

電力取引監視等委員会  
電気料金審査専門会合（第2回）

1. 日 時：平成27年9月7日（月）17：00～19：30

2. 場 所：経済産業省本館 地下2階 講堂

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  
（オブザーバー）

全国消費者団体連絡会 河野 事務局長

日本商工会議所 産業政策第二部 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 酒井代表取締役・副社長執行役員

東北電力株式会社 岡信代表取締役副社長

東京電力株式会社 山口代表執行役副社長

中部電力株式会社 増田代表取締役・副社長執行役員

関西電力株式会社 生駒代表取締役副社長

四国電力株式会社 新井代表取締役副社長

九州電力株式会社 吉迫代表取締役副社長

○都築NW事業監視課長 それでは、定刻より若干早いのですが、第2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。本日はご多忙のところ、委員及びオブザーバー各位におかれましてはご出席を賜りましてまことにありがとうございます。

なお、本日は、山内委員におかれましてはご都合によりご欠席です。それから、秋池委員でございますが、本日は所用により遅れてのご参加と伺っております。

また、本日は、説明者として、北海道電力から酒井代表取締役副社長執行役員、東北電

力から岡信代表取締役副社長、東京電力から山口代表執行役副社長、中部電力から増田代表取締役副社長執行役員、関西電力から生駒代表取締役副社長、四国電力から新井代表取締役副社長、九州電力から吉迫代表取締役副社長にご出席をいただいております。

それで、議事に先立ちまして1点ご紹介がございまして。

先週の金曜日、第1回の専門会合におきまして、需要地近接性評価割引の対象地域につきまして、今般の託送供給等約款の認可申請において記載がなくなっていて、「別途定める地域」という形になっているというご指摘がございましたところでございます。各社同様の記載となっているため、1社分、本日は、東京電力を例に、現行及び申請内容につきまして、委員及びオブザーバーの皆様の上席に参考までに資料を配付させていただいております。

現行の約款につきましては21ページの部分でございますが、対象地域の記載が、それから、7月末の申請につきましては26ページに対応する部分がそれぞれございます。今般の申請におきましては、最後の紙になるのですけれども、「近接性評価割引の対象地域について」という紙が1枚添付されていると思いますが、別途東京電力のホームページにおいて具体的な対象地域については公表されておりますので、あわせてご紹介を申し上げます。

本日のご議論の中でも関連する部分があるかと思っておりますので、適宜ご参照をいただければ幸いです。

以上でございます、では、以降の議事進行につきましては安念座長にお願いいたします。

○安念座長　　どうもありがとうございました。

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、先ほどご紹介いただきました7社さんについて、今後の審査に当たり検討すべき論点を洗い出すという観点から申請内容について順にご説明をしていただき、その上で、委員、オブザーバーの皆さんによるディスカッションに移りたいと存じます。

それでは、早速でございますが、北海道電力の酒井副社長より今回の申請の概要についてご説明をお願いしたいと存じます。恐縮ですが、10分程度でお願いできればと思います。

○北海道電力（酒井）　北海道電力の酒井でございます。どうぞよろしく申し上げます。

それでは、まず1ページ目をお開きください。電力システム改革の第2段階といたしまして電気事業法の一部が改正されておりますが、これに合わせまして託送供給約款の認可

申請を行いました。

主な見直し内容といたしましては、1つ目は低圧供給に向けた託送料金の新設でございます。

次、2つ目といたしましては、高圧・特別高圧供給向けの託送料金の見直しでございます。事業報酬率を引き下げるとともに、電気の周波数維持や需給バランスの調整、離島供給に係るコストを追加するなどの見直しを行いました。

3つ目といたしましては、インバランス制度の見直しへの対応でございます。送配電部門が調整する「インバランス供給」制度について、精算単価に卸電力取引所における市場価格を導入するなどの見直しを行っております。

4つ目が、ただいまご説明がございましたけれども、近接性評価割引制度の見直しでございます。

それでは、2ページ目をごらんください。今回申請いたしました託送料金原価につきましては、当社は電変改正を平成26年度に行っておりますけれども、ネットワーク料金については25年度と同様でございますので、25年9月に実施した料金改定時の総原価を前提に、ライセンス制の導入を踏まえて5つの項目について再算定しております。その結果、託送料金原価としては1,951億円となっております。

3ページ目は託送料金原価の特定フローの図ですので、説明は割愛させていただきます。

4ページ目をごらんください。4ページ目は、託送料金原価を再算定した結果の1キロワットアワー当たりの単価でございます。平均単価といたしましては、特別高圧で1.93円、高圧で4.28円、低圧で8.89円となりました。

5ページ目をごらんください。次に、今回の再算定に当たって、項目ごとにご説明いたします。

まずは、事業報酬率の見直しについてでございますけれども、今回の送配電部門の事業報酬率につきましては、先週3社さんから説明のあったとおり、1.9%としてございます。

6ページ目をごらんください。次に、調整力コストの見直しについてでございます。電力システム改革の議論や新たな省令等に基づきまして、一般送配電事業に必要な調整力コストとして、周波数制御・需給バランス調整及び電圧調整等にかかわる費用を発電費から特定し、託送料金原価に反映しております。

表につきましては、従来は周波数制御にかかわる費用のみを託送原価に織り込んでおりましたが、下線を引いた項目にかかわる費用について今回追加させていただいたも

のでございます。

7 ページ目をごらんください。今回再算定した託送料金原価における調整力コストの織り込み額は、表のとおりとなっております。下線の項目は今回追加した原価になりますが、そのうち部分負荷運転等に伴う増分費用のイメージを表の下に図で記載してございます。これは、必要な調整力を確保するために、燃料費の安い発電機の運転を抑えて燃料費の高い発電機を運転する様子を示しておりますが、このときに発生する増分費用を原価に反映しているものでございます。そのほかの項目についての原価は記載のとおりとなっております。

8 ページ目をごらんください。ここでは、需給バランス調整による部分負荷運転等に伴う増分費用の算定方法について記載してございます。

まず、発電実績に基づき発電計画の調整対象となる電源種別について、下の図で示す①～④までの4種類ごとに計画調整の対象時間を判定しております。当社はLNG火力がございませんので、①～④の中にはLNG火力はございません。その対象時間に対して、各時間で調整した電力量に調整を行った電源の燃料種別間の単価差を乗じて算定しております。なお、各時間で調整した電力量の算定におきましては、調整量、必要量の2分の1を送配電事業者が負担するものとして計算しております。

9 ページ目をごらんください。次に、発電所における発電・送配電の設備区分見直しについてご説明いたします。

現在、発電所に付帯する送配電設備につきましては発電設備として整理しておりますが、ライセンス制導入を踏まえ、送配電事業に必要とされる設備を適切に区分し、託送料金原価に整理いたしました。具体的には、発電所としての機能をなくした場合におきましても、託送供給に必要となる設備を送配電設備とみなし、資料図中の薄い網かけ部分並びに濃い網かけ部分の一部にかかわる減価償却費・事業報酬を託送料金原価に算入したものでございます。

それでは、10ページ目をごらんください。続いて、営業・配電の業務区分の見直し概要についてご説明いたします。

現行の託送料金算定では、組織単位でネットワーク関連費用とそれ以外の費用に分けておりましたが、今回の申請では、ライセンス制の導入を踏まえて、各組織の業務内容をもとに仕分けを行っております。資料図中の色の濃い部分がネットワーク関連費用、薄い部分が非ネットワーク関連費用でございます。

11ページ目をごらんください。続いて、離島ユニバーサルサービスについてでございます。離島におきまして、それ以外の地域と遜色ない料金水準で電気をお届けするために必要となる離島供給コスト32億円から電気料金収入13億円を引いた19億円について、今回託送料金原価に算入しております。

それでは、12ページ目をごらんください。小売全面自由化に伴い、低圧の託送サービス料金を新たに設定してございます。低圧託送料金のメニューと料金につきましては、現行の供給約款料金との整合を確保するとの制度設計ワーキングでの方向性を踏まえ、定額制と、基本料金と電力量料金を組み合わせた二部料金制等を設定してございます。

13ページをごらんください。低圧電灯の接続送電サービス料金につきましては、このとおりでございます。電灯標準接続送電サービス等の二部料金制の基本料金はスマートメーター設置により実量値を把握できることから、実量契約を設定するとともに、契約主開閉器の容量に基づき契約容量または契約電力を決定するS B主開閉器契約も設定し、いずれかを選択することとしております。

14ページ目をごらんください。低圧動力の接続送電サービス料金及び低圧臨時接続送電サービス料金についても新たに設定しております。

15ページ目をごらんください。15ページの高圧及び特別高圧の接続送電サービス料金につきましては、契約種別に変更はございません。単価につきましては、高圧、特別高圧とも、今回申請した託送料金原価が現行より高くなったことから値上げ方向となっております。

16ページ目をごらんください。臨時接続送電サービス、予備送電サービスの料金を表にしたものでございます。

17ページ目は、低圧の小売料金における託送料金の水準をモデルケースとして試算した参考例を示してございます。

18ページ目をごらんください。近接性評価割引の見直しについてご説明いたします。

こちらについて、内容については割愛させていただきますが、これまで高圧及び特別高圧に接続する電源のみを対象としておりましたけれども、今回から低圧電源も割引対象に含めることといたしました。

19ページ目をごらんください。割引料金につきましては、送電ロス、送電損失低減にかかわる評価のほかに、評価対象地域で受電することによって基幹系統に係る設備投資が抑制され得ることも考慮し、料金設定しております。基幹系に連系する電源については、特

別高圧に連系する電源の2分の1評価としてございます。

20ページ目をごらんください。基幹系につきましては、上位の電圧階級がないということから、評価対象地域に電源が連系した場合における基幹系自体の潮流改善効果を評価する必要があります。しかしながら、基幹系は電源の連系場所によって潮流改善効果が変わります。特別高圧における効果と同等の効果が期待できる場所から——いわゆるロス等の低減が期待できる場所から、あまり効果が期待できない場所までばらつきがございます。こうした実情を勘案いたしまして、「特別高圧に連系する電源の2分の1評価」と設定したものでございます。

21ページ目をごらんください。ここでは、近接性評価割引対象地域を示してございます。弊社供給エリアの近接性評価地域でございますけれども、これまでは供給区域において電源が連系した場合に送電損失が減少する地域を近接性評価地域として設定しており、結果として太線で囲った道東及び道北、北海道の東と北の7つの振興局を対象としておりました。振興局というのは、北海道における行政エリア単位の1つでございます。今回は、評価地域の単位を振興局から市町村に見直すとともに、電源が不足している地域ということで、当該市町村の需要量が発電量を上回る地域を抽出、さらに市町村単位で需要密度について供給区域全体の需要密度より当該市町村の需要密度が大きい地域を抽出し、結果として28市町村を近接性評価地域に設定いたしました。今回の見直しに伴いまして面積は減っておりますけれども、人口及び世帯数では従前の30%弱から75%程度をカバーするエリアというふうになってございます。

以上をもちまして、弊社からの説明を終了いたします。

○安念座長 どうもありがとうございました。

それでは、次に、東北電力の岡信副社長から、やはり同じように今回の申請の概要についてご説明をお願いしたいと存じます。既に北海道電力さんからご説明のあった事項については少し簡略にさせていただいて、個社さん特有のご事情がもしあれば、その点について力点を置いていただければと存じます。どうぞよろしく願いいたします。

○東北電力（岡信） 東北電力の岡信でございます。よろしく願いいたします。

今般、弊社が申請いたしました託送供給約款の概要につきまして、お手元の資料の4番によりご説明を申し上げます。

1ページ目をごらんください。今回の認可申請につきましては、来年度の小売全面自由化を初めとした一連の電気事業制度改革に向けまして低圧向け託送料金を新たに設定する

とともに、より公平かつ公正な託送供給となりますよう託送料金の見直しを行ったもの  
でございます。

先ほど座長からご指示がございましたとおり、ほかの会社様と重複する部分はできる  
だけ簡略化して、場合によっては説明を省略させていただきまして、主に弊社に固有の部分  
を中心にご説明させていただきます。

2 ページ目は、これは全く先ほど北海道電力さんからご説明があった内容でございます  
ので、説明を省略させていただきます。

スライド3をごらんください。今回申請いたしました託送料金の原価につきましては、  
平成25年8月に認可いただきました総原価をもとに、送配電部門にかかわる事業法律周知  
の見直しなど、5つの項目について再配分を行いました。その結果でございますが、託送  
料金原価総額は、一番右の棒グラフでございますが、4,627億円となっております。

スライド4でございます。事業報酬率の見直しなどの5つの項目がどのような形で託送  
料金原価に反映されているかということ、このスライド4に記載したものでございます。

スライド5をごらんください。今申しあげました5つの項目を、現行の託送料金原価に  
対しまして、特別高圧、高圧、低圧の各電圧別に再配分をした結果、1キロワットアワー  
当たりの単価で申しますと、特別高圧は2円2銭、高圧は4円55銭、低圧は9円76銭のレ  
ベルとなりました。全体で見ますと5円78銭となっております。

スライド6でございます。送配電部門の事業報酬率につきましては、新たな省令に基づ  
き算定を行いました結果、現行の2.9%から1.9%に圧縮をしております。

スライド7をごらんください。今回新たな省令などに基づきまして、一般送配電事業に  
必要な周波数制御・需給バランス調整、それからブラックスタートに係る費用などを調整  
コストとして託送料金原価に反映いたしました。

スライド8は、その調整コストにつきまして、現行の託送料金原価への織り込みと、  
今回織り込みました調整コストの金額、さらにはその影響を一覧表にして示したもので  
ございます。

スライド9をごらんください。これは、部分負荷運転に伴う増分費用の算定に当たって  
の火力電源のもちかえのイメージとなります。弊社の場合は、揚水式の水力発電所につき  
ましては主に需給が厳しい断面での落水運用でありまして、日常的に火力発電所との調整  
は行っておりません。したがって、イメージ図のとおり、揚水式の水力発電所は調整  
の対象電源とはなりません、調整対象の電源といたしましては石油火力とLNG火力に

なります。

スライド10でございます。これは、部分負荷運転の増分費用の算定に用いました対象時間の判定条件と、増分費用単価の考え方を記載したものでございます。

それから、スライド11でございますが、こちらのほうは増分費用発生の考え方と、増分費用をネットワーク向けと小売向けに仕分けするイメージを記載しております。日々の需給運用におきましては、小売事業者が発電事業者から確保している上げ余力を、ネットワークがエリアの調整力として利用できる断面がございます。このため、ネットワークによる調整力確保のためのもちかえは、小売の上げ余力を利用することで年度トータルではおおむね半量になるということを踏まえまして、増分費用算定において調整電力量に対し2分の1の比率を乗じております。

スライド12でございます。これは、弊社の水力発電所のうち、ブラックスタート機能として託送料金原価に織り込んだ3カ所の発電所を記載したものでございます。

スライド13にまいります。このスライド13につきましては、これまではネットワーク以外の原価として整理しておりました水力発電所、火力発電所、地熱発電所の設備のうち、発電機能が停止した場合でも単独で送電や変電機能として残る設備を託送料金原価として整理しております。弊社の場合ですと、対象となる発電所は水力が124カ所、火力が3カ所、地熱が4カ所となっております。

それから、スライド14と15でございますが、こちらのほうは、営業所などで行っている業務を小売事業にかかわる業務と送配電事業にかかわる業務に仕分けする考え方と、それから、仕分けの結果を記載したものでございます。

スライド16をごらんください。弊社では、系統に連系されていない離島が管内に3カ所ございます。離島供給にかかわる費用に関しましては、当該離島での料金収入を超える表の54億円を離島ユニバーサルサービスにかかわるコストとして託送料金原価に算入しております。

それから、スライド17～21まででございますが、こちらのほうは、弊社が今回の原価再配分を踏まえて設定いたしました託送料金レート表となっております。今回新たに設定いたしました低圧のお客様向けの託送料金単価のほか、従来からございます高圧と特別高圧のお客様向けの新旧単価表となっております。

続きまして、スライド22をごらんください。このスライドでは、ご参考といたしまして、弊社の小売料金と、そこに含まれる託送料金相当額をモデルケースで比較したものを示

してございます。

スライド23以降でございますが、今回弊社が見直しをいたしました近接性評価割引の対象エリアなどのご説明となります。従来、当社の場合、山形県のみを対象としておりましたが、エリアの単位を市町村レベルに細分化いたしまして、さらには低圧のお客様まで対象を拡大する中で、よりきめ細かくロス率改善効果などを調査いたしました結果、スライド24の右側の図のようなエリア設定となりました。

スライド24をごらんいただきたいのですが、今回の見直しによりまして総じて対象エリアが拡大することで、電源設置による潮流改善が適切に評価されるものと考えております。

それから、スライド25でございますが、これは割引単価の考え方と新単価を記載したものでございます。新しい割引単価は、一番下の表に記載の水準となっております。

それから、スライド26をごらんください。割引エリアにおきまして、基幹系統に電源が連系される場合の割引につきましては、特別高圧に連系する電源の2分の1評価としてございます。その考え方を記載したのが、このスライド26でございます。

私からの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、続きまして、東京電力の山口副社長にお願いをいたします。

○東京電力（山口） 東京電力の山口でございます。

弊社の申請内容について、主に弊社固有の部分についてご説明をさせていただきたいと思っております。

スライド1をご覧くださいと思います。スライド1の下の図にお示ししてあるとおり、平成24年7月に認可をいただきました総原価5兆6,783億円を基にいたしまして、一連の制度改革を踏まえ再算定をした結果をここに記載してございます。現行の託送料金から261億円引き下げまして、一番右にございますように1兆4,630億円を託送の原価として申請したところでございます。

ページをおめくりいただきまして、2ページにお移りいただきたいと思っております。今回見直しました変更点は、記載のとおり全部で5点ございますが、1～4につきましては他社さんと同等のものでございます。

5番目に、「発電機への調整機能具備の要件化」ということが弊社固有の変更でございます。弊社は、ご案内のとおり、来年4月のライセンス制の導入、全面自由化に合わせま

して、分社化し、ホールディングカンパニー制に移行いたします。これによって、送配電を担う会社と発電を担う会社との間の取引が全て契約に基づく関係となります。したがって、発電会社が系統に連系する際には、系統安定に必要な周波数調整機能を具備することをあらかじめ明確に要件化することが必要と考えまして、今回、約款の別冊に明記したものでございます。

スライド3は割愛させていただきまして、スライド4をご覧くださいと存じます。申請原価の概要でございますが、算定期間は平成24～26年度の3年間でございます。事業報酬率は、2.9%から1.9%に引き下げでございます。仕上りの託送料金原価・単価は、年平均で1.46兆円、平均の原価・単価が5.05円ということで、1.8%の引き下げということでございます。電圧別に見ますと、特高は6銭プラス、率にしまして3.1%の値上げになります。高圧は、1銭、0.3%の値下げ。今回新規設定の低圧につきましては、第3回の制度設計ワーキング資料の試算単価、アワー当たり8.88円でございますが、これと比較しまして27銭、3%低く設定をしているということでございます。

スライドの5をご覧くださいますと、特高のみ値上げとなる理由を記載してございます。下の表をご覧くださいますと、合計の欄を見ていただきますと、事業報酬率の見直し、営業・配電の業務区分見直しでは、23銭の引き下げとなっております。一方、調整力コストの見直しと離島供給費用の反映で13銭の引き上げで、合計は9銭の引き下げとなっておりますけれども、事業報酬率の引き下げの影響というのは、ご案内のとおり、使用する資産が大きいほど効きが大きいわけでありまして、特高は、そういう面では引き下げのメリットが少ないということの一方で、調整力コストの引き上げ要素は需要の規模に応じて相応に負担をいただくということになりますので、結果といたしまして、トータルでは特高が値上げとなるということでございます。

スライドの6にお移りいただきたいと思っております。事業報酬率を1%引き下げでございますが、その影響は、年平均にいたしまして517億円、単価で申しますと18銭のマイナスという影響でございます。

スライドの7は重複いたしますので割愛させていただきまして、スライドの8をご覧くださいと思っております。調整力のコストでございますが、今回、出力の調整幅を最大需要の5%から7%に引き上げたことに伴いまして、周波数制御対応の固定費で年平均91億円、キロワットアワー当たり3銭の原価増となることに加えまして、部分負荷運転に伴う増分費用が年平均213億円、キロワットアワー7銭の増となりまして、その他のコストも合計

をいたしますと、現行に比べまして年平均305億円の増、キロワットアワー当たり11銭の原価増となることを反映させていただいております。

スライドの9に、部分負荷運転等に伴う増分コストの考え方を記載しております。

下の図をご覧くださいと思います。左側に調整電源が記載しておりますが、弊社は揚水発電からLNGのコンバインドまで4種類の電源を調整電源としております。その右に移っていただきますと、この4つの種類の電源を、6種類の計画調整パターンを設定いたしまして、1時間ごとにどのパターンで持ち替えを行ったのかを判定して調整時間を分類しております。その上で、パターンごとの調整時間に1時間当たりの対象電力量を乗じ、さらに分類別の単価差を乗じまして増分費用を算定しているということでございます。対象の電力量につきましては、そこがございますけれども、需給当日に最低5%の予備力が必要となる前提のもとで、この調整には小売事業者様が調整する面と送配電の事業者が調整する両方の面が含まれておりますので、2分の1を対象としたということでございます。

スライドの10にお移りいただきたいと思います。離島供給用の費用でございますけれども、大島をはじめ、伊豆諸島、それから小笠原の父島、母島など、11の離島を供給エリアとしてございますが、その供給コストを年平均47億円、キロワットアワーで2銭ということで今回新たに託送原価に算入させていただいております。

続きまして、スライドの11をご覧くださいと思います。下の図にございますように、発電設備と送配電設備を一元的に今までは「発電設備」として整理しておりますが、こうした箇所が弊社では水力が51ヵ所、火力5ヵ所でございます。ライセンス制の導入を見据えてその区分を見直した結果、今回託送原価に8億円を算入しているということでございます。

スライドの12にお移りいただきたいと思います。これも、ライセンス制導入を見据えまして営業・配電の業務区分の見直しでございます。年平均132億円、キロワットアワー当たり5銭の原価を引き下げておりますが、下の図にございます、下から3番目に「検針」ということが記載しておりますが、この例で申し上げますと、検針に係るコストはこれまで全て託送原価に算入しておりましたけれども、検針結果をお知らせする業務自体は来年の4月以降は小売事業者の業務になるということで、こうしたコストは託送原価から減らしているという、このような見直しを行った結果がここに記載した内容でございます。

スライドの13は割愛をさせていただきまして、スライド14、15にお移りいただきたいと

思います。近接性評価割引見直しの概要でございますが、現在、当社の場合は、東から西へ向けた大きな電力潮流の流れになってございますので、これを考慮いたしまして、西側電源の託送利用について県単位で割り引く仕組みというのを現在行っておりますけれども、今回低圧まで拡大すること、さらには分散電源の広がり等も見据えまして、市区町村単位での電源需要、すなわち電源の不足の地域、かつ需要量密度がエリア平均を上回る——需要量の密度が低ければ新たに系統を増強するというようなこととなりますので、このエリア平均を上回ったところを対象といたしまして、投資の抑制効果、ロスの削減効果を評価する仕組みに見直しを行いました。

スライド15の右側のところに割引単価が記載してございます。なお、基幹系の電源の評価の考え方につきましては、他社さんと同様でございますので割愛をさせていただきます。

スライドの16～18には単価表を記載してございます。また、スライドの19には低圧の小売料金に占める託送料金水準について記載させていただいておりますが、省略させていただきまして、スライド20をご覧くださいと思います。

冒頭申し上げましたとおり、来年の4月に当社は分社化を予定しております。こうした当社の固有の事情から、一般送配電事業者としての調整力確保の観点から、昨年7月に第7回制度改革ワーキングの中で、発電機への調整機能具備の要件化についてご説明をさせていただいているところでございます。その内容は、下に「資料抜粋」という形で記載させていただいております。今回該当するものは、そのうちの①でございます。この要件化について早急な対応が必要と考えまして、今回の申請に当たり、28年4月以降に新設される一定規模以上——25万キロワット以上と設定してございますが、発電設備に対して周波数調整機能を具備していただく旨、約款の別冊に反映してございます。具体的には、スライドの21、22に記載してございます。

私からの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、中部電力の増田副社長にお願いいたします。

○中部電力（増田）　　中部電力の増田でございます。それでは、着座してご説明を申し上げます。

資料の6でございます。

最初のページは、1ページ目が資料目次になっておりますので、おめくりいただいてスライドの2からということになります。

ここに認可申請の概要についてご説明してございます。一覧表のとおりでございます。見直し事項の内容は既にご説明の他社と同様でございますので、割愛をさせていただきます。

続きまして、スライドの3でございます。「託送料金原価について」ということで、私どもとしましては、平成26年5月に改定した供給約款料金の総原価をもとに特定する6,081億円ということになります。そこから新たな省令等に基づき見直しを実施した結果、35億円を増加し、今回申請の託送料金原価は6,117億円となりました。

次のページが託送料金原価の抽出特定フローでございますので、ご説明は割愛して、次のスライド5に移らせていただきます。こちらは、今回申請した託送料金原価について、見直しを行った項目ごとに電圧別の影響額をお示ししております。見直しの内容については、表の左側に記載している4項目になります。なお、当社には離島供給はございません。表の右側の合計欄で項目ごとの託送料金原価に与える影響額をごらんいただきますと、事業報酬率の見直しにより205億円の減少、調整力コストの見直しにより118億円の増加、送配電・小売の再整理により113億円の増加などとなっております。その結果、特別高圧・高圧供給向けの平均単価は、特別高圧が1キロワットアワー当たり1円87銭、高圧が3円56銭となり、新たに設定する低圧供給向けの平均単価は9円3銭ということになっております。

6ページ目をごらんください。事業報酬率についてでございます。事業報酬率の見直しについては先ほどもご説明のあったとおりでございますが、2.9%であったものを1.9%という形にしております。

次のページをごらんください。7ページでございます。調整力コストについてでございます。これにつきましては、これまでの制度設計ワーキングでの議論内容や省令を踏まえた上で当社の状況を勘案し、一般送配電事業に必要な調整力コストとして、周波数制御・需給バランス調整、その他の項目として電圧調整及びブラックスタートに係る費用を発電費から特定し、託送料金原価に反映しております。

なお、その他の項目のうち潮流調整については、過去実績より持ち替え電源の特定が困難であったため反映せず、今後実績を把握し、適切に反映していくべきものと考えております。

次のページ、8ページ目でございます。こちらでは、調整力コストの影響額及び影響単価を内容別にお示ししております。

表のAの、周波数制御・需給バランス調整に係る固定費については、見直した影響額が38億円、単価として3銭となっております。

Bの、部分負荷運転等に伴う増分費用による影響は67億円、これは単価で5銭となっております。

電圧調整については2,800万円、ブラックスタートについては1,700万円の影響がありますが、単価としては単位未満であるため「少」という形になっております。額としても「少」という表記としております。

次ページをごらんください。調整力コストの概要についてご説明をしております。

調整力コストのうち部分負荷運転等に伴う増分費用の算定においては、当社の電源構成上の特徴を踏まえ、下記に記載のとおり、計画調整の対象電源の種別を8つに区分しております。具体的には、平成24～26年度の発電実績に基づき、計画調整の対象電源種別ごとに対象時間・電力量を特定し、計画調整を行った分類別単価差を乗じて算定しております。当社の場合はLNG火力の比率が大きいことから、多くのケースでLNG火力によって調整力を確保しているということが特徴でございます。

次のページをごらんください。発電・送配電の再整理、設備区分の再整理についてということでございます。

ここにおいては、当社の場合、水力で89ヵ所、火力で2ヵ所を対象に実施しております。内容については他社様と同様でございます。

次ページをごらんください。スライド11では、次ページのスライド12とあわせて、現行の供給約款の料金原価の整理と、今回申請した託送料金原価の整理について、イメージ図を用いてご説明をさせていただきます。

弊社の営業所等でのお客様の対応業務は、お客様の利便性や業務効率化の観点から、同一の組織・要員で送配電・小売双方の業務を行ってきました。一方、現行の料金原価上の扱いは、個別の業務の性質にかかわらず、検針・集金・電気料金計算などに係る費用は送配電コストとして整理し、それ以外の業務に係る費用は小売コストとして整理する旨が料金算定規則に定められております。

次ページをごらんください。今回した託送料金原価でございます。個別の業務の性質に応じて、右のイメージ図のとおり再整理した結果、契約受付、既契約管理、電話受付の一部と停電対応の全部が小売コストから送配電コストに整理される一方で、検針業務、集金業務の一部と電気料金計算業務の全てが送配電コストから小売コストに整理されております。

す。

次のページをごらんください。低圧託送料金メニューの構成と料金制についてでございます。ここについては、接続送電サービスのメニュー区分については現行の供給約款料金との整合性を確保するという考え方に基づいて設定しており、電灯・動力別の設定、それから定額制・臨時メニューの設定というものがあります。また、電力利用料金単価が、時間帯を問わず一律の標準メニューと昼夜間別の時間帯別メニューを選択できるようになっております。加えて、契約電力の決定方法については、低圧実量契約を導入し、現状の主開閉契約との選択ができるようになっております。

次のページをごらんください。スライド14～18につきましては、今回した託送料金の料金単価表になります。ごらんいただいて、ご説明は割愛をさせていただきます。

スライド19までお飛びください。低圧小売料金の託送料金水準について、参考までに載せさせていただきました。主な低圧小売メニューのお支払い額と、今回の申請した低圧託送供給料金に基づく託送料金相当額について、モデルケースで試算した結果を記載してございます。

次のページでございます。近接性評価割引制度の見直しについてでございます。制度設計ワーキングの議論を踏まえ、新たに低圧電源を対象に追加するとともに、割引単価の再設定及び割引対象とする地域の見直しを行いました。再設定に当たりましては、ロス低減に係る評価に加え、基幹系統の投資抑制にかかわる評価との2つの観点に着目し、割引額を算定しております。その結果、割引単価としましては表の下のところに記載したとおりでございます。

次のページをごらんください。こちらでは、基幹系電源の割引単価設定の考えについてお示ししております。基幹系統に連系する電源は基幹系統設備を使用することとなるため、基本的には投資抑制に係る評価、ロス低減に係る評価、いずれも対象にならないと考えられますが、一方で潮流改善効果が見込めるということも考えられます。しかしながら、いずれかに画一的に決められるものでないため、面的な評価として特別高圧電源の評価の2分の1といたしております。

次のページをごらんください。こちらでは、近接性評価割引の対象地域選定の考え方と、対象地域についてお示しをしているところでございます。

対象地域の選定は、3つの条件、左の四角に囲ってございますが、1つ目は当該市町村の年間電気使用量が当該市町村の年間発電電力量を上回る地域であること、2つ目が当該

市町村の需要密度が当社供給区域全体の需要密度を上回る地域であること、3つ目は当社ホームページに公表している「系統マッピング」において熱容量面から特別高圧系統の対策工事が必要となる地域ではないことの3条件でございます。これによりまして、従来2つの自治体、岐阜県の各務原市と可児市というところが対象でございましたが、ここから可児市が除かれ、その他の地域を加えた86市町村を割引対象地域といたしております。

次のページをごらんください。インバランス料金制度の見直しについて記載をしておりますが、詳細のご説明は割愛させていただきたいと思っております。

私のほうからは以上でございます。

○安念座長 どうもありがとうございました。

それでは、続きまして関西電力の生駒副社長にお願いいたします。

○関西電力（生駒） 関西電力の生駒でございます。

説明に先立ちまして、一昨年に続きまして再度の電気料金の値上げによりまして、お客様、そして産業界の皆様方に大変ご負担をおかけしておりますこと、この場をおかりいたしまして深くおわびを申し上げたいと思っております。

それでは、弊社からの申請の概要につきまして、座ってご説明申し上げます。

1 ページをごらんください。このたびの制度変更を踏まえまして、低圧託送料金を新設いたしますとともに、項目2～4の見直しを反映いたしまして託送供給等約款の認可申請を行っております。詳細につきまして、ポイントを絞ってご説明させていただきます。

2 ページをごらんください。今回申請いたしました託送料金原価は、現在の料金原価をもとに特定をいたしております。具体的には、ライセンス制導入等の制度変更を踏まえまして、図に示しております①～④の見直しを反映しております。その結果、申請の託送料金原価は、現行より156億円マイナスの7,118億円となっております。

3 ページには、原価の特定フローをお示ししております。

4 ページをごらんください。託送料金原価を見直しました結果、電圧別の平均単価は、それぞれ1キロワットアワー当たり、特別高圧はプラス5銭の2円5銭、高圧はマイナス2銭の4円5銭、新たに設定いたします低圧は7円86銭となり、総合の平均単価としては4円79銭となっております。

5 ページをごらんください。ここからは、4つの反映項目につきまして順にご説明いたします。

まず、1点目の事業報酬率は1.9%に変更となり、託送料金原価に与える影響額はマイ

ナス246億円となります。

6ページをごらんください。2点目の調整力コストです。一般送配電事業者としての必要な調整力コストにつきましては、弊社では周波数制御・需給バランス調整及びブラックスタートに係る費用を特定しております。このうち、調整力を確保するために必要となる部分負荷運転等に伴う燃料の増分費用の考え方につきまして少しご説明申し上げます。

7ページをごらんください。部分負荷運転等に伴う増分費用とは、図に示しておりますように、例えば送配電事業者が調整力を確保するために、小売電気事業者にとっての再経済配分からLNGユニットの出力を抑えて、追加で並列する石油ユニットにもちかえている際の費用となります。その費用は、このもちかえた対象時間を集計し、それにもちかえ電源単価差と調整した電力量を乗じて算定しております。この調整した電力量は、実績を踏まえ、流通対応需要の5%の2分の1として申請いたしております。

8ページをごらんください。前ページの対象時間につきましては、先ほどのLNGと石油のもちかえのほか、このページにお示ししているとおり、当社の発電実績に基づき、8,760時間をA～Fの6つに分類してございます。

9ページをごらんください。以上を踏まえまして算定いたしました結果、調整力コストに関する託送料金原価への影響は、調整力を5%から7%に見直したことによる固定費の増分も加えまして179億円となります。なお、事業報酬率の減少影響等を加味いたしますと、2ページに記載の影響額189億円となります。ブラックスタートに係るコストとしてはごくわずかであるため、ここでは「α」と記載させていただいております。

10ページをごらんください。3点目は、水変・火変分離、すなわち水力・火力発電所において、従来は地元地域に直接供給しておりました設備も含め発電設備としておりましたが、今回その区分を見直しております。この結果、託送料金原価に与える影響額はプラス5億円となっております。

11ページをごらんください。最後に、4点目の営配分離、すなわち送配電と小売の業務区分の見直しについてでございます。

送配電部門と小売部門が一体となっていて行っている業務について、業務量比率等により、送配電に係る費用を特定しております。例えば、下から3段目の集金業務につきましては、これまで全額送配電に係る費用としておりましたが、停止にかかわるもの以外である収納・督促等の業務につきましては小売といたしております。その結果、託送料金原価に与える影響額はマイナス103億円となります。

以上が今回申請いたしました託送料金原価についてのご説明となります。

12ページからは、託送料金に関してご説明いたします。このページは、新たに設定いたしました低圧託送料金メニューの概要をお示ししており、現行の電気供給約款との整合を踏まえて設定いたしております。

右肩の13～14ページには新たに設定した低圧託送料金を、15～16ページには高圧・特別高圧の託送料金をお示ししております。

17ページには、電気料金のお支払い額と託送料金の水準比較をお示ししております。

18ページから、近接性評価割引制度についてご説明いたします。

19ページをごらんください。評価地域については、より細かな単位で設定するとの制度設計ワーキングの議論を踏まえ、市町村単位で設定いたしております。設定の考え方としては、潮流改善が見込めない地域を対象から除くため、まず、発電量が需要量を上回る市町村を対象外とするとともに、次に、需要密度が前者平均を下回る市町村を対象外といたしました。さらに、最上位電圧の50万ボルトの変電所において下位系統から潮流が突き上げている場合、電源の連系による潮流改善効果が見込めないことから、その下位系統の変電所から供給する市町村を対象外といたしております。評価地域の設定の結果につきましては、図にお示しさせていただいておりますとおりでございます。

20ページをごらんください。近接性評価割引単価につきましては、投資抑制に係る評価とロスに係る評価の2つを反映して設定しております。投資抑制に係る評価につきましては、基幹系統に係る減価償却費等を割り引く。ロス評価につきましては、上位系統のロス分に係る電氣的価値を割り引いております。

21ページをごらんください。基幹系統に連系する電源につきましては各社と同様でございますが、潮流改善効果が相対的に大きい電源と小さい電源が存在することを考慮して、特別高圧電源の2分の1として割引単価を設定しております。電圧別の割引単価は、表に示すとおりでございます。

最後に、22ページでございますが、今般の制度設計を踏まえて、市場連動性の単価を反映するインバランス料金制度の見直しを行っております。

以上が弊社の託送供給等約款の申請概要となります。

私から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、四国電力の新井副社長にお願いいたします。

○四国電力（新井） 四国電力の新井でございます。本日は、このような説明の時間をいただきありがとうございます。座って説明させていただきます。

それでは、お手元の資料に沿って説明させていただきます。

資料の3ページをお開きください。1～2ページは省略させていただきます。

今回申請した託送料金原価の概要をここでは記載しております。申請に当たりまして、新省令などを踏まえまして①～⑤の5項目を反映しております。①～④までは各社と同様でございますが、⑤の配電線工事用の発電機車に係る費用の再整理につきましては当社のみ項目というふうに認識しております。この点、後ほど13ページで詳細に説明させていただきます。

なお、当社の供給エリアには離島がございませんので、離島ユニバーサルサービスに係るコストの反映はございません。

下の図は、総原価と託送原価の関係を示したものでございます。現行の小売料金の総原価4,939億円のうち、託送原価は低圧も含め1,542億円となっております。これに①～⑤の項目を反映いたしました結果、現行の原価に比べまして27億円減少の1,515億円となりました。

次に、4ページでございますが、この算定フロー図の説明は省略させていただきます。

次に、5ページをごらんください。ここでは、再算定によります電圧別の単価影響をお示ししております。特高向けは現行より7銭上昇の1円83銭、高圧向けは1円低下の4円9銭、新たに設定する低圧向けは8円66銭となります。

また、原価の反映項目の内訳につきましては、事業報酬は合計で18銭の低下、電圧別には使用する設備の規模に応じて配分されるため、電圧が低くなるほど低下幅が大きくなっております。調整力については12銭の上昇、③の水変・火変の分離は2銭の上昇、⑤の発電機車は1銭の上昇となりました。④の営配分離は6銭の低下でございます。口数比で配分されるコストが多いため、低圧の低下幅が大きくなっているという特徴がございます。

次に、4の事業報酬率をごらんください。ここから、原価反映項目の内訳を一つずつご説明いたします。

事業報酬率ですが、各社と同様2.9～1.9%に下がっており、この結果、現行の託送原価に比べ49億円の減少、単価にして18銭の低下となっております。

次に、7ページをごらんください。調整力のコストにつきましては、周波数制御・需給バランス調整とブラックスタートに係るコストを託送原価のほうに算入しております。な

お、潮流調整、電圧調整、系統保安のための揚水発電所のポンプアップについては、当社の場合実績がございませんので、今回の申請には織り込んでおりません。

次に、8ページをごらんください。部分負荷運転に伴う増分費用の考え方をここでは示しております。算定の内容は各社と同様でありますので、これ以上の説明は省略をさせていただきます。

次に、9ページをごらんください。発電計画の調整を行っている電源種別の組み合わせごとに調整パターンを①～⑤のとおり5つに分類して、それぞれの時間数を算定しております。その結果、パターン3、石油から石油への調整時間が全体の9割弱というふうに大半を占めております。

次に、10ページに進ませていただきます。ここでは、調整力のコストの影響を項目別に示しております。周波数制御・需給バランス調整の固定費につきましては、調整力・予備力の必要量を最大需要の7%に見直したことで、現行の託送原価に比べまして12億円、単価にして4銭の増加、また、もちかえ増分費用は19億円、7銭の増加となっております。ブラックスタートに係る費用は100万円程度でございまして、単価影響は1銭未満というふうなことでございます。

次に、11ページをごらんください。水力や火力発電所の構内にある送配電機能を有する設備のうち、発電の有無に関係なく託送供給に必要な設備に係るコストを算定しております。この結果、託送原価は4億円の増加、単価にして2銭の上昇となっております。

次に、12ページをごらんください。配電と営業部門が一体となっておりますお客様の対応業務などにつきまして、業務仕分けを厳密に行いまして、ネットワークと小売業務に再整理をいたしました。この結果、現行の原価に比べまして17億円の減少、単価にして6銭の低下となっております。これは、現行では託送原価に整理しております集金や調定業務の大部分が小売に整理されたというふうなことが大きく影響した結果でございます。

次に、13ページをごらんください。配電線の工事を行う際には、お客様にご迷惑をおかけしないように、発電機車を用いて、できるだけ無停電で工事を行うように努めておりますが、この発電機車に係る費用について、当社は従来から火力の発電費、非託送原価に会計整理しておりました。ただ、配電線工事のためという費用の発生事由に鑑みれば配電費に整理することが妥当というふうと考えられることから、今回は配電費に振りかえを行ったものでございます。これにより、現行の原価に比べまして1億円の増加、単価にして1銭の上昇というふうなことでございます。

次に、14ページをごらんください。ここからは、料金メニューについてご説明をいたします。

今回新設いたします低圧託送料金のメニューについては、概要をここに記載しておるとおりでございますが、他社と同様に各種メニューを設定しており、これ以上の説明は省略をさせていただきます。

続きまして、具体的なメニュー別の料金レートについて、15～18ページに記載をしております。この内容については記載のとおりでございますが、ここでの逐一の説明は省略をさせていただきます。

19ページに進ませていただきます。19ページをごらんください。こちらは、平均的な使用料によります電気料金のお支払い額、それから、その内数となります託送料金相当額を試算した結果でございます。数値については、表に記載のとおりでございます。

それから、20ページをごらんください。需要地近くに電源が設置されることによります潮流改善効果として、設備投資の抑制及びロスの低減に係る評価を行い、これらを合算して割引単価を設定しております。また、制度設計ワーキンググループの整理を踏まえまして、これらは低圧連系の電源にも適用を拡大しております。

次に、21ページに進みます。ここでは、新しい割引単価を記載しております。下段の表に記載のとおりでございます。

なお、基幹系の電源につきましては特高電源の2分の1評価としておりますが、これは基幹系統の場合、電源の規模・場所によって潮流改善効果は大きく異なることなどから、簡明に特高連系の2分の1という形でさせていただいたものでございます。

続いて、22ページをごらんください。割引単価の見直しとあわせまして、割引対象地域の見直しも行っております。割引の対象地域は、より細やかな評価を行うため市町村ごとに設定するとともに、本制度の趣旨を踏まえまして、発電量より需要量が多く、需要密度が高い地域を基本に設定をしております。

以上、このたびの当社の申請内容についてご説明させていただきました。ご清聴ありがとうございました。

○安念座長      どうもありがとうございました。

それでは、どうもお待たせいたしました。九州電力の吉迫副社長にお願いいたします。

○九州電力（吉迫）      九州電力の吉迫でございます。座って説明させていただきます。

それでは、1ページ目は他社様と同じであるため、説明は省略させていただきます。

3 ページでございます。今回申請いたしました託送料金原価につきましては、現行から124億円増の4,536億円としております。

4 ページのほうに、今回の託送料金原価の電圧別内訳及び原価再配分項目ごとの影響を記載しております。

表の一番右側の列をごらんいただきたいと思います。全体で1キロワットアワー当たり5円29銭となりまして、現行からプラス14銭の影響となっております。再配分項目ごとの影響でございますけれども、①の事業報酬はマイナス20銭というようになっておりますけれども、当社は供給エリアに離島を多く抱えておりますことから、②の離島ユニバーサルサービスがプラス18銭というふうに大きくなっております。それから、③の調整力・予備力につきましてはプラス15銭、④の発電・送配電の再整理及び⑤の送配電・小売の再整理は、それぞれプラス1銭となっております。

項目別の内容につきましては、次ページ以降で、当社にとって特色のある点を中心に説明させていただきます。

なお、電圧別の平均単価につきましては、特別高圧が2円13銭、高圧が3円89銭、今回新設されました低圧が8円36銭となっております。

5 ページをごらんください。ここは事業報酬についてでございますけれども、原価で170億円の減、単価で20銭の減となっております。

次に、当社にとって非常に特色のある再配分項目となります離島ユニバーサルサービスについてご説明させていただきます。

6 ページをごらんください。当社の供給エリアにはユニバーサルサービスの対象となる離島が35ヵ所ございまして、沖縄電力を除く電力9社の合計のうちの約6割を占めております。また、ページの右下に記載しておりますとおり、離島の主な発電設備となります内燃力発電設備におきましても、最大電力の合計において約5割を占めております。したがって、今回の認可申請におきましては、離島ユニバーサルサービス導入による影響が他社様よりも大きくなっております。

なお、左の図の点線で囲っております長崎県の五島列島でございますけれども、海底ケーブルで本土と連系しているために離島ユニバーサルサービスの対象外となりますけれども、発電設備に係る固定費を調整力・予備力の一部として原価に反映しております。詳細は後ほどご説明させていただきます。

7 ページでございます。この離島ユニバーサルサービスにつきましては、離島に本土並

みの料金で供給した場合の料金と、供給コストの差額となる赤字分を託送料金原価に反映しております。この額が151億円、影響量が18銭の増ということになっております。離島供給に係る費用につきましては主に内燃力発電費が対象となりますけれども、内燃力発電設備は単価の高いA重油、それからC重油を使用しておりますので、特に燃料費の割合が高く、離島供給に係る費用の燃料費だけで6割を占めております。

8ページ、調整力・予備力についての説明でございますけれども、表の中のa～dまでは他社様と同じでございます。一番下のeでございますけれども、これが先ほどちょっと説明いたしましたけれども、本土連系離島の連系線事故時のバックアップ費用ということで、その他予備力として原価に反映させていただいております。

9ページは、もちかえ増分費用についての考え方の説明でございますけれども、考え方は他社様と同じですけれども、当社は④石油・LNGを石油に振りかえる時間が64.4%と多くなっております。

それから、10ページに、その他予備力として反映いたしました本土連系離島の連系線事故時バックアップ費用について、これは対象は長崎県の五島でございます、この状況についてちょっと説明させていただきます。

この地区につきましては、平成17年に海底ケーブルで本土と連携しておりますけれども、設備の故障等によりまして五島への電力供給が停止する場合、発電機車等では五島の全需要を賄うことができず、設備復旧まで長時間電力供給が途絶えることも考えられます。このため、当社バックアップ電源として3つの内燃力発電所を残置しておりまして、これらの設備に係る費用について、その他予備力として託送料金原価に反映しております。

11ページがこれらの合計でございます、託送料金原価は127億円の増、単価は15銭で、先ほど申しましたeのバックアップにつきましては原価で10億円、単価で1銭の増ということになっております。

それから、12ページは、発電と送配電の設備区分の再整理の部分でございます。原価で10億円の増、単価は1銭の増となっております。

それから、13ページが送配電と小売の業務区分の再整理でございます、業務量実績等に基づきまして再整理しました結果、原価は6億円の増、単価で1銭の増となっております。

続きまして、16ページ以降におきまして、託送供給等約款規程の見直し内容及び託送料金の設定内容について記載しております。

16ページですけれども、小売全面自由化を踏まえまして、低圧の託送料金を実量契約と主開閉器契約の選択制として新たに設定いたしました。なお、低圧の託送料金メニューにつきましては、現行の供給約款料金との整合性を確保するとの基本的考えを踏まえまして設定しております。

17～20ページまでは、これまで説明してまいりました原価をもとに算定いたしました託送料金単価について記載しております。

説明は省略させていただきまして、21ページに低圧小売料金における託送料金水準につきまして、メニューごとにモデルを用いて示しております。いずれのメニューにつきましても、託送料金相当額が小売料金の内数となっております。

22ページは、近接性評価割引についてでございます。これまでのロス低減効果に加えまして、投資抑制に係る評価を加えております。表のとおり、旧単価13銭に対しまして、新単価は14銭～37銭というふうになっております。

23ページに基幹系の割引のイメージを書いておりますけれども、基幹系につきましても、電源の接続によりまして潮流改善効果が見込まれるケースがありますけれども、電源の接続場所、規模によりまして、その効果はばらつきがあるというふうを考えられますことから、基幹系の割引単価は特別高圧の半分の設定としております。

最後に、24ページ、ちょっと絵が、九州の海岸線が抜けておりまして申しわけございません。現行は3つの県、福岡、熊本、宮崎の3県を対象にしておりますけれども、今回市町村単位で判定を行うこととしまして、表に記載のとおり82市町村を評価対象地域と設定しております。

以上をもちまして説明を終わらせていただきます。

○安念座長 どうもありがとうございました。各社さん、大変要領よくご説明をいただきまして、大変助かりました。ありがとうございます。

それでは、ディスカッションに移りましょう。どうぞ、どなたからでも、どの論点でも結構でございますので。

○圓尾委員 すみません、2点ほどお伺いします。

1つは、各社さんの記載でいうと営業・配電の業務区分の見直しのところですが、各社の数字をざっと比較してみると、結構違いが目につきます。もともと現行の整理が各社で違っているというのが、私は新しい発見だったのですけれども、「うちの会社はこういう特性・特徴があるので、他社に比べてここに関してはネット側でみななければいけない」とか、

「小売側でみななければいけない」とか、何か特殊な事情があるのであれば教えていただきたいということです。特に、検針・集金・調定という3つを今まではネットワーク側、それ以外は小売側としていた会社さんが、例えば北海道さんとか東北さんとか、多かったと思うのですが、新しい区割りではそれぞれに分け方が違っていて、数字が違って出てきています。特にここで高い数字を出されている北海道さんとか、何か事情があるのであれば教えていただきたいというのが1つ目です。

それから、もう1つは、近接性評価割引です。率直に言って、細かく分けたことが潮流改善に関してとか、導こうとしている結果に対してプラスにきいている皆さんが感じているかどうかを率直に聞きたいということです。例えば東北さんを見ると、今までは山形県だけだったのが、新しいのをみると山形県以外ばかりという感じですよ。新潟であったり、宮城であったり、福島であったり。ということは、そもそも今の現行の区割りというのは何なのだと。

○安念座長 山形市は入っているのではないですか。

○圓尾委員 市は入っている……

○安念座長 山形県の中でも、山形市以外は何か白抜きになってしまったみたいな、そんな感じでしょう。

○圓尾委員 そうです。ですから、今までのものは目的を達成するには十分ではないが細かく分けたらより適正な形になります、ということなのか、とはいえ、ネットワークは必ずしも市町村の区割りを考えて張られているわけではないと思うので、こういう細かい区割りをしたことによって、むしろ適正ではない方向に行ったということも、もしかしたらあるのかと思ったので、意見があれば伺いたいです。特に中部さんなんて、今まで少ししかなかったのがたくさん増えてしまっているんで、これは本当に適正なのかどうか、何か意見がおありなのではないかと思しますので、お聞かせ頂きたいです。

それからもう1つ、近接性割引に関して2点目ということですが、全社さんに伺えればと思うのですが、今回は、冒頭に都築さんからお話があったように、別途定めるという形で出して頂きましたが、では、これをどういうタイミングで、どういう形で見直そうと思っていらっしゃったのか、を聞かせて頂きたいです。例えば、毎年こういうタイミングで見直そうと思っていた、いや、こういった電源の設置の評価ということであれば5年に1回ぐらいで十分だと思っていた、もしくは必要に応じて見直そうと思っていたなど、どう見直しについて考えていらっしゃったのかをお聞かせいただければと思います。

以上です。

○安念座長　　実質3つご質問があったのだけれども、3つについて全社にお答えいただくわけにもいきませんわな。

最初の、営配分離の考え方ですよね。従前、それから今回の考え方について、何か、うちはこういうふう考えたのだというようなことで、ご意見がもしおありであれば。酒井副社長、こういうふう考えたというのは何かおありでしたら。

○北海道電力（酒井）　　影響額が北海道は大きいということで圓尾さんからお話がございます、従前でありますと、給電費、販売費、需要家費、こういったものを組織単位で分類して、それを計上していたということでございます。当社の場合、1人の人間がいろいろな業務をするといったケースもございますし、なかなか1つの組織でネットワーク・非ネットワークの業務がきれいに分かれているわけではございません。そうしたことから、今回それぞれの業務区分を細分化して調べたということでございます。

ちょっとネットワーク側の配分が若干大きくなっている理由としては、停電等の場合で現場に出向く場合、当社の場合距離が少し遠いものですから、それに要する時間が若干かかっているかなといったようなことが原因の1つとして考えられます。

以上でございます。

○安念座長　　今の点について何か、ほかの会社さんから何かご意見等がありましたら伺いますが、よろしゅうございますか。その点については、また精査しましょう。

あとは、やはり近接性評価割引ですが、どのみち論点になるのですけれども、例えば東北さん、いかがですか。メッシュを細かくして、本来の制度目的により合致するようになったのかという、そういうことですけれども。

○東北電力（岡信）　　まず、山形につきましては、座長が補足していただいたとおり、これは全部外れたわけではなくて、どちらかという、日本海側の酒田とか鶴岡とか、そういうところが外れてしまったという実態でございます。

それで、総じていえることは、説明の中で申し上げましたとおり、やはり県という大きくくりではなくて市町村単位に細分化をしたと。それから、あとは低圧の電源についても今回対象に入れた。加えて、需要密度のところも条件としてこれまでにないものを入れましたので、基本的にはこの潮流改善について、より適切に評価できる制度になっているのではないかなと思います。ただ、要注意なのは、山形県でこれまで適用されながら今回外れてしまったというプロジェクトがございますので、その辺につきましてはかなり丁寧なご

説明をしていかなければならないなと思っているところでございます。

以上でございます。

○安念座長　　ありがとうございました。

中部さんなんかはいかがですか。今まで2市しかなかったのがうんとふえてしまって。

○中部電力（増田）　　はい。経緯的な話をしますと、もともと近接性割引の制度ができたときには、私どもは伊勢湾岸に発電所が多いのと、それから浜岡があったということで、実は北側のところに向かっての潮流になっていました。ですから、当初は長野県が近接性割引の対象になっていたという経緯があります。これが、実は当社の上越火力ができたものですから、実はこの前の料金改定に合わせて長野県を外した結果、我々として一番着目すべきはどこかということで、実は変電所レベルまで落として、重潮流のところの改善効果を見たらどうかということで、実は名古屋市内の北部にある変電所が最も重潮流で厳しかったので、その改善効果を期待して実は2自治体を設定したという経緯があります。詳細な説明はまた別途必要であればさせていただきますが、そういう形でもってきたところ、今回、先ほどご説明した3つの条件を設定して、もちろん低圧のところまで含めて改善効果を一応みていくという前提で、再評価すると86自治体という形で今回再設定できる。これについて効果があるかどうかということをお問われれば、当然のことながらそれぞれ詳細に改善効果を評価してやってきておりますので、効果がある制度にはなっているというふうには理解しております。

それから、もう1点、どういうタイミングで見直すのだろうかということ、やはり大規模な電源ができてきて潮流が変わってくれば、そのタイミングにおいて当然見直す。先ほど申し上げましたが、私ども上越火力ができたときに当然見直したと同様に、そういうタイミングであろうかと思えます。全般的にみると現在の私どもの発電所配置というのが結構バランスよくできているので、実は以前の2自治体というのは、結構そういう意味では発電所バランスや電源バランスがよかった結果でもあるというふうには我々理解はしております。

以上です。

○安念座長　　とりあえず1社さんにお答えいただきましたけれども、また各社さんに紙か何かで出していただきましょうか。また機会があればそうしましょう。

私の理解ですけれども、今、中部さんからご説明があったけれども、やはり見直しというのは別に1年ごととか3年ごととかいうことではなくて、ドーンとでかい電源がどこか

にできました、あるいはドーンとでかい需要がどこかにできたと。そうすると、潮流というのは変化するわけだから、そういうときがやはり見直しだというふうに恐らく各社さんともお考えなのではないかなと——推測しているだけです。そういうふうに思いましたので、また深めましょう。

それでは、次に手を挙げていただいたのは河野さんですね。どうぞ。

○河野事務局長　ありがとうございます。私も、先ほど圓尾委員が最初にご質問されたところが、今のご説明を伺っていて消費者としては疑問に思ったところです。今回の調整において、経費の増加要因というのは、調整力コストと離島ユニバーサルサービスの導入、発送電の設備区分の見直し、こちらはどちらにしても増のほうに働いて、事業報酬率と営業・配電の業務区分見直しというのは、私のイメージだと減のほうに働くのかなというふうに勝手に思っておりました。そこで、このことに関して、最初にこの検討は透明性を担保するというお話を伺っておりますので、消費者が理解するという意味で、3つ、先ほどの圓尾委員のご質問にも重なるところがあるかもしれませんが、ご質問申し上げたいと思います。

1点目が、営業・配電の業務区分見直しについて、各社さんの項目はほぼ同じで8項目にそろっているのですが、中部電力さんには異動出向・調査という項目がなく、関西電力さんと九州電力さんには、その他としてサポート部門という項目が追加されています。この3社の項目の違いと、他の5社を含めて、例えば契約受付という項目で対象としている業務内容に違いがあるかどうかというところをまず伺いたいと思います。

それから、2点目は、それぞれの項目ごとに配電と営業に整理しているのですけれども、これをどう振り分けるかという再整理の方法については、各社さんの判断でやられているかということをお伺いください。

それから、3つ目は、営配分離による再整理の結果、特別高圧は各社とも申請価格が上回っていますし、高圧では各社対応がそれぞれ異なっています。低圧部門を拝見しますと、4社さんにおいては現行より減額して申請されていますが、北海道電力さん、中部電力さん、九州電力さんにおいては、営配分離項目において原価がかなり上昇していて、特別高圧、高圧、低圧全てにおいて増額申請となっています。このことをどうみるかなのですけれども、そもそもこれまでの原価が安過ぎたので、これを機に適正に評価し直したのか、それとも、整理の結果、減額する要因というのが一つもなく、改めてやってみたらこういう結果になったのかということをご説明いただければと思います。

ちなみに、この北海道電力さん、中部電力さん、九州電力さん、3社さんとも、託送料金原価の今回の申請原価は現行の原価の総額よりも上回っているのですよね。そのあたり、どういうふうな背景があるのかというのを消費者にもわかるように説明していただければというふうに思います。

以上です。

○安念座長　では、最初、中部さんと関西さんに、ほかのところにはないアイテムがあるようだがという点です。何かコメントがもしおありでしたら、どうぞお願いします。

○関西電力（生駒）　関西ですけれども、私どもの営配のところで、その他項目というのをつけさせていただいております。これは、私どもの実際の営業所という現場に、これをサポートする部隊として、例えば本店であるとか支店であるとか、そういう上位機関のコストを少し分けてここに記載させていただいているものでございまして、例えば織り込むといえば織り込む、そこを明確に分けさせていただいて、その他という形でつけ加えさせていただいているものでございます。

○安念座長　中部さんは何かコメントはおありですか。

○中部電力（増田）　その部分というのは、これまでの営業関連業務について多分個別に一つ一つご説明して、その上でどういうふうに配分したのかという説明をまずさせていただくことが必要かなと思っておりますが、それを今後必要に応じてやらせていただくということかと思っております。

今、関西電力さん、その他サポートだとか、それから異動出向・管理みたいな話が出ておりましたけれども、基本的には私どもも同じようなことはやっておりますので、必要な部分を仕分けして反映をさせていただいているということでございます。

○安念座長　第2点については、みんな同じ考え方でやっているのかと各社さんに聞いても多分ちょっと質問自体が無理だと思いますので、これは追々各アイテムごとに精査してまいりましょう。違っては全然構わないわけですけれども、その違ってことに合理性があればそれで構わないことですので、追々ご指摘の点は精査していくことになるだろうと思います。

それから、3点目、僕がご質問を忘れてしまった。何でしたっけ。

○河野事務局長　1番、2番の流れで考えてくると、北海道電力さんと中部電力さんと九州電力さんは、営配分離項目において、いわゆる原価が上昇しているのですよね。ほかの電力さんはマイナス。ですから、これまでの各社さんの判断によると思いますので、結

果として3社さんはここが減額の対象になっていないと。ほかの4社さんは、このところで、特に低圧のところ、多分需要口数が多いせいだと思いますけれども、低圧のところには減額という形で示されているのですけれども、なぜそうなっているかということがよくわかりません。これはここでお答えいただくというよりは今後のご検討で納得したいと思います。

○安念座長 わかりました。それは十分テイクノートしておきます。ありがとうございました。

松村先生、どうぞ。済みません、お待たせしました。

○松村委員 質問はごくわずかで、ほとんどコメントです。

最初に感想です。報酬率をきちんと整理して、強行に主張して下げてもらった。とてもよかった。もしこれがなかったら全社託送料金が上がっていたはず。元の料金だって高過ぎる。何でこんなに高いのだと思っているのに、更にそれよりも高くなるなんて。とんでもないことにならなくてよかった。やはりこうしてよかった。感想です。

次。これは確認で、多分答えは入っていないということだと思うので、そうであれば回答不要です。前回、北陸電力と沖縄電力は物価等に関するエスカレーションという項目が入っていたのですが、今回は、諸元は一旦査定を受けたものをそのまま使うということになっているので、原理的に入っていないと思うのですが、もし万が一……

○安念座長 そこは確認で、そうですね。値上げ審査のときの数値をそのまま横に出しているという、そういう理解で各社さんともよろしゅうございますか。——はい。では。

○松村委員 ありがとうございました。では、エスカレーションは、その2社だけを考えればいいということですね。

○安念座長 そうですね。そうだと思います。

○松村委員 ありがとうございました。

次。近接性について前回もコメントしました。実は前回の3社の近接性がすごくおかしいと思わなかったのですが、今回出てきた会社の中で、私は東京電力と関西電力のこの見直しはかなり納得できない。ここを見て前回の発言をしてしまったのです。したがって、私はこの問題の主戦場はこの2社だと思っている。特に関西電力のこの見直しは、新規参入者狙い撃ちにしているのではないかという印象すら受ける。

○安念座長 ちょっと待ってください。

○松村委員 これは、納得するためには相当ちゃんと説明を聞く必要があると思ってい

ました。

それで、説明を聞いていて、各社の考え方が多少はわかってきた。多くの会社で基幹送電線につなげるところ、それから特高でつなげるところ、ここはざっくり2分の1としていたので2倍の開きがあるわけですが、さらに高圧でつなげるところ、割引がだんだん大きくなっていくわけです。それで、例えば高圧でつないだとしたらこの割引をされる地域に関して、従来割引対象地域に入っていたものでも不適當な地域が相当ある。その結果外れたという説明なら、かなりの程度納得できる。しかし実際の各社案は基幹送電線につなぐものも同じ原理で外してしまった。基幹送電線につなぐ、あるいは特別高圧でもそうかもしれませんが、大きな潮流があって、その潮流を反映してこの地域に電源があるとありがたいので誘導する。元々そのような役割を果たしていたのに、この程度の割引、基幹送電線に接続する時に得られる割引が受けられる地域が、何故こんなに急速に縮小されなければならないのか。もう少し細かく分けて、仮に高圧でつないだとしても、例えば大阪府で高圧につないだとしてもこんなに大きな割引は不適當であるという説明ならまだ納得はしたのですけれども、大きな潮流として、今とまっているとしても、今後関電としては動かすつもりの大電源が北のほうに集中してあるという構造は変わっていない。にもかかわらず、何でこんな新規参入者の電源があるところを狙い撃ちにして、そこが外れるように見える見直しになってしまったのかは、きちんと考える必要がある。仮にやるとしても、今いったように、一番割引の高いところが適用される地域と低い割引が適用されるところを分ける余地は十分あると思います。今回出された近接性割引の地域が本当に適當かどうか。特にこの2社について精査する必要があると思いました。

中部電力が見直した結果対象地域が広がった——あるいは東北電力もそうだと思うのですが、ご指摘になった通り、元々バランスがよかったので、県単位で割引を設定する場合の適正な地域が相対的に少なかった。元の設定がおかしかったと私は思わないし、今回の見直しもかなり合理的かなとは思ったのですが、全社についてそう思っていない。この問題については重点的にみる必要があると思いました。

次。報酬率がこれだけ下がったのにもかかわらず、事業報酬に対応するものがこれだけ下がったのにもかかわらず、全体としてコストが上がっているところが3社あります。この3社については、やはり相当ちゃんとみる必要があると思いました。北海道と中部と九州なのですが、そのうちで九電は、離島コストが相当強烈に入っているのです、これはやむを得ないかなというか、もし離島コストがなかったとしたら全体としては引き上げになって

いなかったはず。それでもちゃんとみるべきだとは思いますが、理由はわかりやすい。他の2社に関しては、理由がまだ完全に納得できていないので、ちゃんとみる必要があると思います。

それから、電源の調整費用はそれなりのコスト、もちかえの費用というのはそれなりのコスト。東北電力のところでは揚水の使い方のご説明がありました。あの説明は一応納得したのですが、むしろ他の会社で、揚水と揚水のもちかえとか、揚水と石油のもちかえはイメージがいま一つよくわからないので説明くださいということをお願いしました。ひょっとしてその説明を聞くと、聞いた後で、ではどうして東北は揚水を使わないのだろうかという疑問が出てくるかもしれないので、また聞くことはあるかもしれません。いずれにせよ、揚水をむしろ使ったほうがコストが低くなるのではないかなどというようなことだけは、事務局のほうでも聞いておいていただけると、この後スムーズに話が進むと思います。

それから、北海道電力に関しては、LNG火力がないというのは確かにその通りだし、それを前提とした話をしなければいけない。前回の再値上げのときに辰巳委員が指摘した点、LNG火力をもともと持っていなかった結果としてコスト高になるのを消費者が全部負担する点に関して疑問をもっている、と発言された。今回改めてこの調整力もちかえ費用をみせられると、そういう感想を再び持たざるを得ない。今回、だからといって今からLNG火力をつくれというわけにはいかないのですけれども、割り切れない思いはあります。

それから、先ほど河野事務局長から指摘があった、その他、特にサポート部門というのは、これだけではとてもわかりにくいので、具体的にどうなっていて、その結果としてどういう仕分けをしているのかをもう少し詳しく出していただかないと、これだけでは納得しかねる。

それから、各社ごとにこれだけ違っている点に関しては長期的に放置してはいけない。今までが大きく違っていたという点に関しては、今までは小売り規制料金という格好で規制されていて、それは託送費用なのか営業費用なのかというのは余り関係なかったので、重点的にみられてこなかった。不統一でも気にしてこなかった。しかし、これからは託送だけが公共的な料金になるので、各社が著しく違ふとかということを、いつまでも放置しておいてはいけないのではないかと。合理的な理由がないものは、この整理が一番合理的なのではないかという会社がもしあったとするならば、皆がそれにならうことも、長期的には考えていくべき。今すぐやるのは難しいと思いますが、わかりにくいものをいつまでも

放置しておくのはよくないと思いました。

次に、今回いうことではないのかもしれませんが、監視委員会の委員の方が2人いらっしゃるの、ぜひお願いしたいことがあります。今回託送料金が全社出てきて、それで、オール電化対応のところの夜間料金も出てきました。今までの説明では、基本的にオール電化の小売料金から託送料金を引いて、発電の可変費用を引いて、営業経費を引いて、それでも十分に余る。この余る部分で社会的な利益があるので、だからこの分がオール電化でないお客さんにも均霑化する。だから営業経費を膨大に投入するのも正当化されるという説明だったはず。もしそれが正しいとすると、オール電化料金、小売料金から今回の託送料金を引いたものは、夜間帯の電源の可変費、平均的な可変費の上限になっているはず。利益も全部込みでの上限になっているはずですから、監視委員としては、この出てきた料金水準、この差の部分以上、小売り料金と託送料金の差以下の水準で平均的に夜間に入札していないとすれば、全く説明がつかなくなると思います。限界費用はコマごとに違うとしても、全体としてのコストという観点からは、平均的な入札価格という観点からは、このような視点で監視できるはず。かつて正当なものだと主張し続けたオール電化料金体系と、今回出てきた託送料金の料金体系から説明できるような入札行動をとっているのかどうか。もしそうでなければ、強力な是正策を考えることを検討していただきたい。監視委員の方にはこのデータを使って監視、評価をしていただきたい。

次に、特別高圧と基幹送電線のところ、2分の1にするという説明。これは、沖オブザーバーが、納得できないので、もうちょっと説明せよということをおっしゃったが、私も納得していないので、もちろんもっと説明は欲しいのですが、こんなざっくりしたやり方で託送料金をつくるというようなことが許されるなら、地産地消の固定費割引というものもこれぐらいのざっくりしたことができないのでしょうか。基幹送電線あるいは特別高圧にかかっているような固定費を、厳密に調べればとても難しいかもしれないけれども、半分除くとかという、そういう発想ってできないのかなということを疑問に思った。これだけ実際の潮流に基づかないざっくりした考え方というのを電気のプロが一様に受け入れるのだとすると、もう少し改革のやり方があり得るのではないか。これも制度改革の文脈で考えていくべきことだと思います。

最後。離島ユニバーサルサービスに関して、今まで九州電力は、うちは離島のコストがすごくかかっている、ハンディキャップを負っているのだということとずっとご説明になってきた。今回、確かに突出して高いことが明らかになったわけで、やはりおっしゃって

いたことが正しかったということが出てきたのだと思います。これを九州の顧客が負担するのがいいのか、全国の顧客が負担するという形にするのがいいのかというのは、今後の制度設計で議論すべき問題なのではないかと思いました。ただ、今のつくり方が、本土並みの料金との差の部分を補填するという形になっているので、自然なやり方は確かに地域別に割るというやり方。実際に今回の制度改革ではそういうやり方をしているのだと思うのですが、長期的には、これは九州に離島がたくさんあったら九州のお客さんが負担しなければいけないのか。まさにユニバーサルサービスなのだから全国で負担すると考えるのかということは、長期的に考える余地はある。いずれにせよこれだけ大きな差があるということをお私たちは認識しなければいけないと思いました。

以上です。

○安念座長 私も最後のご指摘の点は全く同感で、一種のウェルフェアですから、エリアで決める、エリアで負担するというのは、何か私もちよっとおかしいなという気は前からしておりましたけれども、これはまたここで直接議論することではありませんが、しかるべき場で議論していただければと思います。

多くの点をご指摘いただきましたが、東京さんと関西さんの近接性評価対象地域の選定の仕方ですか、この点について現段階でもし何かコメントしていただくことがあればどうぞ。現段階ではないというのなら、それで結構ですけれども。

○関西電力（生駒） 関西でございます。近接性評価、地図でみていただきますと、白いところがふえたという形、抜けているところがふえたという形で、お叱りを受けているのかと思います。ただ、私どもといたしましては、あくまでも需要量と発電量のバランスという見方をしております、そういった意味では考え方は以前とは変えてございません。ただ、今回、市町村単位ということで少きめ細かくみさせていただきましたので、その結果としてこういう形になったということでございます。

あわせて、新電力狙い撃ちではないかというご指摘があったけれども、これは別に狙い撃ちではありません、当社電源に対しても全く同じ対応になりますので、同じ考え方で対応していきたいと、こういうように思っております。

○安念座長 東京さんもおそらく骨子としては同じようなお考えかと存じますが。

いずれにいたしましても、評価対象地域をどういうふうを選定するかの問題と、それから、もう1つ、2分の1問題は、どっちみち議論しなければいけないことに今後なってくるとお思いますので、力を入れて議論したいと私も思います。

それから、これは私、素人だからなのだと思うのですが、揚水と揚水のもちかえというのはどういうことなのか、私も何かよくイメージが沸かないので、何かもし素人向けにご説明していただける方がいらっしゃったら、どなたかご説明を。

○東京電力（山口） 全体の調整電源のやりとりは、部分負荷運転をするか、したときに効率が落ちこちてくるので、全体をできるだけ効率の高いものに差しかえていくという運用をしています。揚水においても同じでして、部分負荷運転をやることでやはり効率が落ちますので、そういう意味での効率のより高いところに差しかえるという運用が出てくるということです。

○安念座長 揚水間でも？

○東京電力（山口） ええ。

○安念座長 そういうものなんだ。へえ。

○東京電力（山口） 時代の違うもの等がたくさんあるわけでありますので、場合によっては可変速でやったほうがいい場合もあるので。一般の揚水だけですと——一般の揚水といっても、これは歴史が長くて、効率のいいものから最近のものまでありますけれども、その状況をみながら全部、最効率になるように持ち替えをやっていくと。その結果です。

○安念座長 なるほど。わかりました。具体例はまた追々。

○関西電力（生駒） ちょっと補足いたしますと、私どもの場合で申し上げますと、本来、例えば揚水1台だけで供給力が足りるというような場合も、調整力という意味で考えたときに、揚水1台だけでフルをとってしまうと調整ができませんので、複数台を運転させると、例えば30万キロワットのものが15万キロ・15万キロワットになり、こういった使用率の部分負荷運転、今おっしゃいました差の部分をカウントしているのご理解いただければよいかと思えます。

○安念座長 ありがとうございます。ご教授いただいて。

それから、コストが上がっている会社があるが、なかなか納得できないと先生がおっしゃったのは、これは当たり前の話でして、最初から我々が全部納得しているのなら審査する必要はありません。納得のいかないところは十分に審査するのが我々の務めだと思っております。

それから、サポート部門云々の件はこれから深めていきたいと存じます。

大体そんなところだったかな。また何かご指摘いただくことがあれば追加してください。

○松村委員 新規参入者の電源を狙い撃ちにしているというのは若干誤解があるようで

す。新規参入者だけを割引対象から外すことは制度上できるはずがない。そうしているなんていうことをいっているのではありません。近接性の評価の対象地域のことをいっているのです。一番恐れているのは、新規参入者が入った地域があったとすると、電力会社が恣意的に、入ってしばらくたった後でそこから外すこと。そうできるような都合の良い基準を裁量的に作ること。そうすると、潮流改善効果がある、だから託送料が割り引かれるということ的前提として、長い期間で回収するはずの発電所を建てたのに、電力会社によって恣意的で合理的でない基準でその対象から外されることになってコストが高くなるなどというようにリスクを負わされたら、新規参入者は当然投資をためらうことになる指摘したまで。実際に外された地域は、新規参入者が大型の電源を建てたところではないのですか。同じ地域なのに自分のところは近接性割引を適用するけれども、新規参入者は適用しないなどというようなことをすると言ったつもりはありません。

以上です。

○圓尾委員　私がお話ししていたのもまさにその点でして、例えば安念先生がおっしゃったように、大きな電源ができれば、その都度見直していくとなると、新規参入者が大きな電源をつくった途端外されます。投資意欲が沸いてこないと思うのです。ですから、例えば私がいったように5年間は固定するというのであれば、今のタイミングでつくったら4年間はこのメリットを受けられると思って、事業計画に織り込むことも新規参入者はできます。そういう意味で何かルールが必要だと思って、皆さんの考えを伺いたいと言ったところですよ。

○安念座長　わかりました。どうもありがとうございます。

それでは、お待たせしました。辰巳さん、どうぞ。

○辰巳委員　ありがとうございます。私も、まず意見になるのだと思うのですけれども、やはり気になったのは、前回改定から見直したときにふえたところと減ったところの違いがわからないから、何とかバランスの違いでそうなったのだと思うし、各社それぞれ事情が違うから同じ形になるとは思いませんけれども、やはりそのあたりがもうちょっと納得できるような形でというか、どちらかというと同じ方向を向いていただくほうがいいような気がしたもので、ちょっとそのあたり、全く同じような疑問をもったということが1つです。

それから、近接性評価割引の件なのですけれども、先ほど多分、圓尾委員がおっしゃったのかな、消費者にどのように伝わるのだというお話。きょうのどの企業さんもそうだった

たように思うのですけれども、電力料金の内訳を参考として書いてくださっていましたが、ああいうふうな形で託送料金というのが今後表示されるようになるのかどうかというのを、これはちょっと質問なのですけれども、ぜひ伺いたいなど。今回は参考として書いてくださっているのか、今後一般電気事業者が……

○安念座長 おっしゃるのは、モデル料金のことですね。

○辰巳委員 そうです。表示になって……

○安念座長 小売にどういうふうに跳ね返ってくるのかという、その話。

○辰巳委員 いや、そうではない、ごめんなさい。そういうふうに電力料金と託送料金が書いてあって、近接性割引を受けているのであれば、それも書いてくれるとかというふうな形になればわかるかなというふうにちょっと思ったもので。だから、そういう方向になっているのかどうかはちょっと知りたいなというふうに思ったこと。

それから、今回、四国電力さんが送配電の修理とか何かに発電機車を使うと。それは送配電に関係しているから費用として入れましたとおっしゃっていて、送電線の修理に使うから仕方がないというふうには思ったのですけれども、ほかの電力会社さんにはそういうお話が全然なかったのですけれども、だから、ふえるからいいかどうかは別にして、何か四国電力さんだけが違う表現があったもので、ちょっと伺いたいなというふうに思った。

以上です。

○安念座長 発電機車は、各社さんみんな多かれ少なかれおもちですよ。その整理は、ほかの各社さんはどうなってる。

○九州電力（吉迫） 配電費で今まで整理しておりますので、もともと託送料金の中に入っている……。

○辰巳委員 入り込んでいる。では、今まで入れていなかったという……。

○安念座長 四国さんは今まで発電のほうで。発電だから。

○四国電力（新井） はい。私どもだけがどうも発電のほうに入れておったということ。

○辰巳委員 今まで。そういうことだったのですか。わかりました。

○安念座長 ほかの各社さんも大体そんなものでしょうね。

あと、消費者への表示の仕方ということについては、何か現段階でのお考えは。

○東北電力（岡信） 東北電力ですけれども、高圧以上のお客様には託送料金相当額としてお示しをしております。それから、低圧については、たしか制度改革ワーキンググル

ープで一応ご議論がいろいろあったと思いますけれども、単価と算定式をお示しすると。そういうような情報提供で方向性が出ましたので、今のところそういうことで対応しようかと考えているところでございます。

○安念座長　それでは、梶川委員、どうぞ。

○梶川委員　皆様と完全に重複なのですが、たった一言、念押しという意味で。

先ほど来、違う要因って、契約受付というところが本当に違うのですね。営業区分の中で契約受付が最も大きく違っておられますので。各社間で。その絶対額の積み上げも含めてよく、これは事務局のほうなのだと思うのですが、ご確認をいただければと思います。

○安念座長　ごめんなさい、ちょっと、どことどこが違うのか。

○梶川委員　契約受付は、従来からどこの会社さんも全部小売に入れているのです。今回ネットワークをつくっておられるのですが、ここの要因というのがかなり大きく皆さん違われて、それが、プラスマイナスがひっくり返るほど最終結果が違われているところがあります。契約管理は、圓尾先生がいわれたように四国だけは従来から契約管理についてネットワーク部分が少しとられているのですが、その契約受付と契約管理のところ、もうかなり大きな変動要因になられていて、その絶対額を逆算するとかなり違いがあらわれるので、その絶対額的な積み上げの費用項目もよくご精査いただいて、わかるようにご説明いただけるとありがたいということでございます。論点は皆さんのおっしゃっていることと同じなのですが、その金額を少し、積み上げとしてご精査いただけると。

○安念座長　それは、アロケーションのそもそもの考え方から始まって、具体的にどういうふうに数字としての割り方かという、それを各社で比較したいという、そういうことですか。

○梶川委員　比較したいということなのです。それはすごく大きな違いになっていますので。

○安念座長　なるほど。わかりました。契約の受付自体は、その部分に配電でもつべき部分があるという考え方からネットワークにおそらく仕分けしてあるわけですね。そのこと自体はいいのだけれども……

○梶川委員　いいのだけれどもという部分だと。

○安念座長　わかりました。

○梶川委員　直課するものと、配分するものと、おありなのではないかと思うのですが、その辺が多分ちょっと違われているのではないかと思うぐらい違いがあると思いますので、

規模を抜きにでも。済みません。

○安念座長 結構厄介な仕事になる可能性があります。わかりました。では、ちょっと事務局でテイクノートしておいてください。ありがとうございました。

それでは、沖さん、どうもお待たせしました。どうぞ。

○沖取締役 共通のことで、資料5番を使って、東電さんの資料でちょっと説明というか、質問したいと思います。

まず、シートの7ページです。調整力の件なのですけれども、真ん中ぐらいに反映内容ということで、周波数制御とか需給バランスとして、これはルールになっていますけれども、出力調整幅相当7%ですね。これは偶発的変動対応の分だと思いのすけれども、それを使って、機能保有率、比率のある水力・火力で掛けると。これはルールになっていますのでいいと思いのすけれども、例えば東電さんの場合ですけれども、火力が98%ということではほとんど全部の火力だと思いのすのですが、東電さんの場合、石炭火力が恐らく4基ほどあるのすけれども、300万ほどありますけれども、ルールですからそれでいいといえそれまでなのすけれども、実際に1年間で最大3日しかないところでの調整で、実際に周波数調整とか、あるいは需給バランスもですけれども、石炭火力の費用を入れるわけなのすのですが、実際にそんな時期には全てフルで運転していますし、調整力はないわけですよね。別に調整力がないからどうこうというわけではないのすのですが、実際に運用の中で調整力としてカウントできないもの、つまり我々が託送料金を払う中であえて期待できないものまで入れていいのかというのがあって、実はこの石炭についていえば、四国さんとか、あるいは北海道さんの場合、実際にもう調整力のもちかえで使っていますので、そういう需給バランス状態があるところではあるのかなと思いのすけれども、例えば東電さんの場合ですと4,000万ぐらいの火力がある中で300万、大体7~8%あるのすけれども、ほとんどもうベースみたいな形で動いていて、例えば事故時に、これは周波数調整が要りますというお話があると思いのすのだけれども、事故時にしたってフル運転しているものがそれ以上の出力が出るわけないので、何か現実の話からいくと、本当にこの石炭火力まで入れていいのか。ルールはそうなのだけれども、いいのかという、少し現実の運用の中身をみていただいて、中には算定——同じ機能はもっているんだよ。当然、石炭火力にもLFCの機能もあるし、ガバナブルの機能もあるのだけれども、本当に入れていいのかというのをちょっと考えていただきたいというのがまず1点です。

○安念座長 今おっしゃるのは、ルールはルールだからということですよ。

○沖取締役　　そう、そう。本当に全部、機械的に算定の中に入れていいのかというお話を、ちょっと各社ごとですけれども、恐らく東電さん以外にもあると思うのですが、そういったものを考えてほしいということです。

それから、2点目、これは松村さんからいろいろあったのですが、14ページですが、本当はこれ、14ページで神奈川県の話をちょっと説明いただこうと思ったのですが、特に神奈川県がすごく今、全県がすぽっと抜けてしましましてという話があるのですが、先ほどの狙い撃ちの話ではないのですが、具体的に基幹系統の設備の投資抑制プラス、ロスの低減みたいな感じですね。それが恐らくこの中でいうとすぽっと抜けた理由だと思うので、具体的に何かこの線がどうだとかの説明が欲しかったのですが、これはまた検討する、あるいは審査する中でみていただきたいという願いです。

それから、その下の15ページなのですが、この投資抑制の評価として割引なのですが、太陽光15%と書いてありますよね。火力が100%だと。これは恐らくピーク時の期待値だと思うのですね。キロワットの評価として。火力の場合は、当然その分フルで出ますので、そのときの割引としては当然そのまま出てくるという話なのだけれども、太陽光は曇ったり雨が降るとないので、その評価としては恐らく設備利用率の15%を利用されると思うのだけれども、よくよく考えると、この割引の単価というのはキロワットに入っているわけではなくてアワーに全部入ってくるわけですね。アワーということは、利用率が全部反映された後の数字に近接性が入っているので、15%をそこで割ってしまうというのはかわいそうだなというのは変ですが、もともと割り引かれるのがアワーでされるのなら、利用率そのものを反映したその数字でいけば100%でもいいのではないかと。何かそんなような、割得感ではないけれども、何かそういったものが太陽光にはないのではないかなと、ちょっと感覚的なもので恐縮なのですが、その辺の見解をちょっと聞かせていただければと思います。

それから、これはちょっと全然シートにはないのですが、16ページです。メニューですが、新設たくさん書いてあるのですが、実は我々の新電力なんかでちょっと、300ページの約款を全部読んだのですが、ちょっとこの資料にはないのですが、実は低圧には、高圧とか特高と一緒に力率を改善して、力率をちゃんと守ってちょうだいという、そういう項目がちゃんと入っているのです。これは当然、モーターを使っているということは、そういうところは当然ロスを減らすために、無効電力を減らしてロス

を減らしたいというのはいいのだけれども、実は託送料金の基本料金の中に力率割引がないのですね。だから、一生懸命力率調整を頑張ってくださいというのに、実は託送料金には力率割引がないというのは、これはちょっと片手落ちかなと。できれば基本料金に対する力率割引があってもいいのではないかなというのが、私がちょっとみた——東京電力さんの約款しかみていないので、もしかしたら間違っていたら恐縮なのですが、そういうこともあるので、そこも検討の中でちょっと一緒にみていただければありがたいなと思っています。

それから、最後に、これは非常に気になったのが、例の東電さんだけが出している25万キロワット以上の発電所は、これから系統のための、調整力確保のためにいろいろな設備を、周波数調整機能をつけてくださいという、これは実際の義務化みたいなものですね。実際、約款に付随する、これは連系技術要件に入っていますけれども、これは確かにこれから送配電事業をやっている方からすると大変大事などいいますか、非常に現実問題として調整力が減ってくると困りますので、当然新規の参入者に対してもこういうものを出すというのはいいにはいいのですが、実は、実際にこれをつければ、発電所さんにするとコスト高になるのですね。いろいろな機能がありますから。例えばLFCの機能とかというのはなくて、今現在では何か系統安定化装置ぐらいつければいいというぐらいで終わっていますけれども、LFCの機能になってから、それを中央制御からかけるということになると当然通信関係だとかいろいろなスペックがたくさん入ってくるので、重いといえば重いという話になるわけですね。そうすると、24万9,000キロでつくったらいいかかそういうような話になってきて、逃げる人が出てくるという話になってくるので、実はこれは、参入障壁とまではいわないのだけれども、実際に今、電力会社の方が発電所をもっているところは、当然大型火力ですからついていきますと。そのうちの機能については、送配電事業者はそれを使いますので、当然、その分のお金のやりとりはわかりませんが、その辺のところはちゃんとやっているはずなのだけれども、新規の分だけ、このお金を使ってこれをつけなさいということになった後に、つけた人たちに対するインセンティブは何もないんですね。その辺は何か少し不公平感があるのではないかと。これはまさに、非常に漠然としているのですが、ちゃんと整理してほしいのですよ。何か、つけるのはいいのだけれども、物すごくいいことをしているのだけれども、何か単にコストがふえて、それで何か、今現実にある電力会社さんのそういった設備のある火力と何かを比べたらすごい割高になってしまったとか、そういうことがないようにちゃんと整理をしていただきたい

いというのが嬉しいです。

共通は以上です。あと、個別でちょっとお話ししたいのがあります。

○安念座長　　ちょっとそこで一度切っていただけませんか。

今までの点で、東電さんから何かコメントをいただくことはありますか。まずは、7%のルールはルールだけれども、本当にリザーブとして出動できるのかというのが第1のご質問だったと思います。

それから、第2は、神奈川県からすぽっと落ちているのは、これはどういうことかと。

それから、太陽光の15%についてのご質問がありましたが、とりあえずこの3点から、現段階でもしコメントがおありであればコメントしていただけますか。

○東京電力（山口）　　まず、最初の7%のところの話でございますが、当社の石炭火力は機能としては周波数の調整能力をもたせています。したがって、今回のこの算定に当たっては、ルールに従って算定したというのがこの結果です。したがって、ルールを変更して運用の実態を反映するということが決められれば、またそれに従って実績から推定するとか、そういう話に見直したいと思います。今回は、機能があるのでルールとして入れたと、そういう意味合いです。

それから、神奈川の話は、基本的には今回の制度設計のワーキングの中で発送電分離になるということを前提にしながら、地産地消の意味合いも含めて新たな仕組みをつくったということだと思っておりますが、その中で、電源と系統の計画はやはり確実性がないと非常に困るという話にもなるので、今回ワーキングで決められた一定の指標というのはそれなりの合理性があるというふうに理解をして、今回算定をした結果がこうなったということとして、特にどこかの地域を意図的に抜くという話ではございませんので、むしろ先ほどご意見があったように、ある程度一度決めたものを固定化するなりして、それを評価して、必要な見直しを行っていくというステップをとることが望ましいのではないかなというふうに思っています。

それから、最後の、私どもが固有に出しております連系要件、要は発電機への調整機能の具備の要件の話ですけれども、基本的には、今回別冊の中に記載した数字の範囲で考えると、これはなかなか、他社さんの発電機はどのぐらいのコストになっているかというのが把握はできないので、他社さんのことはちょっとわかりかねますが、当社の例でいいますと、標準的なスペックの範囲では全体の建設コストを押し上げる要因としてはほとんどネグリジブルなものです。ですから、特別に高いものをこれで追加していただくというこ

とではないというふうに理解していますが、おっしゃるとおり、20ページのスライドのところをごらんいただくと、第7回制度改革ワーキングの中で私どもが問題提起をさせていただいたのは、①、②、③、④とありまして、最後の④のところに確実な費用の回収のルールなり制度というものをあわせて制度化していただくということをご提案申し上げているのですが、まだ平場でこの議論が進んでいないということかと思いますので、私どもとしてもこういう要件が必要だという以上、どういう形でその費用を分担し合うのかということについてご議論いただければというふうに思っています。

○安念座長　低圧について、力率割引がないではないかというご指摘があったように思いますが、その点については何か。

○東京電力（山口）　低圧の場合、非常に数も多いということもありまして、実務的な煩雑さを考えて、今回の中では、いくなれば捨象したということをございます。

○安念座長　なるほどね。一応よろしいですか。とりあえずのは。

○沖取締役　煩雑なのはよくわかるのですけれども、それでは力率を守れというあれはどうなっているのという、そこがちょっとすごい……。確かに力率は守らなくてはいけないのだけれども、何か片手落ちといいますか、お客様には力率を守りなさいと、頑張っ改善して努力しなさいと。だけど割引はないよというところにちょっと、新電力側としては何かちょっと納得できないねという、そこだけです。

それから、東京電力さんの低圧のメニューには力率割引がありますよね、実際。それも含めると、託送だけないのねというのはどういうことかというのもあったものですから、あわせてその部分の納得感のないところというのを今後ちょっと検討していただきたいということです。

○安念座長　なるほど。わかりました。

あとまだ何か、今度は一般論のほうがおありになるかもしれませんが。

○沖取締役　個別に。北海道電力さんの資料の9ページなのですが、発電所の所内の区分の話なのですが、これは物すごい細かい話で、恐らく原価にはほとんど反映しない話なのですが、これは実は会社によって違うのでちょっと指摘したいと思うのですが、グリーンの部分がありますね。共有設備と。これは何かというと、これは水力発電所でいえば所内電源、要するに所内の電気を賄う、恐らく電圧でいくと6,000ボルトを200ボルトとか400ボルトに落とすトランスだと思うのですが、この部分が送配電双方に必要な設備ということで共有設備になっているのですが、実はこれ、

入っていない会社さんも中には2社か3社あるんですね。入れているのが北海道さんとか、あと九州さんも入っていたかな。何社かあるので、ここが不一致になっていて、一体何が入っているのだろうと考えたら、恐らく所内のバッテリーとかだと思っんですね。直流電源なんかは恐らく、停電したときに配電線の遮断機を開くための非常用の電源になっているとか、そういうのは恐らくこの所内電源の中に入っていると思うのですが、それを入れると入れないというのは、もうごみみたいなお話なのだけれども、ちょっと後で、入れない会社さんと入れる会社さんの違いだけ教えてほしいのがまず1点。

それから、四国電力さんの中で、辰巳先生も指摘されました電源車の件なのですが、けれども、別にこれは電力会社さん全て入れておられるということで結構なのですが、ちょっとこれで思い出したことが1件ありまして、昔々、ある電力会社さんとお客さんのとり合いをしたときに、ある電力会社さんの支店から、うちは非常用電源車をもっていますので、停電したときには一番先におたくにもっていきますので、新電力に変えないでくださいということをお客さんにいわれたことがあるんですね、一度。これは何をいつているかということ、別にそれはそれで、お客さんが喜んでいいのだけれども、実はこれは営業の一環として非常用電源を使っていることになっているので、こういうことは一切あってはならないと。昔はそれで何でもなかったのかもしれないけれども、今思うと、託送料金に入れるのならそういう使い方はやめてほしいという、そういったようなことが実は現実にあったので、恐らく実際には無駄になっているというか、使っていないものをそういうふうに使われるのは結構ですがというのはあるのですけれども、使うなどはいませんが、そういう部分については少し減らしてほしいと。そういうことに使うのは全然やぶさかではございませんが、そういうことがあるのであれば、その分のうちの何%かは託送料金から——ほとんど影響はないと思いますけれども、考え方だけちょっと整理をいただきたいということが1つ、この四国電力さんで思い出しました。

それから、関西電力さんの中で、これは松村先生がちょっとご指摘した19ページなのですが、すけれども、関西電力の19ページです。近接性評価のページですが、きょう説明を聞いていてぱっと思ったのですけれども、その説明のところの一番下に「電源の連系に伴う潮流改善効果が見込めない地域」云々とあって、逆潮流をしている場合にはもう外しましたと。これは非常に明解でよろしいのですが、潮流というのは生き物ですから、24時間、8,760時間では出たり入ったりしていますよね。そんな一方的になっているかどうかという、いろいろな複雑な、時系列でいろいろなところがあるはずなんですね。我々も実はい

ろいろな評価をするときに、例えばですけれども、季節ごとに、月ごとに、時間帯ごとにいろいろなことをやりながら、そういう意味で需要家分をみながらいろいろなことをやっているのですが、同じことがこの近接性でもあると思うんですね。恐らくそういうふうに完全に一方向になっている、一年中なっているところは恐らく問題ないのだけれども、そうでない場所なんかはどうやっているのかなということをちょっと思いまして、その辺の合間なところはどういうふうにやっているかというのを、またコメントがありましたら教えてください。

最後に1つ。九州さんのほうから。10ページにあります例の五島列島の話なのですが、非常に信頼度を重視されて、発電所を残されるというのは、系統を守られる方としては非常に慎重だし、大変信頼度を高めていきたいということによくわかるのですが、実はこの離島を本土とつないだことによって系統が一緒になったということで、これまでほかの電力会社さんもたくさんあると思うんですよ。そういうときに、ここの海底ケーブルだとかそういうものが切れたときのことを考えて発電所を残しておられるかもしれないけれども、その人たちもみんなこの発電所のいわゆる原価を電気料金に皆さん入れておられるのかなということ、ちょっともしそういうことを実際にやっておられる電力会社さんがありましたらコメントをいただきたいと思っています。

以上です。

○安念座長　　まず、発送電の区分見直しについて、ちょっと各社で考え方が違うのではないかとご指摘がありましたが、何かその点についてコメントはありますか。

○東北電力（岡信）　　東北電力ですけれども、弊社の資料だと確かに、資料ナンバー4の該当箇所がページでいいますと13ページになっていまして、ご指摘いただいたとおり、この絵をみますと、共有設備が北海道さんと違って示されていないというのは事実なのです。ただ、実際の算定は、ご指摘いただいたようなトランスとか共有設備の部分がございまして、それはそれとして、きちんと専用設備・共有設備の区分をした上で配分をしているということでございます。ここは代表例を図示しようということで、あえてネグってしまったという実情でございます。

○安念座長　　あと、逆潮流というけれども、潮流は行ったり来たりするのではないかとご指摘がありましたが、関西さん、いかがですか。

○関西電力（生駒）　　ご指摘賜りました、特にこれは50万の変電所の変圧器の逆潮流のことを少し申し上げておりまして、もちろん行ったり来たりということはあるわけですが、

基本的には、このうち年間ほとんどを通じて逆潮流しているところを選んで、そのエリアについて近接性割引を外すといった形をさせていただいており、また細かいことは別途ご説明申し上げます。

○安念座長　あと、九州さんに五島の発電所についてのご質問がありましたが、何かコメントがもしおありでしたら。

○九州電力（吉迫）　ここはやはり、なぜ3つ残したのかといいますのは、事故のときに復旧するのに物すごく時間がかかる。短ければ、例えばこの前、台風のときに一部の地域では3日間ぐらい停電したということがありましたけれども、海底ケーブルでございますので非常に期間が長くなる。その間、実は発電機車が——先ほど四国電力さんももっておられまして、我々ももっているのですけれども、それを全部かき集めてきても五島列島全体の需要を供給できないと。ということで、3ヵ所の内燃力は実は今現在残しておるところでございます。あるいは、近くの……

○安念座長　ご質問は、なぜ残しているかではなくて……。では、ちょっともう一回。

○沖取締役　そういうのは非常にいいとは思いますが、ほかの電力会社さんでこういったときにはどうしているのかなというのを聞いたかったということで、九州さんにお聞きしているのではないということだけちょっとおきます。

○安念座長　そうですか。それは僕の整理が悪かったの。何かコメントがおありの方は。

○中部電力（増田）　中部ですが、離島供給はないのですが、伊勢湾の神島というところがございます。そこはブラックスタートするについて必要だということで、これはもともと内燃機を置いて、ケーブルが繋がっていなかったのですけれども、400キロワットの発電所を置いているのですが、ケーブルで行くようになってからもブラックスタートができないということで置いているということになっています。したがって、ここは減価償却費と報酬率については織り込ませていただいているということになっております。

○安念座長　何かおありでしたら。よろしいですか。余りよろしくないような顔をしていらっしゃるから。

○沖取締役　今の話は別に離島の話ではないわけですよ。そういう意味ではちょっと違うのかなと思ったのですけれども。そういう今みたいな事例というのは実際にもうないということですかね。そういう、かつて離島だったのだけれども……

○安念座長　従前離島だったところを系統につないだ場合の話ですか。

○沖取締役 はい。

○安念座長 では、東京さん、その次は北海道さんでお願いします。

○東京電力（山口） 私どもも、本土と離島をケーブルでつないでいる事例は、かなり距離もありますし、海溝も深いので、採算が合わないのです。ただ、一部、島と島の間が非常に短いところを6,000ボルトのケーブルでつないで発電所を省略したケースはあります。そのときは、6,000のルートを実際2ルート化しています。ケーブルを2ルート化して、発電所のほうは撤去したという例はございます。

○北海道電力（酒井） 当社におきましては、離島供給、今回のユニバーサルサービスの対象以外の島、そちらでは発電設備を保有してございません。ほとんどが無人島、あるいは海底ケーブルで連系している小さな島はございますけれども、そちらには発電設備は保有していないという状況でございます。

○安念座長 これも素人だから伺いますけれども、四国さんっていっぱい島があるでしょう。あれは全部系統でつながっているわけですか。

○四国電力説明補助者 瀬戸内海にも結構島はありますけれども、四国から送っているものは全部送っているし、あと、瀬戸内海で、例えば香川県であろうとも中国電力さんから送っていただいているというものもあるということで、四国の場合には離島供給は今のところはないという状況でございます。

○安念座長 ないですね。どうやら発電所をがちっとつくるという事例は、今伺った限りでは余り見受けられないようですね。

皆さん、どうもありがとうございました。ほかにいかがでございましょうか。

○松村委員 先ほどからしつこく近接性割引の話ばかりして申しわけないのですが、先ほどの東京電力の回答にも全く納得していないのです。制度改革ワーキングで出てきたものを踏まえているのではないかという反論です。踏まえているというのは正しいと思うのですが、制度改革ワーキングで出てきた議論は、もう他の解釈がないというほどかっちりした1つのルールを出しているわけではない。したがって、それを踏まえていると安直にいわれても、だから正しいのだといわれても困る。これは解釈の余地のあるものですから、これがそこから明らかに逸脱した変なことをしているとはいいいませんが、したがって、その意味では踏まえているというのは正しいと思いますが、しかし、かなり解釈の余地のある形になっているので、本当にこれが適正なのかは議論する必要がある。

それで、私は先ほど、沖オブザーバーは納得したといわれて、私はとても危機感をもっ

ている。逆潮流するところは外す、それはそうだろうって、僕は全然納得していないのです。大きな潮流として北から南に流れるとして、その南から少し外れたところにあるので、配電網を小さな地域で見れば逆潮流はしている。しかし、大きな流れとして、北に大電源地帯があるというのに比べれば、この送電線全体の潮流は改善しているということがあったとすると、基幹送電線から先のほうの配電の設備の効率化に資するものではないというのはわかります。全体として効率化はしていないというのはわかりますが、大きな潮流、北から南への潮流というのは改善しているのは明らかではないか。そうすると、そこがわずかな区間に関して年中逆潮しているからといって、そこの投資が節約できないからといって、丸ごと全部外すというのは本当に効率的ですか。この点はきちんと議論する余地がある。私は、今回の設定の考え方が自明に正しいとは思わない。まだ全く納得していない。まだ議論しなければいけないし、精査しなければいけないと思います。

○安念座長　　ありがとうございました。

ほかにいかがでございますか。大体論点は8割9割方出たような気がしますので、きょうの議論はこれぐらいにしておきましょうか。どうも、活発にご議論いただいてありがとうございます。

それから、電力各社さんからも非常に簡潔に適切なお回答をいただきまして、本当に助かりました。何ていうか、もっと乱れるのではないかとって心配していたのですけれども、非常にやりとりが活発に適切になされまして、本当にありがとうございました。感謝しております。

論点はいろいろ出ましたので、事務局で整理をしていただいて、次回以降の審議につなげたいと思います。本日十分な回答をいただけなかったというか、それはすぐに答えられるものではないので当たり前ですが、そういう論点も幾つかあったと思いますので、また次回以降に議論を深めたいと思います。

それでは、事務局から連絡事項をお願いいたします。

○都築NW事業監視課長　　まず、前回及び今回でいろいろとご指摘をしていただいたところにつきましては、いろいろ今後に向けて議論いただかねばならない論点など当方でも整理をさせていただきます。また、事務局側に対して、整理するようにと御指示いただいている宿題につきましても、当方で整理をしてこの場にお示しをしまいたいと思っております。

それから、今、座長からお話のありました今後の日程につきましては、既に委員の

皆様にご案内を差し上げておりますとおり、今週木曜日、9月10日に開催したいと思っております。議題といたしましては、北陸電力、中国電力、沖縄電力の3社につきまして、個別の申請内容の審査というのを進めてまいりたいと思います。

以上です。

○安念座長　　というわけで、1週間の間に3回もお集まりいただくことになりました。大変人使いの荒い会合だなと私もつくづく思いますけれども、またよろしく願いいたします。

では、第2回の専門会合はこれで終わります。どうも皆さんありがとうございました。

——了——