。それ以外のものについては、託送料金で回収。それ以外のコストについても託送料金で回収ということでございます。

続いて、6ページを御覧いただけますでしょうか。こちらはインバランス収支の過不足の還元・回収のあり方ということでございますが、インバランス対応の調整力のkWhコストと、インバランス料金との間に過不足が発生した場合、その過不足につきましては、全ての系統利用者によって調整されることが合理的と考えることから、託送収支に繰り入れ、広く系統利用者に余剰を還元（不足を回収）することとしてはどうかといったことです。

ただ、下の※に書いてありますとおり、2022年度以降のインバランス料金制度は、調整力の限界的なkWh 価格を反映することを原則としておりまして、余剰が発生する可能性が高いということで、調整力のΔkWコストの一部は、インバランスの発生に起因しており、余剰についてはインバランスに対応するための調整力のΔkWの回収に当てるという考え方もあり得る。さらに余剰が発生している場合には、容量市場で確保されるkW価値の一部についても、インバランスの発生に起因していることから、容量市場に組み入れるという考え方もあり得るといってごさいます。

続きまして、7ページを御覧いただけますでしょうか。こちらは現行制度における各社のインバランス収支ということでごさいます、現行のインバランス料金につきましては調整力のkWh 価格をベースに算定する仕組みになっていないため、インバランス収支がおおむね均衡することになっていないということでごさいます、実際に2017年度、18年度においては、一般送配電事業者10社のインバランス収支は赤字となっていたものでごさいます。

2019年4月からインセンティブ定数のk、1による補正が導入されたこと等により、2019年度実績では黒字となっているということでごさいます。

現状、インバランス収支の赤字、黒字につきましては、託送料金等からの補てん、託送料金等への充当とは行われていませんが、新たなインバランス料金制度を踏まえた収支管理の適用開始前に、現行制度下で発生した赤字、黒字の取り扱いをどうするかについては、今後のインバランス収支の状況も確認しつつ、引き続き検討することとしたいと考えております。

8ページでごさいます、今後の検討事項としまして、新たなインバランス料金制度を踏まえた収支管理のあり方について、今後、以下の論点については引き続き検討を深めてまいりたいということで、インバランス収支及び需給調整関連費用の会計整理、公表方法、託送収支の内数で整理するか、独立して整理するか等ということであったり、新たなインバランス料金制度を踏まえた収支管理の開始時期ということで、託送料金制度改革の議論の状況を見つつ検討ということであったり、現行制度下で発生したインバランス収支の累計の赤字、黒字の取り扱いといったことでごさいます。

9ページ以下につきましては参考資料となっております、例えば9ページでドイツの例などが書いてありますが、ドイツの例などでは、インバランス料金、調整力の稼働分はインバランス料金として回収して、インバランス清算による収支の残余分は2年後のネッ

トワーク料金を通して系統利用者に還元といったことをございます。

以下、10ページ、11ページ、12ページは参考資料ということになっております。

以上、資料7でございます。

続きまして資料8でございますが、一次調整力から三次調整力①向けの連系線容量の確保量についてということなのです。

2ページを御覧いただきますと、一次～三次①向け連系線容量確保の必要性ということでございますが、調整力については一般送配電事業者のほうがインバランスの調整に必要な調整力というのを各発電事業者などから調達するわけですが、それにつきまして、2022年度以降、2024年度以降、広域的に調達して、広域的に運用するといった取組が行われることになっておりまして、広域的に調達、運用するために必要となる連系線容量をどのように、どれくらい確保していくかということについて、あらかじめ検討しておく必要があるといったものがございます。

3ページ目を御覧いただきますと、こちらは需給調整市場における商品の概要ということで、一次調整力から二次①、②、三次①、②となっているところです。

続きまして、4ページ目を御覧いただきますと、下の図にありますとおり、一次～三次①の需給調整市場につきましては、前の週になりますので、スポット市場前に入札、約定が行われることから、連系線をまたいだ一次～三次①の約定量の分だけ連系線を確保すると、その分、スポット・時間前で用いることができる連系線の容量が減少する。

実は三次②につきましては、去年の10月頃に連系線の空き容量に関して改めて整理をさせていただいたわけですが、三次②につきましては前日・スポットの後で、時間前の前でしたので、影響については時間前市場に対する影響のみということだったのですが、今回の一次～三次①につきましては、前週のタイミング、スポットの前になりますので、スポット・時間前の影響を考慮する必要があるということになってございます。

続きまして、5ページを御覧いただけますでしょうか。こちらの一次～三次①向けの連系線確保量を増加させますと、この5ページの左下の図にありますとおり、青い部分を増加させていきますと、一次～三次①の広域的な調達によるメリットが増加する一方、スポット・時間前においてエリア間の取引を制限することによるデメリットが逆に増加するといったこととなります。

したがって、5ページ目の右下の図にありますとおり、調整力向けに確保する連系線の量を右に増やせば増やすほど、青い線でのメリットが増大するわけですが、他方で橙

色の線による卸電力市場へのデメリットが増加しますので、この両者を合計した赤い線が、合計の社会便益になりますので、この社会便益が最大となる点というのを最適な連系線確保量として、 β として連系線確保量の上限としてはどうかということでございます。

続きまして6ページでございますが、したがって前記のように連系線確保についてはメリットとデメリットを考慮して決めるというのが適当ですが、具体的な方法としては一次～三次①への影響のメリットと、卸電力市場への影響のデメリットを合計して、社会便益が最大となるようにスポット・時間前向けに残す連系線容量、 β を決定することが合理的と考えられるということでございます。次のページ以降の参考において、この基本的な考え方を基に、2018年度の実績データ等を用いた参考試算を行ってございます。

ただ、しかしながらこの三次①の広域調達が開始される2022年度の上限値の決定に当たっては、基本的な考え方に基きまして、直近1年間の実績データ等を活用して試算を行う必要がありますので、改めて2021年末までに本会合で議論して決定をすることとしたいというものです。

7ページ以下については細かい試算の内容ということになってございますが、かなり細かい内容になりますので、説明については割愛をさせていただきます。

以上、私からの議題3、4、5についての御説明ということでございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、ただいまの説明について皆さんから御意見を賜りたいと思いますが、議題が3、4、5、それから資料が5から8ということでございますので、御意見をいただくにあたっては、資料番号を示して御意見を賜ればと思います。

なお、議題3のパブコメ、資料5と6ですけれども、これについては中間とりまとめを修正するかしないかという問題で、パブコメに関する御意見に対する対応をどうかということでございます。あとは今後の運用をどうするかということでございますので、どうぞよろしくお願いいたします。

それでは皆様、よろしくお願いいたします。

岩船委員、よろしくお願いいたします。

○岩船委員 ありがとうございます。私は資料8の調整力の分の連系線容量の確保量について意見を述べさせていただきたいと思います。

これは後半の細かい算定方法は今回御説明はなかったわけですけれども、事前説明等でお話を聞いた限り、やはりかなり簡易的な方法だなという印象があり、かつ、本当にこの方

法でいいのかという疑問も少し持ちました。

私の意見としては、本来これは系統全体の需給のシミュレーションをして決められるものであると思います。OCCTOさんのほうでも今、長期計画のためにそういったモデルを回し始めているところですので、まだ少し時間はありますので、そういう意味ではきちんとしたシミュレーションで、今回の簡易的な方法が妥当かどうかという検証はしていただきたいと思います。

毎回シミュレーションを回して決めろというわけではなくて、一度決めたこの簡易的な方法というのが絶対ではないと思いますので、重要なのはスポットの割合と調整力の、要するに取合いで、どこが最適なのかというのを見ることだと思いますので、一度はしっかりした、きちんとしたシミュレーションで検証していただきたいと思います。

以上です。

ほかの点に関しては特にコメントはございません。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは松村委員、お願いいたします。

○松村委員 まず資料8に関して。今、岩船委員が御指摘になった点です。調整力市場は将来毎週開くもの。スポットはもちろん毎日開くもの。一旦このやり方で決めるとしても、後から見れば、これだけ枠を確保した結果として、どれだけスポット市場での損失が発生し、一方で調整力の調達コストが削減できたのが、比較的早く検証できる。

そうすると、元々の想定から大きく乖離したとしても、この確保する量を柔軟に変えるだけのことなので、スポット市場で大きな弊害が発生した割に調整力の調達費用が大して削減されなかったことが明らかになれば、比較的早期に、柔軟に対応できる。特にスポット市場に弊害を及ぼす可能性がかなりあるのは間違いないことなので、この柔軟な対応ができないなら設定量は慎重にすべき。もし変えるのが非常に難しいとすれば、多く取り過ぎないように慎重にやっていただきたい。逆に言えば比較的早く、想定よりも調整力のコストの削減が小さかった場合、比較的早く改訂できるのであれば、その心配は小さくなると思います。柔軟な見直しとセットで考えていただきたい。

次に、私がより発言したかった資料7に関してです。大変申し訳ないのですが、私はこの資料7については、ほぼ全部、全く納得いきません。整理の仕方からおかしいと思っています。

まず、最終的にインバランス市場がどうなるかに関して、正しい認識に基づいた整理になっていないのではないかと。最終的にはどういう姿になるのかというと、基本的には限界

費用に等しいインバランス料金がつく姿になるはず。これを考えると、必然的にメリットオーダーで正しく運用されていれば、平均費用よりも限界費用は高くなりますから、kWhの部分で、事業者が支払ったインバランス料金と、コストを比べれば、必然的に収入が上回るはず。制度が理想的に動けば。

この資料の作り方だと、本来はkWhのところのインバランスで払ったコストと、この収入が見合うが、増えることも減ることもある、というつもりで資料を作っているのではないか。そうではなく、これは本来正しく設計され、市場がちゃんと機能していれば、 ΔkWh の固定費だとか、あるいはさらに言えばインバランス対応のために容量市場で確保する固定費とかも全部回収できるようになるのが自然な市場の姿。

ただ、ここの自然な市場の姿は、市場メカニズムがちゃんと働いて、つまり調整力市場が競争的だという条件が必要だし、あるいは容量市場や調整力市場での調達量が合理的だとか、いろいろな条件があるわけで、ぴったり必ず合うことはほぼなく、当然、御指摘のとおり大きな乖離が生じる可能性があることは十分承知の上で、しかしそれでも基本的には固定費も含めて回収できるようになって当たり前だし、固定費の部分も、いわばインバランスを出す人の原因者負担だと整理すべき。

例えば容量市場でもインバランスが出てくることを予想して、一定程度容量を調達する。でも、調達する容量は想定したよりもはるかに多くのインバランス、特に非常に大きな不足が出たときに、予想よりもはるかに多くのインバランスが出るということだとすると、Iダッシュ相当の容量の追加調達をしなければいけないということになりかねない。逆に、それがほとんど出ていないということであれば、今で言うIダッシュ相当の部分は、容量市場での調達量を減らせるかもしれない。

もともとインバランス料金の上限を600円とか1,900円とかいう議論していたときに、この調達費用を引用したのはそういう発想があるから。つまり、そこでの固定費の調達部分もある意味で原因者負担。本来はこのインバランスのkWというのは、限界費用でやっていけばそこまで回収できるようになっているはずなのに、この資料の作り方は、基本的に今の平均費用に近いような発想で作られたインバランス料金を念頭に置いて、従来の発想を引きずって整理しているのではないかと心配しています。

何が言いたいのかというと、本来は大黒字になって当たり前。つまり ΔkWh のところのここで指定した再エネ対応分というだけではなく、ほかの全てのところも本来はカバーできるはず。それぐらい黒字になって当たり前のはずなのに、そうでないところだけで

通常の収支、それ以外のところは黒字と整理すると、送配電部門の調達のインセンティブはものすごく甘くなるのではないか。

つまり、黒字が出たということで、めでたしめでたしということになり、託送料金で返しているからいいでしょうと思われるかもしれないけれど、そうではなく、そんなのは大黒字が出て当たり前で、逆にその黒字幅が小さいととすると、固定費に当たる部分を本当に効率的な調達をしているのかが相当に怪しくなる。この点きちんと認識する必要があると思います。

したがって、整理の段階で、これが最終的には限界費用をベースにするのだということ をきちんと考えた上で、今の制度を念頭に置いた対応関係で整理してもいいのかは、十分考えていただきたい。

そうは言ってもいろいろな要因で乖離することがあるので、そのときにそれを放置する訳にはいかないのでバッファーとして何かで、例えば託送料金で対応することは確かに必要でしょう。

託送料金で黒字分を返す道筋をつけるのは、それはそれで合理的だと思うのですが、これを一つ間違えると、kWhのところのコストだけ回収できているということになれば、そこそこ効率的な運用をしているなんて思われてしまうと、調整力市場で市場支配力を行使して、コストから乖離したすごく高い値段で卸していることになったとしても辻褄が合ってしまうことになる。今の制度だと同じ資本の元にある支配的な事業者の発電部分が、送配電部門が調達する調整力市場で高い価格をふっかけると、その結果として送配電部門が大赤字になって、同じ資本のもとで収支は結局行って来いになるから、そんな無体な価格を言わないインセンティブがあるのかもしれない。そこを調整力市場で市場支配力を行使して高い価格を付けて、それで赤字になった結果として、それを全部託送料金で補てんされる、あるいは本来大黒字になってしかるべきところを少額の黒字でごまかすということになったら、今の制度よりも悪いことになりかねない。この点私たちは警戒する必要があると思います。

最終的に送配電部門がやっていけないような体系を作ってはいけないし、あるいは黒になったときにそれを返すことが整備されないなんて問題外だから、今回の事務局提案、託送料金をバッファーにするというレベルで言うところとあり得る選択肢だと思うのですが、まず考え方として、本当にこの資料で書かれているような整理で正しいのかとはきちんと考えてもらって、それで十分な黒字が稼げないときに、安直に託送料金で補てんするなどとい

うことを考えていいのかは、十分に考える必要があると思います。以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。ではこの件は後ほど。ほかに御意見は。

野崎オブザーバー、お願いいたします。

○野崎オブザーバー ありがとうございます。私からは資料5と資料7についてコメントさせていただきたいと思います。

まず資料5の3ページ、ひっ迫時の補正の暫定措置に関して、3ページにも記載していただいていますとおり、暫定措置期間中は、小売事業者がリスク回避のために取れる手段の整備状況や活用状況をご確認いただきまして、公正な競争が担保されているかどうか、特に新規の参入者の競争力を過度に弱めていないかどうかを評価いただきたいと思います。よろしくお願いいたします。

それから、資料7につきまして、6ページのインバランス収支の過不足の還元・回収のあり方に関して、インバランス料金収入と調整力kWhコストの不均衡は託送料金に還元あるいは回収するという記載がございますけれども、この点に関して特にコメント申し上げます。

不均衡が小さい場合というのは、ある意味、問題がないわけでございますけれども、仮に先ほど松村先生から大黒字という話もありましたが、インバランスの収入がコストに対して著しく大きい場合は、まずはインバランス料金が高すぎるということで、インバランス料金単価を引き下げるのが自然だと考えますし、仮にそのような状況になった場合、その収益を託送料金に還元してしまうということになると、インバランス起因者は過度に負担し、返ってくる分は非常に小さいということになりまして、不公平な状態になると考えられます。

特に今後は、需給ひっ迫時のインバランス料金は補正で上がることは決まっておりますし、インバランス料金の妥当性を定常的に検証するという事は、系統利用者の公平性担保の面でも非常に重要であると考えられますので、託送料金への還元についてはぜひとも慎重な御議論をお願いできればと考えております。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。

○松村委員 今の点だけです。私が言ったのは、今まさに御指摘になった点が誤りだということを理論的に説明したということで、この資料の作り方だとそういう誤った理解を導いてしまう。この資料だけを見れば正しいことを言っているように見えると思います。

その点については十分考えた整理を、今後お願いします。

○稲垣座長　ありがとうございます。白銀オブザーバー、お願いいたします。

○白銀オブザーバー　ありがとうございます。資料7について、私からもコメントを1点申し上げます。

少しお時間をいただいて、今般の弊社の役員等が金品を受け取っていた不祥事について、お詫びを述べさせていただきたいと思います。大切なライフラインを預かる送配電事業者としまして、お客様や社会の皆様からの信頼を大きく揺るがすような事態を引き起こしたということにつきまして、大変申し訳なく、深くお詫び申し上げます。

今回の第三者委員会の調査報告と、業務改善命令の中身を、厳粛に、そしてかつ真摯に受け止めまして、信頼される組織として、1から生まれ変わるという覚悟で、信頼回復に全力を尽くしてまいります。すみません、お時間をお取りしました。

資料7に戻りまして、今回御提案の費用回収の仕組みにつきまして、先ほど委員からの御意見に、送配電事業者にとって甘い仕組みではないかという御意見もございましたけれども、送配電事業者としましては、今までも太陽光の予測誤差を縮小する取組であるとか、今般運用を開始しました広域需給調整によりますインバランス対応コストの低減など、需給調整の効率化ということに取り組んでまいったところでございます。

今回、御提案いただいている余剰の還元とか不足の回収の仕組みについて、先ほど委員から御指摘のあった限界単価と平均単価との差は、本日、委員の皆さんに御議論をいただければと思いますけれども、様々な要因で、それ以外で発生するようなものが、送配電事業者にとって未回収で残ってしまうものについては、何らかの手立てが必要ということで資料をまとめられたと思いますが、そこについては持続可能性という観点で、よいシステムではないかと思えます。

今後、皆様の御意見を踏まえまして、方向性が定まりましたら、その中において、新たな託送料金制度の下でどのように運用していくか、引き続き一緒に検討してまいりたいと思います。よろしくお願いいたします。

○稲垣座長　ありがとうございました。ほかに御意見はいかがでしょうか。

草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　ありがとうございます。私は2022年度以降のインバランス料金制度について、中間とりまとめに対するパブリックコメント実施結果について思うところを申し述べます。資料の5と6でございます。

私は今回の中間とりまとめについて修正するかしないかということについては、特段修正を求める部分はありません。多くのコメントが寄せられたということで、関心の高さが伝わってまいりました。

資料5の2ページに円グラフがございますけれども、そこから関心の対象が多岐にわたっているということを示されていると思います。特にひっ迫時補正インバランス料金の暫定措置終了後の上限価格Cの値について、主には新電力から懸念の声が上がっていると認識しておりますけれども、これにつきましては、リスク回避の手段が充実しているということ、今後監視等委員会からも適宜示されることを望みたいと思っております。

あわせて、2年間は暫定措置があるということに伴う安心感を、災害時に関しても対応可能な環境だということも含めて醸成していただくことが重要だと考えております。

これは、実は新電力のみならず消費者におかれましても、新制度に対して安心感を持っていただくことが重要であろうと考えております。これらにつきまして、分かりやすい情報の公表を監視等委員会にも望みたいところだと思っております。

以上であります。

○稲垣座長　ありがとうございます。それでは皆様、御意見はよろしいでしょうか。

それでは事務局のほうから、それぞれお願いいたします。まず、3から。

○田中NW事業監視課長　議題3につきましては、いただいた御指摘等も踏まえながら、今後の検討にあたっては運用改善や継続論点の整理などということに、引き続き取り組んでいきたいと考えているところでございます。

議題4の新たなインバランス料金制度を踏まえた収支管理のところについてですが、幾つか御指摘をいただいておりますので、御指摘も踏まえて、今後引き続き検討をしていただきたいと思いますと思っております。

野崎オブザーバーのほうから御意見のありました、インバランス料金などを黒の場合に引き下げることなども御検討いただきたいという点についてでございますが、こちらのほうにつきましては、インバランス料金ということで、今回につきましては調整力の限界的なkWh価格を用いるということで、そのときの電気の価値を表すということで設定するという思想になってございます。果たしてそれを変更するというのが適切なのかどうか、逆に不足のときはそれを上げるのかといったような問題、論点があるかと思っておりますが、したがいまして託送料金のところでの回収を調整というのを御提案させていただいているところでございます。

いずれにせよ、本日、様々な御意見をいただきましたので、それらも踏まえまして、引き続き検討していきたいと考えているところでございます。

議題5の需給調整市場における一次調整力～三次調整力①向けの連系線空き容量の確保についてでございますが、岩船委員から御指摘をいただいたところでございます。今回の三次調整力①と②の、今回試算で示させていただいたやり方につきましては、1ダッシュと三次調整力②と同じやり方でやっているものでございますけれども、いずれにしましても2021年実績を用いて計算をしていく際には、どのようなやり方がよいのかというのは改めて検討していきたいと考えております。私からは以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、議題3については、今回のパブリックコメントについては事務局案のとおり回答するというところで、インバランスの中間とりまとめは文言の調整を行わないという結論でまいりたいと思います。よろしいでしょうか。では、よろしく申し上げます。

次に、議題4ですけれども、これについては松村委員から御意見がありましたので、これについては本日いただいた御意見を踏まえて、次回以降、引き続き検討を深めるということにしたいと思っております。事務局は次回に向けて御準備をお願いいたします。

次に、議題5ですけれども、これは岩船委員、それから松村委員からも御意見を賜りました。事実と、きめ細かい検証をしながら進めということでございます。ただ、これについては基本的な考え方については大きな修正意見はなかったということで、この方針で進めさせていただくことといたします。よろしいでしょうか。

一般送配電事業者におかれましては、本日の議論も踏まえて、需給調整市場の開設に向けた準備を進めていただくように、よろしくをお願いいたします。また、事務局は2021年度末までに、改めて正式な試算を行なって、上限値を決定すべく、必要な準備をお願いいたします。

それでは議題6、小売市場重点モニタリング調査結果及び発電・小売間の不当な内部補助防止について、及び議題7、卸電力市場のモニタリングについて、事務局から説明をお願いいたします。資料9、10でございます。

○黒田取引制度企画室長 それでは資料9、10を続けて御説明させていただきます。まず資料9、小売市場重点モニタリング調査結果及び発電・小売間の不当な内部補助防止策についてというものでございます。資料の4ページ、まず小売市場重点モニタリングから説明させていただければと思います。

第40回制度設計、昨年7月ですが、そこでの議論を踏まえまして、昨年の9月から小売市場重点モニタリングの取組、競争者からの申告の受付を開始してございます。

小売市場重点モニタリングの概要につきまして、4ページにまとめさせていただいておりますが、2つ目の箱、対象事業者につきましては、エリアにおける旧一般電気事業者及びその関係会社（出資比率20%以上の会社）、それから各電圧区分におきましてエリアシェアが5%以上に該当する小売電気事業者、これは新電力も含むということでございます。

また、3つ目の箱で、対象となる価格水準につきましては、小売価格が卸市場価格を下回るものということで、具体的には直近12か月間の取引所エリアプライス平均値以下のものを対象とするということとさせていただいております。

また、4つ目の箱でございますが、情報提供された案件等につきましては、内容を精査した上で対象事業者に対しては、事務局としてヒアリングを実施するという。それから、第40回制度設計の議論を踏まえまして、公共入札のうちエリアプライス以下の落札案件についてもヒアリングの対象とするということとさせていただいております。

資料6ページに移っていただきまして、まず旧一般電気事業者のシェアを見ております。この資料に書いてありますとおり、旧一般電気事業者の域内シェアにつきましては、一部エリアでは足下で増加の動きが見られるものの、総じてみれば減少傾向にあるということでございまして、7ページにかけてシェアを載せておりますけれども、北海道電力で一部シェアが上向きになっているものがございまして、その他についてはおおむね旧一般電気事業者のシェアが低下をしているという状況でございます。

それから8ページで、公共入札における落札価格の概況ということでございますけれども、下にグラフを2つ載せておりまして、公共入札の落札価格を縦軸に取り、左右で2018年、2019年、それぞれの供給開始分を並べているということでございます。プロットの点につきましては、青が旧一電及びそのグループ会社、赤が新電力ということですが、2018年から2019年にかけて、まず平均価格、落札価格につきましては、15.81から16.61に増加をしているということ。それから下位20%平均、グラフ上では緑の線に入れておりますけれども、そちらも11.51から12.59ということで、1円程度上昇しているということでございます。

それから、落札下位20%の案件に占める旧一般電気事業者及びその関係会社による案件の割合につきましては、86%から82%に減少しているということでございまして、この状況を見れば、安値入札による競争上の問題というものはい一定程度改善傾向であるというこ

とかと思います。

それから、9ページですけれども、エリアプライス・システムプライスの推移につきましては、18から19年にかけて、約2円程度下がっているという状況でございますので、エリアプライスが下がっている中で、落札価格については1円弱程度上がっているという状況でございます。

11ページに行ってくださいまして、今回のヒアリングの対象の案件でございます。合計237件についてヒアリングを実施しまして、まず①が競争者からの申告案件ということで。こちらにつきましては、昨年9月以降、当局に寄せられた申告件数が20件ございました。この内容につきまして、託送除きの小売単価がエリアプライス平均以下であることが確認できたものが4件ございまして、関西エリアで2件、東北エリアで2件、いずれも高圧ということございまして。

それから②として公共入札の落札案件でございますけれども、2019年の1月から12月に小売供給開始となる案件を対象と、まず抽出いたしましたところ、3,074件ございまして、このうち電気新聞による公共入札データに基づいて、モニタリング対象事業者の落札案件であって、小売単価がエリアプライス平均以下であることが確認されたものについて233件、一旦公共入札データで抽出をいたしまして、最終的には対象事業者に確認した結果として、このエリアプライス以下であることが確認されたものが233件ございまして。

この公共入札につきましては、エリア別の件数を12ページの表に載せてございます。事業者名につきましては、A社、B社という形で匿名にしてございますけれども、この中で各エリア、例えば北海道のA社であれば70件、東北のC社であれば50件といったように、該当しているということでございます。

この233件につきましては、冒頭申し上げたとおり直近12か月、過去12か月のエリアプライス平均以下ということで対象としているのですけれども、これも申し上げたとおり、2018から19でエリアプライスが下がっているという状況もございますので、足下、2019暦年でのエリアプライス平均以下という基準を見た場合には、その233が75件ということになってございます。

13ページでございますが、こちらは先ほどの公共入札の件につきまして、供給開始月ごとに落札件数の推移を見たものでございます。棒グラフで2019年4月が多くなっておりますが、こちらは年度当初ということで、4月供給開始の案件がそもそも多いということがございます。青の折れ線グラフで全体の落札件数に占めるエリアプライス以下の件数も見

ておりまして、昨年1月、2月に供給開始だったものが、割合としては多かったのですが、その後は低下傾向にあるといったような状況が見て取れるということでございます。

こちらは全体の傾向ということでございます。

それから14ページ以降がヒアリングの結果ということでございまして、今回ヒアリングをしてまいったものをまとめてございます。まず、小売価格の設定についてですけれども、小売価格（託送除き）が電源可変費を下回る案件は、今回のヒアリングにおいては確認されなかったというのが1点でございます。また、対象事業者のうち多くの一般電気事業者は、エリアプライスについては小売価格の考慮要素ではないという回答で、可変費を上回る水準であれば限界利益が見込め、固定費の一部が回収可能であるということで、可変費を上回る範囲において競争状況を考慮して小売価格を設定しているという回答がございました。

他方で、ほかのモニタリング対象事業者、新電力を含めですが、については将来のスポット価格の予測値を考慮して個々の小売価格を設定しているといった回答がございました。

15ページでございます。経営管理上の考え方についてということで、新電力や一部の旧一般電気事業者におきましては、全体の部門の中で小売部門として回収すべき費用、収益の目標を設定した上で進捗状況を管理するといった方法で、小売部門単位での管理を実施しているという回答がございました。

他方で、発電・小売が一体となっている旧一般電気事業者におきましては、小売・発電（卸）も含めた全社大での収益・費用の管理が実施されていたということでございまして、逆に言いますと小売部門での調達コストとして明確に認識された社内取引価格に相当するものは存在しないという回答もあったということでございます。

16ページで、小売市場モニタリングのまとめのパートを設けておりますけれども、今回重点調査を実施した個々の案件においては、可変費を下回るような価格設定は確認されず、法令上問題となるような事例は認められなかった。こうした点に加え、小売市場における旧一般電気事業者のシェアが大きく上昇しているといった事象は見られない点ですとか、公共入札において落札価格下位20%の案件に占める旧一電の落札の割合も18から19にかけて減少しているといった点も総じて見れば、現時点で直ちに政策的な対応が必要とは考えられないのではないかということです。

他方で、発電・小売一体の旧一般電気事業者においては、社内取引価格が明確化されて

いないということで、これに加えて多くの旧一般電気事業者では、個別の小売価格の設定において参照する定量的な基準として、電源可変費以外のものが示されなかったということとございまして、これらの点は旧一般電気事業者の発電部門が、社内外の取引条件を合理的に判断して電力の卸売を行っていない可能性があることを示唆するものではないかということを書かせていただいております。

17ページ以降が、以上を踏まえまして、発電・小売の不当な内部補助防止策についての検討でございます。

19ページまで行っていただけますでしょうか。こちらと次のページで、発電利潤最大化の行動と卸売の内外無差別性の理論上の考え方をまず整理させていただいております。

1つ目のポツですが、発電から得られる利潤を最大化する行動、すなわち卸電力市場とか社外への相対卸、社内取引等の卸売先から、社内外問わず最も有利な条件で取引するという経済合理的な行動が取られていれば、おのずから卸売価格の社内外無差別性が確保され、電源アクセスのイコールフットィングが実現することになるということとございまして。

こうした観点からは、旧一般電気事業者における社外への卸供給の交渉ですとか、スポット市場への入札、これはグロスビディングも含めてということですが、については、発電部門が自社小売部門から独立した意思決定の上で実施することが望ましいという考え方を書かせていただいております。

また、20ページに行ってくださいまして、こうした発電利潤の最大化行動を確実に捉えているといった場合には、社内外の卸売において合理性のない価格差は発生しない。したがって、内部補助を理由とした小売市場の競争歪曲も生じないと考えられるため、内外無差別性の監視は、こういった前提であれば不要と考えられるのではないかということを書かせていただいております。

また、こうした発電利潤の最大化の行動に加えて、小売においても経済合理的に電気を調達し、販売するといった行動が取られ、また、各市場がより完全な形で機能していくといったこととなれば、理論的にはこうした行動は全社利益の最大化にもつながると考えられるのではないかということを書かせていただいております。

他方で、最後、21ページでございますけれども、旧一般電気事業者の現状と今後の対応ということとございまして、他方で前半の小売市場モニタリングのパートで見たとおり、現時点では発電・小売一体の旧一般電気事業者におきましては、社内取引価格が設定されていないということとございまして、これを踏まえまして、こうした事業者が社内外の取引

条件を合理的に判断して、電力の卸売を行っていると考え難い状況にあるのではないかと
いうことであります。

以上を踏まえまして、今後、取引条件を含めて社内・社外への卸売価格の考え方・設定
状況等について、旧一電からのヒアリング等により実態を考え方を把握し、内外無差別の
監視に関する具体的な方法を含め、さらに検討を深めていくこととしてはどうかというこ
とでございます。

資料9については以上となります。

続けて、資料10、集卸電力市場のモニタリングについてという資料も併せて説明をさせ
ていただければと思います。

2ページを御覧いただけますでしょうか。こちらの議論は、主に相場操縦規制の議論を
昨年末にやらせていただいております。そのスポット市場・時間前市場といったモニタ
リングのあり方も議論させていただいた中で、各委員の御指摘として、モニタリングの重
要性、特に供出量の観点について多くの御指摘をいただいたということ等を踏まえまして、
卸市場のモニタリングについての検討資料を作成させていただいているものでございます。

順に説明させていただければと思います。まず資料の5ページを御覧いただけますで
しょうか。スポット市場についてという項目でございます。

こちらにつきましては、第43回、昨年11月の制度設計専門会合で議論をさせていただき
まして、スポット市場においては限界費用で供出可能な供給力の全量を市場に供出するこ
とが、プライステイカーとしての経済合理的な行動であるという整理をいただいたところ
でございます。このため、こうした取引行動を取っている場合には、相場操縦行為にも該
当しないセーフハーバーであるといったことですか、旧一般電気事業者の自主的取組に
ついても、それが適切に実施されていればセーフハーバーの対象になるものと整理させて
いただいております。

こうした自主的取組につきましては、これまでも限界費用ベースでの余剰電源の全量供
出についてモニタリングを行ってきたところでございますが、今回、同取組における余剰
電源（入札可能量）の考え方について、改めて全体像を整理して、旧一電の状況を確認し
たというものでございます。

6ページの入札可能量についてという資料を御覧いただければと思います。左下に図が
書いてございますけれども、主に入札可能量の算式と言いますか、考え方がこちらになっ
ておまして、左の棒で白の自社供給力となっているところから、自社需要、予備力、入

札制約を引いたものが入札可能量ということでございます。検証①と書いてありますが、まず入札可能量がきちんと設定されて、供出されているかというのが1つの検証ポイントでございます。

それからもう1つ、左上の部分に検証②と書いてありますけれども、自社供給力の外数になっているものとして、グレーに塗った部分がありますが、まず計画停止・計画外停止と上に乗っている部分につきましては、これは当然、供給力外でございますが、こちらはJEPXのHJKSという情報公開のシステム上、公開がされているという状況でございます。

他方で、その下の、上記以外の供給力の減少につきましてはHJKSの掲載対象外になっている部分がございます、この部分のモニタリングについて別途問題意識を踏まえて、検討の資料を後ほど説明させていただければと思います。

まず検証①ですが、8ページを御覧いただきますと、入札可能量の改善に向けたこれまでの取組ということでございまして、入札可能量は先ほど申し上げたとおり、箱の中の数式がありますが、「供給力ー自社需要ー予備力ー入札制約」ということでありますので、この自社需要、予備力、入札制約というものが課題に設定されないかということにつきましては、これまでの制度設計専門会合等においても、従前の整理をさせていただいている部分でございます。

具体的には、9ページに行ってくださいまして、まず予備力のあり方につきましては、資料にあるとおりでございますが、従前はスポット市場において2～5%の予備力を保持するといった事業者もあったのですけれども、こちらの整理をさせていただいて、0～1%にする。ゲートクローズでは原則不要といった考え方の整理を、平成29年10月の資料でいただいているということでございます。

また、10ページ、入札制約の合理化について、平成29年11月の資料でございますが、そこで書いてあります段差制約とか、揚水運用制約、燃料制約等々の入札制約として合理的な内容の定義を明確化させていただくとともに、10ページの枠外で小さく書いてありますけれども、例えばブロック入札制約というものがございましたが、これはJEPXのシステム上、入札ブロック数に上限があるということで、一定数以上はブロックが積めないことによって入札制約になるといったものが過去ございました。こちらもJEPXのシステム上、上限が撤廃されたことに伴い、制約としても合理性がなくなったため、今後は対象から除外するといった整理もさせていただいています。

11ページに行ってくださいまして、こちらで2017年と2019年の入札可能量の変化を図にしたものでございます。17年と19年で、その間に各種、先ほどのような整理をさせていただいたことも踏まえ、17年と19年で毎月1日ずつ、合計12日間の平均として入札可能量及び自社供給力以下の項目がどうなっているかという比較をさせていただいています。自社供給力100%のうち、両年とも自社需要は79%でしたが、予備力は4%から1%、入札制約は9%から7%に減っておりまして、入札可能量としては8%から12%に増えているということが確認できてございます。

また、12ページ、入札制約の内訳を見ておりますけれども、全ての項目において減少しているという状況でございます。一部黄色に塗っているブロック入札につきましては、先ほど申し上げた制約としては合理性がないという整理だったのですが、2019年でも量は少ないですが一部積んでいる事業所がございまして、そこは実務負担を理由にということヒアリングでは申していたのですが、それについては運用の改善を要請しているといった状況でございます。これまでの整理を踏まえて、入札可能量の部分については改善が見られることは確認できてございます。

それから、14ページ、時間前市場についてでございます。こちらについては、昨年12月の第44回制度設計会合において常時3札の売り入札の実施という、一昨年12月に旧一般電気事業者に要請した取組の状況を確認したところ、一部の事業者におきまして3札が出ていないという状況を確認されたということでございます。

各事業者の意見においても、そもそも入札可能量がなかったというやむを得ない理由もある可能性があるため、理由は確認すべきという御指摘もございましたので、前回に引き続いたフォローアップの実施を行ったということでございます。

15ページ、16ページは前回の資料ですので割愛をさせていただき、17ページです。今回、各事業者に対して、売り札が3札未満となっていた時間についての理由を確認させていただきました。各社とも入札可能量の制約によって売り札が出せない時間帯があったとの回答があったのですが、そういった理由以外にも下記1から4の理由も挙げられたということで、例えば①ではシステム上の理由で、システム上複数の売り入札に対応していない会社があるということだったり、②として需給計画等の作業に関する理由ということで、天候急変や発電所トラブル等によって需給計画を見直すといったような作業が必要な時間帯については売り札を引き上げているのですとか、市場開場後入札まで時間を要した日があったという回答もございました。

また、③の人員不足のために夜間、早朝は売り札を引き揚げているといった事業者ですとか、④のように一旦3札出すけれども、残札がある間は補充はしていなかったというようなことを回答する事業者もございました。

それについては18ページで各事業者に対応を求めておりまして、例えばシステムであれば、費用面の考慮は当然あると思えますけれども、例えば他の改修作業と合わせるといったような合理的な作業で検討ができないかといった要請をしているといったことですか、需給計画の部分についてはシステムの活用等を含め改善策の検討を要請、人員不足については人員増強、教育中という説明がございましたので、改善の動きを注視していく。運用方針につきましては、常時3札の考え方を改めて伝達し、対応の改善を要請ということで実施しておりまして、こうした要請の効果も含めて引き続き状況を見ていきたいと考えております。

最後、20ページ以降ですが、こちらは発電所の情報公開についてということでございまして、また若干違う毛色の議論をさせていただければと思います。検証②と書いてあった部分です。こちらについては、現行の適取ガイドラインで、一部の発電ユニットの稼働停止につきましては、卸電力市場の価格に重大な影響を及ぼす事実として、インサイダー情報とされているということで、発電事業者はJEPXの発電所情報公開システムHJKSにおいて、速やかに公表することが求められているということでございます。

2つ目のポツで、適取ガイドライン上、インサイダー情報として公表が求められる情報については、10万kW以上の発生ユニットにおける電力系統からの解列を伴う計画停止・計画外停止とされておりまして、解列を伴わない発電ユニットの出力低下といった稼働状況については、公表対象とはなっていないということでございます。

この点に関連して、規制改革実施計画、昨年6月に政府の閣議決定をされているものですが、こちらにおいて計画停止・計画外停止の情報と同様に、市場価格に重大な影響を及ぼしうる発電所の稼働状況等に関する情報開示について、適切かつタイムリーな開示が行われるよう検討を進めることとされたということで、これを踏まえて御議論いただきたいということでございます。

適取ガイドラインの記載等は少し飛ばさせていただきます、25ページまで行っていただければと思います。こちらはHJKSで、ホームページでも閲覧可能ということですが、見ていただくとエリアですとか、発電事業者、発電所名、認可出力等があって、区分というところで計画停止・計画外停止という情報が載せてあります。認可出力の全てが止まっ

ている場合に、これを公開するというのが現状です。

他方で、次の26ページに行ってくださいますと、諸外国の状況ですが、欧州においてはREMITの第4条1項がございまして、そこで市場参加者は内部情報の開示が義務づけられています。内部情報というのは※1にありますとおり、公開されていない情報であるが、もしそれが公開された場合には商品価格に重大な影響を与えるおそれがある情報という定義となっており、二つ目のポツにあるように、内部情報の公開にあたっては発電ユニット全体の停止のみならず、発電ユニットの出力のうち一部が稼働不能な場合についても、当該容量が公開されるということになっています。

下にイギリス・ELEXONのホームページの例を載せていますが、右下にあるとおり、特定のユニットにおいてノーマルキャパシティが1,230MW、123万kWのうち、アベイラブルなものが76万kW、アンアベイラブルが47万kWといったように一部が停止しているといったものについても、欧州では公開をしているという状況でございます。

28ページに行ってくださいまして、我が国において、10万kW以上の出力低下がどれくらいあるかということについて、旧一般電気事業者等に調整を行いました。そうしたところ、下の箱にあるような回答が寄せられており、一部の設備点検ですとか、設備故障、それから入札制約、例えば公害防止協定による制約等がありまして、電源立地地域との関係で、一定時間については運転を抑制するといったケースもあるということです。こういったケースが該当するということでした。

このような出力低下について、一定の仮定の下で計算をしたところ、二つ目のポツですけれども、旧一般電気事業者の過去1年間の計画外停止、230万kWhの約2割ぐらいの量に相当するという状況でございます。

以上を踏まえまして、29ページですけれども、上述のとおり、現行の適取ガイドラインにおいては10万kW以上の計画停止・計画外停止が公表の対象ということでございますが、解列には至らないものの、設備故障や点検、制約に伴う出力低下が一定程度生じているということを踏まえれば、発電ユニットにおける一定の出力低下についても、HJKSの掲載対象に加えることとしてはどうかということです。

30ページで、具体的にはということですが、発電ユニットについて、10万kW以上の出力低下が①24時間以上継続することが、②明らかに見込まれる状況について、適時公表の対象とするよう、適取ガイドラインを改正することとしてはどうかということです。

まず、①の24時間以上ということですが、事業者からのヒアリングによりまして、数時間程度の点検や試験といったことに伴う出力低下は日常的に生じているということですか、設備トラブル等による出力低下の場合には、低下の継続時間の見極めに時間を要するといった説明もございまして、短時間の出力低下を対象とした場合、事業者負担が大きくなるのではないかと。また、24時間未満の出力低下については、市場に与える影響も限定的であるとも考えられますので、出力低下が24時間以上継続する場合は開示対象としてはどうかということでございます。

また、(2)の「明らかに見込まれる」という文言ですが、こちらは公表する情報の正確性ですか、事業者負担の観点ということで、例えば太陽光発電とか風力発電といった変動電源の出力変動を含めるということになると負担も大きくなり、正確性も確保しづらいということもございまして、こうした文言により気候等の自然変動に伴う出力低下は対象外としてはどうかという案とさせていただきます。

また、31ページでございますが、公表のタイミングにつきましては、出力低下の見込みが定まった後、速やかに公表することとしてはどうか。さらに出力低下の理由ですが、燃料制約といった個社の機密情報が開示されると、それに伴う燃料価格の高騰や、ひいては需要家の利益の棄損につながるおそれもありますので、現行のH J K Sの計画停止・計画外停止と同様に、事業者の任意による開示としてはどうかということとしてございます。

最後、33ページ、取組の方向性ということで、スポット市場・時間前市場におけるモニタリングにつきましては、スポットについては12ページで見たような入札可能量の算定状況について、今後モニタリングレポートにも追加して、定期的にモニタリングしていくこととしたいということです。時間前市場につきましては、今般のフォローアップへの対応状況も含めて、必要に応じ、要請の対応状況等について確認を行っていくこととしたいということです。

発電所情報開示につきましては、本日の議論を踏まえて、適取ガイドライン改正に向けた検討・作業を進めることとしたいということです。

私からは以上になります。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、ただいまの説明について資料9、10を示していただきながら、皆さんの御意見を賜りたいと思います。どうぞよろしくお願いいたします。

草薙委員、お願いします。

○草薙委員　ありがとうございます。資料9と資料10の両方について意見を申し述べたいと思います。

まず資料9でございますけれども、18ページに本日御議論いただきたいこととございますので、それに関連しまして、今回の重点調査ヒアリングの結果について、意見と要望を申し述べたいと思います。

小売価格が電源可変費を下回るような案件は今回のヒアリングにおいては確認されなかったということですが、資料9の16ページの一番最後のボツを見ますと、発電・小売一体の旧一般電気事業者においては、発電部門において社内外への卸売にあたって発電から得られる利潤を最大化しようとするような経済合理的な行動が取られていないのではないか。すなわち、内外無差別性が確保されていないのではないかといったことが示唆されるものとなっていることだと私は思っています。

そこで、機会があればもう一度ヒアリングをお願いしたいと思います。私は発・小一体型の旧一電というものについては、小売部門が発電部門とコスト意識を共有して一体として動いていると思っていたのですが、今回のヒアリングで、その意識が希薄であった可能性もあるというふうに認識を改めております。

大きな取引の場面においては、卸市場の価格はあまり参照しないで、ライバルであるP P S、新電力が提示していると考えられる価格をいかに下回るのかという発想を中心にして、旧一電は小売営業をしてきたということもあろうかと思えます。

ジャイアントな旧一電と、非常に規模の小さい新電力の関係性においては、かつてそれはありうるということだったのだと思うのですが、しかし新電力がある程度力をつけてきて、しかもJ E P Xの取引価格が低廉化してまいりますと、旧一般電気事業者の発電部門は、自社の小売部門よりもより高く電気を購入してくれる卸の相手を見つけていきたい。そのような小売事業者に電気を卸すことが合理的であるというふうに考えるようになるはずだと思います。そのように行動するのが合理的であると思います。

一方、旧一電の小売部門におかれては、自社の発電部門のコスト意識を認識しつつ小売営業をかけていくということに、どのように意識を向けておられるのかということが重要ではないか。そこが問われるのではないかと思います。それは企業としての損益分岐点を意識した、いわゆるリバランスの問題ということに帰着して、小売全面自由化の一局面として当然あり得ることだと予想されるところでありますけれども、旧一電の自社小売部門が、強い自社ブランドがいまだ有効であるということをもちまして、比較的高額な小売電

電気料金であることはある程度認識しながら、小売競争があまり激しくない、あるいはスイッチの意欲があまりない相手方には、そのまま売り続けているということが、まだありうると感じます。

これは、もっと小売料金の下げしろがあるということにほかならないわけでありまして、発電・小売一体の旧一電の自社小売部門は、自社の発電部門から電気を買って、それをいわばもの言わぬ顧客に売りさばくということをもってよしとする発想が、ないわけではないということになるかと思えます。

そこで、しっかり小売競争に勝って、利益を最大化するために、小売部門がどのように電気を調達しているかということにつきまして、旧一電にヒアリングしていただけるとありがたいと思えます。

新電力に対しましては、まだ料金の下げしろがある小売競争への参入により力を入れる意欲があるのか、ヒアリングをしていただきたいと思えます。あわせて、いずれに対しても、小売競争に勝つために必要なこととして、発電部門の固定費等を削減してしまっているようなことがあるかどうか。そのようなことは不健全な状況だということで認識しますが、現在においてそういうことに至っているのかということも、併せてヒアリングをしていただきたいと思えます。そして、ベースロード市場や容量市場などへの参入計画といったことも、可能であればヒアリングをしていただきたいと思えます。

既にやっておられることが多いかとは思いますが、さらに検討を深めるためということですので、発言させていただきます。

それから、資料10のほうですけれども、卸電力市場のモニタリングにつきまして、例えば17ページで売り札が3札未満になっているのはなぜかといったことは、丁寧に、それぞれの理由に合わせて改善を要請するという事しかないと思っておりますけれども、結局、方法論として原則的な部分を実務レベルで何度も御確認いただくことが重要ではないかと思えます。

例えば資料10の12ページで、そもそもブロック入札の制約は外されたはずなのに、まだそのような例が残っているということでもありますけれども、ブロック入札は非常に落札しにくいということで撤廃されたということでもありますから、対応を監視等委員会が要請されるのはよいことだと思います。

あるいは、別の例としまして、今日は飛ばされましたが24ページのところで計画外停止の発生後、1時間以内に公表することとなっておりますけれども、そういったことも含めて

公表時期をきっちり守られていないというケースも散発していると伺っております。

担当者の負担をかけることとなるケースもあつたりして、実務上は気の毒な話もあつたりするのかなと思いますけれども、インサイダー情報であることをしっかり認識していただいて、ガイドラインを重視した運用をお願いしたいと思っております。

監視等委員会のほうでもしっかりと要請を行っていただくべき事柄であろうと思います。徹底をよろしくお願いいたします。

以上であります。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは松村委員、お願いいたします。

○松村委員 まず、資料9のところです。スライド21でまとめられているのは全くこのとおりだと思います。ひょっとしたら事業者から見苦しい言い訳がこの後出てくるかもしれませんが、スライド16で示された状況を目の当たりにすれば、この整理は実にもっともだと思います。

スライド16に出てきているような惨状。この問題は昨日今日言われたことならともかくとして、発電部門と小売部門が、いわばマインドとして分かれて、それぞれ利益を最大化するということは、グロスビディングを導入する前に議論したときからずっと言われていること。これだけ時間がたっているにも関わらず、まだこんな惨状だということは十分認識していただきたいし、こんな惨状を踏まえてスライド21が出てきていることは事業者も十分認識する必要があると思います。

さて、その上でこれまでの議論でもう十分整理されてきたものは、小売部門にとってのコストは発電の可変費用ではなく、基本的には卸市場価格のはずだということ。これをきちんと念頭に置けば、このスライド16の最初のポツにある可変費を下回っているようなところがなかったというのが最初に出てきて、これで直ちに問題としない、法的な対応を取らなければいけない状況にはないという、その結論は正しいとしても、本来はこの資料でもずっと議論されているとおり、スポット市場の価格を見て合理的なものになっているのかを検証すべき。発電の可変費との大小を比べるのはあくまで補助的なものにしか過ぎないことは、私たちは認識する必要がある。

発電部門でコストが10円だったとして、卸市場の価格が12円だったとして、それが統合されているのだから10円ではないかというのは、それは全体としてはそうかもしれないけれど、発電部門は12円でほかに売ろうと思えば売れているわけです。だから、小売部門としては、自社の発電部門が10円で発電できたとしても、そのコストは本来12円のはず。機

会費用ということまで考えればそうだとすることは、もう十分整理されたはずなのだから、先祖返りしたような可変費用を重視するような発想は、補助的に調べることは重要だと思いますが、そういう方向に行かないように。この資料は正しくずっと市場価格で議論されているので問題ないと思いますが、その点についてはきちんと考えていただきたい。

なぜこんなことを強調するのかというと、スライド16の冒頭にこんなことが書いてあるので、発電の可変費用よりも低い価格で売っていないから大丈夫と勘違いした事業者が出てこないかを心配しているからです。

次に、スライド21で内外無差別のことについてこれから整理していくということなので問題ないと思います。これに関しては、内外無差別が本当は既に契約とかが明らかになっており、それが本当に形式的には内外無差別なのだろうけど、実質的に内外無差別かが議論できるような状態になっているかと思ったら、まだそれよりもはるかに手前の状況にとどまっている。したがって、これから議論せざるを得ないということ。

例えば極端なことを言うと、ものすごく大きなロットを示して、これは市場シェア、エリアで50%のシェアを持っているような事業者でないと到底受けられないロットの契約を示して、これなら安く売るけど、小さなロットだったらすごく高くしますよと言っても、形式的には内外無差別になっているかもしれないけれど、実質的には全然内外無差別になっていないとか、そういうこともあるわけですね。そういうことをこれからちゃんと見ていくことになると思います。

そういう意味で、本来は50というロットを10ずつに分けても何の問題もないはずなのに、ロットを一緒にしてなどということが起こっていないかを見ることは、ほかの文脈でも出てくる。例えば長期契約だから安いというのも、安直に認めないようにしていただきたい。

長期契約の意味は何ですかと考えると、それは普通の売買契約プラス差金決済。つまり発電事業としては安定的な収益が得られるようにしたいので、スポットがすごく安いときには補てんしてもらおう。逆のときにはこちらから持ち出しになってもいいという、ある種の金融契約ということがあったとすると、同じ主体が買う必要が全くないので、それを安易にバンドルして、これで受けてくれる人がいるなら売ってもいいけど、そうでなかったら売れません。そんな10年先、20年先の取引を、金融取引としてなら取引できる人がいるかもしれないけれど、電気とのセットということだと難しいという事業者があったとして、そんな契約を安直に示しておいて、それで内外無差別ですなどということがないように。

全て同根の問題だと思うのですけれども、安直にバンドルする、ロットをバンドルする

ということもあるかもしれないし、契約をバンドルするということもあるかもしれないし、本来機能で分けられるようなものを、今までの総括原価と地域独占に守られていた時代の古い発想に縛られて、安直な行動を取っていて、これで内外無差別ですなどということのないように、丁寧に見ていく必要がある。

だから相当に難しいので、今から議論を始めて、相当時間をかけて丁寧にやっていくということだと思います。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー　私からは資料9から1つ、10から1つです。

まず9のほうですが、今回、しっかりモニタリングしていただいた結果、卸取引の内外無差別性に少し課題があるため、それを受けて、とりわけ発電利潤の最大化を見ていくという整理をいただいたと思っています。これは非常に大きな前進だと思っています。ありがとうございます。

ただ、発電・小売一体の中で、社内外取引の条件を本当にフェアかどうか見ていくのは、極めて難しいのではないかと感じています。監視方法をどうしていくかというのは、まさにこれから詳細検討ということですが、しっかり議論いただきたいと思っています。

今回のモニタリングの中で気になるのは、発電・小売一体だから当たり前であると言われるればそれまでですけど、全体の収支管理はなされている一方、発電・小売という部門別の収支管理はされていないかのように書かれております。これはつまり内部取引価格がないということを示していますが、この点については違和感を覚えます。発電・小売一体であろうがなかろうが、管理会計上、部門別の収支管理が行われてないというのは、非常に気になりました。

というのは、今後、発電利潤最大化を見ていく中で、結局はある程度、部門別の収支を確認していかないと、実態は分からないのではないかと考えています。発電・小売一体のまま公平性を確保していくということになりますので、部門別収支に対する監視といったところまで、ある程度前向きに取り組んでいただきたいと思っています。それがまず1点目です。

2点目は、時間前市場の話となります。今回しっかり見ていただいたことは非常にありがたいのですが、時間前市場に売り札が出せない理由が書かれてございます。当然、

事業者さんによっていろいろな事情があろうかと思いますが、すぐにできることとできないことがあるかとは思いますが、この市場が非常に重要だということを、改めて認識をしていただきたいと思っております。これからインバランス料金制度を始め様々な制度が変わっていく中で、時間前市場の重要性というのは極めて大きいと思っておりますので、是非とも前向きに取り組んでいただきたいと考えているところです。

以上です。

○稲垣座長 新川委員、お願いいたします。

○新川委員 資料の9と10について、コメントを申し上げたいと思います。

まず、9のほうについては、前回は意見を申し上げましたが、内外無差別という部分です。

社内外の取引の無差別性という議論は、要は社内取引価格が社外価格を下回っているケースがある場合に、経済合理性があるのかとか、小売市場に対する競争を阻害する程度に及んでいるかというのを検討して行って、問題があれば是正するという、そういった内容だと理解しています。その際に、何が合理的な理由かということについては、松村先生もおっしゃったとおり、割と慎重に見ていかなければいけないという特殊性を持っているので、この点を整理しなければいけないとは思っています。

ただ、それを行う前提として、まず社内価格の適正な算定方式とはどういうものかを議論する必要があり、これがないとなかなか実質的な議論ができないのではないかと思いますし、検証のしようもないと思います。それをまず行うことが今回提案されていますけれども、大前提になってくると思います。

20ページのところに発電部門の利益最大化という部分最適と、全社利益最大化というのは常にベクトルが合うのだと書かれていると思うのですが、そういった抽象的な議論をしてもそうなのかどうかよくわからないので、きちんと検証するためにはやはり価格を出してみるということが重要で、ただ、そのときに間接費を、例えば発電と他部門にどう配賦するのが妥当なのかとか、固定費を社内取引と社外取引でどういうふうに配賦していくべきなのかとか、論点が幾つかあるのではないかと思いますので、そういうものを整理して、合理的な価格とは何なのかという考え方を一致させないと、なかなか議論が噛み合わないと思います。それが1点目です。

19ページですけれども、19ページに書いてあるところは特に全然異存ございませんが、1点目について、社内外を問わず最も有利な条件で取引することの経済合理的というのは、

有利、不利というのが絡みますけれども、何が有利で何か不利なのかの考え方が、松村先生がおっしゃったバンドルするときに、一般の世の中の取引においてはボリュームディスカウントといった考え方があると思うのですけれども、ここでは寡占市場や独占市場といった状態にあるので、一般の取引では通用する考え方が必ずしも当てはまらないと思います。この有利、不利の考え方も、先ほどの問題と同様、整理する必要があるのではないかと思います。ここで整理しておられる1点目については、基本的考え方としては異存はありません。

2点目の、発電部門が自社小売から独立して意思決定した上で、発電部門の取引を行っていくことが必要だというのは、前々からグロスビディング等でも長い間議論されてきた点でございます。これについてはここに記載されているような考え方のおりではないかと思っているところです。

以上が資料9です。

資料10については、市場調査の結果をお伺いして、これまで入札制約の内容を整理して、どういったときに入札量に制約をかけていいのかということをいろいろ議論してきた効果、成果もあって、入札可能量が増えているということで、一定の成果が上がってよかったと思ってお伺いしておりました。

それが前半部分で、後半のユニット全体の停止の場合だけではなくて、出力低下で一定レベル、要するにプライスに影響を及ぼすレベルに至る出力低下についても、インサイダー情報として扱うべきではないかというのは御指摘のとおりだと思いますので、特に異存はございません。

ただ、1点思ったのが、30ページのところで気候等の自然変動に伴う出力低下は全部対象外という部分ですけれども、天変地異による変動であっても、明らかに見込まれるケースはあるのだと思ったので、そういうのを全部外していいのかなというのが疑問として思った点です。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員 5年前、10年前ならともかく、全面自由化が始まって4年も経ち、ネットワーク部門の分離が直後に控えている状況で、社内取引価格に相当するものが存在しないという状況に、私は非常に驚いています。

それはなぜかという、結局、何回も議論していることですが、ではどうやって、発電

部門が内部取引をするのか、外部に売るとかを経営が判断しているのか。それから、小売部門がどうやって外から買うか、内部から買うかという判断をしているのか、という過程が全く想像できないのです。ですから、事務局の御提案のあるとおり、一度ヒアリングをしっかりとやって、どういうメカニズムで、誰がどうやってを社内的な意思決定しているのかを聞いてみる必要があると思います。

中野オブザーバーもおっしゃったとおり、内外無差別を証明するのは非常に難しい話で、逆に言うと、事業者からすると経過措置料金の解除なども含めて内外無差別にふるまっていますと証明する必要があり、そのために一番簡単なのは、社内取引価格をこうやって決めているから、それを基に経営判断しているのですと示すのがとても簡単なはずですが。これがないというのは、一体今まで何をやっているのかと本当に疑問に思うので、ぜひ詳しくヒアリングをかけていただきたいと思います。

それから、資料10のほうですが、御提案にあるように、10万kW以上の出力低下が見込まれる場合をガイドラインに組み込むのは賛成します。1点だけ気になるのは、30ページにある①、②の条件の、②の「明らかに見込まれる状況」というところです。私はここに書いてあるように、例えば太陽光とかそういったものの出力変動は除いていいというのは、それはそうなのだろうと思いますが、逆に、明らかに見込まれる、というのはどういうことかというのも、少し具体的に定義したほうが良いと思っています。

私は仕事上、電力各社とは財務情報を巡って20年、30年、いろいろなやり取りをしてきましたけれども、一般の外部者が「これは明らかに見込まれますよね」ということと、電力会社の方が「これは明らかに見込まれる」ということとかなり乖離があり、意見の相違があるのを過去に何度も経験しています。ですから、何を以て「明らかに見込まれる」かある程度判断基準を作っておかないと、いくらでも「明らかじゃない」と言い訳ができてしまうと懸念します。そこは一工夫必要と思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。山内委員、お願いいたします。

○山内委員 さっきから議論になっている最初のほうの資料の16から21にかけてですけども、個人的には19ページの1のポツのところは、あまり理解ができませんね。これは要するに発電側が利潤極大すると、最終的にイコールアクセスになりますというふうに書いてあるのですけれど、完全競争とか何か仮定するとそうなるかもわからないけど、さっきから議論が出ているように、こういう取引条件の場合には完全競争になっていなくて、

独占力を持っているので、独占力を持っていると必ずというか、要するに取引相手によって条件を変えるというのは当然出てくるので、最終的に電源アクセスのイコールフットィングが実現するというのは、すごく違和感があります。

まず卸市場とか市場が非常に機能していて、完全競争的な状況であれば、こういうことがあるのかも分からないですけど、今の我々の認識、少なくとも私の認識では、そういうところまで行っていないし、今まで発言された方みんな、そういうふうに差別的な取引ということを言っているの、皆さんの認識もおそらく完全競争が本当に徹底しているわけではないという認識だと思います。ですので、ここのところにすごく違和感がありますね。

それで、その下に、社外への云々で、発電部門が自社小売から独立した意思決定の上で実施することが望ましいというのは、2つの意味でいろいろな取り方があると思うのですけれども、1つはこの前、事前に御説明をいただいたときにも申し上げたのですけれども、いわゆる二重マージン問題というのがあって、一緒にしたほうがマージンが小さくなるので、そのほうが望ましいのではないですかという議論があって、垂直統合したほうが良いという議論もあります。

ただ、一方で、ここで言っているのは発電部門から小売部門へのイコールフットィングをすることによって競争を促進しましょうと、べき論で言っているの、そこから言うと、こういうことが言えるのかなと思います。

結論的には、さっきから皆さんがおっしゃっているとおり、内外無差別をどういうふうに判定するかということのを慎重に、もっとちゃんと調べましょうということになるわけですが、皆さんがおっしゃっていることは当然だと思って、内部取引の価格というのは、あるのではないかと思います。別にアメーバ経営をやらなくても、通常、事業部門で取引をちゃんとやるので、そういうことがあるのだらうと思うけれども、これは何だろうなと思うのですが、客観的にそういった取引価格を表に出すことで証明できるのかどうかはすごく難しいと思います。そうではなくて、もうちょっと概括的なというか、コストベースか何かで外から判断しないと、そういった基準は出てこないのではないかと思います。

いずれにしても、それを出すためには、いろいろなインタビューとか調査が必要だというふうに思うのは、それはそのとおりだと思いますが、内外無差別の価格は何だという判断というのは、いろいろ議論をしなければいけないのではないかと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。野崎オブザーバー、お願いいたします。

○野崎オブザーバー ありがとうございます。私のほうからも、資料9、10、両方ございます。まず資料9のほうですけれども、今回、発電・小売間の不当な内部補助防止策について御検討いただきまして、ありがとうございます。

公平な競争環境を担保する上で極めて重要な議論だと考えておりますので、引き続き検討を深めていただき、具体的で実効性のある監視方法の確立をお願い申し上げます。それを踏まえて21ページの現状と今後の対応に関しまして、1点コメントさせていただきたいと思っております。

御案内のとおり2020年度からは非F I T、非化石証書の仕組みが本格的に始まります。発電から小売へはこうした価値も移転するということとなりますので、非F I Tの非化石証書の卸価格についても、発電利潤の最大化や、内外無差別の観点で監視いただきますようお願い申し上げます。

続きまして、資料10ですけれども、まず時間前市場についてです。時間前市場における旧一般電気事業者の売り札数について、17ページから18ページにありますとおりフォローアップをいただきありがとうございます。こうした取り組みを通じて、売り札の数や量が増加することを強く期待しておりますが、時間前市場に関して、1つ御提案させていただきたいと思っております。

これにつきましては、以前も申し上げたことでございますけれども、買い手が購入しやすくなるように、売り札のエリア情報を表示してはどうでしょうかという御提案をさせていただきたいと思っております。スポット取引の結果から市場分断の有無というのは予見できますので、借り手は購入できないエリアに無駄な買い札を入れずに済むと考えております。供出者の匿名性が懸念されますけれども、例えば50ヘルツの東と60ヘルツの西の2つに区分するという程度であれば、供出者が特定されることはないのではないかと考えておりますので、時間前市場のさらなる活性化に向けて、御検討をお願いしたいと考えております。

それから、発電所の情報公開について、20ページの発電所の情報公開につきまして、出力低下情報の開示というのは大いに賛成させていただきます。その上で、規制改革推進会議では市場価格に重大な影響を及ぼす発電所の情報とありますので、その実効性を高める観点から、2点申し上げたいと思っております。

まず、1点目でございますけれども、28ページに出力低下の要因が、発電所由来のものに限られて書かれておりますけれども、送電線の作業停止時にも同じく出力低下を伴う場合があると考えておりますので、その要因も加えていただきたいと考えておりますので、

御検討をよろしくお願いいたします。

それから、情報公開に関する2点目でございますけれども、29ページの出力低下情報の公表の仕方について、念のための確認でございます。公表ということですので、当然ながら低下するkWの大きさも公表いただけると認識しておりますが、御確認をお願いいたします。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。國松オブザーバー、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。まず私のほうから資料9についてでございます。14ページの記載ぶりで、多くの旧一般電気事業者がエリアプライスは小売価格の考慮要素ではないと回答という一文は、私は非常に、市場を無視するというのがまかり通るのかなと思っていて、それをまとめたところが、直ちに政策的な対応が必要とは考えられないのではないかというまとめが出てくるわけですが、ここはやはり競争政策としては取引所の価格を無視して、別に自分のところでやっているというのは、決していい競争を生まないと思いますので、どうかなと思っていました。

その後続く内部補助の禁止というところでは、内部補助防止策についてというところでのまとめに関しては、まさにそのとおりで、これが進んでいくということだと思います。その前段でまとめられたところが、これが納得できるのかと言うと、納得できないから2番の内部補助の防止策を考えていかなければいけないという論になっているのだと思って聞いておりますが、間違いがないかなと思っておりました。

あと、資料10についてでございますけれども、量に関してでございます。量が出ているかどうかというのは非常に大事なところですが、その出し方というものが、もし量が出ているのだけれどもブロック入札という方法による入札によって約定しない形、約定しにくい形になっているということがあれば、それがやはり問題になる。ただ、それがしにくい形かどうかという認定が非常に難しく、私どもも苦勞しているところでございます。

量は確かに売りに出しているのですけれども、ブロック入札が約定しないことにより、売り玉切れとなり、買いのほうで価格がついて高くなるという事例が発生してございます。このあたりは量だけというのではなく、その出し方も見ていかなければいけないのではないかなと思ってまして、私どもでも監視しているところでございます。

また、時間前の3札についてでございますが、まずは決められたというところに関しましては、情報提供しながら見ていただいているところでございますけれども、時間前の活

活性化というところと言うと、現在、高い買わないし安い売りを入れたときに、それが放置されて約定しないというような事例は発生していないと、私どもは確認しております。

それは、そういうものが入れば、すぐに答えるものが入札をして約定に至るという部分です。安い買いが約定するかと言われたらそういうわけではないし、高い売りが約定するかというところというわけではありませんけれども、十分に困ったときの価格で、時間前市場に入れたときには、それが無視されず、おおよそ約定に至っているというのを確認しております。

まずは、その旧一般電気事業者の方の積極的な時間前市場の利用というところでは、常時3札の入札という1つのやり方というのはアグリーするところで、いいことだと認識しておりますが、時間前の活性化というところでは、困った人が正しく買えるし、余った人は売れるという市場というものの見方もあるのではないかと思います。

最後に、H J K Sの回収に関しましてはお決めいただいて、私どもも精一杯早く対応してまいりたいと思います。その対応方法の中では、減少量、抑制量についてはH J K Sに登録できる形、kWhの数字を登録できる形を想定してございます。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。松村委員、お願いいたします。

○松村委員 先ほど、山内委員からスライド19についてコメントがあり、私は正しいこととおっしゃっていると思うのですが、資料の読み方で根本的に誤解があるのではないかと思います。どういうことなのかと言うと、利潤最大化していれば自然にこうなるでしょうと書いてあるのは、まさにおっしゃったようなことを言っているのではないかと。

つまり、市場支配力を行使するという側面を除けば、となっているはずで、ということはこちらから乖離したものが出てくるというのは、確かに市場支配力を行使することによって利潤が増えるということはもちろんあるけれど、そういう側面ですよね、という整理になっている。つまり、市場支配力を行使できる、市場をマニピュレートすることまで考えれば、こうじゃないものが利益を最大化する企業にとって最適だという指摘は正しいのですけれども、もしそういう要素がなくやったとすれば、自然にこうなるはずだ。でも実際には市場支配力はあるわけで、実際に電力市場が完全競争だと思っていれば、そもそも内外無差別などという議論はする必要はない。

自然にこうなるわけではないからこそ難しい問題があるのです。でも、市場支配力の行使を除けば、より高く売れるところに売るのが利潤最大化と整合的で、市場支配力を行使

していないとするならば自然でしょうという整理。より高く売れるところに売るといことが出てくれば、自然に自分の内だけ優遇するなんていうことはなくなるということが書いてあると思います。

したがって、おっしゃっていることは全くもって正しいと思うのですが、事務局の整理を、私はそう理解しているので、市場に関してそういうことは起こらないとか、起こっていないとか、そういうことは心配ないということではなく、真逆のことを考えているからこういうことを言っているのだと思います。

次に、二重マージンの議論は、電力市場では意味がないと僕は思っている。なぜかと言うと、一応、卸市場があり、余剰電力は限界費用ベースで出すこととなっているので、誰でもアクセスできる調達市場で、本来ちゃんと機能していれば限界費用で調達できることになっているわけです。つまり、二重マージンの問題は、自主的な取組がもしちゃんと機能しているのだとすれば、それで解消されているはずなので、普通の一般的な市場では、確かに二重マージンは問題かもしれないけれど、ここは旧一般電気事業者がちゃんとやっているといっていることが本当にやられていて、それがメジャーなプレーヤーであるとするならば、問題はそもそも、ほぼほぼないはずで。

逆に言うと、内外無差別の規制を課さないことにより2重マージンが部分的に解消されることによる経済厚生改善効果は一般論としてはありえるけれど、電力市場で、この局面ではないはずで。

以上です。

○山内委員　すみません、ここで議論してもしょうがないのですけど。

○稲垣座長　山内委員、お願いします。

○山内委員　両方とも同じ根に基づいていて、要するに卸売市場というマーケットと、相対とかいろいろな取引の仕方があって、それが押しなべて競争的、完全競争までいきませんが、かなり競争的であるとそうなるのだろうと思います。

それで、この19ページについては、今おっしゃったことは、なるほど、そうなのかなと思ったけれど、ただ、ここだけ読むと、独占力があれば必ず差別価格になるので、さっきおっしゃったように数量差別だったり市場差別だったりするわけです。そうすると、ここに書いてあるようなことは、意味を取り違えているのか分からないけれど、マーケット全体でよくなりますねとは必ずしも言えないのではないかと、それだけ言いたかっただけの話です。

それで、もう1つのほうの、二重マージンの話は、別に二重マージンの問題があるからくっつけてもいいよという話をここでしようと思ったのではなくて、そういう議論もありますねということを行ったので。ただ、ただ卸市場で比較的競争的になっていると、二重マージン問題というのは解決されるのかもしれないけど、取引は卸市場だけではなく、いろいろなところであって、そこでさっきから議論しているように市場支配力を持っているとすると、二重マージンの話が完全に解決されるとも言い難いと思うけれど、それについてもこれ以上議論しなくてもいいかなと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー かなり集中砲火を浴びましたので、あまり全部答えることはできないかもしれませんが、コメントとしては、まず全体スタンスですけれども、資料を含めていろいろ言いたいことがあるのですけれども、様々な考え方を頂戴していますし、資料の記載もいろいろな考え方を示してありますので、特に否定するものではないと思っています。

今後、21ページにも書かれていますように、卸売価格の考え方、設定状況等についてヒアリングを予定しているということですので、これについては事業者としても協力してまいりますと思っています。

松村委員のほうから、特に御指摘いただいた分で、とんでもないロットで比較することはやめてくれとか、安直にバンドルすることがないようにという御指摘を受けていまして、それは注意していきたいと思っています。

それともう1つ、長期契約だからといって安直に認めてはならないというお話がありました。これについては少し事業者としての立場も御説明しておきたいと思います。安直に認めるなというのはそのとおりかもしれませんが、事業者としては御指摘のあったような差額決済の金融契約とスポット市場の連動で売買すればいいではないかという話もありましたけれども、基本的にはそういうふうな、我々が求める長期とか、固定というのを実現する方法の1つであると思います。

それによって、長期契約だとか、相対の契約を否定するものではないと思っています。これはなぜかという、発電事業者として、やはり長期安定性といいますか、固定費回収というのは事業として1つ重いものがあります。したがって、いろいろなメリットはあるのですけれども、どうしてもボラティリティが高いスポット市場等の短期的な行動だけで

は、そういうものを、経営安定化されるのは非常に難しいと考えています。

当社、九州電力でも、ほかの電力も言っていると思うのですがけれども、いろいろな電源を有しております、経年状況も違いますし、限界費用の優位性とか、固定費の割合等々も電源によってさまざまです。これらの電源に対して、当然、スポット市場の短期的な取引とか、そういう活用も中心に考えるものがあれば、それ以外に価格のほか取引の長期安定性とか、固定費の回収性とか、いろいろな弾力性を公表して、中長期的な視点で取引するものもございます。そういった中長期、それから短期を織り交ぜて、相対取引、市場取引のポートフォリオを組むということを考えていまして、それで発電部門として利潤最大化を図るものです。

そういうことで、やはり長期視点が必ずしも間違っているかということ、そうではないというのは御理解いただきたいと思っています。そういったところで、初めに申しましたとおり、卸価格の設定の考え方については、ヒアリングをしっかり受けてまいりたいと思っています。

それから、中野オブザーバー、圓尾委員からもいただきました、社内価格がなぜないのかというお話がありました。特に、発電の一体会社について言われていることだと思います。これに関しては、確かにコスト管理は当然しておりますけれども、その社内取引価格がしっかりしたものがあるかということ、やはりそれもないというのが現状でありまして、そういったところも含めて、ヒアリング等々、今後考えていきたいと思っています。

それから、もう1つ、今のが資料9で、資料10のほうが卸市場モニタリングがありました。特に時間前市場におきまして、エネットさんのほかにもいろいろ御意見をいただきましたので、その時間前市場における売り札の状況について、フォローアップをいただいたのはありがとうございます。丁寧に聞いていただいたと思っています。

我々としても時間前市場の活性化については非常に理解しているところです。売り側の立場としては努力しているのですが、今後、改善ということを言われていますが、運用者の負担が大きいものとか、システムの改修等が必要な項目については、少し費用もしくは時間を要することも事実でございます。それらの改善策については具体的に考えていきますけれども、もう1つ、買い側についても早朝、夜間にどれぐらいニーズがあるのかといったことも考えながら、売り側と買い側のお互いに一番効果的な取組となるようなところも考えていただきたいと思っております。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。佐藤事務局長、お願いします。

○佐藤事務局長　　非常に重要なところなので1点、私から申し上げたいと思います。

複数の委員の先生から、資料9の21スライド目のところで、取引条件を含めて社内・社外の卸売価格の考え方・設定状況等についてヒアリングというところ、これは実際は非常に難しいのではないかという御指摘をいただいて、確かにそうだと思っております。ただ、私どもが考えていますのに、これが正しく考え方が整理できたか、設定状況ができたかというのは、結構ベンチマークがあると思っております。

簡単に申し上げますと、資料11スライド目とか12スライド目で書きました、公共入札の落札案件というのが、結果としてここに書いてあるようなエリアプライス平均以下とか、こういったものが相当なくなるとか、あと、競争者からの申告案件が、これも相当なくなるといふことにならない限りは、やはり社内・社外の卸売価格の考え方の設定状況が、もしこれが減らなければ、やはり間違っただのではないかと思わざるを得ないですし、逆に言うと、相当なくなれば、20スライド目にも書いてありますように、内部補助を理由とした小売市場の競争歪曲も生じないと考えられ、内外無差別性の監視は不要と考えられるものではないか。

本当にこれがほとんどなくなったら、別に社内・社外の卸売価格の考え方自体に極めて興味があるというよりも、内部補助でありますとか、11、12スライド目になったようなものが問題意識があって、これがなくなれば学問的興味から、社内・社外の卸売価格に別に興味もないということでもありますので、やはり結果がどうなるかを常に念頭に置きながらヒアリング等をさせていただきたいと思っております。

私からは以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。それでは黒田さん、事務局からコメントをお願いします。

○黒田取引制度企画室長　　たくさんの御意見をいただきましてありがとうございました。全てカバーできるか分かりませんが、順に御説明させていただければと思います。

まず資料9の小売モニタリングの内部補助の件につきましては、資料16ページで、國松オブザーバーからいただいた、2つ目のポツの直ちに政策的な対応が必要とは考えられないのではないかというのは、これは適取ガイドライン上の勧告ですとか、そういった意味ではこうなただけけれども、他方で3つ目以降の社内取引価格が設定されていないというものについて政策的な対応が必要だということで、それ以降につながっている、そういう意

味で書かせていただいていると御理解をいただければと思います。

それから山内委員等がおっしゃった19ページ目の1つ目のポツは、松村委員に御回答いただいたとおりですけれども、まさに支配力の行使といったことを想定せずに発電利潤の最大化というものが取られれば、理論上はこうなるという意味で書かせてはいただいているのですけれども、ただ、実際としてそうなるかどうかということはまた別問題でございますので、その辺については必要な監視等で対応していくことが必要であるということで、今後検討させていただければと思っているところでございます。

また、たくさんの委員の方から、社内取引価格がないという中でどうやって監視を今後進めていくか、この議論を前に進めていくかというところについて御意見をいただきました。私もいつも非常に難しい課題だと思っはいるのですけれども、その点につきましては、本日もいただいた御意見も踏まえまして、次回以降、事業者へのヒアリング等でさらに実態等を把握しながら、まさに言っていたような取引条件の差異といったことも踏まえながら、事業者へのヒアリングをしながら、検討を進めていきたいと思っはいるところでございます。それにつきましては、小売の市場の動向とか、卸市場の動向といったものを踏まえながら、本件については検討を進めていきたいというところでです。

それから、資料10につきましては、時間前市場の監視の必要性について多くの委員から御意見をいただきましたので、今回の3札の問題も含めて、引き続きモニタリングをしていきたいということと、発電情報公開の件につきましても、おおむねこの方向で進めていくことについては、賛成の意見もあったかと思うのですけれども、一部、明らかに見込まれるといった要件をどう整理するかといった御意見もいただきましたので、ガイドラインに実際に落としていくときの書きぶり等も含めて、今後も引き続き御意見を賜われればと思っはしております。

私からは以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。それでは、議題6、小売市場重点モニタリング調査結果及び発電・小売間の不当な内部補助防止策については、本日いただいた意見を踏まえて、次回以降、引き続き検討を深めることにしたいと思います。事務局は次回に向けた準備をよろしく願いいたします。

また、議題7、卸電力市場のモニタリングについては、事務局の提案に異論はございませんでしたが、このシステム改革の理念を踏まえた幾つかの非常に精緻な御意見がありました。事務局は、本日の議論を踏まえて、スポット市場や時間前市場の監視を進めてくだ

さいますようお願いいたします。

また、発電情報の開示については、本日のコメントを取り入れつつ、ガイドラインの改正に向けた検討をお願いいたします。

モニタリングについては、一言申し上げますけれども、このシステム改革については全ての電力事業者、特に旧一電は、これはもう重要で、かつ積極的な推進の主体であります。協力とおっしゃっていましたが、むしろ圓尾委員がおっしゃったように、積極的にこのシステム改革における内外無差別あるいは競争による競い合いによる安価な電力の供給に向けた様々な施策、それから事実の提供ということを積極的かつ主体的に行うという立場から積極的に参加して、よりよい改革に結びつけていただきたいと思います。

それでは、残された議題に行きたいと思います。議題8、発電側基本料金の詳細設計について、日置室長、お願いいたします。

○日置NW事業制度企画室長　それでは資料11でございます。発電側基本料金の詳細設計ということで、本日は発電側基本料金の回収実務に関する論点について、3点ほど御議論をいただければと思っております。

まず、3ページ目でございます。昨年の会合におきましては、発電側基本料金を支払わない場合は逆潮を止めると整理をさせていただいておりまして、その上で、その具体的な取り扱いについては別途検討するとしておりました。本日はその実務を整理したいということで、資料を準備してございます。

具体的な内容といたしましては、需要側での取扱いを参考にするということで、3ページ目の下のほうには、託送料金が支払われない場合に供給を停止するまでの業務フローを整理させていただいております。簡単に申し上げますと、託送料金を支払わない場合におきましては、契約を解約して供給を停止する。それを事前に小売なり需要家に通知した上で、最終的には供給を止めるというフローになってございます。

こういった業務フローも参考にしながら、発電側基本料金が支払われない場合の対応について整理したのが4ページ目でございます。具体的には、資料中ほどのグレーの部分に記載してございますが、この発電側基本料金が支払期日までに支払われない場合は、一般送配電事業者が発電者に対して発電量調整供給契約を解約する、もしくは発電BGから除外すると通告をするということでございます。それでもなお支払わない場合につきましては、契約を解約、もしくは発電BGから除外するというところでございます。そうなりますと、発電者は無契約の状態となりますので、それ以降、発電者は発電した電気を売電す

することはできなくなる。この発電した電気は無償で一般電気事業者に引き取られるということとなります。

その下の青いリード文のところですが、それでもなお、この逆潮が継続する場合についてでございます。その場合は、同じ需要場所に電気を供給している小売事業者の了解を得た上で、系統から物理的に解列することも考えられます。そういったことについては、今後検討していくということで、ここでは整理させていただいております。

その他、今後関係者で具体的にこういった実務を詰めていく中におきまして見直しが必要になる事項も生じるかもしれませんが、まずは今申し上げたような業務フローを基本としていくことでどうかと提示させていただいております。

続きまして、6ページ目でございます。論点2点目、情報の取り扱いについてでございます。これまでの会合では、発電側基本料金の課金回収にあたりまして、何を請求書に記載するのかといったことを整理してまいりました。その場合、発電側基本料金の算定根拠といたしまして、需要側の託送料金の契約kWを通知することとしております。ただ、その需要側の情報を、同じ場所の発電者に知らせることについては、この発電者と需要者が別の者である場合に特にそうなのですが、個人情報保護などの観点から疑義が生じる可能性もございます。

したがって、下のポツでございます。下線太字で記載しておりますように、需要側の託送料金の契約kW情報につきましては、託送供給等約款におきまして、契約上の同じ需要場所の発電者、そして当該発電者が属する発電BGの代表者にも提供されるといったことを規定することとしてはどうかと記載させていただいております。

最後、次のページ、小規模逆潮の取扱いについてでございます。昨年の会合では、発電側基本料金の契約超過金といたしまして、最大受電電力もしくは需要側の託送契約kWのうち、いずれか大きいほうを超過したkW分について、超過金を求めるということで整理をさせていただいておりました。ただ、逆潮10kW未満と小規模の場合は、課金対象外とされていることとの関係で、今申し上げた整理ですと不都合が生じるということで、今回改めて、小規模逆潮の場合における取扱いについて整理をさせていただいております。

その内容が2つ目のポツでございますが、契約上の最大受電電力が10kW未満と小規模である場合は課金対象外としておりますが、そのような場合において、2つに分けて整理をしております。まず、①ですが、実際の逆潮が10kW未満でありましたら、それが契約上の最大受電電力や需要側の託送kWを超過したとしましても、課金対象外と。発電側基

本料金や契約超過金の負担は生じないということでございます。

続きまして、その下、②でございますが、実際の逆潮が10kWを超え、10kW以上となった場合につきましては、発電側基本料金の負担が生じる最小規模の電源と同水準の発電側基本料金と、契約超過金の負担を求めるとしてございます。これは、契約上の最大受電電力を10kWよりも小さく設定する。そうすることで変に得をすることが内容にするといったことを意図したものでございます。

以上3点、整理させていただいた内容でございます。私からの説明は以上となります。よろしくお願いたします。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、皆さんからの御意見をいただきたいと思ひます。増川オブザーバー、お願いたします。

○増川オブザーバー ありがとうございます。基本的な考え方、取扱いに関する論点ですけれども、合理的で我々としては異存ございません。ただ1点、小規模逆潮に係る契約超過金取扱いに関しましては、我々が考えていますのは、もちろん住宅用が、10kW未満の最大受電電力というのはほとんど住宅用だと思いますけれども、4月から10kW以上、50kW未満のFITの対象が、自家消費が前提になりますので、発電設備の出力は10kWを超えているけれど、最大受電電力は10kWを超えないというのは結構出てくる可能性があるかと。件数としては、将来たくさん出てくる可能性がありますので、それを想定して運用上はしっかり準備する必要があるかというのが1つ目。

それから、実際にこういう事が起こったときに、スマートメーターでないと実際にはわからないと思ひますので、もしできるのであれば、今後、そういう小規模に設置されるものについて、特に需要設備があるものと、スマートメーター等を優先的に設置していくということもぜひ御検討いただければと思ひます。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。野崎オブザーバー、お願いたします。

○野崎オブザーバー 3ページ、4ページの業務フロー、発電側基本料金が支払われない場合の逆潮停止の業務フローについてですが、実務の面から1点お願がございます。3ページには発電側基本料金の支払期日が義務発生日から起算して30日とされておりますけれども、BGを経由して支払うという観点で見ると、少し短いと考えております。

BGの代表者は発電事業者の発電側基本料金の徴収漏れがないように、運用として、BG代表者が当該の発電事業者を支払う電気料金と、その発電事業者に該当する発電側基本

料金とを相殺してやるという運用、オペレーションを考えているところでございますけれども、こういう観点から言うと、一般送配電様への支払いというのは、相殺ができることを確認した後に行いたいという希望がございます。その相殺の処理等々を考慮いたしますと30日では少し短く、例えばその倍の60日等、確実に手続きが行えるような期間が確保できるように考慮いただければと考えておりますので、その点、お願いを申し上げたいと思います。

○稲垣座長 ありがとうございます。中野オブザーバー、お願いします。

○中野オブザーバー 私も実務的な話で、今の野崎オブザーバーの御発言と同様の観点での意見になります。まず、発電側基本料金の精算については我々も電力の卸料金と相殺しようと思っています。そのため、一定期間のリードタイム、期間は必要だということは御認識いただきたい。

そのほかに、資料では未払い時に解列されるほうだけが整理されていますけれども、支払いがされた場合に、再度つなぐ必要がありますので、その運用フローも考えておかないといけないと思っています。運用方法によって発電BGの運用体制が変わってきますので、解列した後に、支払い行為が起きた場合にはどうしたらいいのかということも、我々としては実際にイメージを持って予め対応しなければいけないと思っています。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 ありがとうございます。私は特段異論はないのですが、資料11の7ページの最後のポツのところ、契約上の最大受電電力を超過して逆潮した場合は、超過した理由を確認の上、契約上の最大受電電力の見直し可否について、一般送配電事業者と協議することになると考えられるとあります。

また、8ページのほうのリード文の一番最後のポツですと、なお、契約上の最大受電電力を超過して逆潮した場合は、超過した理由を確認の上、契約上の最大需要電力kWを見直すかどうかについて検討・協議することになると考えられるという、非常に客観的なおっしゃり方をしているのですが、基本的に最大受電電力を超過する逆潮をしてしまう例があるという前提に立っておりますので、10kWを超過するということが起こった場合、そもそも翌月には契約上の最大受電電力を変更させるべきではないかと考えます。

これも、発電側課金の健全な導入のための肝になる可能性がありますので、契約上の最

大受電電力の確実な変更を誘導してくださるべきではないかと考えます。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。ほかに御意見はございませんか。それでは日置室長、コメントをお願いいたします。

○日置NW事業制度企画室長　御指摘ありがとうございます。いただいていた御指摘など、既に聞いている部分もございますが、まずは先ほど申し上げましたように、今提示させていただいた案をベースに、技術の検討を深めていかせていただいたらと思っております。その際は御協力のほどよろしくをお願いいたします。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。実務的な点、それから業務的な面を踏まえて御意見をいただきました。事務局の提案に御異論はないように思いますので、この案で原則進めることとし、また取りまとめのときに、全体を通じて確認をすることにしたいと思えます。

それでは議題9、自主的取組・競争状態のモニタリング報告について、恒藤課長、お願いします。

○恒藤総務課長　議題9、資料12でございますが、報告事項でございます。時間がなくなってきておりますので、すみません、資料を御覧いただいて、質問、コメント等ございましたら、個別に事務局に御連絡をいただければと存じます。

よろしくをお願いいたします。

○稲垣座長　本日予定していた議事は以上でございますので、議事進行を事務局にお返しいたします。

○恒藤総務課長　議事録につきましては、案ができ次第、送付をさせていただきます。御確認のほどよろしくをお願いいたします。次回の会合については、日時が決まり次第、御連絡を差し上げますが、できればweb開催、リモートの開催も検討はしてみたいと思っております。

それでは、第46回制度設計専門会合をこれにて終了といたします。長時間どうもありがとうございました。

——了——