

1. 日 時：令和元年4月25日（金）10：00～12：15

2. 場 所：経済産業省経済産業省本館17階第1～第3共用会議室

3. 出席者：

稲垣座長、林委員、圓尾委員、安藤委員、岩船委員、大橋委員、草薙委員、新川委員、辰巳委員、松村委員

（オブザーバーについては、委員等名簿を御確認ください）

○都築総務課長 それでは、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37回制度設計専門会合を開催したいと思います。

委員の皆様方におかれましては、本日もご多用のところ出席を賜りまして、まことにありがとうございます。

本日でございますが、2部構成とさせていただきたいと思います。第1部としてガスに関する議題について検討を行い、第2部として電気に関する議題について検討を行うことといたします。

途中、オブザーバーの皆様には交代をお願いすることになるかと思いますので、どうぞよろしくお願いいたします。

それでは、早速ですが、議事に入りたいと思います。以降の議事進行は稲垣座長にお願いしたく存じます。よろしくお願いいたします。

○稲垣座長 皆さん、こんにちは。お忙しいところありがとうございます。

本日は議事次第に記載した議題3つでございます。本日は15時30分ごろの終了を見込んでおります。議論の時間を確保するために、事務局、オブザーバーからの説明は、恐縮ですが、できるだけコンパクトにお願いいたします。

なお、本日の議題の様子は、インターネットで同時中継も行っております。

それでは、早速最初の議題、LNG市場の実態と需給調整に移りたいと思います。この議題は、前回2月25日の当専門会合におきまして、中途解約補償料を伴う長期卸契約を議論した際に、卸元事業者の実態を考慮しながら論点の検討を進めていくことを受けたものでございます。今回は、株式会社JERAの奥田オブザーバーからご説明をお願いしております。奥田オブザーバー、どうぞよろしくお願いいたします。

○奥田オブザーバー ありがとうございます。改めましてJERAの奥田でございます。本日は貴重な機会をいただきまして、ありがとうございます。

資料に従いまして、LNG市場及びJERAで行っております需給調整の実態につきまして、これからご説明申し上げたいと思います。

まず1ページ目をごらんください。まず、LNG市場の構造でございますが、ご存じのとおり、近年短期やスポット取引の割合がふえてきておりまして、世界レベルでみますと、大体全体の取引量の3割ぐらいが短期やスポットになっているというのが現状でございます。

その中でJERAはどのようなポジションでやっているかということでございますが、2018年度の実績をみますと、大体短期スポットがJERAの取引量の全体の2割を占めております。JERA全体で年間3,500万トン程度のLNGを買っておりますが、そのうち700万トン、約2割が短期スポットであるという実態でございます。

このようにだんだん短期がふえているということでございますが、一方で新規のLNG市場プロジェクトの開発に数兆円の資金が必要だという事実は変わっておりませんで、そのファイナンスのために新しくプロジェクトを開発する人というのは、やはり長期契約とセットで新規物は売り出すという慣習は実は変わっていない。したがって、新規プロジェクトについては長期契約で販売されるという実態があるということです。

ここが変わらない限り、LNG市場、短期スポットが占める割合がこれ以上急に拡大していくというのはちょっと難しいのではないのか、大体7：3ぐらいの割合で今後もいくのではないだろうかというのがJERAとしての見方でございます。

続きまして、2ページ目をごらんください。では、契約の状況はどうなっているのかということでございます。足元大きく3つ動きがありまして、1つは北米のシェール由来のLNGがいよいよ出てまいりましたので、そういった意味での供給源の多様化、それから近年の仕向地条項撤廃等に向けた官民一体となった取り組みが功を奏してきたということ。それから、足元LNGの需給が一時的ではありますが、非常に緩んでいるということがございます。

それら3つの要因が相まみえまして、仕向地の制約みたいなものは現在、契約を結ぶときには大幅に緩和をしている。事実上撤廃が可能な状態になっているということでございます。したがって、契約の条件はかなり柔軟化しているとお考えいただいているのではないかと思います。加えまして、既存プロジェクトの延長を中心にしまして、契約の短期化というのも実現をしているというのが現状でございます。

下のパイチャートのほうは、供給ソースの多様化の状況を示したものでございますが、2010年が左側、2020年が右側でございます。注目すべきはやはり北アメリカからのシェアでございます。2010年時点はわずか0.3%しかなかったものが、2020年は15.6%に拡大

をしていると。こういうことによりまして、アジアパシフィックのLNGソース及びミドルイーストのエネルギーソースとノースアメリカが競合する状態になってございます。これが契約の柔軟化を推し進めている一因にもなっていると理解をしているところでございます。

次のページをお願いしたいのですが、実際にJERAでどんな契約を結ばれているかということでございますが、残念ながら売り主との厳格な守秘義務がありますので詳しいことは述べられないのですが、昨年、一昨年とマレーシア及びアブダビと契約を結びました。ちょっと字が細かいのですが、基本合意の概要をごらんいただきますと、いずれも3年間の短期契約ということで実はターム契約を結んでおります。今まではなかなか難しかったのですが、そういう短い期間で契約を結んでいます。しかも契約の中身は、余り詳しいことは申し上げられませんが、仕向地条項その他かなり柔軟性がとれているということでございまして、短期の契約かつ相当数量の柔軟性があるという契約になって実現しているということでございます。

以上から考えますと、LNGの調達面という側面からみますと、短期スポットが増加しているということ、それから契約条件もかなり柔軟化しているということで、LNGの需給調整、それから数量調整というのがかなりやりやすくなってきている。調達面からみると非常にやりやすくなっているという評価ができるのではないかと考えております。

4ページ目をごらんください。一方、電気事業に求められる柔軟性のところもより大きくなる傾向にあるというのがなかなか悩ましいところでございます。その理由は2つでございまして、1つが自由化による離脱の需要があるということ、もう1つが再生可能エネルギーの導入が拡大しているということでございます。

下の棒グラフは、関東圏と中部圏における電力とガスそれぞれのLNGの消費量の月別の推移をみたものでございますが、みていただきますとおり、電力のほうの月別の消費量の推移は非常に変動が大きいという形がごらんいただけたと思います。例えば一番少ない月が5月、それに対しまして一番多い月が1月でございまして、この間の差が150万トンぐらい、月別の使用料でも差がある。中部と東京のエリアだけの量でございまして、それでも150万トンぐらい差があります。LNG1隻6万トンということでございますので、実にLNG船にして25隻ぐらい入ってくる船の数が違うということでございまして、相当大的な変動がありまして、これに対応しなければいけないということでございます。

次のページをごらんください。次のページは、太陽光の影響というのをもう少し詳しく

みたということでございます。まず、左側が太陽光発電の国内導入量の推移を示したものでございまして、赤い折れ線グラフが太陽光の導入量でございます。みていただきますとおり、2011年以降うなぎ登りという形で太陽光発電の導入量がふえているということでございます。

大体太陽光がふえた分、何で出力を調整するかといいますと、電気の場合ほとんどガス火力で調整をするということでございますので、太陽光がふえればふえるほどガス火力を絞る。つまり、LNGの消費量を絞って対応するということになります。足元1,000万キロワット年間で太陽光がふえるという状態でございますので、電気事業者としては次の年度のLNG消費量がなかなか読めないという状態が起きているとご理解ください。どれだけ来年はLNGを減らさなければいけないのかがなかなか読めないという環境です。

大体太陽光100万キロ入りますと、LNG換算で35万トンぐらいLNGを消費しないという形になります。したがって、今のペースは年間1,000万キロワットですので、350万トンぐらいLNGが減るという状況でございますので、なかなか先が読みにくいというのが現状でございます。

それから、右側は1日の太陽光発電による天候別の発電量の推移をみたものでございます。緑で塗られた部分が晴れた日の太陽光発電の出力、青い部分が雨の日の太陽光発電の出力でございます。一目瞭然、1日の変動というのは天候によって非常に大きいということになります。ざっくりですが、晴れた日と雨の日で東京エリア、関東エリアと中部エリアを合わせまして1日当たりで1.5万トンぐらいLNGの消費量が違うということが起きます。月で見ますと、ずっと晴れた日が1ヵ月続く場合とずっと雨の日が1ヵ月続く場合とでみると、それだけで月に45万トンぐらい消費量が変わると。ざっくりした計算はそういう感じになります。ということで、毎年次の年のLNGの消費量が読めないだけではなくて、毎月のLNGの消費量というのも非常に読みにくくなっている。非常に大きく変動するということでございます。

このように環境が変わってきてまいりましたので、需給調整も今までと同じやり方ではできないということを考えております。どう対応するかというのが次のページでございます。調達面のところにつきましては、先ほど申し上げましたとおり短期スポットの比率を拡大していく、それから、契約条項の柔軟化をとっていくということなのでございますが、それだけでこれからの変動にはとても対応できないと考えておりまして、JERAの場合はサプライチェーン全体で数量柔軟性を高める取り組みを進めているところでございます。

この絵で申し上げますと、例えば輸送&トレーディングというところでは、自社のLNG船を現時点で18隻もっております。これを2025年には25隻までふやしていきたいと思っております。幾ら仕向地の変更条項がとれても、実際仕向地を変更して違うところに届けるための船が自由にならないと仕向地変更ができませんので、自分で自由になる船をふやしていく。現在18隻までふえてきているということでございます。

それから、目玉はトレーディングビジネスのところでございます。JERAグローバルマーケットというところにフランスのEDFトレーディングの会社もっていたLNGトレーディング事業を統合いたしました。この4月からLNGトレーディングをJERAとEDFTが共同でやるという形になりました。事実上、EDFトレーディングの事業を統合した形になっております。これによって欧州を初めとする世界のLNG基地へのアクセス権を手に入れることができました。それから、世界各地のLNG、ガスの需給バランスと価格の変動も一手に把握ができるという環境が整いました。

このトレーディング体制を使って、自社船舶を使って世界各地にLNGを売りに行く、あるいは世界各地からLNGを買いに行くという体制ができ上がったというところでございます。グローバルなマーケットの中でようやく数量調整が柔軟にできる体制がJERAとしては整ったと考えているところでございます。

加えて、JERAはことしの4月から東京電力、中部電力の保有する全ての既存火力発電所とLNG基地を統合いたしましたので、国内の8つのLNG基地、具体的には東京湾、伊勢湾、それから日本海の上越というところの基地を一体的に運用して柔軟性を高めるということも可能になりました。

さらに、販売面のところも従来の長期契約にとらわれず、これからは電気もガスも短期の契約をふやしていこうという意思をもってございまして、これらサプライチェーン全体で需給調整、数量調整を図っていこうというのがJERAの考えでございます。

こちらは先ほどのトレーディング、JERAグローバルマーケットの取り組みの例ということでございますが、右上だけごらんください。JERAが66.67%、EDFTが33.33%出しまして、シンガポールにJERAグローバルマーケットという会社をつくっております。ここでLNGのトレーディングをやっているという体制をつくったところで、目下300名の人員をもってこの体制でトレーディングをしているという形でございます。

時間の関係で少し飛ばさせていただきます。このように取り組んでいるのでございますが、一般的なガスの卸契約と電力の卸契約の比較ということを少しあえてさせていただ

きますと、先ほども申し上げましたとおり、J E R Aは柔軟な数量調整機能を一応内製化したということでございまして、それを1つの競争力として活用していこうという考えがございます。

したがいまして、これからの卸電力契約に短期のものをふやしていく。短期のものにつきましては、お客様のニーズに応じていろいろなバリエーションを入れていこうと。数量調整のニーズというのもお客さんによって全く違います。固定でぴったり欲しい、そのかわり価格を安くしてほしいというニーズもあれば、かなり柔軟に調整をさせてほしいというニーズもあります。いろいろなニーズに対してできるだけ経済的に応えをできるような契約を今後ふやしていこうと考えておりまして、それがあ意味で競争力にもなるだろうという考えでございます。そのために、先ほど申し上げましたとおり、サプライチェーン全体で数量の柔軟性が高められるような施策を打っているというのが現状でございます。

ガスの卸契約のほうでございますが、基本的には契約のつくり方は電気と同じでございます。やはり柔軟性の高い契約をこれからどんどん発表していきたいと考えております。実はこちらはまだ物理的な制約がございまして、ガスを実際J E R Aからパイプラインを移して供給するためには、熱量調整設備及びパイプラインの接続が必要になってまいります。いわゆる供給力が要ることなのですが、そちらのほうにまだ限界がございまして、こちらをふやしていかないとなかなか卸ガスの契約がふやせないという状況でございます。熱量調整設備をどこに置いていいのか、それから接続のポイントをどこにすればいいのかという予見性がなかなか難しいというところがございまして、すぐに急拡大をさせていくというのが難しいという状況でございます。

最後にまとめを載せてございますが、今まで申し上げたことの繰り返しになりますので、詳細は割愛させていただきたいと思っております。

一番最後、企業努力の必要性というところだけごらんください。調達面では7割の長期契約、それから3割の短期スポットが制約になってきます。正直、今後もそういうマーケット環境が続くのですが、その中でもできるだけ多くの需給変動対応ができるよう、J E R Aとしてはサプライチェーン全体で船舶の保有やトレーディング機能の拡大といったことも含めて対応してまいりたいと思っております、それを踏まえて卸契約をするときの条件もより経済的に柔軟性がとれるような契約を今後も開発していきたいと思っております。

雑駁な説明でございましたが、私からの説明は以上とさせていただきます。

○稲垣座長　奥田オブザーバー、ありがとうございました。

それでは、委員の皆様からご意見を賜りたく存じます。

○草薙委員　ありがとうございます。LNGの獲得を巡りましてのJERA様の工夫の一端を知ることができて大変有意義でございました。厚く御礼申し上げます。

最後におっしゃいましたまとめの3ですけれども、企業努力をされているということのご紹介と私は受けとめました。この文章を読みますと、短期契約にどんどん切りかえていくために、旧一ガスも当然努力すべきであるという内容とも読めると思います。そういう面ももちろん認めますけれども、そもそも旧一電と旧一ガスで調達環境も異なりますし、そして恐らくですが、LNGの長期契約と短期スポット契約の割合も大手の旧一ガスははるかに長期契約の割合が上がっていくと思います。

以前、ワーキングで松村委員もおっしゃったのですけれども、違約金水準が高過ぎるということを問題の第一とすべきであって、現状、長期契約を締結していることが全て悪いわけではないが、そのことを認識しつつ、徐々に長期契約が終了したものから短期契約に切りかえていくべきと私は考えております。

そこで、LNGの獲得を巡って全てのプレイヤーが努力すべきということではありながらも、JERA様の考えとしてどういうレベルの旧一ガスがどういうレベルの努力をすべきなのか。企業努力の必要性というようにまとめられる場合に、どのようなお考えをおもちかということをお聞かせいただきたいと思います。よろしくお願いいたします。

○稲垣座長　ほかに関連のご意見はございませんか。それでは、沢田オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○沢田オブザーバー　日本ガス協会の沢田でございます。

今お話がありましたけれども、私どもからは少しガス事業者のLNG調達の特性と申しますか、特徴についてお話をさせていただきたいと思います。

まず、JERA様につきましては、先ほどお話がありましたけれども、LNG火力に加えまして、石炭火力ですとか石油火力などおもちであると。また、他の旧一般電気事業者の場合、さらに水力、原子力といった多様な電源をおもちでございます。そのため、電気の需給変動の手段といたしましては、LNG調達の調整といったものに加えて、電源のポートフォリオを活用できるといった面もございますので、燃料調達も柔軟性を重視されているのではないかと認識しております。

一方、ガス事業者は都市ガスを供給することが事業でございまして、原料のほぼ全てが

LNGであるということから、調達に当たりましては安定供給、あるいは価格の安定を重視せざるを得ないということでございます。そのため長期契約が中心となり、価格変動の激しいスポット契約につきましては、電気事業者よりも少なくなる傾向にございます。

また、所有する発電所も旧一般電気事業者と比べて圧倒的に少ない状況でありまして、LNGが余剰となった際に発電用として炊きますことはなかなか簡単なことではないということはお理解いただければと思います。

もちろん草薙先生からもご指摘がありましたけれども、最近はその中で異なる市場環境を生かしながら、ガス事業者としても柔軟な需給調整を目指したいということで、例えば欧州企業と市場環境が違いますので、連携をしてみるとか、あるいは仕向地に制限のない米国産のシェールガスの輸入の拡大に取り組むといったLNG調達における柔軟性の向上につきまして、大手を中心に取り組んでいるところでございます。

今後とも、安価で安定的かつ柔軟にといった要素をどうバランスよく実現していくかということだと思うのですが、こうした観点でLNGを調達するために企業努力を続けてまいりますが、原料のほぼ全てがLNGであるというガス事業の特性を踏まえて、卸契約に当たりましては現実的にどのような形態が望ましいのか、幅広い視点でご検討いただければ幸いです。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございました。2時5分ぐらいまでをこのために充てる予定しております。それで、先ほど草薙委員から質問があつて、今オブザーバーのお話、それから大橋委員、松村委員からご意見の要請が出ておりますが、どうしましょう。今のご質問についてはまとめてでもいいですか。大橋委員、関連ですか。では、草薙委員の件についてのお話を端的にいただいて、また新しい質問に行きましようか。

○奥田オブザーバー ありがとうございます。きょう申し上げたのは、あくまでJERAとしての取り組みということでございます。当然のことながら、企業によってLNGの調達の仕方、それから同じ数量調整しても、数量調整をどうやって図っていくのかという取り組みの仕方はそれぞれ異なってくる。逆にいうと、それが1つの戦略になってくるというのが自由な市場の中で当然の取り組みの方向性だと思っておりますので、各社によって取り組みの方向は違う。それによって、結果として卸契約を結ぶときの条件等の提示が違ってくる。まさにその部分で、逆にいうと小売事業者さんがどの会社を選ばれるのかを決めていくという環境ができて上がるというのが1つの理想ではないかと思っております。

J E R Aとしましては、ここの部分は差別化のポイントとして今後、卸契約の中に訴求していきたい。そういう意味で今回申し上げております。

○稲垣座長 ありがとうございました。念のため申し上げますが、この議論の出発点は、2月25日の専門会合での中途解約補償料を伴う長期契約に関する議論でしたので、議論がある程度このあたりに絞りながらも、関連のところはもちろん結構でございますけれども、その出発点については意識をいただきたいと思います。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員 座長からそのようにいわれたのに、関係ないことをいって申しわけないのですが、J E R Aから柔軟性に関する取り組みを十分している。長期契約が全て悪いわけではなく、ある意味でポートフォリオだということ。その観点からも、今まで柔軟性が余りにもなさ過ぎた問題に関して、柔軟性を増さなければいけない。最適な方向がそちら。そのために努力をしてきていて、かなりいい方向に進んでいる、という報告をいただいたと理解しています。その努力は評価しますし、いい方向に進んでいると思います。

この議論と関係なくて申しわけないのですが、スライドの求められる柔軟性のところで、自由化による電力の需要離脱などというのが出てくるのがとても残念。J E R Aは中部電力と東京電力にしか売ってはいけないということはないので、卸市場だってあるし、市場はいろいろあるわけですから、離脱したって日本全体の需要、あるいはL N G全体の需要が再エネで大きく減るとかなら当然変わってくるわけですが、そうでなければ本来、この影響は普通に市場が機能していればないはず。これはJ E R Aの問題なのか、東電、中電の問題なのかは置いておいて、こういう変な議論が当たり前のように出てしまう現状は若干残念。電力の改革で何とかこういう変な意識がなくなる世界になることを願っておりますし、そのように改革していかなければいけないと思います。

それから、ガス協会からガスのほうが特性からして電力を主力としている事業者よりは長期契約の割合が多くなるとしても、それは自然なポートフォリオであるという意見だと思います。それについては確かにあり得ることなので、どの会社がどの割合でどんなポートフォリオを組むのが最適なのかは、私たちが口を挟む必要はないと思う。しかしガス事業者はちゃんと認識してほしいのですが、ガス事業はほかにL N G以外に選択肢がないから、安定供給のために確実に確保するのが最重要であると。したがって、高い値段をふっかけられても買ってしまう。その結果、そういうことの必要のない、柔軟性のある電力事業者も、ガス業界がこんなに高値で買っているのだから、あなただけ安値で売

れませんなどということになったら、日本全体にとってとても迷惑です。

本来なら逆に安定的に買ってあげるのだからもっと安くしろとかということだって可能
なはず。長期契約で買わざるを得ないということが、契約の形態はともかくとして、高値
づかみの口実には決してされないように。そんなことだとするとLNGは全部電力事業者
に調達してもらって、ガス事業者は卸供給を受けたらどうですかという議論にもなりかね
ない。今までのようにそれを口実にして高値もやむを得ないとか、不利な契約条件もやむ
を得ないという議論が出てこないことを願っております。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございました。大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員 ほぼ皆さん仰っていただいたと思うのですけれども、確認としては、我が
国としては別に短期契約だけの世界がハッピーなのではなくて、長期契約と短期契約を含
めた多様な契約条件がそろっていることが、需要家にとって多分メリットがある話だと思
っています。

今回、JERAさんがこういう発表をされている趣旨が若干よくわからなかったのです
けれども、議論は今座長がおっしゃったとおりで、中途解約補償料を伴う長期契約のあり
方を整理しようということが出発点で、このお話をされたということは、もしかすると長
期契約は中途解約補償料が現状以外のものは出しようがないという感じなので、短期契約
のお話をされたのかなとも思うのですが、これはJERAさん1社のお話なので、ほかの
社さんは別の考え方をおもちだと思います。いずれにしても多様な契約条件がそろってい
ることが重要だということだけ確認として発言させていただければということです。

○稲垣座長 多様であればいいのかということなのだと思うのですけれども。圓尾委員、
お願いいたします。

○圓尾委員 4ページに柔軟性というものを月ごとの変化で示されていて、5ページで
は1日当たりの変化でもお話があったのですけれども、恐らく電気事業とガス事業と考
えてみたときに、一番大きく今の時点で考えなければいけない柔軟性というのは、もっと年
単位のものだと思うのです。つまり、発電事業においては今後さらに再エネは当然拡大す
る方向だと思いますし、それから場合によっては大きなロットで原子力の再稼働も起きる
可能性もある。むしろ逆のケースもあり得ると思うのですが、原子力が動く動かないとい
うことによって、火力のところが大きなインパクトを受ける。年単位の変動をうまくコン
トロールしなければいけないというのが恐らく電気事業にとって非常に大事なポイントで

あって、一方都市ガス事業ということを考えてみると、そこまでの変動はなく、今より少しずつ需要を積み上げていくという、ある意味電気事業でのLNGの消費量に比べると、安定性の高いビジネスなのだと思います。

ですから、そこが結局短期、長期という観点だけでみれば、電気事業を主としているところとガス事業を主としているところと差が出てくるというのは当然のことだと思いますので、松村先生もおっしゃったようにそこに我々が余り口を挟むものではないかなとは思っています。

ただ、それぞれの事業環境の中で経営判断として少しでも安いものを手にするようということで、いろいろな工夫をされているJERAさんの取り組みが紹介されたということですし、都市ガス事業名にしているほうが長期を主にしているから何も努力していないかということ、恐らくそうではなくて、先日も今までオイル連動ばかりだったのが石炭連動というのも出てきましたし、これもある意味長期契約というものをベースに交渉した結果勝ち得たものだろうと思いますし、要は冒頭、JERAさんからも説明があったように、供給源の多様化ですとか官民一体となった取り組み、それから需給の緩みといったものが今起きているということをうまく生かしながら、長期か短期かではなくて、それぞれに消費者のためにより安いものを確保していくという努力をする、それをちゃんとみせてくださいということだと思うのです。

そういう意味では、JERAさんはJERAさんでしっかり取り組みをされているということですし、都市ガス会社としては中途解約の補償料が高いなどといわれないように、安いものを確保するように努力していくということではないかと思って聞いていましたので、都市ガス会社の取り組みのプレゼンもぜひ聞いてみたいなと思いました。

○稲垣座長 オブザーバー、今までのご意見に対して何かお話ありますか。

○奥田オブザーバー 結構でございます。

○稲垣座長 それでは、きょうはオブザーバー、ありがとうございます。取り組みの一端をみせていただいて、我々の議論の参考にさせていただきたいと思います。

この議題については、引き続き専門会合においても議論を続けてまいりたいと思います。事務局においては、本日、委員及びオブザーバーの皆様からいただいたご意見を踏まえつつ、検討をさらに進めるようにお願いいたします。

それでは、第2部に移らせていただきます。ここでオブザーバーの席の入れかえを行います。よろしくお願いいたします。

ありがとうございます。それでは、第2部に移ります。

最初の議題、2021年度以降のインバランス料金制度について、事務局から説明をお願いいたします。

○恒藤ネットワーク事業監視課長 資料4でございます。

2ページをごらんください。経緯を記載してございますが、資源エネルギー庁の審議会におきまして、需給調整市場の創設とあわせまして、2021年度からインバランス料金制度を改正するという方針が示されておりまして、その詳細については、監視等委員会が中心となって検討を進めるとされたことを踏まえまして、前回から2021年以降のインバランス料金について検討をしているところでございます。

1枚飛んで4ページでございます。前回の本会合におきましては、事務局から提案をいたしました新しいインバランス料金制度と計画値同時同量制度の関係について、整理したほうが良いというご意見を幾つかの委員からいただきました。これを踏まえまして、改めまして私どもから提案させていただいた新しいインバランス料金制度がどのような効果を有するものなのか、また今の計画値同時同量制度の関係について整理をいたしました。

5ページでございます。現行の計画値同時同量制度は、需要バランシンググループ、すなわち小売電気事業者が合理的に需要を予測いたしまして、それに合った供給力を調達し、発電バランシンググループ、すなわち発電事業者が販売した量を正確に発電するというところを通じまして、需要に合った電気が供給されるという考え方で設計されてございます。

6ページがそのフローでございまして、発電及び小売電気事業者は、前日12時までに翌日48こまの計画を策定し、その後、実需給の1時間前のゲートクローズに確定されると。ゲートクローズ後は、一般送配電事業者が需給調整を行いまして、計画と実績の差はインバランスとして清算をされるという流れになってございます。

7ページをごらんください。この計画値同時同量制度が法令や各種の規定でどのように定められているかを整理したものでございます。まず、法令におきましては、発電計画や需要計画といった文言は法律などにはないものでございまして、一般送配電事業者の託送供給等約款などにおいて定められた用語でございます。電気事業法並びにその関係の法令の中では、7ページに書いていますように、需要インバランスあるいは発電インバランスを定義した部分としては、託送料金を定めた規則におきまして、一般送配電事業者が受電した量と供給した量の差という形で記載をされているというものでございます。

このように電気事業法は、一般送配電事業者が小売、あるいは発電事業者から受電する

量と供給する量に差が出るということを前提とし、その差についてはインバランス料金で清算するという仕組みを前提に規定類はつくられているということでございます。

8ページと9ページに関連する電気事業法の条文を添付してございますが、9ページに接続供給なり電力量調整供給の定義の条文をつけてございますが、いずれも受電した量と供給した量が同量でなければならないという記載にはなっていないということでございます。

10ページも関連の条文でございます。

11ページでございます。その上で、電気事業法は小売電気事業者は小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために、必要な供給能力を確保しなければならないとしておりまして、定常的に供給能力を不足させている場合、あるいは短い時間でも極めて大きな不足を発生させた場合は、大臣の供給能力確保命令の対象となる可能性があるとされているわけでございます。

それから、12ページでございます。託送供給等約款におきましては、需要計画は需要実績と30分ごとに一致するようにすると。それから、広域機関におきます送配電等業務指針におきましては、事業計画には合理的な予測に基づく需要の想定を記載するとされてございます。

以上が各種の規定類において、計画値同時同量制度がどのように定められたかをまとめたものでございます。

少し飛んでいただきまして、18ページにこれまでの制度の変遷をまとめてございます。現行制度になる前は、一番上の段でございますが、一番右に書いてありますとおり、需要量と供給量の乖離が3%を超えると、懲罰的な支払いを求められるというペナルティー性のあるインバランス料金となってございましたが、2016年度から今ご説明いたしました計画値同時同量制度が導入されまして、それにあわせましてこまごとに算定されますペナルティー性のないインバランス料金に基づいて清算されるという仕組みに変更されたというものでございます。

今回議論してございます2021年度以降のインバランス料金は、この計画値同時同量制度やインバランス料金の大きな考え方を変えるものではございませんで、その具体的な算定方法について、現在のインバランス料金は卸市場の価格をベースに、系統が不足したときは上がる、系統が余剰のときは下がるという形で計算をしているものでございますが、必ずしもエリアごとの状況を反映していないという課題があることを踏まえまして、調整力

のキロワットアワー価格をベースに算定するという事で、こまごと、エリアごとの電気の価値をより正確に反映するものにしよう。また、タイムリーな情報公表を行うという方式に変更しようとするものでございます。

19ページでございます。では、それによってどのような効果が期待されるのかという点でございます。新しいインバランス料金は、まとめますと今と同様に各バランスンググループが正確に計画を策定するという事を原則にしつつ、仮に予測が正確でなかったBGが一部にあった場合にも、全体として需給が一致に向かい、また需給状況が適切に市場価格に反映されるということを促進すると期待されるものでございます。

その下に少し詳しく書いてございますが、インバランス料金を実需給における電気の価値を反映したものとし、関連情報をタイムリーに公表するという事で、左側が基本的なケースでございますが、需要BGは送配電から提供されます最新の情報も踏まえて、常に需要予測を精査いたしまして、変化があれば需要計画を変更し、時間前市場も活用して、できるだけ調達量を正確なものに変化させる。これによって、全体として正確な計画になると。その結果、一番下に記載のとおり、必要となる電源がゲートクローズまでに確保されるとともに、最新の需要予測が常に市場価格に反映され、場合によってはまたそれに反応して、需要が変化するといった最適配分が促進されると。仮に何らかの事情で需要量が増減し、予測から過不足が生じてインバランスを出した者については、その時間帯の電気の価値で清算する、すなわち合理的な負担をしていただくというものになるということでございます。

その上で右側でございますが、仮に予測が正確でないBGがいた場合は、時間前市場は十分に反応しないけれども、調整力稼働量はふえるということで、インバランス料金の予測は上昇、あるいは下降すると。その結果、例えば市場価格よりもインバランス料金が上がると予測される場合には、リスクを減らすために少し多目に調達しておこうといったように、ほかのBGが全体のインバランスを減らす方向に行動するといったことが期待される。結果として、一部のBGの計画には過不足があるものの、全体としてはより正確な計画となる。こうした効果も期待されるわけでございます。

今の説明をもう少し詳しく説明したのが20ページでございます。基本となるケースを記載してございますが、需要BGは前日12時に翌日分の計画を一旦策定すると。その後、最新の天気予報などを踏まえまして、常に需要予測を精査し、変化があれば計画を修正すると。これによって必要な電源が事前に確保されるとともに、最新の予測が市場価格に反映

されると。また、実需給の電気の価値をインバランス料金に反映させるということで、過不足を出したB Gには合理的な負担を求め、常に計画を精緻化するインセンティブを与える。

また、一般送配電がエリア需要の状況など関連する情報をタイムリーに出すということで、B Gが常に最新の情報で予測を精緻化するように促進する。こういう仕組みが基本的なケースでございます。

その次の21ページは、仮に計画を適切に修正しないB Gがいた場合のケースということでございまして、この場合には時間前市場は十分に反応しないけれども、調整力の稼働量はふえるということで、インバランス料金の予測は上昇、あるいは下降するだろうと。その結果、例えば市場価格よりインバランス料金が高くなると予想される場合は、ほかのB Gがリスクを減らすというために、少し多目に調達するといった動きがされると期待されて、その結果、全体としてのインバランスも減るし、また時間前市場の価格も最新の予測を反映したものになると。こういう効果が期待されるということでございます。

22ページでございますが、今ご説明したように仮に予測が正確でないB Gがいた場合に、ほかのB Gがインバランス料金を予測して、少し多目、あるいは少し少な目に調達するといった動きが需給調整の観点から問題ないのかについて、念のためB Gの需要計画及び発電計画が正確であることの意義は何かということを踏まえて検討を行ってございます。

これらの計画の正確性の意義はこの3点であると考えてございまして、①エリアの需要に見合う発電量が事前に確保されるようにする。②一般送配電事業者が調整力への指令を円滑に行えるよう、参考情報を提供する。③インバランス清算の基準となる。この3点のうち、①と②について検討を深めてございます。

まず、23ページが1番目の意義についてでございますが、図に記載のとおり計画値同時同量制度では右上からですが、各需要B Gが需要を正確に予想して、それに合った量を調達する。発電B Gは、販売した分をもとに発電計画をつくり、それにあわせて発電する。この(a)(b)(c)(d)がいずれも正確に行くということで、全体の需要と発電が合うということでございます。

各段階におけるずれの総和がエリア全体の需要と発電の差になるということでございまして、重要なことは全体の合計値が正確になるということでございまして、インバランスの合計値が小さくなるということが重要ということで、個別のB Gの計画がずれていたとしても、全体が合っているということが重要だということでございます。

それから、24ページ、2番目の意義についてでございますが、一般送配電事業者はその実務におきまして実需給時点のエリアの総需要と総発電量を予測いたしまして、調整力の稼働を準備するということをやっております。

下の図をみていただければと思いますが、そういった予測をする際に、青い線のエリア需要につきましては、足元の動きから過去の実績や気象情報を踏まえて自社で予測をしている。赤のエリア発電については、再エネ分については自社で予測をし、それ以外の発電量については各発電事業者の発電計画を引用しているということでございまして、発電計画は重要な参考情報となっているということでございました。すなわち、発電B Gが計画どおりに発電するということは、送配電事業者が円滑に需給調整を行う上では重要だということでございます。

1枚飛んでいただきまして26ページでございますが、今申し上げましたとおり、計画が総和として正確だということは重要であるものの、個々のB Gの需要計画の正確性は、需給調整の業務への影響度合いは低いと考えられますので、先ほど申しましたとおり、需要B Gがインバランス料金の高騰を予測し、リスクに備えて多目に調達するといったような適正な価格シグナルに基づくマクロ一致方向での結果的な需要インバランスというのは、基本的には問題がないものと考えていいのではないだろうかということでございます。

27ページは、先ほど示したスライドとほぼ同じスライドでございますが、改めて今回私もから提案しているインバランス料金制度の効果は、現行制度と同様に各B Gが正確に計画を策定することを原則としつつも、仮に予測が正確でなかったB Gが一部にあった場合にも、全体として需給が一致に向かい、需給状況が適切に市場価格に反映されることを促進すると期待するものであるということでございます。

28ページから具体的にどのようなケースが考えられるのかというのを示してございます。現状、大きなエリアインバランスが発生したケースの多くは、F I T太陽光の発電インバランスが要因となっております。これは、この図で示しますとF I T太陽光の発電B Gが計画どおりに発電しないということで発生するわけでございますが、こうしたケースにおきまして、需要B Gがインバランス料金を予測して、少し多目、あるいは少し少な目に調達するということが全体のインバランスを小さくするということに貢献するのではないだろうかということでございます。

より具体的に示したものが29ページでございます。この左の図が前日時点での予測でございまして、それぞれ正確に予測して、計画策定していたというところ、天気予報が変わ

りまして、例えば当日朝に太陽光の下振れが予測されたという場合に、真ん中の図でございますが、小売事業者はインバランス料金は高くなるだろうと予想して、不足を仮に出すと高いインバランス料金を払うことになるということで、リスクを減らすために少し多目に調達する。そうすると、それを売った火力の計画が上昇する。この状態で実需給になったとすると、少し多目に買っていた分が需要が余剰となるわけでございますが、発電側は太陽光が下振れで不足を出すということで、打ち消し効果があるということでございます。

30ページでございますが、実際に過去の例をみましても、当日朝早い段階でその日の傾向が予測できるケースも多いと考えてございます。

1枚飛んで32ページ、前回お示した図と同じ図でございますが、2021年度以降のインバランス料金につきましては、インバランス料金が価格シグナルのベースになるということとを踏まえまして、①実需給の電気の価値が適切にインバランス料金に反映されるようにするとともに、②その価格や需給状況に関する情報がタイムリーに公表されるようにするという考え方で具体化を進めていくということでございます。

今申し上げましたとおり、新しいインバランス料金は計画値同時同量制度を変えるというものではなくて、今の制度の中でインバランス料金をより適切なものにすることとで、より全体として効率的に動くようにしていこうとするものでございます。

以上改めて全体像を整理させていただいたというものでございます。

続きまして、34ページからが具体的にインバランス料金をどう計算するかについてでございます。

まず、調整力のキロワットアワー価格をどのように引用するかについてでございます。35ページでございます。それに当たっての基本的考え方の確認でございますが、インバランス料金はそのままでさらにインバランスが1単位ふえたとすれば発生したと思われるコストを反映させておくということが適当と考えられるところ、具体的にどうするかというのが論点だということでございます。

36ページでございますが、これに当たって2021年度から調整力の広域運用が本格的に開始されるということでございますので、それを踏まえて検討する必要がございます。その広域運用でございますが、どのようにされるかといいますと、15分箱型で全国の調整力を広域的に運用するというものでございまして、そのために15分前までに各エリアのインバランス量を15分単位で予測し、全国の合計値を出しまして、それに必要な量の調整力を全国の安いものから動かすという計画をつくりまして、それにあわせて連系線の流量も変更

するという仕組みで動く。それによって15分箱型で広域運用いたしました上で、残った部分についてはエリア内で調整するという運用が今予定されてございます。なお、15分というのは、2023年からは5分箱型に移行すると聞いてございます。

その運用をさらに詳しく示したのが37ページでございます。これを前提に、インバランス料金に反映する調整力のキロワットアワー価格をどのように決定すればいいかということでございます。

38ページをごらんください。エリアが3つあったとして、AからCの3つのエリアにおいて調整力が38ページの左の図のように動いたとした場合に、すなわち太線のように箱型で広域運用がされて、エリア内で青とオレンジのように調整がなされた場合を考えますと、広域エリア合計で動いた調整力の量は、全部足すと真ん中の量になる。このうちどの部分のキロワットアワー価格をとるかということでございますが、案が3つあると考えておりまして、案の1は広域的に動いた太線で囲った部分の一番高いものをとる。案の2は全部の中で一番高いものをとる。案の3はエリア内も含めて全部の中をとるのだけれども、上げと下げを相殺してから残ったものの一番高いものをとる。この3つ案があるだろうと考えてございます。

事務局として検討した結果では、案の1が適当ではないかと考えてございまして、その次の39ページでございますが、真ん中の図のとおり先ほどご説明しましたとおり、15分前までに予測されたインバランスは広域運用の調整力で対応される。その後、予測が外れた分と時間内変動の分がエリア内の調整力で対応される。そういたしますと、15分前までの予測精度が高ければ、インバランス対応は主に広域運用の調整力が担うということになりますので、そのキロワットアワー価格を引用するという事で、そのこまの電気の価値を反映することができるだろうと。特に2023年からは広域運用を15分ごとから5分ごとに短縮するということが予定されておりますので、そうしますとより予測精度が高まりますので、それを踏まえましてもこの方法でよいのではないかと考えてございます。

なお、一般送配電事業者の広域運用が適切に運用されているかどうかについては、しっかり監視をしていく必要があるだろうというのは考えてございます。

40ページでございます。では、広域運用の調整力のキロワットアワー価格を引用するとした際に、具体的にどうするかという点でございます。まず、広域運用の調整力には時間内変動に対応するための稼働というのは含まれておりませんので、指令した中で最もキロワットアワー価格の高いものを単純に引用すると。仮に少量であったとしても、それを引

用するという事で問題ないのではないかと考えてございます。

それから、15分単位で指令が出されますので、30分こまの前半15分と後半15分のそれぞれの最高価格をどのように引用するかという問題がございます。これにつきましては、インバランス料金は30分こまの中でインバランスが1単位ふえた場合にふえるコストを反映するという考え方に立って、前半と後半の加重平均とするのが合理的と考えてございます。ただ、これについてはどちらか高いほうをとるという考え方もあり得ると思いますが、加重平均でいいとするのかどうかご意見をいただければと思ってございます。あわせて、2023年から5分ごとになるという点についても留意が必要と考えてございます。

それから、41ページ、連系線にあきがなく分断が起きた場合でございます。これについては、分断されたエリアごとに広域運用された調整力の限界的なキロワットアワー価格を引用するという事でいいのではないかと考えてございます。

それから、42ページはかなりレアなケースと思いますが、仮に広域エリア合計でのインバランスが小さくて、広域運用の指令量がゼロであった場合の取り扱いでございますが、この場合、指令されなかった上げ調整の最も安いものと指令されなかった下げ調整の最も高いものの中間をとるのが合理的と考えておりますが、他方でシステム面が複雑になるとも予想されますので、その場合では卸市場価格を引用するのも一案と考えてございます。これについては、システム対応のコスト等を評価した上で、どちらかの案にするかを決めたいと考えてございます。

以上がキロワットアワー価格を引用する際の具体的な方法についての提案でございます。43ページにそのまとめを記載してございます。

45ページから、もう1つの大きな論点として、需給逼迫時にインバランス料金が上昇する仕組みについてでございます。

46ページをごらんください。需給逼迫時、すなわち一般送配電が用いることができる上げ余力が少ない状況での不足インバランスは、大規模停電等の系統全体のリスクを増大させる、あるいは緊急的に追加の供給力の確保が必要となるといった追加的なコストを発生させるものでございますので、そのコストをインバランス料金に反映させることが適当と考えるわけでございます。

47ページ、こういう考え方にに基づきまして、この図のように横軸、上げ余力が一定以下になった場合には、緊急の供給力の追加確保など、不足インバランスがもたらすコストが上昇すると考えまして、それをこの図のような直線であらわし、インバランス料金に反映

するとしてはどうかと考えてございます。

より具体的には48ページでございますが、横軸には一般送配電事業者が活用可能な上げ余力の30分平均値といたしまして、赤い線のような直線で逼迫時のインバランス料金を算定する式を置きまして、この赤い線と通常の方法とで計算した青い線の高いほうをとるという仕組みにしてはどうかということでございます。

具体的にこれをどのような式にするかでございますが、オレンジ色のところを考える必要があるということでございまして、まず横軸の上げ余力の定義でございますが、その次の49ページでございます。先ほど申し上げましたとおり、2021年度以降は調整力が広域運用されるということを踏まえますと、上げ余力は広域運用のエリアの合計値として算定することが合理的と考えられるところでございます。逼迫時にどのように広域運用がなされるのかというあたりが重要となりますので、今後具体化されますと、調整力の広域運用の詳細を踏まえて、引き続き検討を深めることにしたいと思っております。

それから、上げ余力の定義については、一般送配電事業者が活用可能な供給余力と。ただし、応動時間が一定以下のものとするのは適当と考えてございます。これについても詳細については実務や技術的な要素を考慮して決定していきたいと考えてございます。

それから、50ページの図のAとBでございます。これについては、ここに記載のとおりAについてはこれ以上上げ余力を減らすことは許されないと考えられる水準。すなわち、1キロワットアワーの不足インバランスに対して、1キロワットアワーの追加確保が必要となる水準がA。それからBとしては上げ余力が不足するリスクに備えて、供給力を追加確保する必要性が発生し始める水準という考え方によって、これまでの運用などを参考に決めてはどうかと考えてございます。

51ページでございますが、例えば政府においては予備率が3%を下回る見通しとなったときに、需給逼迫警報を発令する。予備率が1%程度を下回る見通しになった場合に、計画停電の実施を発表するとされてございます。

また、調整力の必要量の算定におきましては、電源脱落に備えて1.4、時間内変動に対応するためには1.7から2.5は必要という分析がなされております。

さらに、電源Ⅰ'の発動条件は、各社おおむねエリアの予備率が3～5%未満となるおそれがある場合とされてございます。

また、各社の運用ルールにおきましては、運転予備力が3%を下回ると予想される場合に、需給逼迫融通を要請するなどとされてございます。

これらを踏まえますと、少し飛んでいただきまして、56ページでございますが、この図のAについては1～3%程度、Bについては3～5%程度というのが一案として考えられるのではないかと考えてございますが、ただ、これらの数値については現行の運用を参考にしたものでございまして、今後具体化される広域運用の詳細を踏まえまして、また過去のケースに当てはめた試算なども行いまして、引き続き検討を深めることにしたいと考えてございます。

57ページでございます。Cの価格をどうするかというものでございます。これは、緊急的に追加で供給力を1キロワットアワー確保するというためのコストということでございます。これは、これまで市場に出ていないものを追加で確保するというものでございますので、新たにデマンドレスポンスを追加で確保するというコストから見積もってはどうかと。具体的にはこれまでの電源Ⅰ'の公募におけます各エリアの最高値からとってはどうかと考えてございます。直近2年の公募から試算いたしますと、発動1回当たりのコストは約1,900円、発動1時間当たりのコストは約600円でございます。

また、飛んで60ページが今説明した内容をまとめた図でございます。先ほど申し上げましたとおり、これらの数値、現行の運用を参考にしたものでございますので、今後具体化されます広域運用の詳細を踏まえ、また過去のケースに当てはめた試算も行いまして検討を深めていきたいと考えてございますが、まずこの大きな考え方についてよろしいかどうかご意見をいただければと思っております。

飛んで62ページが今後の進め方でございますが、システム開発の要件に関するものについては、できるだけ早く結論を出していきたいと考えてございます。次回以降、検討を深めていきたいと考えてございます。

以上でございます。

○稲垣座長　きょうは、スライド62ページの今後の検討事項に行くための大きな方向性についてのご議論をいただければと思います。何せ計画値同時同量義務の供給は法令に定められていて、これを適切にシステムの制度として実現するためにどういうことをやるのということで今までもあったわけですが、さらに精緻なものにつくり上げていくということだと思っております。そうした中で、当事者、それからテーマ、状況、さまざまなことが今検討課題として提起されましたので、ある程度時間をとりましたので自由にご議論いただきたいと思います。委員の皆様、お願いいたします。それでは、まず辰巳委員、お願いいたします。

○辰巳委員　細かくいろいろご検討いただき、ありがとうございます。内容に関してというよりも、言葉に関して疑問に思っていることがあって、そこだけお返事いただければと思ったのですけれども、かなりの箇所に電気の価値という単語が使われているのです。私としては、恐らく内容的にみると料金のことをいってらっしゃるのだろうなと思っておりまして、価値という単語に関しては非常に疑問をもっております。

普通、商品の価値といったら、人の価値観によって価値は違いますので、こういう一般論の中で価値という単語が正しいのかなというのをすごく疑問に思いながら、引っかかりながらずっと読んできましたもので、もしそれなりの電気の価格のことを書いてあるのに、わざわざ電気の価値という単語が使われているところに意味があるなら教えていただきたいなと。それだけです。

○稲垣座長　今後の議論の出発点になるので、この件について課長、お願いします。

○恒藤ネットワーク事業監視課長　これはどういう日本語であらわすのがいいのかというのは難しく、今これよりいい言葉がみつかっていないので書いているのが実態でございますが、要するにその時間帯で予定より多く使ってしまった方にご負担いただくということだとすれば、その電気をつくり出すためのコストなりを一番反映した価格にするということが大事であると。

ただ、コストだけでもないという面が多分あるだろうと思っておりまして、例えばすごく逼迫しているようなときは、必ずしもコストを払ってもらえばどんどん使っていいというものでもなくて、やはりコスト以上の価値がその時間帯には電気があるだろうと。そうすると、その時間帯少し多目に使ってしまった、あるいは少し少な目に余らせてしまったという方の清算をしていただくときの一番適切な価格を設定するに当たって、コストということではなく、価値をあらわしたものを料金として清算するのが一番適当だろうということで、このワードを使っているということでございます。

○辰巳委員　私たちは消費者として商品を選択するときに、その価値を考えて選択するというのは頻繁に出てくることで、その人によって価格に価値を置くか、品質に価値を置くか、あるいは値段が高いことに価値を置くか知りませんが、その人によって思いが違うもので、こういうときに価値という単語が適切かどうか。といて今おっしゃったようにどういう言葉がいいかというのは、私も今出てこないのですけれども、非常に引っかかりを感じるということなのです。とりあえず意見というか思いだけです。

○稲垣座長　ありがとうございます。念のため言葉の問題なのですが、先ほど私が計画

値同時同量制度供給義務という言い方をしたのですが、法令上正確にいうと、計画値同時同量制度については、電事法の2条の7号と17条2項で送配電事業者が電力量調整供給の義務を負っている。このことを計画値同時同量供給義務とわかりやすくするために申し上げたのですが、当然義務を負っているのはこの規定に基づいて送配電事業者だけであって、小売事業者、それから発電事業者は当然負っていないと。小売事業者については供給力確保義務が別にあるということでございますので、誤解のないように申し上げます。わかりにくくて申しわけありませんでした。

それでは、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。詳細に、また丁寧にご説明くださいますと、ありがとうございます。

現行のインバランス料金制度というのは、一般送配電事業者に大きな赤字をもたらす傾向がございます。新制度によって全体としてのインバランスが減りますので、この問題を解消する方向を目指せるということを理解し、歓迎したいと思います。

特にBGとTSOでは需給想定のアプローチが違いますために、TSOが望む方向に動くインバランスについては好ましいことと評価すべきと理解いたしました。

そもそも現行制度でも18番のスライドにございますように、インバランス料金のペナルティー性は否定されるべきでありますけれども、今後は積極的にむしろ奨励される場面があると理解しております。

そこで質問が1点ございます。26番のスライドなのですが、各BGがオーバーシュートしてしまうと全体としては一般送配電事業者の思惑と大きくずれる可能性も示唆されております。そうしますと、やはり一般送配電事業者としては、いつどのような情報をどのようなタイミングで各BGに出すのかということを詰めておく必要があるのではないかと思いますし、また全体の方向としては正しいと思いますので、最初はスモールスタートで始めて、そしてだんだん規模を大きくしていくということが正しいのではないかと思いますのですが、この点をお伺いしたいと思います。一般送配電事業者による広域運用の制度は、2021年に広域運用の開始、その後2023年にさらに精緻化ということが考えられているという話がございましたので、それとの絡みでだんだん仕組みの規模を大きくしていくという意図が込められているのかということをお伺いしたいと思った次第です。よろしくお願い致します。

○稲垣座長 それでは、ご質問についてある程度まとめてでもよろしいでしょうか。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す。今回のインバランス料金の話は非常に重要な話だと認識しています。インバランス料金はそもそも系統利用者の価格シグナルのベースになるものという観点でいうと、まさに電力システムのかなめになるところだという意味で非常に重要です。

インバランスは、冒頭に制度をいろいろご説明いただいたとおり、30分コマで基本的には区切られているものと理解しています。このコマでのインバランスが1単位ふえたときに発生したであろう需給調整のコストが反映されるべきと理解しています。それが一体幾らなのかというのが今回の議論だということなのです。それでみるとこれをみてわかりやすかったのは、36ページ目に具体的な数字が例としてあるのでわかりやすいと思ったのですが、実際に広域運用で指令されるのは15分、先ほどのご説明だとこれが今後5分になるという話でありましたが、基本的にB Gでは30分で作るのだと。30分で作ったときの値は幾らになるかというところになっているはずで、100メガワットにおけるコストが幾らなのだというのが本来的に反映されるべきコストだと思います。

これはわからないのですが、色分けでみると8円よりは高そうな数字であって、そうするとやはり10円だと安いのかなという感じがします。インバランスを出さない動機づけをきちっとつけるという意味では、多分10円と14円とどっちがいいかといわれれば、14円のほうがやるべきこととしては近くて、本当は100のところで見ればいいのですが、これだと100のところは幾つかはわからんというところがあるのですが、そういうところなのかなと。これはもしかするとB Gへの配慮もあるのかなという感じもするのですが、ただインバランスはしっかりやらなければいけないというところが今回の趣旨、全体の流れるメッセージだとすると、10円では安いのではないかという感じがいたしましたというのが論点2番目のコメントです。

○恒藤ネットワーク事業監視課長　事前に配付した資料とページ番号が変わっていますが、今のは40ページだと存じます。

大橋委員　次に、論点の1ですが、タイムリーな情報公表がもたらす効果は一体何かということはある意味非常に論理を詰めて考えていただいた内容だと思っています。多分、理論的に美しい世界はこのような感じで行くのだろうなという感じもします。つまり、インバランスの予想価格が時間前の価格に収れんしていくような姿になってくるのだろうな

という感じがするのですが、現実には理論と同じかどうかというのは確認する必要があつて、また事業者も新しい制度でいきなり理論の美しい世界に行くとは限らないけれども、到底思えないということだとすると、時間軸を設けないと難しい話なのかもしれないなど。そもそもここにある前提条件の幾つかのうち、検討を要するものとして、期待の異質性みたいなこともあると思うのです。それぞれBGでどのような将来インバランスの価格の期待値をもっているとか、あるいはもしかすると本当は対称であるべきですけども、不足のインバランス、余剰のインバランスで同じような期待の対称性、本当はこなければなくなると思いますが、今ないのかといわれると実証的な問題であつて、ある種理論的な話でないと思うのです。

そういうところからオーバーシュートの懸念も出てくるのかなと思うところだと思うので、ここは理論の話と実際どうなのだとするところが確認される必要がある点とギャップを埋めなければいけないというところは1つあるのだと思います。

1. と論点の3つ目では需給逼迫時のインバランスの話というのは、多分セットで考えられるべき話なのかなと思っていて、3. の需給逼迫も若干検証しなければいけないのは、直線でキंकしている形が本当にきれいにうまくいくのかというのが極めて人工的なので、動かしてみたときどうなのだとするのは若干怖いところがあります。

そういうところを考えると、将来タイムリーな価格情報の公表は、ある種重要な論点ではあるのですが、ここで書かれている内容どおりにすぐ行くかどうかというのはわからないので、先ほど草薙委員がスモールスタートといいましたが、実証実験みたいなことをちょっとやってみて、ここの前提が本当に合っているのかどうかということを確認しながら、時間的な猶予の中で事業者もこなれていくというところからスタートされたほうが、いきなりドンと制度を入れるよりも、インバランスが重要なだけにいいのかなという感じをもちました。

以上です。ありがとうございました。

○稲垣座長 ありがとうございました。方法論についてまでのご示唆がありました。

新川委員、お願いいたします。

○新川委員 今回示された方向性の中のインバランス料金を調整力のキロワット価格を基本として、需給逼迫とか特殊な事情があるときには、一定の水準に加えた額にするといった考え方も特別異存ありません。

19ページでまとめておられる考え方の流れというのも、このほうが現在の個々のバラン

シンググループが数を合わせていて、全体がみえない、情報化されていないからわからないという状態よりも、トータルのインバランスが減るということは確実なのであれば、こういった形に制度を変えるということも特段異存はないです。

ただ、先ほどほかの委員からお話が出ておられるとおり、みんながうまく市場原理を使ってトータルのインバランスを減らすという結果が本当に確実にもたらせるのかどうかというところは、私も理論どおり動くのかなという懸念はあるところで、もしそうならなかったときというのは、今せつかく送配電がもっている予備力を適正水準に減らそうという話をしてきたところは、たくさんバックアップしなければいけないということが起こってしまって、議論してきたことと逆行しますので、そういったことにならないような形に次の新しい制度にシフトしていくということが必要なのではないかと思います。

私にご質問したかったのが、今回やろうとしていることが今の制度と変わらず、むしろ今の制度をさらに適正に運営するための措置だという部分なのです。したがって、基本的には法令を変える必要もないし、一般送配電事業者が今使っておられる託送の約款も変える必要もないし、広域さんの送配電等の業務指針も変える必要がないということだと思ったのですが、この資料だけ読むと同じなのかどうかというのはよくわからないところがあるので、ご質問させていただきたいと思います。

具体的には、例えば何ヵ所か出てきますけれども、30ページとか太陽光発電のときの打ち消すB Gの動きとあるところをみると、左側の2つ目に需要B Gがインバランス料金の高騰を予測して、これが高くなるだろうという予測で、あえて結果的に余剰インバランスを出す方向に動くという行為というのは、全体のインバランスを減らすことに貢献するからよいのだと書いておられると思うのですが、ここでいっている余剰のインバランスをあえて出しにいくというのは、当該需要B Gが自分もっている計画値というのがあると思うのです。需要計画、調達計画というのがあると思うのですが、そこの中の数合わせるためだけにこれをやるのか、それともそれを超えて自分たちの需要計画、調達計画の数字を合わせるということを超えてあえて余剰を出すとか、不足を出すことによって、プロフィットをとるために動くということもよいといっているのか、そこがわからなかったので、そこを確認させていただきたいと思いました。

仮に後者、自分自身の計画値を合わせるための、例えばその前のページにある棒グラフが並んでいるものをみると、真ん中のところで当日の天気が悪いから、調達計画をあえてふやして、そのときは需要計画もあわせて修正するのですか。というように書いてあるか

ら、それは自分の中のものを合わせる方向で動いているだけの世界だと思うのですけれども、そうではなくて、そこのところを超えた行動ももし許すということだとすると、現在の託送約款とか広域の指針においても、BGの中の需要計画と調達計画を合わせましょうという考え方が示されているので、そこで示された考え方は明らかに異なるのだと思いました。

もしそういう方向に動くということだったら、ルールをやはりきちんと変えていただきたいと思います。そうでないと、ルールはこう書いてあるけれども、実態はこうやって運用しているのですよと非常に不透明なことが起こって、海外の事業者とか我々もどうやって制度を説明したらいいかわからないということになってしまいますので、制度がもしそういうことを意図するのであれば、文言を変えないと非常にわかりにくいのではないかと感じた次第です。

また、仮に今のような行動を許すのであれば、そういった行動について何らかの規律を設けなくてよいのかというのは疑問に思っている点でございまして、それは市場があるからみんな市場原理に従って動くから、特段の外部的な規律でなくたって予定調和を達成できるのだということかもしれないのですけれども、そのあたりどう考えていらっしゃるのかなというのをご質問したいと思いました。

以上です。

○稲垣座長　　今のは法の思想に関する話ですから、例外的に誰もがいかんというものについては規制するわけだけでも、そこに至る前の段階をどうするのということが必ず出てくるので、そこは重大な問題なので、きちっと検討していく必要がありますし、市場に対して行動予見ができるような情報提供をしていく必要があるでしょうね。特に検討をお願いいたします。

谷口オブザーバー、ご退室の予定があるので、まずご発言いただきたいと思います。

○谷口オブザーバー　　ありがとうございます。本日お示しいただいたインバランス料金見直しの方向性に対しては我々異論ございませんし、市場プレイヤーとしてきっちり対応していかなければいけないと理解している次第でございます。

一方で、今回の特に3項、需給逼迫時におけるインバランス料金、この関係の中をみると、詳細設計次第で競争に対する影響はかなり変わってくるなということで懸念しておりまして、例えば56ページにありますような補正に適用する余力の設定、A、Bの話だったり、57ページの追加コストCの設定の話、このあたりの設定次第でかなり競争にインパク

トがあるのではないかと感じておりますので、そういう観点から前回も少し申し上げましたけれども、実際のデータを用いてしっかりシミュレーションをしていただいて、そのインパクトはどの程度あるのか。これは、我々事業者がこういった同時同量義務を遵守しながら事業を行っていく上での予見可能性という観点からも、例えば先ほどの56ページの話であれば、補正に適正な余力のA、Bの設定の3%をとる場合と5%をとる場合とかなり差が生じるというように感覚的に思っておりますので、これが本当にどの程度のインパクトにつながるのかというあたりをお示しいただいて、その上で詳細設計を進めていただきたいというお話と、もう1つはこういった市場原理を適用する中で、そこから生まれた発電事業者の利益が小売の競争に適用されるというところに対する内部補助の防止の仕組みであったり、先ほどの新川先生との関係もありますけれども、市場監視の仕組みといったところをしっかりと整備していただいて、改めて小売プレイヤーの同時同量義務遵守に対する責務とこういった市場競争の参入障壁の観点から評価をいただいて、これを進めていただくことを要望いたします。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございました。それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員 今回の事務局の資料は、細かいことも含めて、非常に基本的なことで、前回提案されたことをより詳しく説明したと理解している。前回は、これによって今までと発想を大きく変える、制度を変える提案と誤認している人が続出して、そうではないことを懇切丁寧に説明したものだとは私に思っている。

したがって、これはこういうことをしてもいいよと、今までだめだったものを解禁する提案ではなく、今までだって別に問題なかったわけで、基本的な考えは今までどおり、それを合理化するということだと思います。

その上で、これは系統全体が大きな不足を出しているときに、どこかの事業者、BGが余剰を出すことを、計画値から外れているのだから、強いパニッシュメントを与えて抑制すべきなのか、そんなことは必要ないのかということを議論しているのであって、不足しているときには積極的に余剰インバランスを出してくださいといっている資料ではそもそもなく、それを強くパニッシュする必要があるのですか。むしろいい方向に行くということだってあるではないですかという発想。事業者はそれでもリスクを負うわけです。実際にはどうなるのかわからないのだからリスクを負うわけで、本当はインバランスを出さないのが一番リスクの小さな状態なのだけれども、そのような需給が逼迫しているときに、

絶対に余剰を出さないように厳しくコントロールする強いインセンティブを与えるべきなのか、そんなときに少し出ることになったとしても、大きな損失を負わなくても済むような制度にするのかという発想だと私は思っています。

しつこいようですが、これは積極的に余剰を出すことを推奨する制度ではなく、それを積極的に抑制する必要が無いということで、現行でもそうなっていると思っています。現行の供給力確保義務でも、それは全体がすごく不足しているときに少し余剰を出している人に対して、計画値を守っていないではないかなどということを監視することは基本的にやっていないと思っているし、やっていないことが今の文言と矛盾しているとも私は思っていないので、だから文言を変える必要があるという意見には、私は同意しかねます。

次に、具体的な内容に関してです。スライド35で、インバランスはここだと。時間内変動というのはここだと。インバランス料金は緑のところという整理は前回も出てきていて、今回も改めて出していただいたのだと思います。

今回の整理は、この緑のところに対応するコストとして何が一番適正なのかという方向で進んできていると思います。それは合理的な考え方の1つだと思いますが、時間内変動のところは、本当に限界費用と関係ないとはいえないと、前回もいったことを繰り返して申しわけないのですが、インバランスが大きかった結果として、そっちの対応に限界費用の低いのがとられてしまって、時間内変動のところは高いのしか残っていなかったということだって当然あり得るわけですから、そっちのコストは本当に無関係だといいい切ってもいいのかは、必ずしも自明ではない。

ただ、今回の事務局のような整理は大きなメリットがある。時間内変動というので、例えばエリアのものでしかできない、マーケットも事前の調達というレベルでしかないというときに、そんなことはないと思いますが、送配電事業者がひょっとして非常に愚かな運用をした結果として高いコストになったとすると、高いインバランス料金請求できてもうかる制度はまずい。事業者のほうとしては、そんなことになったらとても不透明で困る。ところが、この緑のところのものであれば、ずっとご指摘になっているとおり、広域調達され、市場も整備されてくる。そうすると、価格が明確に出てくるので、安心してやれるし、送配電事業者の巧拙によって価格が高騰してしまう可能性ははるかに低い。透明なところに集中できるという点では大きなメリットがあると思います。

したがって、事務局からの提案はもっともだと思うので支持しますが、ここで考えなければいけないのは、ひょっとしたら過小なのかもしれないということ。この制度で出発し

たら、インバランスの量が減らないどころかむしろ大きく増えてしまったなどという事態が起こってきたら、もう一度考える余地はあるかと思います。これは唯一のものではなく、1つの合理的な案として選択するという整理にすべきだと思います。

次に、スライド40ですが、このスライド40に限らず、資料の説明の仕方が不足インバランスのところしか念頭に置かれていないのではないかと心配になっている。もし余剰インバランスだとすると、高いほうとやったらめっちゃくちゃになってしまう。その場合には高いほうは「低いほう」ということだと思うのですが、誤認のないように書いておく必要があると思います。

次に、この例で10円が正しいということは絶対なくて、したがってこの提案でも加重平均の12円ちょっとというものなのか、14円なのかということ。時間内、この30分の中でのばらつきは、インバランスとして30分以内で調整してくれればいいということを考えれば、実際にそれぞれの時間帯でかかったマージナルコストは、加重平均と考えるのが自然。したがって、加重平均としてはどうかというのが事務局案だと思うのですが、それは合理的だと思いますので支持します。

一方で、本当に厳しいときは後半の15分のところで、本当は後半の15分でインバランスを出してほしくない。この図でいうと、インバランスが出るとすると、後半に集中的にインバランスが出るような格好、そのようなものはとてもありがたくなくて、実際にそういうことが出てくるのだとすると、高目の価格で抑制したい、恐らく系統事業者はそういうと思いますし、それももうけようと思っていっているのではなく、安定供給を担う系統事業者の心配としてはもっともで、気持ちはわかるのだが、理屈としては正しくないと思います。後半の15分に集中してインバランスが出た結果として高くなっているのだとすると、加重平均もこの14円のウェイトがどんどん上がる格好になっているのだということを考えれば、加重平均の考え方でおかしいことはないと思います。

次に、需給がすごく逼迫したときのコストの負担ですが、これに関しては理論的にこれが正しいと出すのは極めて難しいので、ここの提案もある意味で、えいやというとな変なのですけれども、需給がすごく逼迫しているようなときにしょっちゅうインバランスが出ているとすると、ほかの対策費がかさむ。そのコストは原因者負担、という考え方はいいとして、どれがいいかは明確にはいえない。

そうすると、先ほどのスモールスタートという発想は、ここでいえば案2というか低く出るほうで始めて、これでは需給が逼迫しているときのインバランスを出さないというイ

ンセンティブに全く役に立たなくて、ここのインバランスが相当出てしまう。その結果として、系統事業者の調達しなければいけない調整力は全然減らないということになったとすれば、唯一の正しいものとして採用したのではないのだから、調整して変えるという発想があってしかるべきだと思います。

とりあえずどんなやり方をやるとしても、えいやとこれでやってみるということにすぎなくて、問題があれば直ちに柔軟に変えることが重要だと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございました。念のため新川委員に先ほどのご発言の趣旨をもう一度確認したいのですけれども、私の受けとめなのですが、松村委員の先ほどの指摘と矛盾するものではなくて、今回の提案がインバランスを解消するという結果でさえあれば、その動機は問わないという監視の考え方をとるのかと。その点については鮮明にしたほうがいいぞというご趣旨であったと受けとめているのだけれども、どうなのですか。

○新川委員 まず、松村先生もおっしゃった供給力確保義務という法律上の2条でしたっけ、法令にかかっている義務は直接この問題には余り関係ないと思っていて、もちろんあの条文はこの問題と関係なく、あの条文を文言上読んだときの意味と現在この条項が意味すると理解されている内容がずれている気はするので、法令と関係なくまた考えなければいけないのではないかと思っておりますので、特に供給力確保義務の問題とは特段関係なく、あれはよほどのあれですよ。ガイドラインというか通達のほうでどういったときに実際に第2項のほうでサンクションを課すのかも書かれているので、それはそれでいいのではないですかと思っています。

私が申し上げたのは単純で、広域さんのルールだとか託送の供給約款とかに書いてある文言だけ読むと、ここで示されている考え方と必ずしも一致しない部分があるように思えるので、そこは改定されないのですかというのがご質問なのです。

○佐藤オブザーバー そこに関しては、まさに先生がおっしゃったものは余剰のほうなので違うといえば違うのですが、まず不足のところで指導したことがあるのですが、不足する場合、まず法律上は正当な理由のときというのは、供給力確保義務を満たさなくてよくなっているので、どう考えるかがあるのですが、先生がおっしゃるとおり、広域機関のものというのは正当な理由のところはジャックとなっていなくて、まずあらゆる場合に供給力を確保しなければいけないと。

何でこれをいっているかというのと、とはいっても全体で余剰が出ているところまでは指

導するのかという議論は相当あって、そこは相当考えて、全体で余剰があるようなときというのはむしろ外して、そうでないところでも全く買っていないではないかという指導をやりました。そういう意味では恐らく正確な計画をつくれと書いてありますが、不足のときは少なくとも完全に正確な計画をつくらなくても、今のことを逆に考えると、指導することはないと思います。

○新川委員 関連して申し上げますと、こういった規程類というのは、行為規範と評価規範と2つの側面があるわけで、どういうときに指導するとか、サンクションだとか、措置をとるかというのは、評価規範で事後的に何か起こったときにいつやるかという話です。そういう意味では今おっしゃったようなよっぽどのときしかやりませんというのでいいと思うのですが、ルールには行為規範という面もあるわけで、こういったルールに従ってみんなが動かなければいけないのか。例えば東証のルールだって適時開示とかいろいろなルールが上場規則の中に入っているわけですが、サンクションというのは上場廃止とか氏名の公表なので、よほどのときしかサンクションはないものの、行為規範のルールとしては上場株式会社は基本的には守って動いているわけです。そういう意味では行為規則も同等の意味を実務上もっていると私は思っているの、そこにおける行為規範は何なのかというのをもっと明確にしたほうがよろしいのではないかというポイントです。

だから、評価規範として事後的にアクションを起こすときが、おっしゃったケースに限られているというのは、それはそれでいいのではないのでしょうか。

○稲垣座長 この議論については、詳細になってしまったので、発言の趣旨が明らかになればいいと思いますので、移っていきたいと思います。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。いろいろ私どもとしても要望していました翌日計画とかゲートクローズとかおまとめいただきながら、そのずれがインバランスであると。そのインバランスのずれをどうしていくのかという議論だと思っております。

インバランスの議論とは直接関係ないのですが、おまとめいただきましたので一言申し上げておきたいのが、前日につくる翌日計画というのは何なのか。その部分の定義ってありそうでないのだと思っています。ゲートクローズまでにつくればいいのか、だとしたら前日の計画って何なのかという部分だと思うのですけれども、前日につくる翌日計画というものが、ここでしっかりと供給力を確保しなければいけないというものと、明確な定義がないように考えておりますので、このあたりはまたいろいろところで議論いただけれ

ばと思います。

また、供給力確保義務に関してでございますけれども、価格が高くなったときというのは、確保したくても確保できない事業者が存在する。こういったときの考え方というのはどうあるべきなのかというところですが、法令の読み方として小売電気事業者は供給力を確保しなければならない、事業者の需要を抑えていいのかです。自分が確保した量が少なかったときに、小売電気事業者は需要家に対して使わないでくれというお願いをしっかりとる責があるのか、それとも需要家の期待に応じて確保できなければだめなのか。今後、系統事業者のDRだけではなくて小売電気事業者のDRを考えたときに、小売電気事業者の供給量確保は何を思っただけで考えるのか、需要のほうを抑制に行くというのも手段の1つでありますし、特に価格高騰時においては、その努力をしなければ確保できないということがあるのではないかなと思います。そういった視点も法解釈の中でどう読まれるのか明確にしたほうが、小売電気事業者にとってもいろいろ活動しやすくなるのではないかなと思います。

また、先ほど来あります個々のあるBGがインバランスを出しても、全体がバランスすればいいというのは、それが成り立つ市場調達において先ほど佐藤事務局長からもありましたけれども、通常時に買っていないのをみつけるというのではいいのですが、公平性というかほかの人がやってくれたから自分はやらなくていいということにつながるのではないかなと思って、微少な部分を問わないというのはもちろんそうだと思います。ただ、全体としてやはり個のBGで計画値に対して合わせていくというのが、市場取引における平等性からいいのではないかなと思います。特に通常時において自分の供給力というか需要に対して、しっかり向かい合う事業者とそうでない事業者がいるように思います。特にしっかり向き合わない事業者のほうで得をするようなことになってはいけないのかなと思っております。

また、本日の議論の中では、調整力の価格に応じたものというところですが、一番最初のページにございましたとおり、前回の議論でもありましたが、市場価格との調整をかけるというところ、市場価格の下打ちというのは必ず入れなければ、調整力のほうがもちろん市場価格よりも下回ってしまう。調整力のほうが安い場合というのは多々起こるのかなと思っておりまして、それが起こる市場がいい市場なのかどうかはわかりかねますが、起こるだろうと予測しているということですが、その部分の下打ちというのはしっかりと議論していく必要があるのではないかなと思います。

あと需給逼迫時に上げるというのは、海外の事例等においてもしっかりある部分でございますのでいいですが、余剰時に関して現在入れていただきました太陽光の市場抑制、再生可能エネルギーの市場抑制のときの余剰のゼロ円の仕組みというのが引き継がれていくものなのか、それともさらにマイナスをかけていくものなのか等々、またご議論があるものと認識しております。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございました。それでは、佐藤オブザーバー、お願いいたします。

○佐藤オブザーバー まず、基本的な考え方なのですが、私は松村先生が前回おっしゃったものに尽きていると思って、それは4ページに出ていることで最後のところで、きょうも幾つかありましたが、供給力確保義務というのはまさしく先生が前おっしゃったように、不足インバランスを恒常的に出し続けるとか、あと本当に逼迫時に全く買わないようなときに指導して、インバランス料金が合理的になったら、逼迫時に出ても経済的に負担が大きくなるから、とにかく指導も何もしなくても買うという制度にしていきたいということであります。

その観点からは、下村室長が基本政策小委員会で決めていただいたように、不足時は一番高いマーケットプライスにするということで基本的には大丈夫だと思いますが、今回とか前回の提案というのは、それをさらに精緻化することだと思います。ということで相当なくなるとは思いますが、より今回のような提案をしていただくということで、この前先生がおっしゃったような理想になって、指導するということがそもそも経済的インセンティブがなくなるので、全くならなくなるという制度にぜひしていただきたいと思います。

その意味で、細かいところを申し上げますと、40ページは先ほど大橋先生がほとんどいいたいことをいつていただいたということであります。

それと、今のところと関係して重要なところは、46スライドのところで、今市場で逼迫時は一番高い値段と話をしましたが、例えば市場が停止した場合どうなるかということで、46スライドのところで市場取引の停止などにおいても同様の考え方を適用するのが合理的と考えられるとありますので、原則この後に出てくるような考え方というのを市場取引停止時にこそ適用していただきたいと強く求めるものであります。

ただ、この資料で正しくいっていますように、インバランス料金というのが適正化され

ることになると、そう簡単に市場がとまらないのではないかという気がします。つまり、さっきの國松さんの話ではないですけども、どんどんDRも出てくるわけですし、供給調達？命令とかいろいろなことをTSOとかうちからやらなくても、どっちにするかわかりませんが、何百円ということになると相当自家発電も出てくるので、これまでよりもはるかに市場取引停止はずっと引っ張られるというか、再開もかなり早い段階でできるという意味でも、トランスパレンシーのためにもぜひやるべきではないかと思います。

次かなり重要な話をさせていただきますが、何人かの先生から広域調達、広域運用が始まるが、スモールスタートでやるべきではないかというお話がありました。ただ、そこなのですが、鍋島室長がいらっしゃるので補足があればいいいただきたいのですが、確かに広域運用とか調達というのは相当難しいので、システムも大変なので、最初は2020年度から始める話だったのですが、相当議論した結果、21年度に1年おくらせてきちっと始めようということなので、むしろ始めるからには21年度から相当きちんとした広域運用、広域調達をするということになりますので、そうすると不足した場合というのは今と相当変わってくると思います。

つまり、今までは例えば60ヘルツだと全て中国電力地域の中で3%とか5%になるとか1%になって、初めて困ったということになりますが、21年度以降は60ヘルツ全体、今でいうと60ヘルツ全ての地域で3%を切るとか、1%を切ることなので、相当大変なときなので、全く違いますが、20年度から21年度に繰り下げてしっかりできると。TSOの方もそこはコミットしていただいたところなので、スモールもビッグもなく、三次調整力を一番使うようなところは21年度からやると決まっておりますので、そうするときょう正しく事務局で出していただきましたように、広域運用するということでこの数値は幾らかということでもあります。

それで、ちなみに時間がなかったので非常に簡易なのですが、調べたところ、今まで融通して3%切りそうだったときは、50ヘルツ、60ヘルツとも全体としては6%強あるくらいのときで、ある地域はエリアは3%となっておりました。ということなので、全体ということになるとここに正しく書かれましたように、広域全体のところのパーセンテージというのは今までと違うかもしれないというのはおっしゃるとおりかもしれなくて、そこは広域機関としても一緒に検討していきたいと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございました。

皆様をお願いしたいことがございます。3時半までの予定でおりまして、私のご案内が不手際で申しわけありません。今ご発言要請のある方だけに限らせていただきまして、発言については今後もこの議論は続きますので、端的にお願いできればと思います。

それでは、安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員 ありがとうございます。まず、前回にインバランス料金にペナルティー性があると発言したのは誤解だということは理解しました。その上で18ページ目に現行のルールと基本変わっていないのだよと。インバランス料金の算定ルールを合理化するだけだというタイプのご説明があり、また松村委員からもこれまでもいろいろできることだったというお話ではあるのですが、やはり私がまだ理解できないというか懸念をもっているのは、結局合えばオーケーという考え方について、タイムリーな情報提供をすれば、皆が合理的に動けば一致するだろうと。恒藤課長からのご説明の中にも、変な動き方をする人がいたら、それが価格シグナルに反映されて、ほかの人が打ち消す方向に動くみたいなご発言をされているわけです。

これを受けて松村委員は、これまでもできたものであって変わっていないとおっしゃっているのですが、これまでも法律上とか制度上でできたという話と、実際に人々がそうやってきたかというのは別問題だと思うのです。今回この資料の説明を聞いて、私も恐らく誤解しているのでしょうし、またほかの方も誤解しているのかもしれませんが、これまでできなかった、これまでと考え方が変わったようにやはり受け取っている人が少なからずいるということは、この仕組みが導入されたときに、企業の担当者の方とかがどう行動するのかということが100%きれいな世界になるというようには余り予想できないと私は思っています。

その観点から、例えば需給逼迫時について60ページで数値が入っていますが、小さ目の数字からやって、それでうまくいかなかったら重くしようというご意見もありましたが、どういう形でやるのか、仕組みが変わっていないといわれつつも、変わったと捉えてしまう人たちが行動するという可能性があるということを踏まえて、安全な方向に数字を振って最初は動かして、問題がなかったら軽くするという松村委員の提案と逆方向の動かし方ではないかというのがあるのではないかと個人的には考えております。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございました。松村委員、お願いいたします。

○松村委員 まず、根本的に整理がよくわかっていない。座長がおっしゃったこともよ

く理解していないのです。今回の事務局の提案は、どの断面であったとしても、計画値の需要計画だとか発電計画が今まではちゃんとしろといっていたのだけれども、いいかげんでいいですよといっているものではない。

もちろん計画値は当然ちゃんとしたものを出してもらわなければ困る。あくまでも今回問題になっているのはゲートクローズ後の話なので、ゲートクローズ前の段階で予想されていることだったら、それを正しく出してくれないと困るし、その発想はこの資料が採用される前だって後だって同じ。そこが変わっているわけじゃないし、そこでできるだけ正しい需要計画とかを出してください、できるだけ正しい発電計画を出してください、それはどの断面でも同じ。それを要請すること自体は、何も変わるものではないと思っています。

ただ、その重要性がどれぐらい変わるのかというのは、ひょっとしたら変わってくるのかもしれない。つまり、ここの改革の意図というのは、そういう格好で縛るのではなく、より正確な額をもちろん出し、より正しく遵守するインセンティブを与えるようにするというのが目的であって、そのためのインセンティブの与え方として、不足時に余剰を出すのも、できるだけ抑えるインセンティブを与えるべきかどうかという単純なことをいっているだけであって、計画値を出すというのが不正確でいい、いいかげんでいいと思想を変えたものではないと私は思っています。だから、その点は今までと全く同じで、いいかげんなものを出してもらったら困るというのは基本的に変わらないと思います。

次に、スライド60の議論は、私は今までと変わらないなどと言もいったつもりはありません。これは全く新しい制度です。今までなかった発想。つまり、不足時にすごくインバランスを出すと、単に限界費用だけでなく固定費用ベースでも社会的なコストが発生しているからこれも原因者が負担する。今まで入っていなかったものだけれども、これから入れていきたいと思います。これは明らかに新しい提案です。

したがって、ここでいうスモールスタートというのは、今まで全くゼロだったのに対して、急にすごく大きなものになると、事業者としてもリスクがすごく大きくなるということがあり、ここが一定の大きさでないと十分なインセンティブでないかもしれないということの綱引きでどうしようかという話をしています。そこでスモールスタートというのは、今までゼロだったところから一挙に飛ぶのではなくて、少し控え目、可能性としてはこれぐらいが適正と幅があるとすると、その下限のあたりから始めたらどうかというのがスモールスタートの提言だと思っている。

したがって、この部分について今までと変わらないということでは絶対なく、今までと明らかに違うものが入っているということを理解する必要があると思います。

○稲垣座長 ありがとうございました。鍋島オブザーバー、お願いいたします。

○鍋島オブザーバー 供給力確保義務につきまして議論がありましたので、エネ庁のほうから一言申し上げさせていただきます。

11ページに条文が掲載されておりますけれども、ここで供給能力確保義務が規定されております。その中で2項でございますが、この中においても電気の使用者の利益を阻害し、または阻害するおそれがあると認める場合においてこの確保命令を出すという条文になっておりまして、条文上も実質的な電気の使用者の利益を何がしか考慮するということが想定されているのではないかと考えております。

ということで、グリッド全体が余剰時のときに1つのBGが不足を出したときに、2項の解釈上、それをどう判断するのかというときは、電気の使用者の利益を阻害しているかどうかというところも関係してくるのではないかと思います。

ただ、その一方で処分の基準において、そういうグリッド全体の不足だとか何だということは、余りつまびらかには書いてございません。背景としては、実質的な判断としてはそういうこともあるのかもしれませんが、ここではそういうことは触れていないわけですが、もう1つの理由といたしまして、確かにグリッド全体の余剰があるときに1つのBGが不足を出すということは、究極的には利益を阻害しているということではないのかもしれないけれども、今のルール上は正確な計画を出していただくということは、ルールとして定めているわけございまして、その一つ一つの個別の事業者がみずからの判断で違う行動をとるということは、電気事業全体に影響を及ぼし得るものではないかと思えます。

なので、ルール上、自分の判断でどうしていいということは書いていないのではないかと思います。そこから進んで供給能力確保命令を出すかどうかについては、実質的などういう影響があったかということも考慮することが法律上、想定されているのではないかと考えております。

○稲垣座長 ありがとうございました。それでは、林委員、お願いいたします。

○林委員 どうもありがとうございます。私から大きく2点あるのですが、まず1つ目が60ページに踏み込む話になるのですけれども、先ほどOCCTOの佐藤理事からもありましたが、システムをいろいろつくっていく中と2020年からいろいろシステムをすると、

仕様とかいろいろなことをやる場合に、スモールスタートとか実証というのも非常に大事だとは思っています。

ただ、一方でシステムの仕様設計とかいろいろなことを考えた場合に、ある程度具体的なものを決めて、その範囲の中でやっていかないと、なかなか実装できないのではないかとすることは技術系とは危惧しております。

そういった中で、前回も松村委員からありましたが、方向性としては多分変わっていないという中で、値を出していかないと今度はだめだと。前は値がなかったのですが、先ほど谷口オブザーバーからもありましたけれども、決め方は大事ではあるのですが、方向性としては1～3%、下のほうの左側の端と3～5あると。また上は600から1,900あると思うのです。

あと先ほど佐藤理事からありましたけれども、実際のネットワーク事業者がどのようにして、実際どういうエビデンスがエリアごとであったかというのは、エビデンスに基づいてしっかり丁寧に議論しなければいけないと思っております。とはいっても、誰もやったことがないので過去の参考となる実績に近いもの、あるいはそこから推計できるものは何かしらあるので、我々は初めてやる今回の取り組みにはそこしかないのではないかとするのは、私のエンジニアリング的なイメージの中の答えでございます。

特に値についてはいろいろとご議論があると思うのですが、そういうシステムとかで実際実装していくことをちゃんと鑑みると、そういった意味でこういう委員会があって皆様のご意見があると思いますので、方向性としては私もいいと思っています。

2つ目なのですが、40ページの話があると思うのですが、これも経済の著名な先生方から両方の話があったと思ひまして、要は高いほうをとったほうがいいのかという話と、間をとってもいいし、どちらもあり得るという話もあるとは思っています。私も系統運用の立ち位置としたら、結局しっかり価格シグナルで安定供給を確保したいという思いがあります。そのための調整力ということだといいます。

ただ、これでどうするという話ではないのですが、事務局ではある意味加重平均算出でいいという話もある。さっき松村委員からありましたけれども、時間ごとのマージナルコストという意味で私もそれはそうだなと思っていますが、ここはもう一回少し丁寧に議論をしてもいいのではないかと思います。

以上2点です。

○稲垣座長 皆さん、ありがとうございました。恒藤課長。

○恒藤ネットワーク事業監視課長 さまざまなお意見ありがとうございます。基本的には今いただいた意見を踏まえまして、また次回に向けて検討を深めご議論いただきたいと思います。思っております。

大事なところで、今回の提案が計画値同時同量を変えるものなのかどうなのかというのは、改めて繰り返しになりますけれども、変えるものではございませんで、今までどおり合理的な予想をしていただくということを大前提でございまして、そういう観点では規定類を変えるものではないと。合理的な予想はしていただくのが原則。

ただ、合理的な予想の中で、少し多目に予想するのか、あるいは少し少な目に予想するのかというときに、最新の情報なりを判断していただきながら、また不足を仮に出したとき、あるいは余剰を仮に出したときに、幾らの負担をしていただくのかということをより合理的なものにすることによって、少し多目、少し少な目というのをしていただくことで、全体がむしろ少しでも需給が合うような方向に動くというのが効果としてあるということでございます。一番大事なところだけコメントさせていただきました。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございました。それでは、きょうの議論を踏まえて、さらに検討を進めることにしたいと思いますので、事務局においてはまた充実した準備をお願いいたします。

それでは、申しわけありません。最後の議題でございます。調整力の公募調達結果等について、事務局から説明をお願いいたします。

○恒藤ネットワーク事業監視課長 資料の5でございます。時間もありませんので、簡単にご説明いたします。2019年度向けの調整力の公募調達の結果についてご報告をいたします。

飛んでいただいて、4ページが今回調達されました区分とスペックが書いてございます。4ページの下にある内容が今回から少し改善した内容でございまして、最低容量の引き下げですとか、DRについて需要家が重複した場合の対応などについて改善を行っているということでございます。

5ページが各エリアにおいて募集された量でございます。電源Ⅰ´、関西電力において今回かなり量が拡大してございます。6ページが電源ⅠとⅠ－aとⅠ－bの公募結果でございますが、昨年と同様、旧一般電気事業者以外からの応札は非常に限定的なものであつ

たという結果でございます。それから、落札の平均価格は幾つか上昇した結果もございましたが、全国平均では下落をしたということでございました。

続きまして、飛んで8ページが電源Ⅰの結果でございます。Ⅰについては、旧一般電気事業者以外からの応札、落札は減少してございます。それから、DRを活用するものも件数はふえたものの、要領は前回よりも約1割減ったという結果でございました。

それから、続いて10ページでございます。電源Ⅱでございますが、こちらについても旧一般電気事業者以外からの応募は限定的という状況でございます。それから、電源Ⅱについては、今のところ応募はございません。

飛んでいただいて、15ページでございます。今回の公募において、旧一般電気事業者がどのような考え方で応札したかについて質問し、回答を得てございます。

電源Ⅰの選定の考え方については、キロワットアワー価格が高く、小売部門として利用頻度が低いと考えられるものから入札したとの回答でございました。これについては、特に問題になる点はないと私どもとしては考えてございます。

それから、キロワット価格の設定の考え方については、固定費に事業報酬相当額を乗せて算定しているという回答でございました。これについても特に問題があるとまではいえないものと考えてございます。

16ページは今のまとめでございます。

17ページでございますが、今後の取り組みといたしまして、今申し上げましたとおり、旧一電以外からの応札が少なかったということ、それからDRを使ったものの件数も残念ながら減少したということの結果を踏まえまして、ヒアリング等によりまして要因を分析し、次回に向けて少しでも参入がふえるよう何ができるか、引き続き検討していきたいと考えてございます。

もう一点ございました。18ページに参考でございますが、先ほどにもありましたが、調整力の広域運用でございますが、本年度から一部北海道、沖縄を除く8社において先行的な取り組みが始められてございます。参考資料で詳細のご説明をいただいておりますが、当方からの要請も踏まえまして、各社で取り組みを進めていただいているというものでございまして、既に実績も出ているということだと聞いてございます。お時間があるときに参考資料1をみていただければと存じます。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。何かご質問ございますでしょうか。

それでは、ありがとうございました。本件についてもまたあわせて事務局でより一層準備をお願いいたします。

本日予定していた議事は以上でございます。次回会合については、追って委員会事務局からご連絡申し上げます。

本日は長時間ありがとうございました。それでは、37回制度設計専門会合はこれで終了いたします。

——了——