

電力取引監視等委員会 電気料金審査専門会合（第9回）

1. 日 時：平成27年11月13日（金）15：00～18：00

2. 場 所：経済産業省本館17階 第1～3共用会議室

3. 出席者：

安念座長、圓尾委員、箕輪委員、秋池委員、梶川委員、辰巳委員、松村委員、南委員、
山内委員

（オブザーバー）

日本商工会議所 市川副部長

株式会社F-Power 沖取締役

消費者庁消費者調査課 金子課長

資源エネルギー庁電力市場整備室 小川室長

（説明者）

北海道電力株式会社 藤井取締役 常務執行役員

東北電力株式会社 田苗常務取締役

東京電力株式会社 武部常務執行役 パワグリッドカンパニー・プレジデント

中部電力株式会社 松浦取締役 専務執行役員

北陸電力株式会社 高林取締役 常務執行役員

関西電力株式会社 土井取締役 常務執行役員

中国電力株式会社 松岡常務取締役 流通事業本部長

四国電力株式会社 長井常務取締役（総合企画室長）

九州電力株式会社 山崎上席執行役員 電力輸送本部長

沖縄電力株式会社 島袋代表取締役副社長

○都築NW事業監視課長 それでは、これから第9回電力取引監視等委員会電気料金審査専門会合を開催させていただきます。

本日も、ご多忙のところ、委員、オブザーバーの皆様におかれましてはご出席を賜り、まことにありがとうございます。

本日は、河野オブザーバーはご都合によりご欠席、それから、南委員は少々遅れてご到着と伺っております。

また、本日、説明者といたしまして、北海道電力・藤井常務、東北電力・田苗常務、東京電力・武部常務執行役、中部電力・松浦専務、北陸電力・高林常務、関西電力・土井常務、中国電力・松岡常務、四国電力・長井常務、九州電力・山崎上席執行役員、沖縄電力・島袋副社長にご出席をいただいております。

では、以降の議事進行ですが、安念座長にお願いしたいと思います。

○安念座長　それでは、お手元の議事次第に従って進めてまいります。

本日は、1、前回までの会合において委員の皆さんなどからいただいた指摘事項へのご回答、2、調整力コスト、3、費用の配賦・レートメイク、4、検討を深めるべき論点、5、その他、についてご議論をいただきます。

言い訳がましいのですが、私、この会合で遅刻したのは初めてなので、ちょっとなぜかを弁明させていただきます。電力会社の最高幹部各位に、ご多用中、それも遠方からご参集をいただいたのに大変ご無礼をいたしました。全然別のところで民泊の検討会というのをやっております。民泊ってわかりますか。民家を旅館のように貸すことです。これは総理がえらくご熱心で、どうしてもやらなければいけないテーマになっております。私、たまたまその方面の会議ときょう重なってしまって、いろいろ質問が続きまして、一あたり一巡させると予定の時間を10分ほど超過してしまいまして、それで走ってきたのですが、本当に大変失礼をいたしました。

それでは、まず指摘事項について事務局からご説明をお願いいたします。

○都築NW事業監視課長　それでは、お手元の資料3-1、3-2をごらんいただければと思います。

まず、3-1でございますが、例によりまして本専門会合における指摘事項ということで、一覧表をつけさせていただいております。このうち、一番最初の1番というところにつきましては、この後3-2で事務局よりご説明を申し上げます。また、その後、議題に対応する形で事業者の方等からご説明をいただきたいというふうに思っております。

それでは、資料3-2をお開きいただければと思います。

「第7回審査会合における指摘事項への回答」ということでございます。営業と配電の業務区分の見直しの部分でその中の契約受付コストにつきまして、結果論的に中部電力が11銭の増、関西電力が3銭の増ということになってはいますが、企業規模とかそういうことを勘案したときにこの差がどうなのかというようなご指摘だったかと思っております。

それぞれの事業者で比較してくださいというわけにもいかないもので、事務局において比

較をしたのが、その下の2ページでございます。両社の託送原価において計上されている値をここで数字として示させていただいております。契約受付を構成する申込受付、工程管理等につきましては、ごらんになっていただきますように、下に吹き出しがありますが、2倍から4倍の差があると。この額自体がどうかというところは別に議論になり得る点ではあるのかもしれませんが、今回の両社につきましては既に小売の電気料金のときに原価を査定済であるということでございますので、ここでは、この数字を確認したという形で資料を準備させていただいております。

なお、1点、右側に青い部分で書かせていただいておりますが、第7回会合において、具体的には資料でいくとこの裏のページ、3ページのところをごらんになっていただきますと、関西電力に関する記載の部分で、事務局の資料に誤りがございました。表の中で赤字になっている部分でございますが、負担金算定の部分でございますが、関西電力は小売のほうに計上されているという表記をしておりましたが、正確なところはこちらのようネットワークでございましたので、資料の訂正とともにお詫び申し上げたいと思います。

資料は戻りますけれども、この指摘事項に関しましては、こういった事実関係だけの確認ということで一応ご説明を申し上げる次第でございます。

説明は以上でございます。

○安念座長 3-1のその他の質問事項につきましては、これから後、各社さんのご説明の中に出てくるか、あるいは次回以降にご回答いただくという段取りにしたいと存じます。

それでは、次に、調整力コストについてご議論いただきます。

まず、事務局より検討すべき論点についてご説明をいただきます。その後、東京電力さんから各社を代表していただきましてご説明をいただいた後、個別のポイントについて各社さんから補足のご説明をいただきたいと思います。

それでは、まず事務局から。

○都築NW事業監視課長 そうしましたら、お手元の資料4をお開きいただければと思います。「制度変更等に係る論点について（調整力コスト）」でございます。前々回、第7回の専門会合で取り上げました調整力コストに関する第2ラウンドということでございます。今回は幾つかの論点にフォーカスを当ててご議論をいただければと考えております。

まず、スライド1でございますが、おさらいでございますが、各社の申請の値を一覧にしております。議論の中で適宜ご参照いただければと考えております。

それでは、ページをおめくりいただきまして、スライドの2及び3でございます。

スライド2につきましては沖縄電力以外の9事業者について、それから、スライド3につきましては沖縄電力の、論点を記載しております。この中でピンク色で表示しております部分については、特に本日ご議論をいただきたい点でございます。

それでは、個別の論点についてご説明を申し上げます。

まずは、沖縄電力以外の9社に関する部分でございます。スライドの4をお開きいただければと思います。

まず最初は、周波数制御・需給バランス調整に係る固定費の部分でございます。第7回の専門会合でのご指摘事項をスライド4のところにまとめておりまして、これを踏まえまして第7回会合の最後に安念座長から指示がございましたように、対応の方向性についてオプションを示す形で議論をいただきたいというふうに考えております。

スライド5をごらんいただければと思います。

ここでは、例えばということで3つのオプションを記させていただいております。第7回のときにも扱いましたように、最大3日平均の需要に対する割合として、その中にはネットワーク分と小売分があるということ踏まえまして、では具体的にどういう配分にするかということ論点として取り上げております。

まず、1つ目でございます。案1ですが、全部をネットワークに割り振るという案でございます。

それから、2つ目でございますが、現行の託送約款に盛り込まれている5%相当分まではネットワークとし、残りの2%の部分を小売に割り振るという案でございます。

それから、3つ目ですが、後で取り上げます可変費のほうの取り扱いと同様、どちらの側面もあるということで、半分で割り振るという案となっております。

第7回の会合では、少なくとも何かしら小売の部分があるのではないかとすることは取り上げておりますが、別の視点から、小売事業者の供給力確保義務との関係について、昨年の第2段の電気事業法改正の法案審議の質疑の模様をこの次のスライドのスライド6に、添付させていただいております。ここでは、小売事業者は需要の上振れリスクを勘案し、供給力確保の中には一定の予備力も含まれるということ答弁の中で申し上げます。最終的には結果責任となりますので、需給のデリバリー断面において確保義務に対する評価というのがなされることとなりますが、各時点において必要な供給能力の中には少なくとも予備力の概念があるということ、数字が決まっているか決まっていないかというもの

については、事業者によって上振れリスクの程度に違いがあるということを踏まえて具体的な数値としては設定をしていない。これは、現状の一般電気事業者に対する供給義務、電圧周波数維持義務について具体的な予備力数値を法定していないということと同じような考え方となっておりますので、補足で説明をさせていただきます。

続きまして、資料のスライド7をごらんいただければと思います。周波数制御・需給バランス調整に関する部分の可変費に関する部分をここでは取り扱っております。

それで、具体的には、めくっていただきましてスライド9の部分をごらんになっていただければと思います。

幾つかの論点がありますが、まず一番最初の部分で、持ち替えの判定について、発電不調のケースであるとか調整力確保以外の目的で待機をしていると認められるような場合について、では具体的にどういう形で処理をしていくべきかというところの対応のオプションというものを示させていただいております。

1つ目のオプションでございますが、便宜的に発電所の最大出力から5%を引いたところ、それから最低出力から5%を加えたところを閾値として考えていこうとするものでございます。料金審査におきましては、ほかの部分でもよく登場いたしますが、一定の割り切りを置いて数字を置くケースがございます。この部分も、こうした発想かというふうを考えております。

それから、2つ目のオプションでございますが、個々の発電所のスペックを個別に認定していくという手法でございます。

続きまして、スライドの10にお進みいただければと思います。こちら、可変費の中の2つ目の論点でございます。ここでは、LNGの基地の制約問題を取り扱っております。ここでも個別審査の中で指摘のあったオプションを記載させていただいております。

案1は、LNGの持ち替えは全て認めないというもの。それから、案2は、制約のないとの十分な説明のあるものについては持ち替えを認めるという案になっております。

続きまして、スライドの11をごらんいただければと思います。

ここでは、増分燃料費の算定に用いる燃料間の単価差の問題を取り上げてございます。

専門会合でのご意見をスライド11に書かせていただいておりますが、これを踏まえた具体的なオプションはスライドの13をごらんいただければと思います。ここに3つのオプションを例示させていただいております。

1つ目は、今回の各事業者からの申請の考え方に準拠したものを書かせていただいております。

ります。これに対して2つ目のオプションは、同一燃料種の場合には申請された内容と同様とするものの、燃料種をまたぐ場合には限界的な部分、すなわち、持ち替えにより炊き減らしをする側については燃料単価の高い方、それから炊き増しをする側については燃料単価の安い方の、それぞれの平均の差分をとるという考え方でございます。それから、3つ目のオプションでございますが、個別にどことどの持ち替えになっているのかというのを確認して単価差を認定していくというものでございます。

下のところに、メリット、デメリットを記させていただいております。これもまた得点形式ではないというのは前回の会合同様でございます。案3については、ある意味正確はあるのですが、例えば、発電所が定期検査等でこの序列の中に混じっているような場合には単価差がむしろ拡大するという側面もございます。そういったところをこの資料の右下の部分に書かせていただいております。

それでは、ページをおめくりいただきまして、スライドの14をお願いいたします。

先ほど固定費の部分では、年間計画段階で最大需要の7%という数字を基礎として小売のネットワークの配分の問題というのを取り上げさせていただきましたが、ここでは、短期の断面でございます。需給直前の断面で必要となる予備力の程度と、やはりネットワークと小売の配分の問題というものを取り上げさせていただいております。この部分につきましては、本日事業者からの追加説明を聴取いただいた後、ご議論いただければと思っております。

それでは、その次のスライド15をごらんいただければと思います。

この部分は、その他ということでございますが、九州電力の場合の五島列島、それから中部電力の場合の神島の件でございます。これにつきましては、スライド16をごらんになっていただければと思います。左側の部分でございますが、九州電力からのご説明で、アンシラリーサービスコストについて規定している算定省令の第9条第1項ではなく、そもそも最初に部門別に分ける第3条第1項のところ送電費に割り振ることができないかというお話をいただいているところでございます。が、そもそもこの第3条第1項は最初に部門別に割り振っていくという規定で、ここを根拠にすることは法令解釈上難しいということはこの右側の対処方針のところに書かせていただいております。

また、中部電力の神島についてでございますが、先般ブラックスタート機能というご説明がありましたが、実態は五島列島の場合と同様であるということを確認しており、その旨をここに記載させていただいております。

以上が9社分のところでございまして、続きまして沖縄電力に関する論点を取り扱いたいと思います。

スライドの18ですが、沖縄電力の申請内容に関する本州の事業者との違いということで、第7回会合の資料を再び掲載させていただいております。どういう点が論点になるのかにつきましましては、その次のスライド19に記載をいたしております。

これを受けまして、スライドの20をごらんになっていただければと思います。個別の論点ごとに取り上げております。

まず、固定費ということで、ここでは対応のオプションとして2つ記載をさせていただいております。1つ目は、沖縄は本州とは異なりまして単独系統であるということ踏まえて、9社でそもそも偶発的な変動対策としてもつべき7%というその議論に対して、連系線からの応援に期待する3%分を加味いたしました10%というのを発射台として考えていくと。もちろんネットワークと小売の問題というのは別途ありますけれども、そこを発射台としてはどうかという案でございます。

それから、案2、2つ目のところでございますが、事業者から9社と同様の方法で計算を求め、それを踏まえて対応するという考え方でございます。

続きまして、スライドの21、可変費のほうでございます。ここでは3つのオプションを取り扱っております。1つ目は、9社と全く同じ考え方のものでございます。これに対して2つ目でございますが、沖縄電力の管内で最近稼動した電源による電源ミックスの変化というものを踏まえて、原価算定期間の電源ミックスに近い、足下の年度で同様の計算をしようとするものです。これまでの2つにつきましましては、いずれも、調整電力量ということで需給直前の断面で必要となる5%を本州と同じように活用して算定する案となっております。これに対して3つ目のオプションでございますが、固定費の場合と同様に事業者の側から沖縄の中で必要となる調整電力量というのを特定して、これを基に、案の2と同様に直近の電源ミックスで算定をしていくという手法を取り上げてございます。

以上が可変費です。

続きまして、スライドの22と23をあわせてごらんになっていただければと思います。ここでは沖縄電力のマストラン電源の取り扱いについて記載をいたしております。

ここではオプションを2つ書かせていただいております。1つ目のオプションでございますが、電源を周波数調整に用いている場合には、そのニーズで立ち上げているという考え方の下、マストランからは除外していくという趣旨となっております。これに対して

2つ目のオプションでございますが、マストラン電源の最低出力分について可変費と同様にネットワークと小売で2分の1ずつ按分するという考え方でございます。

イメージ図としては、23ページのところにこうしたところの扱いについて図示をさせていただいております。

最後でございますが、スライドの24でございます。

こちらにつきましてはオプションを示すほどでもないものですから、方向性を1つに絞って記載をさせていただいております。

まず、潮流調整のところでございますが、持替増分費用を他社と同様に算定した場合には、この部分は全部持替増分費用の方に埋もれていくので、計上せずという考え方になっております。

続きまして、ブラックスタートの部分でございますが、他社同様、ブラックスタート機能を有する発電設備の全体ではなくて、種火を起こす非常用の発電設備に関する費用のみ計上するという方向性で案を記させていただいております。

沖縄につきましては、今回のオプションでは、事業者からの説明も含めてこの資料において準備をさせていただいております。この後、詳しくご説明があるかと思っておりますので、これも踏まえまして審議をいただければ幸いです。

駆け足でございましたが、説明は以上でございます。

○安念座長　　どうもありがとうございました。

それでは、代表選手で東京電力さんからご説明をいただけますでしょうか。

○東京電力（武部）　それでは、資料5—3をお願いいたします。

調整力コストについて、目次にありますとおり、それぞれの課題について実情及び見解をご説明させていただきます。

まず、1ページ目でございますけれども、年間予備力7%——予備力ですので固定費に対しまして、当日を見据えた、ここの赤字であります3%、これは短時間変動。それから、その他の変動で2%ということで、5%に縮小して実際の運用に臨んでいるということでございます。

めくっていただきまして、1つずつ論点をご説明させていただきたいと思っております。

まず、固定費7%でございますが、リードにありますとおり、これまで周波数調整のコスト5%ということで従来託送料原価に参入しておりましたが、ライセンス制以降、議論の中では小売を含めてということになりますが、7%の予備力を両方で確保すべきという

ふうに整理されているところでございます。ただし、米印にありますとおり、どれがどの程度の分担かということがまだ明示をされていないという段階におきまして、その下にありますとおり、明らかに供給確保義務が課されている送配電事業者といたしましては、この分担が示されていない以上、やはり7%相当を確保していかざるを得ないのではないかという考えに基づきまして、今回7%の予備力を申請させていただいているということでございます。

次の論点で、運転区分の閾値でございます。

これは3ページになりますが、持ち替えのパターン認識の際に、当該のユニットがフル稼働なのか部分負荷なのかという区分をする幅でございます。その下にありますとおり、必要な調整力が発揮できる出力幅以下でありませんと、それだけの上げしろがとれませんので、石油・LNGにつきましてはプラスマイナス5%を期待しておりますので、仮にこれらのユニットが96%で運転しておりますと十分な調整力がとれないと判断いたしまして、95を超える運転をしている場合にはフルだというふうに判断をしたということでございます。

一方、コンバインドのLNGに対しましては8%でございますので、この水準を92%まで下げまして、それを下回る場合には部分負荷ではあるのだけれども、93とか94とかになってしまうと十分な調整力を発揮できる領域にはないということで、これらにつきましてはフル稼働という判断で設定をいたしているということでございます。

次の論点、4ページにまいりまして、LNGの制約でございます。

1つ目のポチは総量の問題でございますけれども、下の地図をごらんいただきますと、弊社の場合、右側から千葉、五井、姉ヶ崎、袖ヶ浦、富津、それから、東京湾をまたぎまして、川崎、東扇島、横浜、ここまではパイプラインでつながっております。要するに、そのプールで運用できますので、非常に運用の幅が広うございまして、トータルも大きい中で運用しているということから実質的な制約にはなっていないでございます。

一方、上にあります品川火力、これは東ガスさんから都市ガス供給を受けておりますけれども、これもそういうことでございますので実質的な運用制約は持ち合わせてございません。

それから、南横浜火力、これも――横にちょっとみづろうございますが、根岸基地とありますが、東ガスさんからLNG供給を受けているプラントでございますけれども、これは制約があったりなかったりでございますが、今後ほとんど稼働の機会を期待しております。

せんので、今回の算定は一切稼働対象から外しているということでありまして、今回申請させていただきます範囲においてはLNGの制約は実質ないという状況で設定をいたしているということでございます。

また、3つ目のポチにまいりまして、その他、実際は天気が荒れて船が接岸できないですとか、クラゲが発生した、あるいは環境問題——これは海苔の養殖を袖ヶ浦あたりでやっております、ほとんど半年間出力制約があります。そういうことも含めまして環境制約を持ち合わせておりますが、そういう場合にはあらかじめ、複数ユニットありますので、1ユニットをとめれば残りのユニットで十分な調整力を持ち合わせているということから、これは制約にはなっておりますが、その際にはユニット遮断をしまして部分負荷の調整の制約にはないような運転にもっていつているということございまして、申請全体としましては影響はないということでございます。

次に、6ページにまいりまして、持ち替え単価の考え方ということでございます。

真ん中の左の図にありますとおり、事務局のほうからご提示がありました高値・安値の見きわめをこのように、燃料またぎの場合は青と赤の価格差で評価すべきではないかということに対しまして、弊社の申請イメージは、右側にありますとおり燃料種別ごとで全体の平均でやらせていただいているということでございます。

まず、仮に事務局イメージで見直した場合にどのぐらいの時間があるかというのは、その下にありますとおり、LNGから石油の持ち替え時間が6,700時間ございましたけれども、この燃料またぎの間で評価するとすれば1%程度の時間が該当しますが、大半はこの右側のイメージであるということで、具体的に実例でご説明をいたしますと、7ページにありますとおり、これがある日のAからNまでありますユニットの運転実態でございまして、左側から単価の高い順で、右側が一番安いという順番に並んでおります。ただ、一番下にありますとおり、年間平均単価でございますので、月々単価が変わって、ユニットごとに使われるLNGの種別等ありますので、単価を見直してございます。したがって、この図で見ますと、何か安いのが動いていたり、高いのに稼働が悪かったり——逆ですね。高いのに動いていたりするようにみえますけれども、この当日の、あるいは当月のメリットオーダーで運転しましたものを年間の平均単価で並べますとこういう若干のばらつきが出てくるという中で、左の事務局の判断をいたしますと、石油のうちの安い部分が青の4ユニット、それからLNGの高いのが薄いピンクが7つございますが、その範囲で平均をとってはいかがかという、ちょっと黄色にみえます小さい楕円の中での判定という方法で

ございます。

一方、弊社の場合は石油全体の平均対LNG全体の平均ということですので、この大きい楕円の中で平均を考えるという考え方でございます。

実際の運用をごらんいただきますと、各ユニットごとに上下の矢印が書いております。これが各ユニットで調整力可能なユニット容量のプラマイ5%のイメージをあらわしております。

これに対しまして、この時間帯に必要な調整力というのは、一番単価の安いLNGの右側に実は、コンバインドサイクル、ACC、MACCですとか石炭ですとかいうのが入ってまいります。これらを含めた総出力の2~3%を確保しませんが瞬時的な変動に対応できないということから、ここでみますと総動員で上げしろ・下げしろを確保しているという様子がうかがえるかと思えます。

細かい話をいたしますと、一番右側の単価の安い2ユニットは非常に応答速度が早いので、少し下げ目に運転して調整力、余力を稼いでいるですとか、個々の事情がございますけれども、いずれにしても高い、安い、その両脇だけで運用しているのではなくて、全体を下げ、全体を上げという運用をしておりますので、この燃料をまたいだ単価差を評価します場合には、やはり燃料それぞれの平均で評価させていただくのがよろしいのではないかということをご説明している次第でございます。

次に、8ページ、調整電力量の問題でございますけれども、これはいろいろな方法があるかと思いますが、この真ん中の表にありますのは、まず平日軽負荷、休日軽負荷、平日重負荷、休日重負荷という4ポイント、それぞれ日付が書いてございますけれども、代表ポイントをとりまして、その日の24時間の詳細な持ち替えの状況、実績を調査いたしました結果が(E)でございます。その状態で発電するのに要した費用、一番上ですと1日当たり72億7,200万円でございます。それに対しまして、そういう予備力、調整力を一切考慮せずに、弊社でいきますと発電会社の最適計画で担ったつもりで運用したとすれば、(F)にあります72億3,200万円で済んだであろうと。その差額が4,000万円、それを同種のロードカーブに対しまして(A)の148日倍したものが右側の59億円。148日分の持ち替え差額ということでございます。これを360日分、大ざっぱで4種類でございますけれども、大ざっぱで積み上げますと右下の265億になりましたというのが1点。

そのときに、追加確保するに必要だった調整力というのは果たしてどのぐらいの量だったのかというのが(B)(C)(D)でございます。実績として確保しました、先ほど申し

ました全ユニット総動員で確保しました余力が合計3.12%でございました。これに対しまして小売なりでの調整力を考慮しない理想形、最安値で調整したとしても0.61%は必要であったであろうということですので、追加的に必要であったのは2.5%ということでした。

また、9ページをごらんいただきますと、これは第12回制度設計ワーキングでお出ししたものでございますけれども、平成25年度の1年間、8,760時間それぞれ分析をいたしまして、例えばここにあります、今申しました②の発電BG——バランスグループの計画がございますが、これが当日の需要3,937万キロワットの需要に対して理想的に発動すればこういう電源分布で運転できたであろうところを、実際は右側の分布で、少し高いユニットを炊き増しをし、安いユニットを抑え、右側のような分布で運転をしたという差額を全て実績として積み上げますと、リードにありますとおり213億円でありましたということでございます。

あと、前々回ご説明しました例の6パターン分析で3年間やりました結果が、その下にあります222億円。3種類やましてこういう数字が出ましたので、一番手法として体系的でわかりやすい6パターン分析を採用するといたしましても、申請原価としましては一番安価な213億円を今回出させていただいているということでございます。

私のほうからは以上です。

○安念座長　　どうもありがとうございました。

ただいまの東京電力さんからのご説明につきまして、各社さんより補足をいただきたいと存じます。全体で30分程度におさめていただけるとありがたいのですが、それぞれ個社のご事情もおありでしょうから、簡潔にさせていただきつつ、どうぞ個社の事情をご説明ください。

それでは、北海道さんからお願いいたします。

○北海道電力（藤井）　　北海道電力の藤井でございます。

資料5—1に基づいて、調整力コストについて補足説明をさせていただきます。

2ページをごらんください。

持ち替え区分の判定についてです。

弊社では、今回、各発電機の実績のうち、定格出力・最低出力それぞれに対して1%を超える差異が生じている場合に調整力として使用していると判断しまして持ち替え費用を算定いたしました。

なお、論点 b-ii、LNGの持ち替えに関しましては、弊社ではLNG火力を保有しておりませんので省略させていただきます。

4ページをごらんください。

増分燃料費の前提となる調整電力量についてでございます。

弊社は、年間計画段階で7%の調整力確保に努めながら実需給断面の需給変動に対応しているところでございます。こうした中、北海道の本州系統と北本連系設備を介して連系しておりますが、直流連系であり、電氣的に非同期であることから、他社と比較して電氣的な系統規模が小さいなどの特徴がございます。このため、増分燃料費の算定に用いる調整力につきましては実需給断面における需給変動に対する量を調整力とすることが必要と考え、至近3ヵ年の実績平均である7%を対象といたしました。

また、一般送配電事業者による調整力確保のための持ち替えについて、実績に基づき算定したところ、年度トータルで必要な調整量のおおむね半分となりました。このことから、必要な調整量に2分の1を乗ずることは適当と考えているところでございます。

なお、算定の方法については次ページに記載しておりますが、説明は省略させていただきます。

続きまして、6ページをごらんください。

マストラン運転費用の算定についてでございます。

弊社では、道南方面の電圧維持のために知内発電所のうち1台のマストラン運転、連続運転を実施しております。マストラン運転に係る費用につきましては、需給上は解列可能であったにもかかわらず、電圧維持のために最低出力で運転した際の費用として算定いたしました。

調整力のコストについては以上でございます。

○安念座長　　ありがとうございました。

では、東北さんをお願いします。

○東北電力（田苗）　　東北電力の田苗でございます。

それでは、資料5-2に基づきましてご説明いたします。

スライド1をごらんください。

スライド1は、必要な予備力についての考え方でございますが、ここは東京さんと同様の考え方でございます。

続きまして、資料2でございますが、発電設備の稼働状況につきましては運用実態に合

わせた判別ということが妥当だと考えておりまして、申請時におきましても案2を基本とした算定を行ってございます。

次に、スライド3をごらんください。

当社は発電の制約となるような受け入れ制限はありませんで、算定期間内におけます制約はなかったものというふうに考えてございます。

参考として、スライド4をごらんください。

これはLNGの運用について記載してございますが、LNGタンクの運用イメージをお示したもので、オレンジの矢印のようにタンクが容量上限近くになった際には配船をおくらせておりますし、緑の矢印のようにタンクが容量下限近くになった場合にはスポット調達をするといった調整によりまして発電所の運転に制約が生じないよう努めてございます。

また、荒天などでLNG船が接岸できないために貯蔵量が不足するようなケースも考えられるわけでありましてけれども、平成24～26年度におきましてはこういった制約はなかったということを確認してございます。

スライド5をごらんいただきます。

燃料間の単価差につきましては、これも東京さんと同様、今回の算定手法が妥当と考えておりまして、スライド6に参考として示してございますが、昨年2つの断面における運転状況を示してございます。一部補修停止とかフル出力の発電機はありますけれども、それ以外の発電機については全て部分負荷運転をしてございます。

次に、スライド7をごらんください。

増分費用の算定におきまして、当社は代表断面におけるシミュレーションをしておりまして、その結果、調整力確保のための持ち替え量がおおむねトータルで半量となっておりますので、増分費用の算定において調整電力量を2分の1としてございます。

私からは以上です。

○中部電力（松浦） 中部電力の松浦でございます。

中部電力の補足につきましては、資料5—4をおめくりいただいて、3ページをごらんください。

燃料運用の制約によりLNG機の運転にかかわる制約がないことについてご説明させていただきます。

当社におきましては、安定的かつ柔軟なLNG運用を支える設備面の対策として、以前

からLNGの受け入れ栈橋の増強、貯蔵タンクの増強、LNG基地間を結ぶパイプラインの整備に取り組んできております。

4ページをごらんください。

伊勢湾エリアにおける燃料タンクの容量につきましては約40日分の貯蔵能力があるため、受け入れ貯蔵制約により発電機をフル運転できないケースは発生しておりません。

続きまして、5ページをごらんください。

LNGの調達面におきましても、長期契約とスポット契約、短期契約などの組み合わせによる柔軟性の向上に努めておりまして、発電の制約になるようなケースは発生しておりません。

以上、申し上げましたように、当社はLNGの調達契約、受け入れ、消費において発電所の運転に制約が生じないよう運用を実施しております。

続いて、6ページをごらんください。

表に記載の石油とLNGの、従来型のLNGの部分負荷運転割合を示してございます。ここにお示しするように、燃種間持ち替えについて、各燃種の高値グループ、安値グループに偏らず、多数の電源で部分負荷運転を実施しております。

7ページをごらんください。

調整電力量を年間流通対応需要の5%とすることについて、過去3カ年の実績から算定したところ、いずれも年間流通対応需要の5%以上であることから妥当であると考えております。

続きまして、8ページをお願いいたします。

スライド7で算定いたしました調整電力量のうち、一般送配電事業者が調整力確保のために調整した計画調整量を過去3カ年の実績から算定しましたところ、3カ年平均で年間流通対応需要の2.6%であることから、今回の申請において年間流通対応需要の5%の2分の1ということで算定し得るのは妥当であると考えております。

当社からの説明は以上でございます。

○北陸電力（高林） 北陸電力、高林です。

私どもは資料5—5をごらんください。

基本的な算定の考え方は東京電力さんのご説明と同様ですけれども、1点だけ、ページの2をごらんください。

電源の持ち替え区分の判定に関しまして、当社では1年間8,760時間ごとに石油機の発

電量と石炭機の余力、その大小によって電源持ち替え区分を判断いたしました。この方法ですと、実績の出力をもとに調整運転可能な範囲を適切に考慮することができる上で、また簡便な判定が行うことが可能になりますので、私どもは持ち替え増分の費用の算定に当たって採用いたしました。

以上でございます。

○関西電力（土井） 関西電力の土井でございます。

資料5—6をご覧いただきたいと思います。

まず、1ページ目の下の予備力7%の件でございます。これにつきましては、東電さんのご説明と同じでございます。

それから、次のページをめくっていただきまして、上の四角2のページ、それから下の3のページ、これにつきましても先ほどのご説明と同じでございます。それから、4につきましても同じでございます。

それから、パワーポイントの5ページ、持ち替え調整しました電力量の妥当性の確認でございます。これにつきましては、先ほど中部電力様のほうからご説明のありました手法を使っており、内容は割愛させていただきます。

それと、5ページでございますが、電源持ち替えの判定条件、これにつきましては上限を定格出力の95%ということで設定しております。

次のページでございます。

こちらにつきましては、少し当社の特有な事情でございます。弊社では、ここにありますように、LNGのユニットを運転するに当たりまして、先行きの需要状況や燃料調達期間など見通しを立てた上で、配船調整あるいはスポット契約による追加調達などによりましてメリットオーダーを阻害しないように対応しております。ただ、特有の事情といたしまして、姫路のLNG基地——この図の左側のほうでございますけれども、そこでLNGユニットを運転するわけですが、年間取扱量の制約がございます。LNGユニットの発電電力量が抑制される場面がございます。今回の算定では小売電気事業者が計画する最経済配分に対して一般送配電事業者が調整した電力量の中に年間取扱量の制約に該当するものが実は含まれております。その影響につきましては今後補正してまいりたいと思っております。

なお、上の四角の2ポツ目でございますように、こうした制約があるのは姫路のLNG基地だけではございませんで、もう1つございます。堺のLNG基地。こちらは図の右の

ほうでございますけれども、こちらにつきましては供給しているユニットの出力規模が小さくて、Meritオーダーを阻害している制約はないという実績でございました。

私からの説明は以上でございます。

○中国電力（松岡） 中国電力の松岡でございます。

資料5—7をごらんください。

シート1をみていただきますと、周波数制御等に係る固定費に関するものでございますが、東京電力様のほうからご説明がございましたとおり、一般送配電事業者として7%の予備力が必要という前提で今回申請させていただいております。

続いて、シート2にお進みください。

部分負荷運転に伴う増分費用についてでございますが、図に記載してございますとおり、各ユニット、全ユニットに、上限と下限に一定量のマージンを考慮して算定してございません。

続きまして、シート3にお進みください。

LNGの運用状況についてでございますが、当社はLNGの一定割合をスポット契約とすることで調達量を必要に応じて調整しております、調達に制約はないということでございます。また、港湾にも制約はございませんで、タンクにも十分な運用バッファがあるということでございますので、LNGの発電制約は生じておらず、部分負荷運転を費用算定の対象としているところでございます。

続きまして、シート4にお進みください。

異燃種間の電源の持ち替え費用につきましてでございますが、需給実態を踏まえて、各燃種全体の平均単価の差に基づいて今回算定して申請させていただいております。

最後に、シート5でございます。

調整電力量についてでございますが、東京電力様と同様の考え方で、平成26年度の季節ごとの代表日におきまして需給実績に基づくシミュレーションを実施しまして算定してみましたところ、グラフの下のほうに書いてございますように5%の2分の1より若干多目の電力量が出ているということで、そういった面から妥当性を確認しているということでございます。

以上でございます。

○四国電力（長井） 四国でございます。

資料5—8です。

まず、1ページ、7%でございますけれども、これは東京電力と同じく7%を確保する必要があるということで申請させていただきました。

続きまして、2ページ、電源持ち替えの判定条件等でございますけれども、当社のところ、b-2のところに書いてございますけれども、四国電力につきましてはLNG火力、年間調達量36万トンで船の容量が6万トンでタンクが8万トンの1基だけであるということでございますので、算定の対象外としている。これが特徴的でございます。

それから、スライド4のところをごらんください。

調整電力量の5%あるいは2分の1の妥当性でございますけれども、これについては東京電力と同じように断面で具体的な数値を算定してみました。

その結果を5ページに書いてございますけれども、右側から2つ目の欄のところでございますけれども、年間の平均的な調整電力量の結果でございますけれども、調整力5%、161メガワットアワーの半分、86メガワットアワーがネットワークの要請ということが出てまいりました。また、調整費用でございますけれども、19億7,000万円ということで、これは申請の19億円とほぼニアリーの数字となっております。

四国電力からは以上でございます。

○九州電力（山崎） 九州電力でございます。

資料5-9をごらんいただきたいと思います。

1ページ目につきましては、他社さんのご説明と重複しますので省略させていただきたいと思います。

2ページ目の運転区分判定の閾値の考え方でございます。

運転区分判定の閾値の考え方についてでございますけれども、当社の調整電源につきましては定格出力までLNG調整運転を行うことは可能というような設計になっておりますので、定格からの変動分を考慮して運転状況を判定しております。

この資料の下枠に記載しておりますように、部分負荷運転とフル出力運転の閾値は、設備の実態を考慮しまして定格出力から1%引いた99%ということを上限としております。

続きまして、3ページ目でございます。

LNG火力の燃料制約ということでございます。

当社のLNG火力につきましては、港湾の航行制限はなく、また、調達量の増減、それから当社基地の転送等などによりまして柔軟な調達が可能な条件での長期契約の締結、またスポット調達、また短期契約などによりまして燃料調達を柔軟に行っております。発電

の制約となるような燃料受け入れや燃料調達等の制約もないことから、調整力として活用可能な電源と考えてございます。

4 ページ、5 ページにつきましては、他社さんのご説明と重複しますので省略しまして、その他ということでございます。

6 ページでございます。

五島の話でございます。本土連系離島のバックアップ電源につきましては、これまで審査会でご説明させていただいたわけでございますけれども、第7回の審査会におきまして、半島の先端や陸の孤島と同様ではないかというご意見がございましたので、その点につきましてはちょっと補足説明させていただきたいと考えております。

資料の1つ目の丸につきましては、五島地区の特殊性、他の地域との違いについて記載しております。説明は省略いたします。

その下の2つ目の丸でございます。本土で半島や山間部において災害時によって送配電事故が発生した場合、まずは全社を挙げて事故区間の復旧ということをするわけですが、復旧に長時間を要する場合には移動用発電機車を配備するという事で短期間での電力供給を行っております。また、災害等によってアクセスする全ての道路が寸断されるおそれがある地域、ここにつきましてはあらかじめ地域を特定しておりまして、移動用発電機車等のヘリコプター空輸訓練というものを実施するなど、自治体や自衛隊との連携の上、長時間電力供給が途絶えることがないように対策を講じているという状況でございます。

説明は以上でございます。

○沖縄電力（島袋） 沖縄電力の島袋でございます。

資料は5—10となっております。

弊社調整力につきましては、前々回の審査会においてご意見をいただいているところでございます。

具体的には大きく3つポイントがあると考えております。1つ目は、固定費の部分に關しまして、9社とは違う方法で積み上げたものの、そのうち小売がもつべき部分、ネットワークがもつべき部分をきちんと峻別されていないのではないかという点。2つ目は、可変費持ち替え増分費用やマストランに關しまして、独自の計算方法を用いて算出しましたが、適切に計算されているのかという点。3つ目につきましては、これは1点目、2点目両方に関連いたしますが、沖縄の特殊性についての実態がよくわからないという点。この3点にポイントを絞ってご説明させていただきたいと思っております。

それでは、スライド1をごらんください。

沖縄系統の特徴について記載しております。前回の会合でも申し上げましたが、特に注目いただきたい点について再度ご説明させていただきます。

まず初めに、沖縄系統には連系性がなく、他の系統からの電力融通を受けられない独立系統であること。こちらについては自明かと存じます。

次に、沖縄系統は小規模系統であるということ。また、系統規模に対する最大単機容量が大きいということ。このような特徴を有するために、電源脱落事故時には周波数を維持できず、停電が発生しております。そのため、弊社の調整力は他社と比べてどうしても必要量が大きくなります。

次に、スライド3をごらんください。

こちらのスライドでは、沖縄系統が小規模であること、また、系統規模に対し最大単機容量が大きいことをお示ししております。全国計の需要想定H3、1億5,563万キロワットに対しまして弊社の需要想定H3は136万キロワットとなっております。全国計のおよそ0.9%となっております。北海道から九州までは連系線でつながっておりますので1つの電力系統と考え、この場合9社計の想定需要H3、1億5,427万キロワット——これは表の単純合計ではございますけれども——に対しまして同エリア内の最大単機容量は100万キロワットとなっておりますので、最大単機容量と需要想定に対する割合はおよそ0.6%となります。当社の系統の場合は、最大単機容量25万キロワットとH3の需要想定に対する割合が18.4%となりますので、9社計と比較してかなり大きいことがおわかりになるかと思えます。

繰り返しになりますけれども、沖縄系統は小規模独立系統でありまして、電源脱落事故が系統に与える影響が大きい。本土系統に比べ、過酷な系統状況であることが特殊性であると考えております。

次に、電源脱落、雷・台風時の弊社の系統における系統運用の実態を紹介させていただきますと思います。

スライドは飛びますけれども、スライドの14、15をごらんいただきたいと思えます。

こちらは、平成18年10月に当時の最大単機容量機である金武火力1号機が脱落したときのチャートを示しております。スライド14に総需要の曲線を書いておりまして、電源脱落によりまして約18万キロワットの停電が発生しております。

スライド15におきましては、電源脱落に伴います周波数の変動を赤い線で記載しており

ます。当社は60ヘルツですけれども、電源脱落によりまして周波数がおよそ58.5ヘルツぐらいまで落ちているということで、この時点で供給支障が発生しております。この供給支障を解消するために、並列ユニットの上げしろ、それから待機していたガスタービンを順次立ち上げていくということがチャート上で示しているところでございます。ちなみに、供給支障を解消するのに約30分かかっております。

このように、小規模独立系統である当社の系統では電源脱落時には需給バランスが大きく崩れまして、周波数を維持できなく、結果、停電が発生するということが特殊性の1つであるといえます。

次に、16、17スライドをお願いします。

こちらは、雷による送電線事故を示しております。

16スライドでは、この送電線事故により系統需要が約14万負荷脱落したというものを示しております。

17スライドでは、そのときの周波数と系統の電圧を示しておりまして、系統周波数は17スライドの上のほうのチャートの赤い線で示しているような動きをいたします。

電圧ですけれども、左下のチャートをごらんいただきたいのですが、系統事故に伴いまして、瞬時の電圧変動で電圧が低下いたします。この瞬時電圧低下に伴う負荷脱落によりまして、次は右下の棒グラフをごらんいただきたいのですが、電圧のこの変動は地域によって大きな差があるということで、緑の棒グラフが那覇の地域、青い棒グラフが石川——これは電源が立地している地域ですけれども、変動幅が違うということがごらんいただけるかと思えます。

沖縄本島では、このように中北部地域に電源の大部分が立地しておりまして、また、那覇南部地域に需要が集中しております。この間を2つの基幹系統でつないでいるという特徴がありまして、このような雷による送電線事故が発生した場合には、電圧の変動を極力抑えるために、需要地に近い牧港地区の電源をマストラン運転する必要があると考えております。

次に、スライドの18、19をごらんください。

こちらは、台風時の系統の運用状況を示したチャートでございます。

まず、18スライドですけれども、総需要の変化と、そのときの供給力を記載しております。特に18では供給力にご注目いただきたいのですが、台風時には配電線路、それから送電線路のほうが、飛来物等による事故で停電が発生するのでございますけれども、それに合

わせるように供給力を、ユニットの入れかえを行ったりしているという状況を示している
ものでございます。

19スライドのほうは、そのときの周波数の変動を示しております。19スライドの赤い線
が周波数なのですけれども、このように大きく振れるということが現状であるということ
でございます。

次に、各費用についてご説明させていただきたいと思っておりますので、スライド戻りまして、
スライドの4をごらんいただきたいと思っております。

こちらは年間計画時点で確保する調整力の必要量、固定費についてでございます。第7
回審査会合におきまして、小売電気事業者が負担すべきコストが除外されているかどうか
論点となっております。これを踏まえまして、当社の独自手法において小売が負担すべ
き部分を控除することを目的に再検討を実施し、ケース1ですけれども、合計296メガワ
ットを算定いたしました。周波数制御分に関しましては小売分を控除できたと考えており
ますが、ここの表にある③の電源脱落対応分につきましては小売とネットワークの厳密な
峻別は技術的な観点からも非常に難しい。現時点でも妙案を見出されていないというのが
現状でございます。

次に、スライド5をごらんいただきたいと思っております。

これにつきまして、事務局よりそもそもの必要量についてのご指摘を受けているところ
でございます。そこで、弊社では、他社と同様の方法により必要量を算定いたしました。
9社の7%のもととなっております昭和62年の中央電力協議会で行われた計算に基づきま
して、これはLOLP解析と呼ばれている手法なのですけれども、これを用いて算定した
結果が5スライドのケース2に記載している数値でございます。必要調整力といたしまし
ては、申請値の409メガワットから263メガワットへ、固定費の原価は72億円から46億円へ
と減少しております。弊社といたしましては、固定費についてはこの数字をご提示させて
いただきたいと考えております。

また、このケース2の真ん中に記載の18.9%の算定結果につきましては、次のスライド
6のほうに記載しております。参照いただきたいと思っております。

次に、スライド7をお願いいたします。

こちらは可変費についてでございます。

持ち替え増分費用の算定におきましては、沖縄系統の特殊性から認可申請時には独自の
手法を採用しておりましたが、前回の審査会合時にその手法に対するご指摘があったこと

等を踏まえ、基本的に9社と同様の手法で再算定を行うことといたしました。ただし、電力量の比率につきましては、先ほどご説明いたしました系統の特殊性を踏まえ、9社と異なり、7.9%としております。この7.9%は、日間の最大需要時において分析した周波数制御量83メガワットより、同最大需要の平均1,050メガワットに対する比率として算定しており、弊社の系統運用を踏まえた適切な量と考えております。なお、算定結果については表に記載のとおりでございます。

次に、スライド8をごらんいただきたいと思います。

こちら、マストランについて記載しております。

マストラン電源の必要性につきましては、これも第7回審査会合においてご案内のとおりでございますが、雷事故や飛来物、クレーン接触等による系統事故が起きた場合、瞬時に系統電圧が低下する事象が生じますので、それに伴いエアコンなどが負荷脱落となることで電圧が逆に上昇いたします。電力用コンデンサや分路リアクトルではこの急峻かつ大幅な電圧変動に瞬時に対応することができないため、電源による高速な電圧調整機能にて対応する必要があります。電源には、電圧源として瞬時電圧低下の抑制による負荷脱落量の低減効果や、自動電圧調整機能による事故後の系統電圧の上昇を抑制する働きがございます。また、当社系統は中北部地域に電源の大部分が立地しておりますので、先ほど申し上げましたとおり、需要の集中する那覇南部地域との間を2つの基幹系統でつないでいるという特徴がございます。この需要の約65%を占める那覇南部地域では、事故時の電圧変動が大きく急峻であることから、電力の安定供給や品質維持のため、需要地に近い牧港電源を常時並列とする必要がございます。

次に、スライド9をごらんください。

こちら、マストランの費用について記載しております。

当社系統は、連系線による電力の融通がないという特徴を有しておるために、電源脱落事故に備えて並列電源のガバナーフリー機能を最大限活用する運用を行っており、当牧港地点のマストラン電源も同様でございます。

なお、事務局より、小売電源や周波数制御等の機能も同時に担っている場合どのように扱うべきかとの論点出しをいただいておりますが、「当社の算定方法について」に記載しているとおり、当該発電機の最低限必要な出力に2分の1を乗じて費用を算定しております。

次に、スライドの10をごらんいただきたいと思います。

こちらは、LNGに関する運用制約について記載しております。

当社のLNG火力機であります吉の浦火力発電所で使用いたします燃料につきましては、長期間の売買契約により十分な数量を確保できております。したがって、LNG火力の出力を抑制して石油火力にもちかえる断面はございません。

次に、スライド11をお願いします。

潮流調整及びブラックスタートについて記載しております。

潮流調整につきましては、可変費の算定を9社と同様の方法で行った場合、持ち替え電源の特定が困難なため、持ち替え増分費用の内数として整理いたしました。

また、ブラックスタートの費用につきましては、ガスタービン発電所の一部であるディーゼル発電設備のみに対象設備を限定した上で再算定を行いました。結果としましては、申請値6億円に対しまして算定値は0.2億円となっております。

最後に、スライド12をお願いいたします。

これまでご説明いたしました当社の調整力コストの算定結果についてまとめております。申請値151億円に対しまして、今回の算定結果は83億円が当社提示の調整力コストとなります。

最後になりますが、沖縄系統における系統運営の実態についてもご説明いたしましたが、系統が連系していないことによる弊社の事情についてご理解を賜りますようお願いを申し上げます。弊社からの説明は以上とさせていただきます。

○安念座長 各社さん、どうもありがとうございました。

さて、どういう順序で議論したらいいかな。きょうのところは、こういう言い方をしては不謹慎かもしれないけれども、各社さんとも頑張りどころだから、大変迫力のある資料をご提出いただきました。特に沖電さんからは本当に、大変な作業をしていただいたに違いないと思いますので、その点は本当に御礼を申し上げます。

それで、きょうは決め打ちで結論を出すということもなかなかできかねる論点が多いと思います。皆さんには、事務局の資料4をちょっともう一度出していただきまして、そんなにもう回数を重ねて議論する機会もございませんので、できるだけ、論点aから順番に議論しましょう。といってもちょっと論点が多過ぎるものですから、どこからでも結構なのですけれども、できるだけ各論点に一あたり触れておきたいという気がいたします。

そこで、ご発言いただくときには、できましたら論点を特定していただいて、自分はこう思うとか、こういう質問があるとかいうふうにいていただくとかわりやすくいいの

ではないかなと思います。それで議論が終わってみると、一あたり全論点に触れられていたという、そういうでき上がりになると大変ありがたいなというふうに考えております。

では、どうぞ、どなたからでも。

それで、ちょっと、どこからでもといいながら変なのだけれども、大問題として、まず固定費7%問題からいきませんか。これはどっちみち結論を出さなければいけない大問題で、事務局の3つのオプションが論理的に考えられる全てとは思わないけれども、まあ、常識的にみてこうでしょう。つまり、7%を満額認めるか、それとも2%は小売のほうで分担するべきではないかという考え方、それと、可変費のほうに合わせて半分もてばいいのではないかという、この3つのオプションを示していただきました。この点からいかがでしょうか。

○松村委員 座長の仕切りに反して大変申しわけないのですが、多分もめない点を1つ確認するのを先に言ってしまったらだめですか。

○安念座長 そういう不気味なおっしゃりようを。どこからいきますか。

○松村委員 多分もうこれで決着すると思うのですが、LNGの基地の制約だとかがあるのではないかというのを一番騒いでいたのは私で、それで、今回の説明でほぼ諦めたという感じなので……

○安念座長 どっちが。関西さんが。

○松村委員 私が。これでもうもめないのではないかとって、決着させたい。

それは、関西の姫路は料金審査の段階であれだけいったわけだから当然認められない。しかし他の基地は十分余裕があるということで、それなりにデータは出していた。

でもどうしても確認したい点があります。これは一般電気事業者には何度も事務局を通して事前に、この点公開の場で確認すると伝えている点です。いろいろな制約が潜在的にはある。調達、船、タンク、栈橋の能力、港湾の制約もあるし、船もある。だけど、基本的にメリットオーダーで動かしたいものをフルに動かしたとしても十分対応できる十分な余裕があるという回答だったと私は理解している。この後、エネルギーシステム全体の改革が行われる際に、LNG基地開放の議論が出てくると思います。その議論が出てきたときに、そんなに余裕があるのだから、申し込みがあれば当然対応できますよね。もちろん量に制約があることは理解できるし、無体な申し込みであれば個別にだめということはあるとは思いますが、タンクや栈橋や港湾の制約だとかうるさいことをいって、これはとても実現不可能と思われるような嫌がらせのような制約を課して、これでないとな受け入れ

ないと、そんな無体なことは言いませんよね。基本的に合理的なものだったら、このぐらいの量は当然受け入れてもらえるのですよね。我々が疑問に思うような拒否事例はこの後きつと起きないと期待していいのですよね。この点は何度も何度もお伝えし、事前に大丈夫との回答をいただいたと認識していますが、表の場では言っていないので、後からそんなことを言った覚えがないとしらを切られたら困るので、今確認しています。もしそのようなつもりではない、開放はとても難しいと思っているなら、私はこのような雑駁なデータで全く納得していないので、もしそうではない、異議があるということであれば今はっきり言っていただきたい。もしそうではないと、そういう理解で正しいということであれば、もう私はこの点は諦めます。一般電気事業者からの特段の反応、意思表示がなければ、もうそれで結構です。

○安念座長 反応なさいますか。まあ、当会議は別にタンクの開放について論ずる会議ではないので、ローヤー的な言い方をすれば、ここでご発言になっても既判力によって拘束されるということはないと思うけれども、しかし——どうぞ、何かコメントがおありであればどうぞ。

○四国電力（長井） 逆に四国電力の場合には、資料で書いていますように非常に運用上制約はあるという実態がございますので、これはここでもう一度申し上げさせていただきます。

○松村委員 もちろん調整に入っていないところについて何かを言うつもりなどありません。それは当然です。

○中部電力（松浦） めいいっぱい余裕があるかといわれると、ちょっとあれですけども、資料の中で書いてございますように、私どもも発電の制約になるようなものはありませんということで、それ以上のことを申し上げているところではないということでございます。

○松村委員 発電に対する制約がないということは、このメリットオーダーで目いっぱい動かそうと思えば十分動かせるぐらいの余裕があるということですよ。

○中部電力（松浦） まあ、そうですね。

○松村委員 したがって、その量を超えてとか、その栈橋のスケジュールを著しく乱すようなものでなければ受け入れられるということですよ。

○安念座長 土井常務、いかがですか。

○関西電力（土井） 先ほど姫路の制約の件につきましてはご説明したとおりなのです。

が、堺については制約はないということで申し上げました。やはり弊社のお客様に対する先行きの需給状況を見通して供給力を確保しつつ、需要増加など突発的な事象に対応できるように、一定の余裕量をもって今運用しております。配船調整とか、スポット契約などの追加調達によっても、自社供給に対しては最経済運転を阻害しないようにできていると思っておりますが、ただ、他社さんが、例えば計画外に当社基地を使用する、そういったことについてまではまだ見込んでいないかなというのが実態だと思っております。

○松村委員　それだと、事前に聞いていた説明とだいぶ違う。さっき諦めましたと言いましたが、関電に関しては撤回します。

○安念座長　ほかにいかがですか。

○山内委員　今のデータの話は、前回私は、この今の案でいうとオプションの案2のほうでというふうなことをいったので、基本的には私はこれでいいと思っています。そういう案をよくつくっていただいたなと思っています。

○安念座長　今ご意見をいただいたのは10ページのことですね。10ページの対応オプションの案1と案2では、結論として案2でよろしいのではないかというご意見だったと承ってよろしいですか。——ありがとうございます。

ほかにいかがでしょうか。

最ももめなような論点だったはずだけれども、しかし、ほかのこともヘビーウエートな論点がいっぱいありますので、ここでずっと議論しているわけにもいかない。今、山内先生から案2でよろしいのではないかという結論をいただきました。ほかの先生方からももちろんご意見があれば承りたいと思いますが、松村先生の提示された問題については、差し当たりこの場では最経済運転についての物理的というか技術的な制約になるようなものはない

。一部の例を除けばということですが。そういうご発言を得たというふうに私は了解をいたしました。もちろん、これは今後のシステム改革全般の議論にどのように関係してくるかということは、それは私からこうだというふうに申し上げる限りではありませんが、とりあえずこの場ではそのようなご確認をいただいたと私は理解いたしました。

○松村委員　私はもう少し踏み込んで言ってしまったと思ったのですが、案2で、なおかつ姫路以外は制約がなさそうだとやったのだから、もう少し踏み込んだことを言ったつもりだったのですが、済みませんが堺についてはまだ納得していないので、この案2の範囲内でもう少し検討するということです。

○安念座長 わかりました。もちろんそういうバリエーションはいくらでもあり得ることと思います。

ほかにいかがでございますか。

では、戻っていただいても結構です。では、ほかもやりましょう。一あたりやらないと、もうそんなに回数は開けませんから。

ちょっとくどいようだけれども、固定費の7%問題、どなたか何かいっていただけませんか。どうですか。

○松村委員 私は、案1、案2、案3もそれなりに、それぞれに理屈はあると思います。

まず、系統運用者、特に中給を預かっている者の立場からは、全部自分のところで確実に確保したいと思うのは自然。安定供給を担う者としては、誠実な発想だと思います。

案3の7%の半分というのも、これはこれでとても合理的。小売と送配電でどれだけ分けるといえるときに、どれだけかというのはこれから広域機関で議論していくので、現時点ではわからない。よくわからないときには2分の1にするというのは他の査定でも、電力会社自身が選んだ算定でも、多くやってきたこと。更に2分の1というのは、小売りも半分は負担すべしというのは、この後広域機関の整理で長期的にこれが採用されるとしても、必ずしも非常識な案ではない。案3もそれなりに理屈はあると思います。

案1も案3もそれなりに理屈がある。だから、理論的に何が一番正しいということがわからないときに、現状を変えるのはとても怖い。現状5%ということになっているのだから、この現状5%という考え方もそれなりに合理的だと思います。

それで、今まで現実に何が起こっていたのかを考えていただきたい。一般電気事業者は、まず8%を安定供給のために確保した上でスポット市場に出しているわけですね。そうすると、今まで5%という、系統で、年間断面で確保していることを前提とし、その差分3%は、これは小売対応とみなすのは合理的。そうすると、支配的事業者でかつ両部門を持つ一般電気事業者が、今まで8%確保していたのだから、5%分は系統で3%分は小売。全体で7%ということは既に別の委員会で打ち出されたわけですから、3%分は小売で今まで確保していたのだし、安定供給のDNAを引き継ぐはずの一般電気事業者が急に行動を変えることもないだろうし、3%分は除いて、7から3を引いて4という考え方もあり得る。つまり2ダッシュとか、3ダッシュとか。いずれにせよ4%という整理もあり得ると思います。

安定供給を担ってきた、特に中給を管理している人たちの発想からすれば7というのは

極めて自然かもしれない。それは確かに系統運営者としては誠実な態度ではある。しかし、それが一般電気事業者として本当に誠実かどうかは別問題。この点少し考えていただきたい。今まで制度改革ワーキングも含めて、小売部門も供給力をきちんと確保しなければいけないということを執拗に執拗に執拗に執拗に繰り返し発言してきたではないか。実際に小売発電事業者でもある一般電気事業者自身もそういう形で行動してきた、安定供給を口実に市場への供給量を制限してきたではないか。あれだけ安定供給のために小売にも責任ということを行い、震災前から新規参入者にも安定供給への真摯な態度をあれだけ要求してきたではないか。もちろんゼロまでの部分は当然登録の段階できちんとみるということだから、その最低限やられるはずですが、それを超える部分であれだけ執拗に、一般電気事業者出身の専門委員があれだけしつこくしつこく言っていたのに、小売があてにならないからゼロという発想は、本当に誠実なのか。あるいは震災前にあれだけ新規参入者に言っていたのは、単なる参入阻止のための嫌がらせだったのか。自分がその立場に少し近づいた途端、自社の小売発電部門は予備力を持たなくなるのか。この点は少し考えていただきたい。

小売のほうで一定程度確保するという発想は、私は決して間違っていないと思うので、現状を変えないという意味で、5%という案2というのを、現時点では支持します。しかし、現状を変えるということ、7%があくまで正しいということはずっと主張されるのであれば、何が正しいかわからないときには現状維持という先ほどの発言は撤回して、案3あるいは4%案を支持する余地が出てくると思います。

以上です。

○安念座長 わかりました。

ほかはいかがですか。

○圓尾委員 最初のほうからいきますと、私もこの7%をどう分けるかというのは、ロジカルにこれが正しいという解はないと思います。ただ言えるのは、小売がゼロというのはおかしいと思います。やはり小売事業者だってそれ相応の努力をされるはずだと思います。ですから、松村さんのおっしゃったのと一緒ですけれども、従来の考え方の5%を踏襲しつつ、5と2に分けるというのが、0と7というよりは適正なのではないかというぐらいです。

それから、可変費のところは、運用実態に合わせられれば、それにこしたことはないわけですけれども、それを一々やると余りに膨大なコストがかかるということで、どうやっ

て当たらずも遠からずという解を見付けるかという話なので、1つの基準値をつくるのが当然だろうと思います。

○安念座長 申しわけないのだけれども、その場合、各社さんによって閾値の設定の仕方も違うではないですか。閾値というのを定めて、そこから先はある意味で機械的に判定しようというのは、それはそれで便法ではあるのだけれども、極めてフィージブルな便法ですよ。しかし、それを1にするのか3にするのか5にするのかって、それはどうだろうか。各社さんごとの考えがあるのだから、それはそれで合理的に説明できるのなら違っていてもいいというふうに考えるのか、それともやはり閾値を定める以上はこれというふうに決め打ちしなければいけないと考えるか、どうですかね。

○圓尾委員 今までの説明を伺った限りだと、各社ばらばらにするほどの理由は感じなかったと思います。1つの閾値でいいと思うのですが、ただ、おっしゃったように、1が良いのか3が良いのか5が良いのかは、今までの説明だとわかりません。

○安念座長 また口を挟むけれども、それでは、この先ご説明を伺えばだんだんわかってくるものではないでしょうか。

○圓尾委員 そこは何とも自信がないです。

○安念座長 何回も口を挟むけれども、圓尾さんのおっしゃるのは、運用の実態に合わせて算定したんですというやり方をおとりになるのであれば、そしてそれが可能であれば、それはそれでももちろん結構です、それを変えなさい、閾値を用いたやり方に変えなさいとはいわない。一方、閾値を用いるのは用いるのでいいけれども、今後議論してやはり値は統一したほうがいいよねという感覚ですか。

○圓尾委員 と思いますね。だから、数が少なくて具体的に計算できるのだったらそれに越したことはないと思いますが、大抵の会社さんはそうではないと思うので、やはり基準を設けて、算定のコストも下げるべきだと思います。

あと、私が前回申し上げたところでご意見のあった九州さんの離島の話ですが、やはり今回は外すべきだと思います。今後も議論していくべきだと思いますが、ただ、地図上島かどうかということだけではないと思います。今回、五島の中に8万4,000キロワットだったと思いますが、発電所があるということだったですよ。例えば、五島列島の中でも20万キロワットとか30万キロワットとかの発電所があって、ケーブルが切れたら如何ともし難いという状況であれば、おっしゃったようなことを考えていく必要はあるとは思いますが、ちょっと節電すれば何とかなるような需給バランスであったらどうなのかとか、い

ろいろなケースがあると思うので、今後詰めていくときにそういう条件を整理していかなければいけないのだらうと思いました。

沖縄さんに関しては、今回、今までのものに比べれば随分説得力のあるものを出していただいたと思いますので、基本的には私はこのとおりで良いと思います。

ただ、LOLP分析でこういう数値になりましたと出されている中身がよく分からないのですが、これが例えば吉の浦とかある程度大きな電源があるということを前提にこの数値が出てきているのか、そうではなく、どういう電源を持っていようがこの数値が出てくるのか、要するに電源の持ち方によって数値が変わるかどうかというところだけはチェックさせて頂きたいと思います。

○安念座長　　沖縄さん、いかがです。やはり単機の容量が大きいと出てくる数値が変わってくるということなんですか。

○沖縄電力（島袋）　　実際が変わってきます。それを、資料の説明を飛ばしましたけれども、スライド6のほうに……

○安念座長　　沖縄さんの資料の6をごらんください。

○沖縄電力（島袋）　　はい。済みません。資料5—10の6スライドのほうに「電源」と書いてありまして、算定対象期間の平成28年度からの3年間ということで、その時々断面の電源を記載しております。もちろん点検等があるユニットは除いたりということをやっておるものでございます。これは平成27年度の実際の供給計画ベースでございます。

○圓尾委員　　そこだけ、例えば吉の浦みたいな大きな電源がなくて、それ相応の小さな電源で沖縄の系統が成り立っているとしたらこの数値がどうなるのかを確認した上で、これを認めるかどうかを判断したほうが良いと思いました。そこだけ積み残しの形で良いのではないかと思います。

○安念座長　　沖縄さんが9社と考え方をそろえて資料をお出しいただいたのは今回が事実上初めてですので、その考え方は、なるほど、ありがとうございますということになるのだが、そのでき上がる数字についてはまだ我々は何も精査しておりませんので、当然そういう作業が必要になるだらうと思います。

○松村委員　　失礼しました。7%問題のことだけに絞って発言せよということだと勘違いしたので、済みません。他の点も言わなければいけないわけですね。

今出てきた沖縄電力にも関連する点です。事務局の資料では北海道に関して注記が出ているところですが、これについては、私は異議があります。この昭和62年にやったものを1

つの根拠として7%という数字が出てきたというのは正しいと思いますが、これを採用することをワーキングで決めたのでしたっけ。これは1つの根拠として出てきただけであって、7という数字を議論したのは事実ですけども、これが正しいと承認したというつもりはない。つまり1つの根拠というだけ。したがって、あらゆるものをこれでやり直すというのは、ちょっと戻り過ぎではないか、というのがまず第1点。実際に北海道は他社と同じように7%で申請してきているわけです。これを根拠に北海道だけ変えるのは、私は納得しかねる。仮に案2が採用されたとしても、2%を引いて、9から2を引いて7のままですという議論には、承服しかねます。

今、沖縄電力から出てきたものもこれに合わせるということですが、同じ問題があります。前回明確に議論されたと思うのですが、この小さな系統でこれだけ大きな電源を建てたことは、それは発電コストも考えたから。電源を大きくすることによって発電コストを下げた効果まで考えれば、この小さな系統でこんな巨大な発電機を建てたのも合理的だというのはわかる。しかしそのコストは系統側に寄せてはいかんだろうと言ったつもり。そうすると、このやり方は、そのことをほぼ100%無視した格好になっているわけで、今回出てきた18%強というのは上限ではあるかもしれないけれども、こんな高いものを認めてはいけないと思います。

その後、沖縄のスライドでも出てきました。需要の4分の1に当たるような大きな電源が落ちたときには安定供給上大きな問題があるというスライドを出されたわけですが、だとしたら、何でこれだけ小さな系統でそんなでかい発電所をつくるのかというのは尚更よくわからない。よくわからないけれども、それを批判するつもりはない。その結果として発生したコストを託送料金に寄せないでくれということだけ。これはもう一回計算をし直さなければいけない。精査するというレベルではなくて、全ての電源がもっとはるかに小さかったとしてどれぐらいになるかということを考えてやり直させるべき。系統規模が小さいということ、連系線が繋がっていないということだけを純粹に捉えたものでないとおかしいし、もしそれが出てこなかったとすれば、連系線効果の3%分を足す調整だけ認めることになると思います。ここはやり直しをお願いすべきだと思います。

○安念座長 わかりました。今の点だけでよろしゅうございますか。

○松村委員 はい。

○沖取締役 今回の松村先生のお話の続きといたしますか、LOLP法についてですけども、今、沖縄さんは現状の発電機をシミュレーションに入れて、それから、当然ですけれ

ども、これまでも過去の発電所の平均の計画外停止率も入れて、それから需要の変動の分も実績で、最大3日平均の各都市の振れ幅を入れて計算をされて、たしか一月0.3日ですか、停電することを許容した計算としてこれだけの予備力が要するという計算をされているはずなんですね。松村先生のは非常におもしろくて、実際には今25万キロが最大のユニットなのだけれども、沖縄さんの場合は、例えば最適なユニットが10万キロだと仮定すると、25万キロについては10万キロと10万キロと5万キロという、何かそういうユニットに置きかえてやると、恐らく計画外停止率のそこにかけた停電の確率が下がるので、実際には必要な予備力は下がります。その10万キロにするか25万キロにするかの差の分というのは実は小売による経済効果だと判断すると、そういったようなシミュレーションをすると実際の18.何%という予備率が下がるという、そんなような何か前提を1つ考えていただいて、今いったシミュレーション、LOLP法をやっていただくというのも1つの手かなというのは実際もつていいと思います。

それから、2つ目ですけれども、さっきの7%ですが、これも同じLOLP法に出てきた偶発的変動分です。需給変動分ですね。需給というと、需要と供給の両方の変動分を足した分が7%ということで、実際に需要の分が2%か、そういうことは実は計算の中では分けていないはずですが。ただ、北海道さんの場合は全体が9%で、需要の分が7%というふうに分けていくと7%分という話になっているのですけれども、実は我々のキー電力の5%の予備率については、実際の運用の中で、本来ならば供給の8%、あるいは今7%もありますけれども、実際に中央給電指令所が当日の運用の中でやる場合には、ほぼですけれども、当日の需要の振れ幅が大体もう朝になってわかるという意味では、非常に重要な変動分が大体みえてくる分が2%か3%あるので、当日は供給力の、例えば電源脱落のようなリスクの分が5%程度あると。あるいは、その分の中に実は、例えば水力の出水の分もあるので、そういったものをほぼ当日は間違いないということになって、5%あればいいという、そういう判断で恐らく実運用のほうはやっているはずだというふうに考えると、今回の7%というのはちょっととり過ぎみたいなイメージがあるので、実際の中央給電指令所がやっているような5%というのが実際の調整力の中で必要な分というふうに我々は考えています。

それから、これから計画値で同時同量になる我々のような新電力ですけれども、我々としては、この間ちょっと松村先生に叱られましたけれども、実際にはやはり計画値を守ろうとするわけですから、需要の変動については1時間前市場も使いながら、できるだけイ

ンバランスが出ないように頑張るということを考えると、需要の変動分はあわせてですけれども、我々に対しても頑張る分で行くと、その分は差し引いてもいいのではないかなという感想で行くと、案2が何か適当ではないかなという印象をもっています。

以上です。

○安念座長　　ありがとうございました。

ほかにいかがでしょうか。

○山内委員　　まず、今の案なのですけれども、最初の固定費の部分なのですけれども、結論的にいうと案2がいいのではないかと思いますけれども、今、沖さんがおっしゃったようなことにちょっと関係していうと、7%全部をとるのはとり過ぎだというのはそのとおりだと思います。それで、私は、やはり半分というのも余り論理性がないというふうに思っているのだからなのですけれども、今おっしゃったような形の2%ないしは3%とありますけれども、それを差し引いた分の5%というのはあると思うんですね。

一方で、だけど、さっき松村さんがここでいったけれども、7%という案を好意的に解釈すると、要するにより安心レベルを高めるというような意味もあるとすると、今回このシステム改革をして、そして分社化してということになるので、その辺も考えると、安易に削るのもどうかなというふうに思います。だから、今根拠のあるようなことで2%をとって5%というのは1つの考え方だと思うし。

それから、今もちろん話がありましたけれども、新電力のことも考えると余りここを削らないほうがいいのではないかなということも思いますので、それで案2なのかなというふうに思います。

それから、さっきの沖縄のやつは、私は沖縄さんの今回の試算というのは、同じ土俵に乗って、そして沖縄の特殊性をある程度考慮した上で計算したので、これでよいと思っていたのですが、お二方のご提案はあれだけでも、これは技術的な問題として、仮定を置いてこうだとする、例えば25を15とした場合に、実態的にそれで予備力といいますか、安定した確保ができるのかということころは、ちょっと私は技術的なことはわからないので、そういう仮定を置いて計算してもいいのかどうかというのをちょっと確認したいと思います。その点を除けば、沖縄さんのご提案というのは、今回は同じ土俵に乗って計算されてきたので、これでよろしいのではないかなというふうに思います。

ちょっと順番がずれましたけれども、それで、先ほどの論点bの可変費のところです。これについても、さっきの、これは圓尾さんの意見に近くて、できればこの案2みたいな

形で個別にやっていくのがいいと思うのだけれども、恐らくそれは非常に手間がかかるし、行政コストも高いとすれば、案1でいく。おっしゃるように、その統一の数字ができるのかどうかというのは、これはちょっと私は技術的なことはよくわからないので、できるとかできないとかはいえないですけれども、何らかの形で基準を設けるしかないのではないかなと思っています。

ついでにいうと、論点cのところ、これも前回の申請のあれよりももう少し燃料費の価格の問題を入れたほうがいいのかという話でありましたが、やはり単価差を非常にまたがって……

○安念座長 燃種をまたがるという意味ですね。

○山内委員 燃種をまたがって、非常に大変だということを思います。その意味でいうと、これは案2ですか、この形がよろしいのではないかなというふうに。スライド13。私は、今回のこの議論については大体そんなような感想をもっています。

○安念座長 ここは、スライド13は難しくて、今、各社さんのご説明では、申請で燃種をまたがる時には石油全部、それからガス全部というものの平均で比べようというお考えで、それはなぜかという、実際の実運用がほぼほぼそれに近いからというご説明だったですよ。それも1つのお考えだろうと思いました。

ほかはいかがですか。

7%問題なのですが、これはいろいろな切り口があるだろうと思うのですけれども、どうなんですかね。これはちょっと、僕はローヤーなので、法的な観点からみ過ぎているのかもしれないけれども、例えば今までは電気事業法上の事業者の義務というのはさまざまあったのだけれども、それは全部一般電気事業者という大きなくりの中では、どんぶりという言い方をすると大変失礼だけれども、全体でもっていたわけですよ。ところが、これから分社というか、ライセンス制になると、発電事業者の義務は発電事業者のもの、小売電気事業者の義務は小売のもの、一般送配電事業者の義務は一般送配電事業者のものであって、その義務の種類というか中身は変わらなくても、担い手ははっきりとこの人というふうに特定されることになる。そこで、仮にですよ、仮にの話だが、一般送配電事業者がもたなければいけない周波数維持義務とか電圧維持義務という義務は非常にリジットなもので仮にあって、一方、小売電気事業者がもつことになる供給力確保義務というのは義務なのだが、どうもその義務の履行の仕方というのが何かいま一つ明らかでないようなベグなものであるとすると、一般送配電事業者としては、直接自分は担っている義務は

周波数・電圧の維持義務なのだが、つれて小売のほうまで、小売事業者の義務を代替するわけではないのだけれども、どこか軒先を残したような、そういう義務の担い方をせざるを得ないというふうにお考えなのかと思いました。法的な言葉を使えば、そういうふうにお考えのかなという気がして、それはそれであり得ない解釈でもないかなというふうに承っていたのですけれども。だからどうなんだといわれると困るのだけれども、そういうふうに、そんな気がしたのです。

○山内委員 さっきいおうとしたのは、ちょっと法的なものではないのですけれども、ちょっと考え方は近くて……

○安念座長 近い？

○山内委員 うん。だから、マーケットに出すときにやはりトランザクションみたいなコストが出てくるわけですよ。それを確実に回収できるような託送に乗せると、ある程度理解ができるなど、そういうことです。

○東北電力説明補助者 東北電力の説明補助者の中野でございます。

7%の議論で少し発言をさせていただきたいと思います。

制度設計ワーキングでも、私、お話をさせていただいたのですけれども、今までは5%ということで、これは運用断面で必要な調整力ということでアンシラリー料金で回収させていただきましてけれども、今後、年間段階ではこの必要な予備力というのは7%なんです。2%分というのは何かというと、その実運用断面までに電源のトラブルとか供給力が減るというリスクがあるわけですから、年間断面ではやはり7%は確保しておかなければいけないだろうということでございます。

そして、今回送配電事業者と小売事業者で7%をどうもつかという話になったわけですが、とりあえずは小売事業者については予備力はもたない。要するに需要に合った供給力を確保するというのが小売事業者の役割だというふうに整理されたというふうに私は思っています、ですから、予備力という7%分についてはやはり送配電事業者が確保するものと。年間段階でそれを確保しておかなければならないという整理になったかというふうに思っております。

したがって、今回、託送料金につきましては年間段階で、送配電事業者が7%を確保するという前提で算定したということでございますので、仮に、今までは5%でしかもっていなかったのですけれども、これが実際的にいいますと2%分は結局小売側で今まではもっていたということなんです。それが今回、送配電側でその2%分ももつと。

小売側では予備力をもたないというふうな整理になったために、送配電側では7%をもたざるを得ないといひましようか、そういうことで今回託送料金でもそういう扱いをさせていただいたということでございますので、よろしくお願ひいたします。

○都築NW事業監視課長　今のご理解は全く異なりまして、先ほどご説明も申し上げましたように、この部分は第2弾の法案を審議するときにもかなり議論になった点でございます。制度設計ワーキングというよりも、与党のプロセス、国会での法案審議で議論になった点でございます。ここでは法案審議の過程についてスライドの6のところに書かせていただいておりますが、この小売電気事業者の供給力確保義務についての考え方というところになるのですけれども、もしも、小売事業者が予備力を持たなくてもよいとご理解をされているのだとすると、多分議論に対して正確にフォローされていないのではないかと思っております。当然のことながら、計画時同時同量というのは、需給直前、1時間前の断面までは自らの需要に対して追従をしていくための供給力をもつのだということが前提になっております。したがって、需要の上振れリスクに対応するための予備の供給力をきちんと確保しておくということを内在している、そういう制度だと整理してきておりますし、実際にここで当時の資源エネルギー庁の長官の上田であるとか電力ガス事業部長の高橋が答弁申し上げておりますのも、小売が持つ予備力という概念はあるのだという前提で対応してきているところでございます。今の一般電気事業者に課せられているの供給義務における「需要に応ずる」という中で必要な予備力を持っていく考え方と基本的には同じです。その点についてはご認識が違ふようであれば修正いただければと思ひます。

○安念座長　なるほど。

○東北電力説明補助者　その点はわかりました。ただ、その辺はちょっと明確に、どのぐらいというのが明確になっていなかったもので、そういう意味では7%をとりあえず送配電事業者でもつという算定をしたということでございます。失礼しました。

○安念座長　どうぞ、事業者さんも、ここは重要な点だから、思ひのたけをどんどんおっしゃってください。どうぞ。

○中部電力説明補助者　中部電力の説明補助者でございます。

私は系統運用者の立場で申すわけでございますが、先ほど来のご議論が出ております結果として、エリアの需給安定に必要な7%が、小売と送配電の合計で7%を実態として維持できるのかということが明確でないという点で、従来の供給信頼度を維持していくためには当面一般送配電事業者が7%相当の予備力を確保していくことが必要ではないかと考

えております。

一般の制度改革は、広域機関と同時同量義務を負う小売事業者さん、発電事業者、そして一般送配電事業者がそれぞれの安定供給の責任を果たしつつ行っていくということが大前提だと考えております。こういったことは各事業者さんもしっかりとご理解いただいていると思いますけれども、今後多くの多様な小売事業者さん、発電事業者さんの新規参入が見込まれ、また同時に再生可能エネルギーも大量にふえつつあるものですから、広域機関がエリア及び事業者の需給状況を監視する中で予備力の確保状況をみながら、実態をみて一般送配電事業者の確保量を減少していくというような、例えばこういった安全サイドの見方もあるのではないかと考えております。

また、仮に一般送配電事業者に必要な予備力を5%とするのであれば、やはり残りの2%を確実に確保するために、今後広域機関の議論にはなるかと思っておりますけれども、広域機関のルールなどで事後チェックをしっかりとやるというような仕組みが非常に重要になってくると考えています。

最後に、沖オブザーバーのほうから先ほど、小売事業者さんとして1時間前市場も使いながら責任を果たしていくという趣旨のご発言があったかと思っておりますが、これはシステム改革の前提としては、1日前のスポット市場が終わった段階では、もうここでは一旦同時同量といいますか、基本的には需要とマッチングさせて、あとの1時間前市場については不測の事態に対する対応とか、あるいは経済的な差しかえということだと思っておりますので、1時間前市場で最終的に必要な量がたどり着けばいいのだということではないということをしかりと念を押ささせていただきたいと思っております。

○安念座長 非常に重要な論点について、改めて何か認識を促すような議論をしていただいております。

○松村委員 この7%問題で一応確認したいのですが、山内先生もご指摘になった、そのシミュレーションはいいけれども、現実にはそうならないのだからそれで安定供給は大丈夫かとかいう問題提起と直結している。ここはあくまでコストの話をしているのであって、実際の運用の話をしていないという点をご認識ください。

例えば沖縄で、現実には20万を超える電源を持っているわけだから19%の予備力は必要だということになり、安定供給を担っているのだからそれだけは確保するということがあったとしても、その19%分のコストが全部託送ですか、同じ会社の中にある発電小売部門が負担すべきものですかという議論をしていることはご理解ください。したがって、ここ

で例えば19%ではなく15%という結論が出てきたとして、それは費用算入は15%分のみ認めるといったことがあったとしても、15%しかもたなくても大丈夫とっているのではなく、19%もたなければいけなくなったのは、それだけ大きな電源を持った結果。でも、それを上回るほどのコスト削減のメリットがあったのだから入れた。そうしたら、その4%分はその大きな発電所を建てた発電部門がもってください、と言っているだけ。ここで議論しているのは現実にどれだけ予備力を確保するのかという話ではなく、まずこの段階で託送料金を算定する際のコストとして何%入れるのかという話をしているのだということは、沖縄に限らず全てのところでも同じ。この点認識すべきだと思います。

それから、これは他の電力会社では7%ということになっていますが、調整するあらゆる電源の固定費の7%分ということになっているわけです。そうすると、これは予備力を確保することだけを考えるなら、固定費は低いだけでも可変費は高い石油だけで確保するのがコストは安い。だから、それなら5%分の費用でも、7%どころか10%でも15%でも確保できるではないか。今私が言ったのは明らかに間違いだというのはわかっている。予備力として確保したものは直近では調整力としても使うことは当然念頭に置かれている。それを石油だけでやるのは全く非現実的だということは十分わかってはいる。しかし、だからといって同じ割合で石炭がこういう予備力の確保として、電源構成と同じ割合で出てこなければいけないのかという点まで言い出すと、疑問は残る。しかし、いずれにせよ、費用としては5%分しか認めないのだけれども、系統運用者としては絶対に譲れない。7%分は絶対確保しなければいけない。この5%分のコストで工夫して7%分確保するとかいうことをいけないとやっているわけでは決してない。この点をご理解ください。

以上です。

○安念座長 梶川先生は……。7%ではなくて。

○梶川委員 7%です。最初に挙げたときは質問もあったのですがけれども、事業者さんと事務局の説明で大分理解は進みまして、まずこの7%全体というのは一応びんどめさされているという、7%自身の議論というのがまだ続くのか、一応全体の予備力としては7%ということでもまず話は前提でさせていただくということなのかという……

○安念座長 一応それは制度設計ワーキングでもそういう議論だったし、我々自体がルールをつくるのはできるだけ遠慮したほうが良いなという考えでそうだけのことです。

○梶川委員 ということですね。それが前提で、次にこの案1、2、3なのですから

も、そういう意味では、私も先ほど、小売事業者に法的ないし技術的、あとは取引約定的
というか、総合的に予備力が必要となる状況が現にあるということは事務局のご説明など
からみてあり得るのかなど。となると、7が抑えられて、それもあるということであれば、
2と3しかロジカルには考えられなくなってしましまして、そうすると、2か3かなので
すが、ある種の——まあ、これは先生方がいわれていることなのですけれども、何か取引
慣例的原価計算を今までやってきているのであれば、5%という数字……。半分にする
というのは、本当に両者わからないというようなときにやる手法だとは思いますが、何ら
かの今までの計算慣例があるのであれば、5%という数字はある程度利用してもいいの
ではないかという意味で、2ということではいかなものでしょうかということです。

それから、ほかの論点も。

○安念座長 どうぞ。

○梶川委員 論点b-iというのはちょっと、やはり統一のほうがわかりやすいかなど。
あと、発電所単位でというのは当然実態に。価格に関しましては、もともと私が思ったポ
ンチ絵的にいえば、フル運転のところまでは入れないということなので、それはそうなの
ではないかなと思って、実態がある程度とおっしゃられても、やはりフル運転のところは
入れないということで。どうしてもこの案1、2、3の絵で書かれると、2なのではない
かなど。

○安念座長 それは梶川先生からすれば当然でしょう。

○梶川委員 そういうことです。

あと、沖縄のお話は、私、随分ご苦勞をしてくついでに、全般にこれだと思っ
ていたのですが、先ほど来の松村先生のご意見などを聞いていて、供給比率の計算につい
てはもう少し考えてもいいのかなど。というのは、そもそも——これは7番は同じなの
ですけれども、新規参入者の競争条件を整えるという観点というのは今回の託送料金の価
格決定にはすごく意味があるのではないかと。片や民間競争市場にして、片や公的な関与
の高い、その区切りの話だとすると、参入条件について考えていくと、沖縄の従来行わ
れた投資、まさに松村先生がおっしゃられるとおりで、そのメリットを新規参入者が享受
できないような一定の、価格回収できないような取引条件というのは、少し新規競争に対
する阻害要因になるのではないかなど。まあ、沖縄自身、それがそう起こるかどうかはち
よっと別な話なので。観点はそういう観点で、疑わしきは新規参入者に有利というのが私
の基本にございまして、そんなところでございます。

○安念座長 わかりました。ありがとうございます。

ほかはいかがでしょうか。

○関西電力（土井） 先ほどの中部の説明補助者の方からのご説明とかぶるところはありますが、やはり我々事業者はエリアの調整の義務づけがされております。その仕事はやはりきっちり果たしていきたいと思っております。必要なコストを今回お認めいただけたら、小売が幾らもつとかという話も出ておりましたけれども、やはり今、広域機関でも検討中でもありますし、まだ実績が出ていない中でそれをどう期待するかというのは、ちょっと我々としてもよくみたいというところがございます。お客様に最終的には迷惑がかかることは避けたいと思いますので、确实という観点からしますと、我々の申請というのは現時点では妥当なのではないかなというのが私の考えでございます。

○沖縄電力（島袋） 先ほど来ちょっとお話が出ていますので。当社のLOLPで今回算定いたしました数値につきましては、この数値をもって各社さんの7%と土俵を合わせさせていただきたいという意味でご提示させていただいているものであるということで、今まさしく7%がどうかという議論がなされておりますので、もちろんそのご議論によりますけれども、それによつては、この18.9が18.9ではない。当然のことながらそこから差し引かれる分はあるものという理解しております。

あと、1つ、やはりこの電源が当社系統規模に比べて大きいのではないかという話が先ほど来ちょっと出ておりますけれども、もちろんご理解はいただいていると思うのですが、例えば各社の比率で当社に電源をつくったとすれば、もしくは電源が脱落しても停電が起こらないような電源規模というのは幾らかといたしますと、我々としましては冬場の軽負荷時を考えると大体2～3万キロワット。そうすると、もう気力発電所もつくれない、ではディーゼル発電所を100台も並べるのかというような話はもちろんないということとはご理解いただいていると思っておりますので、地域の電気料金を下げるためにはやはりこういったことが必要で、その結果、系統運用としてはこういうものが出てきているということをご理解いただきたい。もちろんその中には、今いっている18.9%を全て送配でもつか、もしくは小売で幾らかもつのかという議論がなされているのだという理解でございます。

○都築NW事業監視課長 先ほど土井常務からお話ございました点について、事実関係として1点だけ申し上げさせていただきたいことがございますので、発言を許していただければと思います。

「広域機関で議論がなされているので・・・」というのは、ちょっと主客が逆転しております。制度設計ワーキングで議論をいただいたときには、「そもそもこの7%というものの自体も古いルールだし、そもそもこれを用いるのはどうなの？」という議論もありました。他方で、そういうふうになると、よって立つものがなくなってしまうので、とりあえずは、この中電協の供給予備力の考え方を基礎として作ることにするものの、これはきちんとした見直しをやるべきで、当時はまだ広域機関ができていませんでしたので、広域機関ができたらずぐに検討に着手しましょう、更に追って反映をしていきたいと思いますという、そういう理解だったと思います。したがって、広域機関で議論しているので今の段階ではという議論ではございませんので、その点だけのご認識をいただければと思います。そのときの議論にご参画いただいている先生方はここにたくさんいらっしゃいますし、御発言された土井常務のお隣の野田執行役員もその場にいらっしゃったと思いますが、いずれにしても、このような理解だというふうに思っております。

○北海道電力（藤井） 北海道ですけれども、この案1については基本的な考え方は当社も全くそのとおりなのですけれども、先ほどご説明させていただきましたけれども、実需給断面における需給変動、これは当社の場合は7%ということなものですから、これに対応する年間の計画断面、段階では、一般送配電事業者として確保する量はやはり当社としては7%が適当というふうに考えているところです。ちょっと繰り返しになりますけれども確認させていただきます。

○安念座長 それはわかります。

さて、7%問題はどうしましょう。まあ、常識的にというか、7%満額か5%いくかというので収れんさせる以外多分ないだろうと思いますね。それにしても、数字が飛び出ている北海道さんと沖縄さんについては――それが悪いという意味ではありませんよ、違うという点で、その根拠についてはもう一回考えなければいけないという作業も残っています。

7%の根拠はいろいろ事業者さんからもご説明をいただきましたが、私なりに考えると、ある種の義務の重複が生じざるを得ないようになるのかという気がしなくもない。といいますのは、さっき都築課長からご発言があったけれども、「予備力」という言葉を使うのが正しいのかどうかかわからないが、電気事業法が供給力確保義務というものをわざわざ定めているというのは、これは単なる民民の契約とは違うということをいっているわけなんです。というのは、小売事業者とユーザーとの間で供給義務があるのは、これは当たり

前の話なんです。それは契約上の義務なのであって、そんなことは一々書く必要はない。しかし、一方、契約上の義務というのはどういう果たし方をするかというところ、結局のところ債務不履行になったとき損害賠償をするという決済の仕方をするわけです。つまりそれは、給付がなされないということがあらかじめ織り込まれているというのが契約法の考え方なわけです。ところが、電気事業法が供給力確保義務を課しているということは、ユーザーに対する義務であるだけではなくて、公法的な義務というか、ちょっと古めかしい言い方だけど国家に対する義務なのであって、物理的に量を確保しなければいけないということなのだと思います。しかし、一方で、ではその小売事業者が確保しなければならない括弧つき予備力があるならば、一般送配電事業者には要らないのかというのがここでの多分論点であって、それは分社することによって一種の、さっき山内先生はトランザクションコストということをいわれたけれども、1社になっている場合とは違って、ある種の義務の重複みたいなものがどうしても生じてしまうのだという考え方が多分あり得るのではないか。僕はそれに賛成だといっているのではないですよ。それはあり得るのだろうなと思いますね。だから、それが私はちょっとひっかかって、5%説に完全に乗り切れない気持ちでいるのは、その点の自分の納得が自分でできないでいるということです。ただ、それはそれだけ。

ほかに何かご発言はありますか。

では、ちょっと復習をさせていただいていいですか。もう復習するのかといわれるかもしれないけれども。

まず、資料4の5ページ目、これが固定費の論点ですが、基本は案1と案2のどちらかの選択になるだろう。多くの方が支持しておられたのは案2でした。もちろん、何度も申し上げるように事業者さんからは7%を求めるという強いご要望があるのもこれは事実だし、それからまた、北海道さんと沖縄さんについてはちょっと考えなければいけないところがあるということです。きょうはまあ、これ以上どちらかにしようということもできないので、その2つのどちらかを選ばざるを得ないだろうということであつたと思います。

それから、次、9ページ、b-iです。これは、別に発電所の運用実態に合わせるというやり方が間違いだと、それは困るというご意見はなかったと思います。それができるのなら、それはそれで結構だと。ただし、それはなかなか多くの事業者さんでは難しかろうから、結局閾値をつくるしかないだろう。その閾値については、やはり各社さん統一というふうにしないとおかしいのではないかというご意見であつたと拝聴しておりました。

その次の、b—ii ですが、これはまあ、それは案2でいくしかなかなかろうというのがここでの大勢——大勢というか、そんなにご意見をいただいたわけではないけれども、多分そういうふうによくの方が思っておられるのではなかろうかというふうに思いました。

それから、13ページにいていただきまして、論点cのこのオプションはちょっと難しいのだけれども、理論的にいうと梶川説というか、ここでは案2のご指示があったというふうに理解しております。

それから、その次、14ですが、2分の1の根拠については、別に確たる根拠があるともいえないかもしれないが、電力会社さんはいろいろ計算していただいて、そう外れてもいまいということで、一応ご了解をいただいたかのように私は思いました。

それで、その次がfですね。これについては、やはり算入消極というご意見があったというか、積極的に算入してよろしいのではないかというサポート的なご意見はなかったように伺いました。私も率直にいて、算定省令の3条で読むのは少なくともちょっと難しいのではないかなというふうに思いました。

それから、沖縄電力さんですが、これはどなたからも、今回大変な見直し作業をしていただいたことに対して感謝する、その労を多とするというご意見をいただきました。いただきましたが、何しろ数字については今回初めて拝見するものですので、その数字のでき上がりについては検討しなければいけないということであったと思います。

足りないところはどなたか、あるいは違っていたらご指摘ください。どなたからでも結構です。

○中部電力説明補助者　　中部電力でございますが、論点b—iの可変費、電源持ち替えの件でございますが、弊社の資料は資料5—4の2ページに書いてございます。資料5—4の2ページの上の四角の中の、その上から2つ目のポツに記載してあるのですが、先ほど一律の5%とか、数字を使ったらどうかということに対して、当社の今申請をお出ししているやり方が、ちょっと他社さんと違うというあたりをご説明させていただきたいと思っております。

ここに書いてありますように弊社はガス火力が多いものですから、外気温によって出力が大きく変わるものですから、弊社は既に基準となるものを定格出力ではなくて月ごとの運転可能最大出力、これをベースにして、そこから、この下の絵にありますように3%を下げるというやり方をしております。ここはかなり、他社さんがどうも定格出力をベースにやられていると、ここはまず1点違います。

仮に弊社のこのやり方から97ではなく95%に統一しようとする、実際には発電機が部分負荷運転をしているにもかかわらず、出力上限にはりついているとみなされてしまって持ち替えの電源の対象から外れてしまうと実態と違って来るものですから、特にこれがガス火力の比率が高い弊社にとっては非常に影響が大きいものですから、既に弊社の出しているやり方、他社さんと違っているやり方も今後配慮をしていただけたら大変助かると思います。

また、仮に5%というような数字を使う場合、この乖離を減らすために、例えば気温は一日の中でも大きく変わるものですから、時間帯ごとに評価をするなどして極力運転実態に近いようなやり方などを考えたいと思います。

以上でございます。

○安念座長 ありがとうございます。重要な指摘をしていただきました。閾値とかいっても、まずそもそも発射台が違っていた。定格出力でいくか、運転可能最大出力でいくかという問題です。わかりました。

○関西電力説明補助者 関西電力でございますけれども、異燃種間の持ち替えの判定を、先ほどのご意見で案2ということでお話があったのですけれども、現実はどういう……

○安念座長 案2で決めたといったのではないんですよ。案2とおっしゃる方がいた、特別のご反対はなかったと申したのです。

○関西電力説明補助者 済みません。実態ベースのどういうふうな部分負荷運転があるかというのは資料でもご説明させていただいたとおりですので、ご理解をよろしく願いたいです。

○安念座長 この場での議論も、いわば実態優先。それが難しい場合に簡便計算法とでもいうのか、簡便判定法という、それはプリンシプルとしてはそういうことだろうと私も理解しております。

では、何かお気づきなら、またどうぞ指摘ください。今私がいったのは、とにかく議論を整理しないと次に進めないからそういっているだけの話であって、俺のいったようにしろという、そういう傲慢なことを申し上げているのでは全然ないですよ。

それでは、調整力コストについてはいろいろまだ宿題があるということがよくわかりましたので、今後は本会合の委員で議論いたしまして、査定方針案のとりまとめに向けて検討してまいりたいと思います。事業者さんからもいろいろ貴重なご指摘をいただいて、本当にありがとうございました。

次に、費用の配賦・レートメイク、それから検討を深めるべき論点についてご議論をいただきたいと思います。

まず、事務局より費用の配賦・レートメイクについてご説明をいただきます。その後、代表選手として中国電力からご説明をいただいた後、個別のポイントについては同じように各社さんからの補足の説明をいただきたいと思います。

それでは、事務局からお願いします。

○都築NW事業監視課長　　そうしましたら、5分ほどお時間をいただきまして、手短にご説明を申し上げたいと思います。お手元の資料6をお開きいただければと思います。

スライドの1でございますが、最初に総原価を発生原因により9部門に整理をいたします。それで、一般管理費についてはスライド3に参考でつけておりますが、活動基準原価計算、すなわちABC会計手法というもので8部門に整理いたします。各8部門の費目ごとに、ネットワーク費用、ネットワーク非関連費用という形で整理をしていきます。この過程において、離島供給費の特定でございますとか、今も議論になりましたアンシラリーサービス費の特定であるとか、それからまた、先ほども少し触れました営業と配電の区分などの制度変更の影響というものを織り込んだ形で、全体として、スライド1の一番右のところにありますネットワーク総原価という形にいたしております。

スライド2にまいります。算定省令に基づきまして再度各費目ごとに整理をしていきます。ネットワーク原価を、その性質に応じまして、固定費、可変費、需要家費に整理をいたします。最後に、固定費、可変費、需要家費を、特高、高圧、低圧の3事業種に配分をいたします。この際に、固定費については、最大電力等を基に、2：1：1法など、また可変費につきましては発受電量、需要家費につきましては契約口数の比などで配分いたします。

それでは、ページ飛びまして、スライドの5をお開きいただければと思います。

電圧別に配分された特高、高圧、低圧の原価のうち、低圧分について、まず電灯原価と動力原価に分類をいたします。次に、近接性評価ということで、これも前回議論をいただきましたが、リバランスをしなくてはいけないというところで、割引の原資に相当する部分をここで各電圧別にオンさせています。低圧の電灯と電力につきましては定額制の部分がございまして、最初にこの金額を特定いたします。

次に、二部料金制のうちの基本料金、ここには「DC」と書いてあります分について計算いたします。この際、電圧別の原価から定額制料金相当額を控除した上で、各社におい

て設定した基本料金回収率というものを乗じた形で、基本料金の回収分というのを算定いたします。各電圧別の総原価から、定額分回収分、それから、基本料金回収分を除いた残額を従量料金という形で、これを対象需要のキロワットアワーで割り算することによって従量料金回収単価を算定いたします。

続きまして、スライドの10をお開きいただければと思います。各社の申請概要を記しております。各社の申請単価は事業者によって異なっておりますが、おおむね特高につきましては2円前後、高圧につきましては4円前後、低圧につきましては8～10円という、そんな形になってございます。ただし、沖縄電力では、各電圧において他の9社と比較しまして大きく上回るような申請単価となっております。その原因につきましては、これまで縷々議論をいただいていた話だと思っております。

続きまして、レートメイクに関してご説明を申し上げます。まず、低圧託送料金の導入に関しまして、昔の制度設計ワーキンググループ、第9回という会合でございますが、そこで議論された内容についてご説明を申し上げたいと思います。スライドの12をお開きいただければと思います。

ここでは、低圧託送料金の設定に関しまして、経過措置料金——現行でいえば電気供給約款でございますけれども、「経過措置約款との整合性を保つべき」と整理をされております。また、その下のスライド13をごらんいただければ、低圧託送料金は原則経過措置料金を下回る設定とすべきということで整理をされております。

次のスライド14でございますが、現在、最低料金制を用いている事業者、西の方に何社かございますかと思いますが、その事業者においても、託送料金では二部料金制を採用可能ということで整理をしております。

また、スライドの15でございますが、現在の主開閉器契約等に加えまして、スマートメーターの導入を前提とした実量契約というものを設定していくということで整理されております。

それで、続きまして、次のページ、スライド16でございますが、各事業者の申請内容です。各社とも小売料金と整合をとるように、電灯・動力の設定であるとか、標準と時間帯別のメニューであるとかの設定がなされております。

次のスライド17においては、託送料金と経過措置料金の逆転が生じていないかという、先程申し上げた点の確認を行っております。各社の申請状況を確認いたしましたところ、東京電力の動力の農事用の部分につきましては小売料金を政策的に設定してきたために、

少量の使用電力量の場合においては託送料金の方が高くなってしまふという逆転が生じております。また、中部電力についても一部のメニューで同様の事象が発生しているというふうに確認をしております。仮に申請のままでございますと、小売事業者が当該ユーザーに対して赤字が発生してしまうのではないかとというような論点が生じるわけでございます。他方で、農事用の託送料金を新たに設定して安い託送料金とすることで逆転を回避する場合には、その他のユーザーの託送料金が値上げになります。こうした点は、最後のところで論点として取り上げており、この場でもぜひご議論をいただきたい点でございます。

続きまして、スライド19をごらんいただければと思います。ここはスマートメーター導入に関する実量契約の設定状況でございます。各社基本的には実量契約を設けた上で、現行のサービスブレイカー契約と同等の基本料金となるように実量契約の料金を設定しているというふうに承知をしております。

以上の内容を踏まえまして、最後のページでございますが、論点を設定いたしました。

先ほど逆転というふうに申し上げた点につきましては、レートメイクのbというところに論点を記載させていただいております。また、記載した一部の論点につきましては、既に事務局において確認済みでございます。

駆け足ですが、説明は以上でございます。

○安念座長 どうもありがとうございました。

それでは、中国電力さんから代表選手でまずご説明をいただくのでしたよね。では、お願いします。

○中国電力（松岡） 中国電力の松岡でございます。

今、事務局さんのほうから費用の配賦・レートメイクについてのフローがご説明されましたが、資料7-7で具体的にどういう数字が動いているかというあたりをご説明したいと思います。

シート2は事務局さんがご説明されたので、説明は割愛いたします。

シート3のほうから、総原価から託送料金原価の特定についてでございます。総原価から託送料金原価を特定する際には、総原価を起点としている現行の託送料金算定省令のルールに従って算定を行っているところでございます。

具体的にはまず、総原価を図表にございます8部門に整理いたします。次に、緑の濃い色で塗ってございます一般管理費等を他の7部門に配分いたします。次に、7部門の原価をアンシラリーサービス費や需要家費など、機能別に配分し、最終的に託送料金原価を特

定するという作業を行っています。数字が入っておりますが、これがその結果の数字でございます。

シート4にお進みください。

続きまして、託送料金原価を3需要種別に配分するプロセスについてのご説明でございます。

託送料金原価は、先ほどと同じプロセスによりまして機能別に配分した後、固定費、可変費、需要家費に分け、最終的に3需要種別に配分しております。

参考資料として、配分方法や3需要種別への配分比率の詳細説明をシート5から13まで記載してございますが、時間の関係上、説明は割愛させていただきます。

続きまして、飛びますが、レートマークについてシート15でご説明いたしますので、15にお進みください。

料金設定の基本的な考え方をシート15に示してございます。①から③に、左のほうから右のほうに分けてございますが、①として、電圧別の託送料金原価と原価算定期間の料金収入が一致するように料金を設定しております。②として、料金制につきましては二部料金制を基本としつつ、小規模需要向けの定額制料金等を設定してございます。③として、標準料金に加えまして、送配電設備の効率的な利用を促す観点から時間帯別料金を設定してございます。

次に、1つ飛んでシート17にお進みください。

17は、料金単価の算定フローを記載してございます。

まず、電圧別の原価から基本料金で回収する部分を先取りし、託送契約の延べ契約電力で除して割って基本料金の単価を算定するという作業を行います。次に、基本料金分を控除した原価を託送契約の総電力量で除して標準メニューの電力量料金単価を算定するというやり方で、それぞれの単価を算定してございます。

なお、低圧は、原価を電灯と動力に区分した上で料金単価を算定しているところでございます。

次に、18ページをごらんください。

こちらでは、基本料金単価の設定方法についてのご説明資料でございます。

低圧託送料金の基本料金単価は、制度設計ワーキングの整理を踏まえまして、供給約款料金を超えないように設定してございます。当社は、供給約款では従量電灯A等で最初の15キロワットアワーまでは料金が一定となる最低料金制を採用しておりますが、電灯託送

料金では託送契約電力が6キロワット以内の場合には料金が一定となるブロック料金制を採用しているというところでございます。

図中の青色の線が、電力量ゼロのところは162円というところを示してございます。このほか、動力託送料金の基本料金単価は現行の高圧及び特高の基本料金比率の水準を踏まえて設定しているところでございます。なお、高圧及び特高の基本料金単価は現行単価を据え置いているというところでございます。

19ページにお進みください。19シートですね。

19シートは、時間帯別メニューの電力量料金単価の設定についてでございます。当社の場合、系統全体の需要のピークが昼間に発生していることから、系統全体の昼夜間における設備利用状況の格差を反映し、時間帯別料金を設定してございます。

次に、シート21にお進みください。

シート21は、原価と想定料金収入との関係を示したものでございます。電圧別の原価算入期間の託送料金収入が託送料金原価を超過しない範囲で、極力一致するよう調整を行った上で料金単価を設定しているところでございます。

次に、22シートをごらんください。

こちらは、離島ユニバーサルサービス調整制度の基準燃料価格及び基準単価について記載しておりますが、説明は割愛させていただきます。

続いて、23シートから、指摘事項4への回答ということになります。

適正な力率の維持についての指摘事項でございます。適正な力率を維持するためには、発電、送配電、需要のそれぞれの地点で力率を適切に管理していく必要があるため、発電場所、需要場所のそれぞれで適正な力率を維持していただくことを託送約款で規定しております。なお、高圧以上の力率は計量器で測定しておりますが、低圧の場合は小売電気事業者を介して負荷設備を個別に管理する必要がある上、系統に与える影響が小さいこと等を踏まえまして、力率割引制度は設定しないことにしました。

次に、24ページにお進みください。

指摘事項5へのご説明でございます。

低圧託送の時間帯別料金における昼夜間料金の差についてでございます。電圧ごとの電気の利用状況は様々ではございませんが、送電設備と配電設備は一体的に形成されていることや、配電設備を一体的に使用する高圧と低圧の合成ピークは昼間に発生していること等を踏まえれば、現時点においては系統全体の設備利用状況に基づき時間帯別料金を設定

することにも一定の合理性はありと当社は考えてございます。なお、今後は分散型電源のさらなる普及拡大やロードカーブの変化なども想定されておりまして、そうした情勢変化を踏まえたあり方については、当社としてもご指摘いただいた観点も踏まえながら検討してまいりたいと考えております。

25ページ以降は、託送料金の単価表を記載しておりますので、説明は割愛させていただきます。

当社からの説明は以上です。

○安念座長 どうもありがとうございました。

それでは、また各社さんから補足のご説明をいただきたいと存じます。

それでは、北海道さん。

○北海道電力（藤井） 北海道電力でございます。

資料7-1に基づいて補足説明をさせていただきます。

基本的な算定方法はただいまの中国電力様と同様でありますので、絞ってご説明をさせていただきます。

2ページをごらんください。

費用の配賦についてご説明いたします。

弊社の場合、今回申請における託送料金原価の特定については、平成25年9月に実施した料金改定時の総原価をもとに行っております。

続いて、レートメイクについてご説明いたします。レートメイクにつきましても基本的な算定方法は中国電力さんと同様でございます。

10ページをごらんください。

当社も離島がございますので、離島ユニバーサルサービス調整制度の燃料価格及び基準単価を設定しております。

費用の配賦・レートメイクにつきましても以上でございます。

○東北電力（田苗） 東北電力の田苗でございます。

私どもも、説明いただきました中国電力さん、それから北海道電力さんと同じでございますので、配賦についてはシート1からでございますが、説明は割愛させていただきます。

また、レートメイクにつきましても、4ページ以降ご説明しておりますが、考え方は同じでございます。

また、ご指摘事項4と5につきましても中国電力さんと同じ考え方でございますので、

説明は以上とさせていただきます。

○東京電力（武部） 資料7—3でございますけれども、各社さんと同様、費用の配賦・レートメーク、算定方法については中国さんと同じですので割愛させていただきます。

ただ、1点、事務局からご指摘いただきました経過措置との逆転の問題につきましては、申しわけございません、資料6の17ページをごらんいただきたいと存じます。

ここでご指摘いただいておりますのが、弊社の場合は二部料金制ですので、左のグラフの上のほうに「○」と「×」とございます。本来、経過措置料金、青の点々に対しまして緑の二点鎖線のように、これを上回らない料金を設定すべきところ、弊社の場合は「×」のように一部左のほうで超過をしていると、この問題がございます。ここは、ご指摘いただいております農事用電力ですので、田植えから刈り取り前までの5月から9月、非常に年間で差がございまして、その期間限定で大半がお使いいただいているという、まずその農事用電力そのものの需要家さんが全体の2%強という範囲の中で、その平均使用電力量は年間でならしますと月当たり690キロワットアワーという数字でございますが、このグラフの交点が30キロワットアワーぐらいのところ、非常に左のところわずかに交差しているという柄になりまして、そこの大半の需要家さんに対しましてはこういう範囲でお使いいただいているものではないということで、事務局様からご説明ありましたとおり、ここを合わせてしまいますと全体の料金増加に加わりますので、この範囲で設定させていただいているという経緯がございますので、そこだけちょっと補足させていただきたいこととございます。

○安念座長 確認ですけれども、グラフに書くとこうなるけれども、実際に赤線が青鎖線を上回っている需要家さんというのはほとんどいないという意味ですか。

○東京電力（武部） はい。

○安念座長 わかりました。

○東京電力（武部） 年間使っている期間が右のほうで使っておりますので、月によってはあるかもしれませんけれども、年間のやつも十分下回っているということでございます。失礼いたしました。

○安念座長 さっきの逆転現象についてはちょっとメンションしてください。

○中部電力（松浦） 全体につきましては、先ほど中国電力さんにお話しいただいたとおりでございますので、当社の場合も同じく事務局さんの資料の17ページのところ、経過措置料金と託送料金との関係ということで、当社の場合、深夜電力不足ということで、済

みません、右下のところ、非常に細かい字であれですけれども、経過措置料金の下に括弧で深夜電力不足と「(8H)」と書いてございますけれども、これは、このメニューにつきましては託送料金が経過措置料金を上回っているということで記載がされておりますが、この深夜電力不足等には「深夜電力」というそのメニュー名称から連想されます温水器だとかオール電化向けのメニューということではなくて、陶磁器などの窯業、そちらで使用する電器釜が需要の多くを占めております。それで、このメニューは、昭和29年から昭和49年にかけて新規加入受付をしていたメニューでありまして、昭和49年を最後に新規の適用は行っておりません。そのため、現在の適用件数は極めてわずかでありまして、また、特殊な需要形態の需要であるということで、そのまま継続がされているということでございます。

以上です。

○北陸電力（高林） 北陸電力、高林です。

資料7-5に説明が書いてございますが、基本的な算定は省令にのっとり算定しておりまして、中国電力さんのご説明と同様でありますので詳細は省略させていただきますが、低圧の電灯託送については、私どもの電気供給約款と同様、アンペア制を採用いたしております。

以上です。

○関西電力（土井） 資料7-6でございます。

費用の配賦につきましては、パワーポイントの2ページから5ページに記載しております。今回の申請では、前回認可いただきました原価から託送原価を特定いたしまして、配分表のとおり需要種別に配分しております。

なお、5ページに記載しております需要種別の配分比率につきましては、前回の料金改定時と同じ配分比率となっております。

それから、レートメイクにつきましては、7ページから21ページに記載しております。

当社は、現行供給約款料金では最低料金制を用いておりまして、中国電力様と同様の考え方に基づきまして託送料金を設定しておりますので、資料の説明は割愛させていただきます。

それから、ご指摘事項の4、5につきましても、中国電力様と基本的に同じでございます。

以上でございます。

○四国電力（長井） 資料7―8でございますけれども、費用の配賦・レートメイク、それからご指摘事項、いずれについても中国電力さんと一緒でございますので、これについては以上ということにさせていただきます。

○九州電力（山崎） 九州電力でございます。

資料7―9でございます。

当社も、費用の配賦・レートメイクにつきましては中国さんのご説明のとおりということでございます。

1点だけ、11ページで、離島ユニバーサルサービス調整制度でございますけれども、各社さんに比べましてこちらは離島が多いということで、0.3銭ということでちょっとふえております。

以上でございます。

○沖縄電力（島袋） 沖縄電力です。

資料7―10をお願いいたします。

配賦及びレートメイクにつきましては、他社さんと同じでございますけれども、レートメイク、6ページのほうですけれども、こちら、当社は他社と自由化範囲が異なっていますので、これまで特別高圧のみのメニューでございましたけれども、今回新たに高圧及び低圧のメニューを設定しております。

以上でございます。

○安念座長 ありがとうございます。

それでは、ディスカッションはちょっと後にさせていただいて、続いて事務局から、検討を深めるべき論点についてご説明いただきたいと存じます。

○都築NW事業監視課長 そうしましたら、お手元の資料8をお開きいただければと思います。タイトルは「検討を深める論点」ということになっておりますが、今回議題として取り上げておりますのは、本専門会合で話題となりました子会社等取引に係る経営効率化の織り込みに関する議論で、委員の先生方との間で個別審査の際に議論となりました事項につきまして、やや本専門会合にて確認をすべきとの議論になりましたことを受けて、議題として提起させていただいているものでございます。

それでは、スライドの1、あるいは2をあわせてごらんになっていただければと思います。

「北陸電力の子会社・関係会社取引に係る経営効率化の織り込みについて」ということ

でございます。北陸電力と沖縄電力におかれましては、子会社・関係会社取引において効率化を進めてきたということで、申請上はこれらに係る効率化分というのは織り込まれておりませんでした。これに対して個別審査の場で、中国電力同様、同じ算定式による効率化率を原価に織り込んでいくべきではないかというご指摘がございました。これに対して北陸電力からは、中国電力同様の計算をしますと子会社・関係会社取引の効率化はマイナス0.2%分になるということでございます。また、もともと今後の資機材・役務調達の効率化分というのを7%として計上をしてきたわけですが、実際に本当の計算のところはマイナス6.8%ということで、これを切り上げて申請を出されたということでございます。申請上は子会社取引というのを織り込んでいなかったのですが、今申し上げた差分の0.2%分というものを、この子会社等取引に充当するということができないかというふうなお話がなされております。

今のデータ、先ほど、おめくりいただきましてというふうに申し上げたのですが、スライド2のところにその計算と状況、補正方法に関する状況について記載しております。

資料の後ろのほうは参考資料をたくさんつけておりますが、北陸電力、中国電力、沖縄電力、原価洗替をした3社につきましての説明資料を参考までに添付をさせていただいております。本件につきましては、個別審査の委員の中では、まあやむなしという雰囲気もございましたところではございますが、この専門会合で確認をとるべきということもあり、この方針でよろしいかという点についてお諮りをするものでございます。

説明は以上です。

○安念座長　ありがとうございました。

北陸さんから何か補足のご説明は。

○北陸電力（高林）　事務局のご説明のとおりなのですが、中国電力さんと同じ算定式で計算しますとマイナス0.2だと。それを原価の織り込みについて、また中国電力さんと同様の方法で織り込んでもマイナス7というのは変わりませんということでございます。

○安念座長　わかりました

費用の配賦・レートメイク、それから検討を深めるべき論点について、一括してディスカッションしたいと思いますが、何かご指摘、ご発言、ご質問ありましたらどうぞ。

○松村委員　まず第1に、今回は議論できないということは十分わかっていますが、レートメイクに関しては、特別高圧、高圧、低圧の配分に関してはやはり大きな問題が残っ

ていると思います。

需要地近接性割引のところでも出てきましたが、高圧でつなぐときにも特別高圧の建設費は割り引かない。それはどうしてなのかというと、高圧でつないだとしても、特別高圧では需要家が使っているような設備の建設費を減らせないから。しかしその理屈が正しいとすれば、そもそも何でそれが高圧の託送料金の中に入っているのか、あるいはその下の低圧の託送料金の中に入っているのか。低圧でマイナスの需要に対応する電源が入っても全く影響を受けないような建設費が、なぜ低圧の託送料金に入っているのか。根本的な疑問が残っている。しかし、これに関しては、今あるルールに基づいて誠実に出してくださったということなので、電気事業者の責任ではないことは十分わかっています。我々は、ここは問題があることをきちんと認識しておかなければいけないと思います。

次、私の質問に対して回答いただいたことになっているのだと思いますが、実際には私の質問をほぼ完全に無視したという感じ。こんな資料で納得できるわけないし、こんなもので回答いただいたなどと私は全く思いません。もう一回繰り返しますが、高圧で出てきた季別料金、ピーク時とオフピーク時の託送料金の差は、実際に基幹送電線だとかというところのレベルでピーク・オフピークの差があり、ピークのところを抑えればその投資が抑えられるという効果は確かにあるということだし、低圧よりも上位の系統の費用も低圧の託送料金に入っているから、率ではなく絶対値として、高圧でついているピークとオフピークの料金の差と同じ差がついていても少しも不思議ではないので、もしその程度の差であるならば実際に異議を差し挟まないということは、事前に発言している。ここで出てきた差は、各社、私の見間違いでしょうか。絶対値のレベルで高圧などよりも遥かに大きな差がついているように見えるのですが、これは一体どうなっているのでしょうか。

まず、典型的にこういうのが出てくるのはオール電化の住宅なのですけれども、オール電化の住宅で、例えば配電の、本当に低圧のところに出てくる線のところ、ここでその家庭のピークは通常昼間なのでしょうか。IHクッキングヒーターを使う夕方だとか、あるいは温水器を使う深夜だとかというのに相当なキロワットが出ているのではないのでしょうか。そういうようなところだとすると、キロワットに合わせた投資だとすると、そのところは節約できないのではないですか。柱上変圧器とかという、そういうレベルのところであれば、低圧全体でのピークというのはこの時間帯ですといわれても、そのところは関係ないでしょう。もっとローカルなレベルで需要のピークに合わせて投資しなければいけないのではないですか。そうすると、典型的なオール電化のところでは、そういう効

率化効果、深夜に使ってくれることによって配電のレベルでの投資を効率化するという効果はほとんどないのではないですか、ということを行った。しかも、今まで一般電気事業者が別の文脈で散々説明してきたことは、オール電化でこれだけ深夜帯と昼間帯で小売価格が違うのは、発電の固定費が節約できるという効果があるはずだと。送配電のではないと発言してきたはず。この点別の委員会で明確に答えていたはず。そうすると、この説明は、送配電全体での利用の比率でこうなりましたなどというような、そんないい加減な説明で納得するわけではない。今まで何を聞いていたのですか。こんな粗雑な説明では到底納得できないし、私の質問に対する回答だったとは思えないので、ちゃんとした根拠を示してください。これは相当深刻だと思っている。一般電気事業者は、圧倒的にベース電源を抑えているので、恐らく普通に競争したってオール電化の住宅は今まで通り一般電気事業者が高いシェアを維持するでしょう。そうすると、オール電化のところでは深夜だとか夜間の使用量が大きいから、そこを安くすれば、結果的に自社はすごくもうかるし、その結果として、最終的にオール電化でない消費者のところはその費用のつけ回しがされることになる。だからこの差をつける強いインセンティブが一般電気事業者の利益増進の観点からあるのはとてもよくわかる。だからそのところはきちんと説明してくれといっているのに、こんな粗雑な説明で到底納得はできません。今回の資料で回答があったなどとは私は到底納得できないので、もう少しちゃんとした説明を要求します。

以上です。

○安念座長 その点はちょっと、発注の点を含めて検討させてください。

ほかにいかがですか。

○沖取締役 指摘事項4です。私が質問したのはこれですね。大分前ですけれども。中国電力さんの23ページがその回答になる。3ページです。

質問の内容は、低圧動力、これが今現在のメニューでは力率割引があるのですが、託送についてはこのご指摘にあるように割引がないと。割引はしませんということで、理由が幾つか書かれているのですけれども、その前に、まず適正な力率をお願いしますという部分が最初のポチですね。低圧でも高圧でもどこでも一緒ですけれども、やはり適正な力率を維持していただくということをお願いしている。これは配電線の有効利用をお願いするという意味では大切なお話だと、ここまではいいのですが、お願いしたにもかかわらず、託送料金では、ここに書いてありますけれども、非常にボリュームを与える、要するに低圧動力需要そのものが少ないので、ボリュームから考えると非常に小さいから割引はしま

せんという回答ですよ。ということは、低圧動力のお客様は力率割引をなくすということになるとすれば、これまでの低圧動力のお客様の力率割引もなくなって値上がりするのではないかなというふうに、素直に考えるとそうなるのです。実際にはどうされるかちょっとわかりませんが、我々としては、この理由の中に、ボリュームが少ないから、要するに影響が少ないから設定しませんとか、それから、業務負担の低減の観点からやりませんという回答になっているのですけれども、それならば別に、ボリュームは小さいし影響も小さいのなら、低圧については力率の維持をお願い——ちょっと言い方はあれですけども、しなくてもいいぐらいのレベルのことをいっているのですかねということになってしまいますので、質問としては、これまでの低圧の動力さんのお客様は力率割引がなくなるのですかということと、ボリュームが系統に与える影響が少ないので、低圧に関してはもう、もともといろいろな設備もよくなってきて、みんな力率もよくなったので、適切な力率を維持することをあえて書かなくてもよろしいのではないかなという、この2つについて質問したいと思います。

○中国電力説明補助者　中国の説明補助者の神田でございます。

まず、今ご質問ありました第1点目、小売料金はどうかということですが、これはいわゆる経過措置料金の中に含まれておりますので、その部分については小売料金としては当面残るという格好になります。ですから、結果としては託送側でこれを入れませんが、その部分は小売事業者が負担をするという格好の整理になります。

それから、2点目のお話で、規定をする必要がないということに関しては、これは原則論としてはやはり需要側についても引き続き力率改善についての努力はしていただくということはやはり必要だと思いますので、それは出させていただきますのですけれども、なぜこういう結論に至ったかと申しますと、資料のご説明でも申し上げたとおり、高圧以上の場合にこれは実測値でやっておりますので、おのずとインセンティブが働くわけなのですが、低圧の場合にはいわゆる力測のための有効電力・無効電力の計量もスマートメーターでもできないということもありまして、現実には負荷設備一つ一つについて審査用のコンデンサがついているかどうかというのを全部今は確認をさせていただいております。ただ、これは、これまで一旦運用しておりましたので、我々、一般電気事業者がお客様に確認をするということが直接できたわけですね。ところが、今回自由化になりまして、ネットワーク部門としては小売事業者さんを介して確認をするということになりますので、結局我々の負担だけではなくて新しく出てこられる一般小売事業者さんの負担にもなりま

すので、そういう意味で制度の簡明性上外したということと、それから、実態を申し上げますと、弊社の場合でいうと、低圧電力の場合でいいますと、ほぼ99%を超えるお客様が実際にはもう標準的な機器としてそういう進相機のついた機器を採用されておりますので、そういう意味でも、既にその辺は定着しているということも含めて影響量が小さいということで、こういうふうな結論を今出させていただいているということでございます。

○沖取締役　力率改善をしているかどうかの確認は、今は小売事業者がしているということですね。

○中国電力説明補助者　はい。今は、ですから一体でやっていますから。現状はです。

○沖取締役　将来的にはそうなる。ということは、小売事業者のコストで実際に小売技術のものをやっているかどうかの確認をして、今は経過措置のメニューの中で力率割引をあと4年間継続するということですね、今のお話でいくと。

○中国電力説明補助者　最終的には、これはネットワーク事業者の立場で確認をさせていただきますが、間に小売事業者さんが入ることになりますので——という意味で申し上げたということです。

○沖取締役　そうすると、将来的にはネットワークのほうが確認をするということは、力率割引というものを把握することはネットワーク側としてできるわけですよ。そうすると、ネットワークの託送料金の中で——事務手続は別ですけども、確認することができれば、このお客さんの場合には力率割引ができる。恐らく今は力率の測定をされていない。メーターには有効・無効の計測がないのでできないのだけれども、みなしで、例えば90%でやっているとか、そういうお話だったと思うのですけれども、それを適用できるかできないかということは、送配電事業者側ではできるように将来的にはなるのでということではいけば託送料金に反映することはできるのではないかなと思うのですが、そこはどうですか。

○中国電力説明補助者　ですから、そこはあくまでもネットワーク事業者としてその割引をもしするとすれば、その確認をしなければいけませんけれども、今度の自由化になってしまいますと、エンドユーザーと我々ネットワーク事業者の間に小売事業者さんが入りますよね。ですから、結局我々は小売事業者さんからのお申し込みに基づいて託送の適用をするわけでございますので、ということは、間に入る小売事業者さんにもその認識をもっていただいて、なおかつその負荷設備の確認というのもしていただく必要が出てくると。そのあたりがかなり煩雑さを伴うのではないかなという懸念をもっていると、そういう

背景があるということを申し上げたということです。

○沖取締役　例えば、僕らが新しく低圧の動力のお客様と何か契約をしようと、スイッチングをしようとしたときに、例えばですけれども、力率割引ありなしみたいなのにチェックを入れれば、ここのお客様は今までにはそういうものがあるお客様だということで、事前に審査が終わっているというのであれば、その時点で、そのお客様は託送料金の中でも力率割引ができるお客様というふうに認知することはそんなに難しくないと思うんですね。何をいいたいかというと、本来ならば低圧の力率割引があるお客様が託送で力率割引がなくなるという段階で、本来あるべきメニューでは託送割引が普通ならばなくなってもおかしくないのだけれども、それは暫定的に、もちろんお客様のために続けるというのはいいのですけれども、ではその後、暫定のもものがなくなった後はどうなるのと考えたら、やはりこれは引き続きあってもいいのかなという素朴なものなのですから。というふうに考えると、託送料金に今だけ、例えば4年間だけないというのも変な感じがする。そういうことで実は質問したのですが、その辺はどう思われますか。

○中国電力説明補助者　先行きどうするかということになると、経過措置がなくなったときに、それぞれの小売事業者さんがどう判断されるかということだと思えますね。原価的にいいますと、別に割引をなくしたわけではなくて、そもそも力率改善された状態のものがベースになっているので、それをもとにした原価を今回は算定しているということでございますので、これによって総原価が変わるような話ではないということをご理解いただきたいと思うのですが。

○沖取締役　それは了解しております。

○安念座長　よろしいですか。どうもありがとうございました。

ほかに何か。

逆転現象のことはわかりました。今でも、その農事なんたらとか、電気窯というのは土を入れてドロドロにするやつですか。焼くほうか。ああ、そうか。そういうものが昔は適用例が——今もある。新規はないけれども、昔のお客さんがちょっと残っている。わかりました。それはネグリジブルという言い方をするのはお客様には大変失礼だけれども、全体のボリュームの中ではごく僅少なものであるということのご説明を伺ったわけですね。

あと、北陸さんの数字ですが、平たくいえば6.8を丸めて7.0で申請したところ、よく考えてみると0.2は効率化で、実数値として0.2があった。それで、結局丸めた数字の7.0と実数値の7.0とが同じじゃんということで、それでしょうがないなという雰囲気ありやと

いうふうに認識されたと。よろしいですか。実際に個別審査をなさった先生方、そういう雰囲気ありというふうに承ってよろしゅうございますか。——ありがとうございました。では、そういう雰囲気があったということで、ここは閉めましょう。ありがとうございました。

では、この点は、今の費用の配賦とレートメイク、検討を深めるべき論点については一応ご議論いただいたということで、次に、最後の議題です。

前回会合でご報告いただきました「託送供給等約款の認可申請に係る意見募集について」において、代表契約者制度についてご意見をいただいております。これは意見募集の中でご意見をいただいたということですよ、小川さん。

○小川室長 はい。

○安念座長 これについて、まず事務局からご説明をいただいた後、東京電力さんから代表してご説明をいただきたいと存じます。

では、まず事務局からお願いします。

○都築NW事業監視課長 それでは、お手元の資料9をお開きいただければと思います。

今、安念座長からご紹介がございましたように、先週この場でご紹介を申し上げたパブリックコメントの関係でちょっと論点となるような事項がございましたので、座長ともご相談の上、議題とさせていただきます。

ここで扱っている代表契約者制度でございますが、一般的には「balancingグループ」という言葉で語られることも多いかと思えます。複数の小売事業者が集まって、代表者を決めて、1つの託送契約を結ぶ仕組みかというふうに存じております。複数の小売事業者が協力し合って同時同量を達成していくということができれば、インバランスのリスクであるとかコストの低減というのにつながるだろうということで、こういう規模の経済の働きやすい事業分野において非常にスケールメリットも生かしやすいだろうということで、こういう制度が導入されているというふうに承知をしております。

これにつきまして、いただいた意見ということで、スライド1の部分でございますが、意見の①の1つ目のところでございますが、代表契約者制度については契約者間における金銭債務の連帯責任の義務が課されていることが、本制度が活用されない理由の一つとして示されているというようなことがございます。

その同じ囲みの中の一番下のところですが、本制度をより活用しやすくするためには、各契約者が希望する場合には、一般送配電事業者との協議に委ねることなく契約者

が金銭債務の連帯責任を負わなくてよいということを約款上明確に定めるべきというよう
なコメントをいただいております。

また、その下の意見②というところをごらんいただければと思いますが、1つ目の箇条
書きのところの最後の、下から3行目ぐらいのところですが、例えば「小売事業者が当該
扱いを希望した場合にも」という部分なのですが、一般送配電事業者の裁量によりこの扱
いが受けられる場合と受けられなくなる場合が発生するということが懸念します。したが
って、協議によってこういう金銭債務を個別に分解するというのではなくて、契約者が
希望する場合にはというようなことがここでは意見として提出をされています。

また、2つ目のところでございますが、当該規定により連帯責任としない場合には、代
表契約者制度を活用する場合であっても連名で1枚の請求書とすることは求めない旨を確
認したいというようなご要望をいただいているところでございます。

資料の裏のページ、2と3のところにおいて、例として、これは各社似たようなことが
書かれていますので、東京電力の例をここで、上のページには今回の申請の内容、それか
ら参考までに、現行の託送約款につきましてスライド3のほうに記載させていただいてお
ります。

事務局からは以上でございます。

○安念座長 では、東京さんから。

○東京電力（武部） 特段個別の資料はご用意しておりませんが、この当事者多数の上
での契約でございますので、代表者と私どもだけの1対1ということではなくて、一応双
方合意、多数合意という形をとらせていただきたいという意味で、協議というプロセスを
入れさせていただいております。

これは、全ての接続契約を連帯責任ということでありましたのを、今回非常に負担の重
い接続負担金ですとかいうことは、もう当該、お客様ごとに状況も違います、そこで責任
をもっていただければいいということで、この連帯責任の範囲から外しました。今後、毎
月調整していかなければならないインバランスなどを中心にその連帯の範囲を縮小いたし
ましたので、より合理的にというか、簡便に協議が進むと思いますし、万一そこで問題が
起きましても、セーフティーネットとしまして広域機関のADR機能がございまして、
そういったものを利用していただくということで、ぜひこれは代表契約者とその全員の協
議という形をお願いしたいということでございます。

ちょっと、最初と最後、意見1と2、両方一緒に回答してしまいましたけれども、そう

いう趣旨で、今までより合理化には努めさせていただきますけれども、今後の残ったインバランス等の連帯責任はやはり確認させていただくという将来のトラブル防止の観点から、送配電事業者を含めた協議のプロセスというのはぜひお願いしたいということでございます。

以上です。

○安念座長　ほかの9社さんも大体同じと認識してよろしゅうございますか。何か特別のご事情のある事業者さんはいらっしゃいませんか。――では、こういうものだという前提で議論をしていただきましょう。

これは、ここでいう連帯責任というのは、民法上の連帯債務のことというご認識ですか。

○東京電力（武部）　連帯債務です。

○安念座長　わかりました。

さて、どうぞ。

○南委員　確認なのですけれども、ちょっと正直わかりにくい。今おっしゃった接続負担金が連帯責任の範囲から除外されるって、どこで読むのでしょうか、非常にわかりにくいので、まずはちょっとこの文言を離れて、どういうことを今想定されているのかを、まずちょっとご説明いただいたほうが。

○安念座長　わかりやすい具体例を、こんな感じみたいなものを、もし教えていただけるならありがたいですな。

○東京電力説明補助者　済みません、非常にわかりにくくて申しわけございませんが、具体的には、接続の契約をお結びいただいて、そうすると何社様から全体でご契約を代表契約者様がお結びいただいたとしますと、そうすると、普通の送電線を使っていただくときの基本的な託送料金、それから各種の負担金や何か、あるいは契約を超過してお使いいただいたときの超過金、こういった幾つかの金銭債務が生じます。それとともに、事務局のご説明がございましたように、皆さんとして規模の経済性を生かして、今度は計画同量になりますので、1時間前からの1時間分のインバランスがどうしても生じることがあります。この規模のやつのインバランスと大宗の料金は、実際にネットワークを利用している料金というのが料金のウェイトとしての大宗でございます。このウェイトのネットワークの料金は、もともとが地点地点で計算します。なので、本来ですとその債務は誰の債務かというのが各契約者様に移って、明確ではあるのですが、今までは、一契約を擬制していただく以上はそれぞれに連帯して責任を負っていただきたいと、これがこれ

までの考え方でした。全ての金銭債務について連帯して共同責任を負っていただきたい。

裏面の参考のところをみていただきますと、IVの31の連帯責任、これは(1)(2)となっております。(1)は、どちらかというところ、いろいろな実務的なお願いを含めたところでの業務の履行を含めた形で、全体としての規定を書かせていただきました。特にその債務の関係については(2)のところ、全体についての金銭債務に連帯していただきますと、こう書いておりましたが、この(1)のほうは、いろいろなところの場面でやはり共同していろいろお願いをすることが生じ得ると思っております、その具体的なところはございますが、金銭債務については、先ほどの大宗を占める接続のネットワーク使用料金、このあたりのところは(2)をカットして、インバランスのところだけ、ここは皆さんで共同して享受していただきますものですから、そこについてはちゃんと基本的に連帯で負っていただきたいということを書いているつもりでございます。

ただ、これが、31の残っている連帯責任という話と、実際の括弧書きの中で書いてある話と、ここが履行の話と金銭債務の話がちょっと混在しているところがございまして、その辺はちょっとご指摘をいただければ、どういうふうに直せるかというのはご議論いただいて検討できればと思います。

○南委員　今おっしゃった実務が新電力さんにとっていいのかどうかという点はちょっと除きます。除いて、今おっしゃった点がこの新約款で読めるかというところ、多分読めない。読めないと思います。なんとなれば、旧約款と照らし合わせて、31の(2)をとったから、新しいところの35の1しか残っていないので、料金や、その他この約款によって支払いをすることになった料金以外の金銭債務は負わなくていい、連帯責任の範囲から除外されるのですよとは、新しい約款だけ読んでも読めないです。読めないということは、そういうこと不安を払拭できないままバランスグループを組まなければいけないので、そうすると、自治体その他から云々という事例も聞いていますけれども、いろいろなバランスグループを組む際に不具合が出る。なので、今おっしゃったことが合理的かどうかというのは次の議論になるのでしょうかけれども、まずは何を連帯し、何を連帯しなくて個々が責任を負えば足りるのかという点を明らかにするような約款に修正すべきかなと率直に思います。

それと、この括弧の中にごちゃごちゃ書いてあるところも、正直、ぶっちゃけよくわからないということもあって、だって、これだと金銭債務は全て代表契約者に帰属をする——協議が調った場合は云々というところを除くと、帰属の問題は、いわゆる組合という

かグループをつくっても、その金銭債務は代表契約者に帰属してしまいますというふうに読める。帰属しているというふうに書いているにもかかわらず、今おっしゃったインバランスに係る調整の金銭債務以外は個々が負担するんですとおっしゃっているところはかなり矛盾するので、非常にわかりにくいので、一旦協議されて、もうちょっとわかりやすいものにしたほうがいいかなと。

○安念座長　　まず、そもそも連帯債務であるのかどうかということをはっきりさせたほうがいいのと、その連帯債務だとして、連帯債務の範囲が何であるかということを確認しなければならんということですよ。さらに、その代表者に帰属するとなると、連帯債務であって代表者に帰属するというのはどういうことがよくわからない。つまり、法的な理屈をあえてつけるとすれば、代表者が他の契約者の負っている債務を重畳的に債務引受けするとでも構成するのだろうか。しかし今度は連帯債務との関係はどうなのだというのはわからなくなってしまうので、どうしようかな。しかし、ここでごちゃごちゃいっていてもらちがあかないから……。

○山内委員　　文章の問題はおっしゃるとおりだけれども、今、南さんがおっしゃった次、これでいいのかどうか、そっちの議論をしたほうがいいのではないですか。

○安念座長　　そう、そう。もちろんそうです。これは、認可する経済産業大臣としては、別に契約のあり方をどう結べというようなことをいうわけではなくて、あくまで認可の要件を満たしているかどうかですから、結局最終的には、これが法で定めている、公平でなければいかんとか明確でなければいかんという、その要件を満たしているかどうかということに最終的にはなるわけです。ただ、その前提として、こういう扱いをすることがそもそも合理的なのかということは、これは当然認可庁としては考えなければいけないということでしょうな。

　　ちょっとわかっていないのだけれども、どうしたらいいだろうな。それでは、何をどう、どこをまずどう明確にすべきかということを少し論点的に整理して、それは先生と僕と事務局でやるしかないと思うな。

○南委員　　でも、今何をしたいのかが、今口頭でおっしゃっていただきましたけれども、今この約款を離れて、どういうふうに運用したいのかをちょっと教えてください。

○安念座長　　それは常務さんが答えるようなレベルの問題では多分ないだろうから。

○南委員　　いえいえ、だから紙か何かで教えてください。

○安念座長　　うん。そうそう。紙か、あるいは本当の実務担当者か何かをよこしていた

だいて、それで、ちょっとインテンシブに協議したほうがいいのではないですかね。

○南委員 はい。教えていただいて、2つあって、その内容、運用がいいのかどうかという議論をどこでするのかという問題と、もう1個は、その運用を前提としたときにこのワーディングは多分明らかにおかしいので、それをどういうふうに明確化するか。それこそ認可要件との関係でいうと、これが明確だとはとてもいえないので、なので、明確性を保つためにどうするか。その議論。後者については、もちろん先生と私でやる。

○安念座長 ありがとうございます。こういう制度があるんだな。

○沖取締役 今、南先生のお話で、この運用がいいかどうかというお話があったので、いいだろうと。ぜひ今の……

○安念座長 何をいいとおっしゃっているの。

○沖取締役 だから、東京電力さんがおっしゃったように、これまでのように全ての債務を連帯で皆さん全員でもつというのではなくて、それぞれが事業者ごとにもつということですね。というのは、我々としては——我々といいますか、代表者制度を我々は恐らくこれから行っていこうという中で、恐らく代表者になるのは我々みたいのところだと思うのですけれども、実際に入ってこられる小規模な新規の事業者さんからみると、やはり今の制度は明らかにリスクをたくさんもっている。要するに、我々がもしデフォルトしたときの残りを全部かぶるわけですから、恐らく自治体の方のような地産地消はまず理解が通らないだろうし、実際、我々、数年前ですけれども、この問題で実際にバランスンググループを諦めた事業者さんがおられます。真剣にやはり会社で論議されてやめたというのがありますので、そういう意味では、今、東電さんが口頭でおっしゃっていただいた内容については、今は表現の問題ももちろんありますけれども、ぜひそういうことが明確に解釈できるような形でこの連帯債務の部分を記載いただければ、恐らく多くの新規の電気事業者は喜ぶと思いますので、その方向で進めていただきたいと思います。

○安念座長 わかりました。

では、東電さんだけの問題では実はないのだけれども、まあ、言い出しっぺで申しわけないけれども、では、ちょっと実務者を派遣していただいて、よろしく願いいたします。では、その点を事務局と、この文言をどうするとか、そういう話をしましょう。

○南委員 めちゃくちゃテクニカルな話だと思うので。

○安念座長 では、考え方の、なぜこういう制度が合理的なのかということについてはちょっと考えをまとめて、ここでご報告して、ご議論をいただくという機会があったほう

がいいかもしれませんね、確かに。ワーディングは、テクニカルな問題だけれども。これには、その背後には哲学があるわけ。要するに、まとまってくると契約者にとってもいいし、電力会社にとってもいいという、そういうWin—Winの関係があるからこそいろいろな便宜がはかれるわけでしょうからね。

では、そうしましょう。もう一度、少なくとも結果についてはご報告して、ご議論をさせていただくことにいたします。ありがとうございました。

それでは、どうも長時間にわたって活発にご議論をいただいて本当にありがとうございました。いろいろなことが大分みえてきましたので、まあ、ちょっと一安心です。

それでは、事務局のほうから連絡をください。

○都築NW事業監視課長 次回の会合でございますが、来週金曜日、11月20日の16時から開催をいたします。詳細は別途ホームページでご案内をさせていただきます。

以上でございます。

○安念座長 済みません、きょうは私が遅れてきて、遅れて終わってしまうという、不調法をいたしまして大変失礼をいたしました。これで第9回の専門会合を終わります。どうもありがとうございました。

——了——