

電力・ガス取引監視等委員会

第39回料金制度専門会合

1. 日時：令和5年3月24日（金） 10：00～12：57

2. 場所：オンラインにて開催

出席者：山内座長、北本委員、安念委員、男澤委員、梶川委員、川合委員、河野委員、東條委員、華表委員、平瀬委員、松村委員

（オブザーバーについては、委員等名簿を御確認ください）

○池田取引監視課長 定刻となりましたので、ただいまから、電力・ガス取引監視等委員会第39回料金制度専門会合を開催いたします。

私は、事務局・取引監視課長の池田です。よろしくお願いいたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、御多忙のところ御参加いただきまして、誠にありがとうございます。

本会合は、新型コロナウイルス感染症の感染機会を減らすための取組を講じることが求められている状況に鑑み、オンラインでの開催とし、傍聴者、随行者を受け付けないこととさせていただきます。

なお、議事の模様はインターネットで同時中継を行っております。

本日、石井オブザーバーは御欠席です。

それでは、議事に入りたいと思います。

本日は、オブザーバーとして北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、北陸電力、中国電力、四国電力、沖縄電力が出席されますので、各議題について直接御質問されるということでも構いません。

以降の議事進行は山内座長にお願いいたしたく存じます。よろしくお願いいたします。

○山内座長 山内でございます。それでは、議事次第に従って進めさせていただきますが、今日の議題は、議事次第にありますように5つということでございます。まず1番目の議題、「これまで委員から頂いた御意見・御指摘への対応状況について」、事務局からまず御説明いただきます。よろしくお願いいたします。

○池田取引監視課長 資料3を御覧ください。

これまでに委員から頂いた御意見・御指摘への対応状況につきましては、まず3ページでございます。本日は経営効率化について御審議いただく予定でございますが、この中で

華表委員から頂いておりました、定量的な各社比較を可能とするため、実績値の使用や対象期間・範囲等の統一、あと発電部門と販売部門に費目を区分、比較に用いるコストドライバーに応じて費目を区分といったことに関する御意見・御指摘について御回答させていただきたいと思っております。

また、5ページでございますが、本日は購入・販売電力料についても御審議いただく予定となっております。この中で松村委員と圓尾委員から頂いておりました容量市場の市場費用を踏まえた原価算定、あとは松村委員から頂いておりました、調整力についての託送料金におけるコスト織り込み額を比較した場合の妥当性の確認、これらのことについての御意見・御指摘に本日御回答させていただくことを予定しております。

また、10ページ目でございますが、本日、その他経費も御審議いただく予定でございます。この中で、これまで川合委員、平瀬委員、松村委員、男澤委員、河野委員からいただいていた御意見・御指摘に御回答させていただきたいと思っております。

以上でございます。

○山内座長　よろしゅうございますか。ということでございますので、議題2に進みたいと思っております。

議題2は、「消費者庁及び消費者委員会からの御意見等に関する現時点での取組状況等について」ということであります。いろいろ御指摘いただいた点について、我々としてどう取り組んでいくのかということで事務局から案を作っていましたので、まずはこれを御説明いただいて、それから議論とさせていただきます。よろしくお願ひいたします。

○池田取引監視課長　それでは、資料4をお願いいたします。

3ページをまずお開きいただきたいのですが、3ページの3番目のポツでございますが、今般の申請に関連しまして、消費者庁から本会合の場で1月27日と2月15日、3月15日の3度にわたりまして御意見を頂きまして、また消費者委員会からは公共料金等専門調査会の場で、2月20日、3月13日にそれぞれ論点の御提示を頂いているところでございます。

そしてまた1ページ目に戻りまして、本日は、これら消費者庁と消費者委員会から提示いただいている論点等について、事務局で御回答のたたき台を作成いたしましたので、御説明させていただきたいと思っております。その上で、本日、タイトルはたたき台となっております。本日お示しするたたき台を踏まえまして次回以降の会合でまた重ねて御審議させていただきたいと考えてございますところ、現時点で記載すべき点など幅広く御議論いただきたいと思いますという趣旨でございます。

また3ページ目に移りまして、本資料の位置付けということで4つ目のポツでございますが、現在、各事業者で直近の燃料価格などを踏まえて料金原価の再算定が進められているところでございまして、本資料につきましては現時点で御回答が可能な範囲で記載されたものでございまして、また今後、再算定結果が明らかになり次第、追加で御回答させていただきます予定としてございます。

続いて中身に入っていきたいと思えます。まず5ページでございますが、総論と需要想定、供給力、変動費、固定費、料金設定関連、あと電力会社の不適切事案。その他というのは資源エネルギー庁マターのものも含まれておりますが、こうした構成で御回答申し上げたいというところでございます。

まず6ページ目、直近実績の評価とコスト効率化に関する消費者庁からの御指摘ということでございまして、現行原価の現状について、コスト効率化の取組は適切であると評価されるか。あるいは、これまでの取組を評価した上でさらなる深掘りを求めるべきではないかという点につきましては、当会合としての考え方としましては、現在、定量的に横比較を行うための方法を検討中であり、その結果を踏まえて各事業者に対し効率化を求めていく方針でございますし、また経年変化についても、現行原価と今回申請の比較を行って、大幅に増加しているような場合などはその理由を確認するなど、適正な料金原価となるような査定を行う方針ということでございます。

続きまして7ページでございますが、消費者委員会からの御提示ということで、値上げの要因が除去された場合は、届出により速やかに料金値下げを実施すべきと考えられますといった趣旨の御提示でございますが、この点につきましては、ここの③に書いてあるとおり、毎年度、規制部門の電気事業利益率が必要以上に高くなっていないかなどを確認する事後評価を行うとしているところでございます。

8ページ目、消費者委員会からの御提示でございまして、10社横並びで査定を行う場合、事業形態の差異をどのように査定に反映させるか等々といったところでございますが、料金審査要領において横並び比較を行っている費目としては、例えば人件費がございまして、発電分離会社が存在することを考慮し、発電部門については東京、中部を除いた8社で比較し、販売部門については10社で比較するなど、需要形態の差異を踏まえて査定を行う方針でございます。

9ページでございますが、値上げ幅があるのは1980年以来値上げを行ったこと等々が一つの要因であると考えられるというところでございまして、いずれにせよ、各事業者の料

金原価が適正な水準になっているか審査を行っていきたいと考えてございます。

また、10ページでございますが、東日本大震災後に値上げ申請を行った電力会社とそれ以外の社の取扱いでございますが、フォワードルッキングの考え方でございまして、過去の料金値上げの有無にかかわらず、審査要領に基づきまして厳格かつ丁寧に審査を行ってまいりたいというふうに考えてございます。

続きまして11ページ目でございますが、公聴会における意見・疑問点については、今後、追って御回答させていただく予定でございます。

12ページ目でございますが、新料金の周知等に関してでございます。10日前から営業所及び事務所において、公衆の見やすい箇所に掲示するといった取組が法律上は義務付けられてございますが、これに限らず各事業者における周知方法ですとか苦情処理体制が十分なものであるかどうかについては確認をし、必要に応じ指導を行っていきたくと。

13ページ目でございますが、消費者に対する周知等に関する事項で、定期的に消費者が理解しやすい形で公表すべきではないかといったところについても、2つ目のポツのとおり、分かりやすい情報提供を行うよう求めていきたくというふうに考えているところでございます。

次に、需要想定・供給力のほうに移らせていただきたいと思います。16ページ目でございますが、消費者庁から需要・供給に関しまして電力量の見込みに関する御質問を頂いておりますが、現在再算定中でございますが、当該補正を踏まえて審査を行っていく予定でございますが、需要想定については、供給計画から著しく不合理な変更がなされていないかなどの視点からしっかりと確認していきたくと考えてございます。

18ページ目、燃料費・購入電力量に関して単価引下げの努力は徹底されているか等の御指摘でございますが、原価等は再算定中でございますが、一般論として申し上げますと、他の電気事業者などの取組状況を踏まえた効率化努力を求めるなど、厳格かつ丁寧に審査を行っていきたくと。

19ページ目でございますが、2つ目のポツのとおり、燃料費の価格動向については申請時点から下落傾向にあるというところでございますが、今般の御指摘も踏まえまして、現在、直近の燃料価格など踏まえて各事業者で原価等を再算定中であり、今後、補正が行われる予定ということでございます。

また、20ページ目でございますが、燃料費・購入電力量に関する御指摘でございますが、これについても発電単価の妥当性についての御指摘でございますが、この点についてもし

っかり確認を行っていききたいというふうに考えているところでございます。

続きまして21ページは、単価が低い発電機の利用率をもっと上げられないか、あるいは管理コストが低減できるのではないかと。さらには22スライド目では、広域メリットオーダーによる最適化を評価する必要があるのではないかと、メリットオーダーを含めればさらなる再生可能エネルギーの導入が求められるのではないかとというところでございまして、今、原価等再算定中でございますが、今後、メリットオーダーについてもしっかり再算定結果を踏まえて確認を行っていく予定でございますが、料金改定の審査におきましては直近の供給計画を基に原価算定期間におけるメリットオーダーを確認するものでございまして、長期的な電源構成の在り方については審査の対象外と考えているところでございます。

続きまして23ページ目でございますが、消費者委員会からも値上げ幅を見直すべきではないかといった御指摘でございますが、これについても、先ほど申しましたように原価等を再算定中でございます。

あと、燃料費・購入電力量の抑制のための努力ということでございますが、補正が今後行われる予定でございますが、燃料調達コストの効率化の取組も確認するというのと、25ページ目でございますが、発電分離等事業形態の差異を踏まえてのことでございますが、これについても、燃料費の詳細については再算定結果を踏まえて確認してまいります、厳格かつ丁寧に審査を行っていくというところでございます。

次に、固定費関係でございます。27スライド目でございますが、供給計画との整合性、あるいは適切な投資コスト、管理コスト、あるいは減価償却費の合理性でございますが、原価等を再算定中でございますが、例えば設備投資については供給計画との整合性、定期点検などの修繕に関するものにつきましてはメルクマールに基づいてしっかりと審査を行っていくと。

あとは固定費で28スライド目ですが、コスト効率化でございますが、定量的な横比較の方法や横比較を踏まえた効率化目標の在り方を検討する予定ということです。

人件費につきましては、賃上げをどう見込むかも重要な視点であるというところでございます。これについては料金審査要領では、従業員1人当たりの年間給与については平均給与水準と比較する査定を行う一方、エスカレーションについては原則として原価への算入を認めないこととされているところでございまして、これを踏まえてどのような査定を行うのが適切なのかというところについては検討中というフェーズでございます。

30スライド目でございますが、これも先ほどと同様でございます。

続きまして31スライド目で、自然減による寄与分と効率化の寄与分に分けて分析しているかということですが、経年での変化や増減理由を確認してございますし、また、料金審査要領に基づき他産業とも比較しつつ査定をしっかりと行っていきたいというところでございます。

次に32ページ、事業報酬についてでございますが、現在の計算方法についての御意見でございますが、これは法令で定められているところでありまして、法令を変更するということは困難である一方、再度、御指摘についても今後の検討の課題とさせていただきたいというふうに考えているところでございます。

あと料金設定関係、34スライド以降でございますが、原価が申請値を下回った場合に確実に値下げが担保される必要があるという点でございますが、ここについては、事後評価などの取組を通じて、料金が適正な水準であるか継続的に監視を行ってまいりたいと。

35ページ目でございますが、基本料金と電力量料金の振り分けでございますが、今、原価等の再算定中でございますが、再算定結果を踏まえて厳格かつ丁寧に審査を行ってまいりたいというところでございます。

料金算定規則においては、基本料金で回収する固定費の割合に関する規定はないところ、各事業者が実情を踏まえて料金設定を行っているというふうに承知しているところでございます。

あと事業形態の差異を踏まえた費用の按分でございますが、費用の按分については料金算定規則上に詳細にルールが定められてございまして、これに沿って正しく按分されているかというところを厳格かつ丁寧に審査を行ってまいりたいというところでございます。

38スライド目でございますが、今回の値上げ認可後に燃料費が下落する局面に転じた際に、自由化部門から料金値下げが始まると想定されるが、規制部門の料金が高止まりするんじゃないかといった点でございますが、これについても先ほど同様、事後評価等を中心として監視を行っていきたいというふうに考えるところでございます。

続きまして40スライド目でございますが、値上げ率の幅とか今回値上げをしない電力会社があることによって、電力会社間による電気料金の差が拡大することについて、どこまで許容し得るのか、あるいは契約区分による値上げに差異があるところについてどう考えるかというところでございますが、ここは3つ目のポツにありますように、料金原価が適正な水準であるかといった審査を行います、事業者間で料金水準に差が生じる場合もございまして、そこは事業者間の横比較を通じて、効率化努力が不足している場合にはさら

なる深掘りを求めるなど、著しい格差が生じないように審査を行ってまいりたいというふうに考えてございます。

続きまして、電力会社の不適切事案の関係でございます。カルテルの疑いや顧客情報の不正閲覧といった電力会社の企業倫理上消費者の信頼を損なう事案が続いているが、これらの事案が料金に与える影響を検証すべきであるという御指摘でございます。この点につきましては、規制料金といいますのは料金算定規則などの法令に基づきまして費用を積み上げて算定することとされていまして、こうしたルールに基づいて、各社3年間に見込まれる費用を算定し、料金を算定しているわけでございます。過去に生じた事案については、仮にその時点で何らかの費用を生じさせていた場合にも、このことが規制料金に影響を与えるものではございません。つまり、不適切な事案を生じさせたことによって将来時点の対応費用が発生し、それを申請原価に織り込んでいる場合のみ規制料金に影響を与えるということとなります。この点につきましては、カルテル事案に対して課徴金を支払う事態に備えて、課徴金を申請原価に織り込むといったことは理論上考えられますが、そのような不適切事案への対応費用が原価に算入されていないということは確認しているところでございます。

いずれにしても、全ての費目について真に必要な費用のみが算入されているか、引き続き厳格かつ丁寧に審査を行っていきたいというところでございます。

なお、顧客情報等の不適切な閲覧については、報告徴収、立入検査による調査を実施した結果を踏まえて、経済産業省として厳正に対処していくものと承知してございまして、またカルテルについても、公正取引委員会による処分が出された場合、経済産業省としても適切に対応していくものと承知しています、というのが当会合としての考え方というところでございます。

また、消費者委員会からの御指摘でございます。顧客情報の不正閲覧に関しても電力自由化の根幹を揺るがす事態である。電力自由化における事業者に対する信頼性を壊すカルテル、景表法違反についても同様であり、重大な問題であり、料金値上げ申請に影響していないのか検証すべきである。さらには、実態が明らかになり再発防止策が取りまとめられた段階で消費者に説明する必要がある。新電力との契約を解除して規制料金に乗り替える利用者が多かった点について、顧客情報漏えい問題との関連性について究明しているか。あとは、法的分離は十分と言えるか、そういった御指摘を頂いてございますが、これにつきましても、先ほど申しましたように過去に生じた事案については、仮にその時点で

何らかの費用を生じさせていた場合にも、そのことが規制料金に影響を与えるものではないと。言い換えれば、不適切事案を生じさせたことにより将来時点の対応費用が発生し、かつそれを申請原価に織り込んでいる場合のみ規制料金に影響を与えることとなると。

あと、不適切事案への対応費用が原価に算入されていないことは確認済みでございます、真に必要な費用のみが算入されているか、引き続き厳格かつ丁寧に審査を行っていきたいと思いますし、また顧客情報の不適切な閲覧については、報告徴収、立入検査による調査を実施した結果を踏まえて、経済産業省として厳正に対処していくものと承知していますし、カルテルについても公正取引委員会の処分が出された場合、経済産業省としても適切に対応していくものと承知しています。

あと規制料金の乗り換えの問題につきましても、規制料金が相対的に安価となったことによるものであるというふうに一定程度考えられるところでございます。

最後、7. その他のところでございますが、激変緩和あるいは消費者への負担軽減、さらには、次のページへ行きまして原子力発電に関する安全性確保、再エネ賦課金の消費者の理解に関すること、電源構成の多様化、経過措置料金、燃調制度上限の消費者保護の観点から今後の在り方といったところについては、51ページ目でございますが、さらに電力の安定供給、レジリエンスと料金上昇の抑制の両立、あとはデマンドレスポンス等々につきましても、事務局から資源エネルギー庁に、御指摘を共有し、また後日、回答させていただきたいと思っておりますし、また規制料金については、引き続き厳格かつ丁寧に審査を行っていきたいと考えているところでございます。というのが料金制度専門会合としての考え方の案でございます。

御説明は以上でございます。

○山内座長　　ありがとうございました。

今、御説明いただいたとおりですけれども、本日は、事務局の回答案ということで御説明いただきました。この回答案について皆さんに御審議を頂きたいというふうに思います。本日、御発言があればもちろん伺いますけれども、また再度議論して、それで内容を固めていきたいというふうに思っておりますので、どうぞよろしく願いいたします。今日は、Teamsの手挙げ機能を使って発言したい旨をこちらまでお知らせをいただきたいというふうに思いますが、どなたかいらっしゃいますでしょうか。

消費者庁から補足的な御説明という理解でよろしいですか。それでは、よろしく願いいたします。

○片岡オブザーバー 消費者庁でございます。消費者庁の政策立案総括審議官をしております片岡といいます。よろしくお願いたします。今回御発言の機会を頂きまして、ありがとうございます。また、事務局から消費者庁と消費者委員会の意見についてのたたき台の御回答というのを提示いただきました。

まず、誤解されている、あるいはきちんと理解をされていない方もおられるかもしれませんが、消費者委員会、実は消費者庁とは別組織の機関でございます。消費者委員会は独立した委員会、内閣府の下にあるということでございます。今回、消費者庁として意見を申し上げたいと思います。

たくさん項目を説明いただきましたけれども、繰り返しになるかもしれませんが、1つ申し上げたいのは42ページです。電力会社の不適切事案関連、これは河野大臣からも繰り返し発言・発信をしておりますけれども、ここは我々、実はトッププライオリティーの検討項目だというふうに考えております。このたたき台の御回答を見させていただきましたけれども、多少失礼な言い方になるかもしれませんが、検証しないという結論ありきで、そのための理由を後から考えているのかなという、若干そういう印象も受けざるを得ないかなというふうに感じております。その意味でこのままの状況であると、協議を受ける消費者庁としては、協議を受けることができないということになりかねないという点を危惧しております。

何を検証すべきかと、そういうことになるんだろうと思いますけれども、そこはむしろ専門的な御知見をお持ちの専門会合の皆様ぜひ御議論・御検討いただきたいというふうに考えておりますけれども、実は消費者庁の有識者としてアドバイザーが8名おりますけれども、この8名のアドバイザーからは、電事法上の認可要件となっております、能率的な経営における適正な原価に適正な利潤を加えたものとなっているかどうかという点です。まさに不適切な事案があったということで、能率的な経営だったと言えるのかどうか、あるいは能率的な経営であると言えるのかどうかという点について、残念ながら非常に大いなる疑義が生じているという声が異口同音に上がっているという状況になっています。

その意味で能率的な経営であったか否か、あるか否かについては、恐らくこの専門会合のマンデートの範囲内であろうというふうに考えておりますけれども、我々としては、ここについての検証がされない限りは審査の前提が満たされないということになるのではないかなというふうに考えている点を、まずは御理解・御認識いただきたいなというふうに思っております。

自由な競争環境が阻害されていた、疑義が生じているということで、そういうことがなければどういうことになっていたのかということを検証いただくということかなと思っています。皆様のほうが専門的知識をお持ちですので、あえて何を検証するのかということについては申し上げませんが、一例だけ申し上げますと、不正閲覧の事案に関して言うと、例えば新電力はかなり被害を被っているという声が上がってきているということではありますけれども、それぞれの電力会社さんの管内でどれだけの新電力さんのそういう声が上がってきているのか。あるいは新電力さんの契約数、あるいは自由化料金の契約数、規制料金の契約数がどう推移してきたのかとか、恐らく不公正な競争環境にあったということであれば、コスト構造はかなり高止まりしていたということも考えられるわけで、その分、経営効率化が各年できちんとなされていたのかどうかとか、その辺についてはしっかり検証していただくということが必要だろうと思っていますし、新電力さんの声も踏まえて、これはこうだったんですということを御提示いただかないと、我々としては先に進めないというふうに考えているというところでございます。

ついでに申し上げますと、事務局さんからも現行原価の増額についてしっかり検証していくというお話がありましたけれども、我々、実はこういう事案があったということからすると、そもそも現行の原価のところについて、本当にそれが妥当だったのかということについても疑義を持たざるを得ないというふうに考えているということもございます。そういう意味で、そこをどこまで検証するのかという問題はもちろんありますけれども、そういう目で見べきだということを申し上げておきたいなというふうに思っています。

それから、カルテルの事案はまだ調査案件、継続中ということですのでなかなか難しい面もあるかもしれませんが、中国電力さんになりますかね、少なくとも管内での高圧・特別高圧のシェアはどう推移していたのか、それによってはコスト構造が高止まりしていたのではないかということで、全体の電力市場に公正な、コスト構造が高止まりするという意味での経営効率化は進んでいないという面があるのかなという気もいたします。そういう意味では、そこをしっかり検証していただくということかなと思っていますし、その上で影響はないということであれば、そういうことだろうと思います。あるいは影響がある可能性があったということであれば、それはどうフィックスしていくのかという議論になっていくということだろうと思っていますので、そういう意味ではまさに審査の前提になるのではないかというふうに考えているというところでございます。

恐らくこの委員会のマニフェストではありませんけれども、不正閲覧についての再発防止

策はどうするかという議論についても、恐らく実際この電力市場にどう影響があったかということを検証しないで再発防止策を考えるということではできないだろうというふうに思っています。システムの政治的な分割みたいな話も出ているように聞いておりますけれども、実際一部の電力会社さんでは、システム分割をされていた上でこういうことが起きているということもございましたので、果たしてそれで本当に十分なのかどうかということも含めて、そこは大臣がフルパッケージで議論ということをお願いしておりますけれども、そういう意味も含めて検証作業は非常に大事だろうなというふうに思っているということでございます。燃料費関係の再算定の期間が一応できているということでございますので、ぜひこの点はしっかり検証していただいて、御議論いただければなというふうに思っています。

以上です。ありがとうございます。

○山内座長　ありがとうございます。

それでは、今、追加的な御説明を頂きました。それを含めて皆さんに御意見を頂きたいと思いますが、いかがでございましょう。どなたかいらっしゃいますでしょうか。

川合委員の手が挙がりました。川合委員、どうぞ御発言ください。

○川合委員　発言いたします。消費者庁及び消費者委員会からの意見、拝見しております。ここの中で事務局のほうでまとめた関係のペーパーがございまして、ちょっとまとめ方がどうなっているのかという問題はありますが、その20ページのところからまず話をさせてください。

しばしば消費者庁等がおっしゃられるところですが、すぐに事業者間で横展開みたいな話をされるんですが、この横展開というのは、大前提として電力会社は今やどの会社も相互に競争事業者になります。競争事業者間で、こういう簡単に横展開ということを経々しく言わないでいただきたいと思います。こういうことをおっしゃる方々は——私、競争法のほうを専門にしていますが、こういう形で事業者間で情報交換をするということ自体がカルテルにつながりかねないというところもありますので、この辺はいろいろな条件、法律を守りながらということが大前提になるということは、まずは指摘しておきたいと思えます。

それから、今、カルテル問題のお話がございました。これ自体は非常にけしからぬ話ではあるのですが、今のところまだ処分は出ていないということは、先ほど審議官がおっしゃっていたとおりです。ただ、間もなく出るのだろうと思います。今回の場合、今回、

値上げ申請している中では1社だけが関与しているというふうに報道はされていますが、おっしゃるとおり、こういうカルテルがあったために、その結果、当該社は、より効率化な経営をしないで済んだ、その結果、当該社は、競争があればコストはもっと本来は削減できていたという理屈なんだと思いますが、この金額を定量化するという事は極めて難しいのだろうとは思っています。

ただ、そこができたとしても、カルテルをした結果として浮いたコスト分は、実際にどこで使っていたのかというと、今回対象となった西日本以外での、例えば東京・関東地域で電力を売るための競争、ほかの地域で競争するためにそのコスト削減分を使っていたという可能性もあり、そうすると、コスト削減分は、本当に当該社のコスト削減に使われていたとも言えないかもしれないというふうには思います。

こうした因果の流れを全て解明するというのは、この委員会がやることなのかということとは、私自身疑問は持っています。ただ、いずれにしても、課徴金とかこれによって損害を受けていたと思われる特別高圧・高圧のお客様、こちらの方に与えた損害をたとえ当該電力会社が賠償したとしても、それがこの委員会で検討しているコスト算定の基礎になるということは絶対にないということは確実だと思っています。

それから不正アクセスの問題です。これについては、私が各社の資料を見ている限り、問題とされた会社間でかなり違いがあると理解しております。特に会社によっては、非常に多数回不正アクセスをして、実際に営業サイドがアクセスした新電力の情報を使って自らの営業に使っていたというようなケースがたくさん見つかっているという会社もありますが、他方で、単にアクセスができる状況になっていたに過ぎないが、そうした状況になっていたことが問題だったというふうに指摘されている会社もあって、実際に情報を営業に使っていたかどうかは分からないというケースも多々あるのだと思っています。

したがって、一律にどうだというのはなかなか言いにくいところがあります。その中で、もちろん、その結果として何らかの形で問題が生じているというときには、立入調査等をされている訳で、そうした調査の結果に基づいて対応されるんだろうと思っています。いずれにしても、調査結果に基づき、何が問題で、これが料金にどういう影響を与えていたんだということは、きちんと各会社ごとに検証しなければいけないとは思っています。

ただ、不正アクセスに関して一番問題が多かったとされている会社は今回値上げ申請されてきていないというふうに私は理解していて、そこでの会社の事例を、今回申請者となっている他社に全部当てはめて議論をするということはちょっと乱暴な議論かなというふ

うには思っています。

その上で、不正アクセスにより、どういうコストが問題になるのだろうか。もちろん新電力が被った、即ち自社の顧客が不正に奪われたということで損害を被ったということに対して損害賠償をしますということを電力会社がした場合には、確かに損害賠償したからといって、それをコストとして算入されることはない、それが料金の算定の基礎にされることはないというふうに思っています。

なお、旧一電が新電力に奪われたお客さんを取り戻すのに、不正アクセスで得た情報を使ってコストを掛けて営業をしていた、そこで掛けたコストがおかしかったし、それを将来のコストの算定の基礎にするべきではないというのであれば、それはそれで分からない主張ではありませんが、冒頭申し上げたように、実際にそういうことをやっていたかどうか各社ごとにかなり違うんだろうと思いますので、そこをまた実質的に定量化するというのは極めて難しいとは思いますが、各社ごとにその実態を見ていかなきゃいけないと思います。

時間的な問題もあると思いますけれども、こうした実態は今後解明されていくに従って検討しなくてはならないと思いますが、この場で本当にやることなのかということについては、私は疑義を持っています。

以上でございます。

○山内座長　ありがとうございます。

松村委員、どうぞ。

○松村委員　松村です。不正閲覧などで、情報漏えいなどで新電力が不利な立場になったのは事実だと思います。新電力であればいろいろなコストを掛けなければならなかったものが、いわば低コストで顧客対応などができたことはあったと思います。この点は深刻な問題なので、監視等委員会もエネ庁も深刻に捉えてきちんと対応しなければいけないし、いろいろな委員会で議論が進んでいると思います。

その上で、カルテルも含めてそういうことがあったとすると、そもそも原価が能率的な経営の結果ではなかったという点に関しては、それはプロに任せるとするのは一つの言い方ではあるのだけれども、若干無責任なのではないかという気がします。どういうルートでコストが上がったと考えるのかくらいは言っただけないと、定性的にはともかく、定量的に測れと言われても、とても困難だと思います。

カルテル事案であったとしても、それによって価格が上がり消費者が損害を受けたとい

うこと、価格が上がるというメカニズムは分かりやすい一方、コストが下がらないメカニズムは、少なくとも普通の初歩的な経済学の理論からすると必ずしも自明には出てこない。カルテルで価格が高くなろうがなるまいが、コストを下げればその分利益になるのは同じ構造なので、それによって著しくコスト削減の誘因が下がり、その結果として非効率的だったのではないかという疑いがあるのは事実だと思いますが、じゃどういうルートなのかを実際に特定することは極めて難しいので、定量的にやるのはすごく難しいことは恐らく承知の上なのではないかと思います。それでもなおかつ今回の御発言のようなことがあったということは、もう少しちゃんと「これを調べろ」と言っただけないと、どうやってやったらいいのか、私たちは当惑している。

さらに言えば、今回かなり明らかになっていることとは、新電力であったとしたらコストが掛かったであろうもの、コストをいわば節約できた、これはもちろんイコールフットイングという点では極めてよくないことですが、逆にコストが下がっているのではないかということが疑われるものが仮にあったとしても、コストが下がっていて、今後はそういうことはできなくなるからコストが上がるという見込みで料金原価に入っているとすれば、そのような不適切事案に対応した結果として原価が上がるようなものについては一切認めない。原則からして必ずはじけると思います。

そういうような面からして、コストが下がることがあったとしても、その下がったコストで審査するという事などからも対応できると思うのですが、具体的に上がるというメカニズムをもう少し説明しないで言っ放しというのは、若干無責任なのではないか。

一方で、競争圧力が十分働いていなかったかもしれないという懸念については共有します。ということは、競争圧力が十分あったのだからそもそも効率的なはずだと決めつけて、ある種効率化は、託送などと比べてもかなり緩い要求しかしないという意見に対して、競争メカニズムが必ずしも働いていたことを前提として緩くしてはいけなないと考えます。

したがって、今後議論する効率化、今日も議論すると思いますが、効率化に対する査定については、事業者のほうも厳しいものがあることは覚悟していると思いますし、それはまさに消費者庁から御指摘いただいた不適切な事案があったことを念頭に置いた議論だと思います。そのような形で対応する以上のことはとても難しいと思っています。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

次は、圓尾委員、どうぞ御発言ください。

○圓尾委員　圓尾です。消費者庁の方がおっしゃった、カルテルによって非効率な経営になっていると。だから我々、料金の算定というのは原価を積み上げていっているわけですが、その原価の、例えば単価が高いなり無駄なものを大量に買っているなり、そういう非効率経営があるんじゃないかという御指摘だと思うんです。一般論としてはそういうこともあり得るよねということだと思いますけれども、ただ3・11以降の電力各社の経営状況を見ていただくと、本当にそうだろうかという気はします。

つまり、カルテルによって競争を排除して高い料金で維持すると、安い料金で低価格競争みたいなことにならないよというのとは十分あった話だと思うんですが、一方で、この10年間って電力各社の経営状況って本当にぼろぼろで、利益が出ずに自己資本を食いつぶして、会社によってはかなり危機的なバランスシートになっているわけですよ。にもかかわらず、競争を排除して料金高止まりすると同時にコストまで、無駄なコストをカットするようなことをせずにコストを高止まりさせる環境にあっただろうかと。全くそんなことはないと思います。料金を高止まりさせたとしても、コストは一生懸命下げて、少しでも利益を出さないとかなり危機的な財務状況になるというのは各社とも見えていますので、コストの引下げということに関しては、各社それなりに努力して一生懸命やってこられたんじゃないのかなというふうに思っています。

ですから、消費者庁の方のおっしゃったことは一般論としてはなるほどと思うんですけれども、私、元証券アナリストとして電力各社の経営状況を見ていて、決してコストがジャブジャブな状況をよしとした経営をこの10年間してきたとはとても思えない。ですから、もしそういうふうに消費者庁の方が思われるのであれば、前の2人の委員の方もおっしゃいましたけれども、どこを見たらそう思えるのか、どのコストに競争排除したことによって大きな無駄が残っているというふうに見えるのかということをぜひ御指摘いただきたい。そうすると詳しい分析もできると思いますし、そこをきちっと具体的に指摘していただけたらなと思います。

ですから我々は、各社なりにいろいろな努力をされているんでしょうから、それを横比較することによって、効率化に取り残された会社はないかとか、ものによっては海外との比較をしながら、効率化が日本全般に遅れていないかとか、そういったことを確認していくんだと思いますけれども、一般論で語るには電力各社の経営状況というのは、ちょっと状況は違っているんじゃないかというふうに私は認識しています。

以上です。

○山内座長　　ありがとうございます。

ほかにいらっしゃいますか。

消費者庁から手が挙がりました。どうぞ御発言ください。

○片岡オブザーバー　　ありがとうございます。川合先生、松村先生から御発言いただいて、定量的な分析は難しいという話でございました。松村先生も、それは分かっているんじゃないかというコメントがございましたけれども、我々、全て定量的に数字を出せと言っているわけではもちろんございません。むしろ考えられるルートを含めて、こういう影響は起きていたんじゃないかということをしっかり検証していただくということが大事なんだろうというふうに思っています。それを消費者庁から出せというふうな、こういう御意見もございましたけれども、我々は、むしろそれこそ電取委の仕事だろうと思っておりますし、むしろ委員の皆様の専門的な御知見で御議論いただくのがふさわしいのではないかというふうに思っております。

いずれにしても、そういう疑義が生じているということ踏まえ、どうそれをフィックスしていくのかということをしっかり御議論いただく。もしかしたら疑義がないという結論になるのかもしれませんが、そこをどうフィックスしていくかということ議論いただくということが大事かなと思っております。

圓尾委員からも、電力会社の経営は厳しいという話でございました。そうであれば、例えば厳しい経営状況の中で経営の効率化って本当にどこまでぎりぎりやってきたのかという、恐らく今審査いただいている話なんだろうと思っておりますけれども、そういうところがしっかり議論されていくということになるんだろうと思っておりますし、厳しかったからぎりぎりやっていますということでは必ずしもないし、その中でどこまで本当にやったんだろうか。それも多分電力会社さんによっても違うんだろうと思っておりますけれども、そこをしっかりと御議論、見ていただくということではないかなというふうに思っているということでございます。

すみません、ちょっと補足をさせていただきました。

○山内座長　　ありがとうございます。

ほかに御発言の御希望いらっしゃいますか。

河野委員、どうぞ御発言ください。

○河野委員　　河野でございます。今、様々な意見交換を伺っていて、消費者庁様に確認をさせていただきたいことがございます。お申し出いただいていることに関しまして言う

と、私も今回の特に電力会社の不適切事案に関しては、非常に企業と消費者との間の信頼関係を大きく損ねるものであって、現在の料金審査においてもそれがスムーズな進行に関して大きなネックになっているという自覚がございますし、御指摘の点について検証していただきたいという希望を持っております。

その上でなんですけれども、この「検証」という言葉は過去に遡ってチェックするということだというふうに受け止めますと、今希望されていることは、この会議体の中で同時進行的に要求されているのか、それとも現状の申請内容に沿った形での審査を進めた上で、改めて検証によって事実を明らかにするといいたいでしょうか、定量的な確認をするという、どちらを考えていらっしゃるのかを伺いたいと思います。

既に採録期間を変更することによって値上げ審査が後ろ倒しになっているということです。私たち利用者からすると、値上げが先延ばしになるということはあるがたいとは思っておりますけれども、そもそも化石燃料等の高騰に耐え切れずにと、その根本のところは分かっているところですので、消費者にとってみると、電気料金の値上げに関しても関心は高いですが、かつ安定供給というところにも非常に関心が高いところでございますので、同時進行で要望されていることをこの専門会合で進めて、全体が確認できた上で改めてという御要望なのかどうか、時系列的なものに対する確認をさせていただければというふうに思っております。

以上です。

○山内座長　ありがとうございます。

○片岡オブザーバー　消費者庁ですけど、よろしいでしょうか。

○山内座長　どうぞ御発言ください。

○片岡オブザーバー　河野委員、ありがとうございます。タイムラインのお話がありました。我々、実は2つの要素を考えておまして、1つは先ほど申し上げた定性的な評価・検証、定量的な検証も一部含むのだらうと思っておりますけれども、そこも含めて検証いただくというのは、まさに審査と並行してやっていただく必要があるだらうというふうに思っています。

ただ、それとは別に恐らく申請原価の要素、原価は一つ一つが妥当なのかどうかということをもし検証していくとすれば、かなりの期間が必要になるだらうというふうに考えています。これは実は託送料金のときにも同様な議論がございまして、そこはむしろ、より長期の話は長期の態勢を整えて検討いただくということは必要だらうと考えていますので、

そこは両方なんだろうと思っています。この今のプロセスの中で検証していただく部分と、より長期で検証していただく部分と、この2つがあるのではないかなというふうには考えています。ありがとうございます。

○山内座長　ありがとうございます。河野委員、よろしいでしょうか。

○河野委員　はい。

○山内座長　そのほかに御発言の御希望いらっしゃいますか。

よろしければ、事務局のほうから何か追加的なコメントございますでしょうか。

○池田取引監視課長　今、消費者庁の審議官におかれましては、いろいろ御意見等ありがとうございます。本件につきましては、あくまでも本日たたき台ということでございまして、また今日いろいろ頂いた御意見を踏まえて次回以降で御議論させていただきたいと思います。どうもありがとうございました。

○山内座長　ありがとうございました。

よろしいですか。また次回も御議論、あるいは次回までにいろいろお考えを事務局のほうにお知らせいただくということもあろうかと思しますので、そういうことで次回のまとめに向けて御協力を頂ければというふうに思います。ありがとうございました。

それでは、議題3に移ります。議題3は「購入・販売電力料について」でございます。これを事務局から御説明いただいて、その後質疑とさせていただきます。資料5になります。よろしく願いいたします。

○東取引制度企画室長　事務局の東でございます。資料5に基づいて、購入・販売電力料について御説明させていただきます。

2ページ目、本日御議論いただきたい点ということで購入・販売電力料、以前に、少し前になりますけど、一度5社の全体像について御議論いただきました。その上で、7社の数字がそろったところということなんですけれども、燃料費とスポット市場価格の置き換え、今再算定中ですので、そっちの影響を受ける例えばFITの買取りですとかスポットからの調達というところについては本日の議題とはせず、直接補正の影響を受けない容量市場、調整力、非化石市場に関する収入、費用について本日は御議論いただけないかというふうに思っております。概要と論点をお示ししていますので、お示ししている論点と、さらにそれに加えて検討すべき点はないかという観点で御議論いただければというふうに考えております。

3ページ目、まず容量市場についてです。

4 ページ目をお願いします。4 ページ目に、各社の容量市場に関する収入と支出の概要というのをお付けしております。下の表のうち上段が容量拠出金、支出のほう、小売として支払う拠出金。下段のほうは容量確保契約金額ということで収入であります。発電事業者が容量市場で得る収入。基本的には発電事業者が得る収入ということで、それぞれ考え方と金額をお示ししております。

5 ページ目以降、幾つか論点を書いておりまして、まず5 ページ目ですが、そもそも容量拠出金と確保金の取扱いということで、これは以前にも御議論いただきましたけど、一部事業者でいずれも織り込んでいないと。料金算定規則に明示的に規定されていないですとか、行って来いになるからということで入れてないという事業者がありまして、ここにつきましては、前回の御議論で両方原価に含めるべきだろうという御指摘がございました。これを踏まえて、拠出金のほうは営業費の一つとして、確保金のほうは控除収益の一つとしてそれぞれ織り込むこととしたいということを書かせていただいております。

次、6 ページ目です。次の論点で、では具体的に各社が拠出金をどういうふうに算定しているのかという点であります。非常に細かい点ではあるんですけども、基本的には広域機関が示している拠出金の算定方法というのがございます。次ページ以降に参考で付けていますが、基本的には全国で、必要なコストをざっくり申し上げるとkWで按分して負担するという考えになっています。その際に計算方法として、前年度のピーク時のkWを基礎として割り振るとなっておりまして、この算定方法が少し会社によって異なるところが違いましたので、そこは広域機関の示している方法にそろえて算定すべきではないかということを書いたところを1 ポツと2 ポツで書いています。

また、3 ポツ目ですけども、四国電力については、エリア別で計算するルールになっているんですけども全国大で計算しているんですけども、これはそっちのほうは数字が小さくなるからということで、ここについてはあえて補正を求めなくていいのではないかと書いております。

7 ページ目ですが、北陸電力については、費用が発生するタイミングと実際に請求されるタイミングということで少し計上する時期がずれて計上されているということで、これについては、実際に請求が発生する、つまり当該年度分は全部織り込むというふうに補正すべきではないかと。これは後ろで、容量市場収入のほうでも同じように期ずれしたような入れ方をしているんですけども、そことセットで補正すべきではないかということを書いております。

10ページ目です。容量市場、本来は確保金、収入のほうの算定が適切かという論点でありまして、基本的にはこれは広域機関と各社で契約を結んでいますので、契約書に従って数字が入っているかということでありまして、多くの会社においては、契約額そのものか、契約額からその後退出した電源とかについて適切に控除しているということを確認いたしました。ですので、特段問題はないと思っておりますが、先ほど申し上げた北陸電力については、期ずれで計上されている部分を補正するべきではないかということを書かせていただいております。

11ページ目です。今まで申し上げたのは各社の容量市場収入と支出の扱いなんですけれども、それに加えて、相対取引において容量市場収入をどう控除するかという論点について書かせていただいております。具体的には、例えばなんですけれども購入のケースですと、他社から買う際に容量市場収入を控除しているのかしていないのかということでありまして、これはkW価値がもともとの契約の中に入っている場合には、それを控除しないと二重取りになってしまう。現実の問題として二重取りになってしまうということが起きてしまうので、資源エネルギー庁のほうで、そもそも既存契約というのはそういう重複を解消するために見直してくださいというガイドラインが出ていまして、当事者間がしっかり協議した上で、容量市場収入の扱いというのはなるべく重複がないように見直してくださいねということがガイドラインで定められております。

他方で、各社によりまして必ずしもまだ24年度、25年度の相対契約について見直し協議が行われていないといったこともありまして、申請上の扱いが各社によって異なっております。具体的には、相対購入は、申請各社が買ってくる分について基本的に全部控除しているという会社もあれば、既に合意した分だけは控除している、あるいはそもそも控除していないというふうに事業者ごとで考え方が違っていると。逆に売るほうについても、控除の考え方がそれぞれ異なっているという状況でありまして、こういう中でどういうふうに控除を考えるのが適切かという点を論点として書いております。

13ページ目ですが、具体的に控除するとする場合にどう算定するかということで、まず購入のほうなんですけれども、購入のほうについては、控除が不十分だと、控除が仮に本来あるべきよりも小さい場合には、購入電力料が大きくなって料金負担が大きくなるという関係になります。一方で買手である申請事業者、例えばの例で言うと、電源開発から申請者が電気を買っていますという場合に、その相手の電源が容量市場で落札されている電源なのかとか、幾らもらっている電源なのかというのは必ずしも正確に算定できませんと

いう問題がございます。

ですので、最後のポツですが、料金審査上は既にちゃんと協議を終えて契約に反映されている分は目いっぱいそれは反映するとともに、まだ協議を終えてない部分については、一定の仮定を置いた上で控除額をしっかりと算定することとしてはどうかということを書いております。

14ページ目、今度は販売のほうですけれども、販売のほうについては、今度逆に申請各社が持っている電源について販売する際に、kW価値分について容量市場収入分を控除しているかという論点ですけれども、ここについては、自社の電源の状況については当然自社でよく分かっているのです、必要な控除額は申請に織り込まれているんだろうと考えておまして、そうだとすると料金審査上、それが過大に引き過ぎていないか。今度は販売額が小さくなると料金が上がってしまうので、容量市場収入と比べて過大に織り込んでいないかという点を確認すべきではないかということを書かせていただいております。

以上が容量市場に関する論点でございます。

次に、16ページ目以降、調整力ですが、調整力につきましては、これも前回会合で、発電側が調整力を提供することによって上がる利益が控除収益として発生するというので、これをどう織り込むべきかという点を御議論いただきました。その際に、託送料金の中で調整力を調達する費用というのは織り込まれていて、それと大きく乖離するとおかしいということ。ただ一方で、エリアごとにずれは、入り繰りはあり得るといった御意見を頂いたところでございます。

3ポツ目ですが、大きな考え方としてはまさに今申し上げた2つ、託送に入っている調達費用というのと、発電側が調整力を提供することで得る収入が整合的な形で小売料金からちゃんと差し引かれているかというのを考える必要があるんだろうと思っておまして、では具体的にそこはどう計算したらいいのかという点について御議論いただきたいというふうに考えております。ちょっとテクニカルな話になるので恐縮なんですけれども、そこについて御確認いただければと思っております。

18ページ目に、託送側に入っているコストと今回小売側に入っている控除分という数字をお示ししております。会社ごとにばらつきはあるんですけれども、総じて今回の料金算定に入っている収入が託送に入っているコストよりも小さくなっているということでありまして、このギャップの部分をどう考えていくかということが論点かと考えております。

19ページ目ですけれども、具体的に調整力と一口に言っても、考えなければいけないのは需給調整市場で一次から三次①と、それから三次②。足元ではまだ調整力公募も行っていますし、ブラックスタート電源公募も行われていますので、その数字というふうに少し分解して御議論いただきたいというふうに思っております。

20ページ目ですが、まず大きなフレームとして、どういうふうに先ほどの託送側で入っている費用と小売側に入っている収入というのを考えるかというときに、まず今調整力、特に電源1の大宗は旧一電が供出しているということもあって、全国大で見ると、まず新電力との入り繰りは考慮せずに、旧一電の調整力の収入の合計が託送に織り込まれる一送の調整力費用の合計とほぼほぼ整合的な金額になるという考え方でいいのではないかと思っております。

他方で、2ポツですが、先ほど申し上げたように、エリアごとに見ると入り繰りがあるてしかるべきだろうというふうにも思っています。この2つ目の点について、エリア間の入り繰りを考慮するのか、考慮しないのかという点をまず考えないといけないと思っております。まして、原理原則といいますか、より正確な料金原価の算定ということで考えると、入り繰りは本来考慮すべきなんだと思うんですけれども、ただエリア外からたくさん調達している場合、特定のエリアの一送がエリア外からたくさん調達している場合には、そのエリアの発電事業者が果たしてその量を全部売っているのが適切かというのはあるんですけれども、一方で現実的には、多くの商品はまだ取引が開始されていなくて、どれぐらいエリアを越えて広域調達が行われるかという合理的な指標を採るのが難しいのではないかと考えておまして、現実的に今計算するということを考えますと、案2とここで書いていますが、入り繰りはこの際考慮せずに、そういった割り切りで算定を進めるしかないのかなというふうに思っております。

注釈に書いていますが、今既に動いているのは三次①ということになるんですけれども、三次①については、そういう意味ですと入り繰りはあるわけですが、一次から二次についてはまだそれがどれぐらい生じるかが分からない中で、なかなか計算ができないということかなというふうに思っております。果たしてこういう考え方でいいのかというところが御議論いただきたい点の1つでございます。

21ページ目は、その入り繰りのイメージを具体的に数量的に書いています。詳細は割愛させていただきますけど、先ほど申し上げたように、実際には、現実問題としては必ずしも調整力を1つのエリアの中で調達するわけではないわけですが、事務局が御提示してい

る案は、そこは少し捨象して計算せざるを得ないのではないかということでございます。

次に22ページ目で、今度、その調整力収入を考えると、いわゆる Δ kW収入と kWh収入というのを分けて考える必要があるというふうに思っております。

23ページ目ですが、これは Δ kW収入の考え方ということでありまして、 Δ kW収入、調整力として供出する場合が出てくるわけですが、中身をガイドラインに従って因数分解すると、逸失利益または機会費用と言われるものと固定費回収のための合理的な額という2つの成分に因数分解されます。このうち固定費回収のための合理的な額というものについては、まさに調整力として提供したときに、ある意味料金算定上、真水で発生する収益だと思っております、控除収益として控除すべきではないかということを書いております。

一方で機会費用あるいは逸失利益については、結論としては行って来いになると思っております、料金算定上、ここを控除収益として織り込む必要はないのではないかとこのように考えています。具体的には、例えば機会費用のケースですと、分かりやすいのは起動費の場合ですが、起動費は料金原価上、調整力の起動のための燃料費というのは織り込んでいませんので、仮に約定したというか、現に Δ kW価値が発生したとしても、そのうちの起動費部分についてはそれに見合いのコストが発生するということで、収支としてはニュートラルになる。よって控除収益としての織り込みは不要ではないかと考えております。

逸失利益につきましても基本的には同じ考え方なんです、前提として逸失利益のほうについては、 Δ kWとして供出する場合と、 Δ kWとしては供出せずにスポットで売る場合について利益がニュートラルになるというふうに考えております。ですので、これは取引所取引のマッチングのところで全部の電源をちゃんと市場で取引する前提で算定している場合には、控除収益としてアディショナルに織り込む必要はないだろうと思っております。

一方で、マッチングの際に仮に需給調整市場に供出する分というのはよけて計算していた場合については、この場合にはその控除収益としての織り込みが発生する可能性があると思っております、こうした事業者がある場合には、そこについてはマッチングを再算定した上で査定を行う必要があるだろうというふうに考えております。

24ページ目、25ページ目、26ページ目は、今申し上げたそれぞれの場合にニュートラルになるんですという御説明をしまして、時間の関係で詳細の説明は割愛させていただきますが、先ほど申し上げたように、趣旨としては、基本的には行って来いになるということを書いてございます。

28ページ目でございます。今度はkWh収入の取扱いということで、kWhにつきましてもガイドラインに基づいて限界費用と固定費回収のための額を積んでいいということになっていまして、こちらも似たような考え方なんですけれども、固定費回収のための額というのは、控除収入として織り込みが必要だろうというふうに思っています。限界費用のほうについては、これも同じように相当額、つまり燃料費相当額が発生するということになるので行って来いになって、こちらは控除収入として織り込む必要はないだろうというふうに考えてございます。

29ページ目ですが、三次調整力②の Δ kWh収入の織り込みの考え方ということでございます。なぜ三次②を分けて書いているかといいますと、三次②については再エネ予測誤差に対応する調整力ということで、FIT賦課金で回収するということになっておりまして、三次①までは託送回収なので託送に織り込まれている費用との比較を行っているわけですが、三次②については別途考えないといけない。託送との比較では出てこないということになりますので、ここで別途考えるに当たってどう計算するのが適切かということをお示ししております。

30ページ目ですが、三次②については制度見直しの議論の際に、2022年1年間で掛かった費用の実績値と制度見直し後の試算値というデータが最新のものとしては公表されております。23年度以降の調達費用について、現時点で適切に見積もるといのはなかなか難しいので、ここも一定の割り切りですが、原価算定上はこの見積額、22年における費用というのを3年間横置きにするという形で計算してはどうかということを書かせていただいています。

その際、こちらも一口に Δ kWh収入と言っても、因数分解すると先ほどと同じように固定費回収のための額というのと機会費用または逸出利益という成分に分解されまして、この処理の仕方については先ほどと同じ考え方で、固定費回収のための額というのは控除収益として織り込むべき、他方で、機会費用及び逸出利益というのは織り込む必要はないというふうに考えてはどうかというふうに考えております。また、容量市場収入側に発生することを踏まえて、容量市場からの収入分は控除することとしてはどうかと書いております。

ちょっと蛇足というか、先ほどのところに戻るんですけど、容量市場収入の論点が託送のほう、一次から三次①で登場してなかったのは、もともと託送料金に含まれている金額がもう既に容量市場からの収入を控除したものとなっておりますので、そちらではこの論

点では出てこないということになってございます。

調整力の最後ですが、32ページ、論点3として調整力公募とブラックスタート機能公募の取扱いということでございます。こちらについてはそれぞれ落札結果が既に確定していると。申請後に確定した会社も幾つかあるんですけども、現時点では既に金額が確定していますので、その確定した数字をもって査定することとしてはどうかということを書いてございます。

最後、非化石市場のパートで33ページ以降です。

34ページに、まず各社の申請概要というのを書いております。各社のそれぞれの申請額と、この場合にはいわゆる非化石証書の購入の前提として、中間目標値の算定というのが大きなファクターなんですけれども、この考え方が各社ごとに少しずつ異なっているということで、その算定根拠と申請額をここではお示ししております。

35ページ以降、大きく幾つかに分けて論点を書いています。まず1つは、2023年度から5年度の原価算定期間の中間目標値をどう考えるかですけれども、まず23年度については1月末に、つまり申請の後、本年1月末に資源エネルギー庁の審議会で計算方法というのが具体的に示されたので、今パブコメが終わったところでまだ案が取れてはいないんですけれども、基本的にはそこで示された考え方を使って計算することとしてはどうか。もともと目標値は、制度的に考え方が示されてない中で各社が各々想定を置いて織り込んでいたわけなんですけれども、今は大きな考え方が示されているので、それに従って計算するというのが妥当ではないかということを書いております。

最後のポツですが、その際に申請値が高くなることも想定されますが、これは具体的には激変緩和措置とかの減少とか需給バランスの見直しとかによって数字が高くなることも想定されるんですけども、これは制度に基づく変更ですので、この際、ここは認めることとしてはどうかということを書いてございます。

38ページ目、次の論点として24、25年度の目標値をどう置くかということです。先ほど23年度の計算方法は示されたということと、実際には大きな考え方は3年分示されているんですけども、各年度の具体的な数字を出すためには供給側の数字とかが決まってないと決まらないものですから、まだ24、25の中間目標値というのは現時点では確定的には出ないということになっています。

こうした中で、そもそも各社、基本的には足元の目標値から2030年度44%という高度化法の目標に向けて、真っ直ぐ、リニアに等差で目標値を高くするという想定を置いている

会社がほとんどでございます。これをどう考えるか。同じように23年度から等差でピットと真っ直ぐ線を引くのがいいのかという点なんですけれども、ここにつきましては、先ほど申し上げたエネ庁のほうで示された今後3年間の考え方という中で、中間目標値を計算するに当たっての大きな要素であるグランドファザリング、需給バランスという、ある意味政策的に決まるファクターについては3年間横置きをしますという考え方が示されております。その考え方があるということに加えて、等差で中間値を高めていくような想定をすると料金を過大に織り込んでしまうおそれがあるというふうに考えておりました。そうしたことを考えると、24年度、25年度も結論としては23年度と同じ数字で置くということにしてはどうかということを書いてございます。

39ページ目にそのイメージを描いていまして、曲線と直線の差を描いているということでもあります。

42ページ目ですが、もう一つ個別の論点として内部取引量の織り込みということでありまして、各社の中で東電EPだけなんです。内部取引量というのを織り込んでいない結果、全量外部調達としてコストとして織り込んでおりまして、この点については内部取引を織り込んでどうかということでもあります。

43ページですが、これは調達先と調達価格について、ここについてはいずれも既存契約と市場取引を合理的に織り込んでいるということを確認したということでございます。

長くなりましたが、事務局からは以上でございます。

○山内座長　　ありがとうございました。

それでは、購入・販売電力料についてでございます。論点を明確に指摘いただきましたので、皆さんから御意見いただきたいというふうに思いますが、挙手機能でお願いいたします。どなたかいらっしゃいますか。

安念委員、どうぞ。

○安念委員　　細かいところで恐縮ですが、ちょっと文字どおり教えていただきたいことがあるんです。最後のところですが、東電EPについて内部取引を取り入れてはどうかというような御趣旨の御説明があったと思いますが、もうちょっと詳しく御説明を頂けませんでしょうか。具体的にどういうことを意味するのでしょうか。最後から2～3ページ目のところでしたが。

○東取引制度企画室長　　ありがとうございます。これはそもそも非化石証書を買うに当たって、社内であったりグループ内で非化石価値が取引されている、もともとの契約にそ

うというのが織り込まれている場合には、外部調達料からそれを控除する。要すれば、外から買わないといけない分を過大に織り込んでいるんじゃないでしょうかということで、グループ内で調達できる分についてはグループ内で持っているとみなして、そこについては控除して、外から買う分というのはもっと減らすべきじゃないかということを書いてございます。

○安念委員　E Pの場合だと、R Pからも買うはずだからという、そういう話になるということですか。

○東取引制度企画室長　おっしゃるとおりです。

○安念委員　分かりました。ありがとうございます。

○山内座長　よろしいですか。

それでは、ほかの方で御発言御希望いらっしゃいますか。かなり細かい点で、どういふふうに判断するかということですけど、松村委員どうぞ。

○松村委員　松村です。まず、大きな枠組みのところで少し分からなくなってしまったので、念のために確認させていただきたい。今回の議題ではないことは十分分かっていますが、確認させてください。

容量市場の議論を聞いていて、私はちょっと不安になってきた。もともとどれだけ電気を調達しなければいけなくて、どれだけ外販するかを考えると、実際には自社の小売に売らないで外に売り、それで足りなくなった部分は自社が発電できるにもかかわらず市場から買ってこることが現実にはあり得るということはわかります。しかし、そういうことをして恣意的に外に売る価格が低いと勝手に見積もって、外から買ってこる価格が高いと見積もると原価を押し上げてしまう。そうではなくて、本来、外に売るとしても、市場で売れる価格に対応するようなもので本来は売れるはずだと考えると、ある種のネットィングと言うと変ですが、とりあえず現実にならぬかは別として、自社で発電した部分は自社に売り、余った分は外に売り、足りない分は外から買ってこると算定しても、本質的には同じ、理論的には同じ原価になるはず。

したがって、そのような発想で市場と突き合わせるという整理になっていたと思いでいました。そうすると、容量市場で容量拠出金の部分が相対契約の部分から控除されるとかという議論が出てき得るのは、もともと市場で売却することを考える、スポットマーケットで売ること考えるのであれば、そういうことを議論する余地はないので、そういうものが出てくるというのはかなり限定的なもの。つまり1年超の長期契約で期限が算定

期間の中で出てこないもの、そういうかなり限定的なものだけが今回の議論の対象だと思
い込んでいた。1年超の相対契約の場合、例えば電発から買うだとか、あるいは他の旧一
般電気事業者から長期契約で買っていることは、それなりにあるのは認識しているのだけ
れども、外に売るほうに関しては、旧一般電気事業者向けのを除けば、1年超のもの
は相当に限定的だと理解しています。

したがって、今回のような議論は出てき得るのだけれども、相当限定的だと思っていま
した。ところが今日の議論を聞いていて、ひょっとしてスポットマーケットとの突き合わ
せをして全体の控除収益を計算するときに、もう相対契約で売る部分は除き、あるいは短
期、長期でない相対契約で買ってくる部分を加えるとかという、何か変なことをしてい
るのではないか。さっきのネッティングというようなことに反することしていないかちよっ
と心配になってきました。仮に外へ売る部分は別建てで考えるというのは構わないと思
いますが、これから再計算する市場との突き合わせを考えるときに、市場との突き合わせ
をしたときのほうが原価より低くなるとすれば、そちらを採用すべきだと思います。この点
については念のために確認させてください。相対契約で売るつもりだとか、実際1年を越
えない短期の契約で売っているとかというものはむやみに入っていないですね、というこ
とは、念のために確認させてください。

次に、長期のものであれば買ってくるということがあり、それで容量市場からの収入の
部分というのは調整するというのがガイドラインで定められているというようなこと。契
約が締結された、長期契約でなおかつそのガイドラインに従って改定されたというものは
それを使えばよいというのが原則だというのは、だからそうでないものは、想定を置いて
というようなものについては、外から買ってくるものについてはその分引かれるというの
が原則だと認識しています。もしそうでないものをするつもりだとすれば、その点は明確
に教えてください。しつこいようですが、外に売るものに関しては、対象は相当限定的だ
ということを念のために再度確認させてください。

次に、調整力市場に関してですが、事務局の整理は全くもっともだと思います。機会費
用、普通の経済学的な意味で言う機会費用に対応するものは、基本的に今言った市場との
付き合い合わせをしていくことによって、機会費用部分は控除収益としてどのみち反映される
わけなのだから行って来いになって、ここで特に考えなくても同じになるはずだという事
務局の整理は全くそのとおりだと思います。

1点よく分からなかった点があるので、その点は確認させてください。先ほどの事務局

の説明では、起動費は原価にそもそも入っていないので、起動費で入ってきたとすれば、その分は行って来いになるわけなので、依存しないというのは本当に正しいことをきちんと確認してください。つまり原価に入っている起動費の中には、本当に文字どおりkWhを供給するためだけの起動費しか入ってなくて、燃料費を計算するときには、どれくらい燃料費が必要かというのを計算するときには恐らく起動費は入っていると思うんですが、起動に係る燃料費は入っていると思うのですけれども、それは厳格に調整力市場に出す分の起動費は除かれていることはちゃんと確認してください。そうでなければ今の説明とインコンシステントになります。

もし除かれていないのだとすれば、先ほどの事務局の整理では駄目だということになるので、起動費相当の部分も控除するというのを考えていただければと思いました。

最後に、先ほどのラウンドで言うべきことだったのかもしれませんが、既に締結されていたもの、容量市場の関係で既に締結されているもの、あるいはこれからのものは合理的な見積りをするとき、いろいろなやり方があり得るというのはわかります。しかし消費者庁から懸念が出されたとおりに、競争メカニズムがちゃんと働いていないのではないかと懸念がある中で、なれ合いで、本来は控除して安くすべきものがちゃんと安くなっていないのに締結されたというようなことがあったときに、本当にそれをそのまま認めてもよいかということは議論になり得ると思いますので、適切に控除されていないけれども契約は結ばれたというものがあつたとすれば、それは注意してみてください。

それに関しては、例えば先ほどの競争がうまく働いていないから、だからそれが原因だということで完全にルートを確認し、それで検証した上で出すという、ほぼそのハードルは高過ぎて確定することはできないと思いますが、そのような疑いがあるということは事実だと思いますので、そのようなときに判断に迷うことがあつたら、競争が働いていない結果として緩くなっているかもしれないことを十分考えて厳しく査定することは当然あり得ると思います。

逆に言えば、消費者庁に対する対応に関してきっちり検証し、効果が証明できたものだけで対応しろと言われれば、ほぼ無理ということになってしまうのかもしれませんが、そのような疑いがあることをきちんと頭に入れながら一つの一つのを見ていくことに関しては、御指摘ももっともだと思いますので、この件に限らずそういうことを考えていくべきだと思います。

以上です。

○山内座長　ほかにいらっしゃいますか。ちょっと問題があれなので、今お答えできる
ところがあればお願いします。

○東取引制度企画室長　ありがとうございました。1点目の売る側、容量市場の控除に
ついて売る側は限定的ですよねという御指摘なんですけれども、売る側についてここから
何かアディショナルに控除を織り込んでほしいということではなくて、まさに過大になっ
ていないかというのを見るということだと思っています。1点だけ申し上げれば、1年超
だけでもなくて、23年度について既に——23年度は関係ないですね、失礼しました、23年
度の販売確定分はあるんですと申し上げようと思ったんですが、24年度以降の話なので
失礼しました。おっしゃるとおり、論理的には長期だということになるんだと思います。

それから、購入のほうについて一定の仮定というのがどういう趣旨かということですが
けれども、これもおっしゃっていただいたとおり、控除が過少になっていないかという観点
から、例えば契約済みの分しか引いてない事業者について、まだ契約を見直していなくて
も、その部分についても何らかちゃんと控除というのを考えないといけないという趣旨
で書いていまして、そういう意味でこれも購入額が過大になっていない、あるいはその
控除が過少になっていないように検討し直すべきだという趣旨でございます。

起動費についての御指摘はごもっともですので、そこにつきまして本当に調整力分の起
動費だけが除かれているのかという点は確認したいと思えますし、最後の御指摘の点につ
いても、既契約だからといって見ないということではなくて、きちんと確認すべしとい
うことだと思えますので、そこはしっかり対応したいというふうに思います。

以上でございます。

○山内座長　ありがとうございます。

ほかに御質問・御意見。

北海道電力から追加ですか、御説明ということですか。どうぞ。

○上野オブザーバー　北海道電力の上野でございます。需給調整市場収益の配分方法に
つきましての意見なのですが、発言させていただいてよろしいでしょうか。

○山内座長　どうぞ発言ください。

○上野オブザーバー　当社の需給調整市場収益につきましては、申請時点の需給バラン
スを踏まえまして、供給力に活用する電源の固定費は小売料金から、そして調整力として
期待する電源の固定費は需給調整市場から回収すべきとの考え方の下、反映しております。
今回、一次から三次調整力の①について、お客様の過大な御負担を避ける観点から、ネッ

トワーク託送料金原価への織り込み額を基本とする事務局方針が示されています。

一方、三次調整力の②ですが、こちらにつきましては2022年1月から12月の実績を基に算定する方針が示されていますが、一次から三次の調整力の①につきましては、ネットワーク託送料金原価で2021年度実績を基に算定されているということで、根拠とする観測期間が整合していません。

この点に関しましては、電力需給調整力取引所が公開しております2022年度の上期取引実績がございましたが、こちらによりますと三次調整力の①の約定率が低い状況となっておりますため、その分、三次調整力②の固定費回収額が増加している可能性があるかと思っております。このため、固定費回収額が重複した計上にならないように御配慮いただきたいと考えてございます。

私からは以上となります。御検討のほどよろしく願いいたします。

○山内座長　ありがとうございます。

ほかに御発言御希望いらっしゃいますか。

今の点についていかがですか。

○東取引制度企画室長　ありがとうございます。御指摘を踏まえて検討いたします。

○山内座長　それでは、東京電力エナジーパートナーから手が挙がりましたので、御発言いただきます。どうぞ。

○大風オブザーバー　東京電力エナジーパートナーの大風でございます。非化石証書購入費用に関して意見をしたいんですけど、よろしいでしょうか。

○山内座長　どうぞ。

○大風オブザーバー　今回、事務局から2023年度の間目標値については、「第十次中間とりまとめ（案）」において示された算定方法に基づいて査定する方式が示され、第2フェーズの在り方として一定の方向性は示されたものと考えており、こちらも次期の再算定に真摯に応じてまいりたいというふうに考えております。

その上で、事務局からは2024年度及び2025年度の間目標値は、2023年度と同じと想定することも示されております。制度検討作業部会においては中間目標の第2フェーズの基本的方向性として、段階的に目標水準を高めながら非化石電源の維持拡大を着実に促進していくことを基本とすることが示されているというふうに認識しております。とはいえ、非化石電源の維持拡大を前提に中間目標は毎年増加ということの考え方が示されており、23年度の間目標値を横置きする考え方で本当にいいのかについては、ぜひ再考いただけない

かというふうに考えております。

なお、制度検討作業部会では、小売電気事業者において証書購入費用が年々増加し、その回収に困難が生じている現実を踏まえ、小売電気事業者に過大な負担が生じないような制度環境整備についても議論がなされているというふうに認識しております。仮に23年度中間目標値を横置きとするのであれば、24年度以降、証書購入費用の回収が困難となる可能性が極めて高くなることから、市場価格と同様に電気料金への自動的な調整制度の早期導入とセットでの検討をお願いしたいというふうに考えております。

以上でございます。

○山内座長　ありがとうございます。

ほかに御発言。

では、今の2つの事業者さんからの御要望について御回答いただけますか。

○東取引制度企画室長　北海道電力さんの御指摘につきましては、御指摘を踏まえて検討してみたい、まずファクトの確認と中身を検討してみたいというふうに思います。

東京電力エナジーパートナーさんの御指摘については、改めて同じ御説明になってしまうかもしれないんですけども、1つには、今、制度的に置かれているもの、先ほど申し上げたグランドファザリングですとか需給バランスの考え方というのは3年間横置きに、ある種政策的に決定される変数というのは3年間横置きになっているということが1つと、等差に置くとある意味確実に過大に積んでしまうという中で、どう考えるかということなんだと思うんですけども、先ほど申し上げた、そういう中で現実的に算定上は何らかの割り切りが必要かと思っていまして、おっしゃるとおり制度趣旨に照らせば、段階的に目標というのが上がっていくというのはそのとおりだというふうに思っていますが、真っ直ぐ引くとある種、過大な料金負担になってしまうと。

そう考えたときに、ではどうできるかということで、事務局の案としては横置きにするということなのではないかとお示ししてしまして、ここは審議会での御議論に委ねたいというふうには思っていますが、事務局がなぜこういう考えに至ったのかということは、先ほど申し上げたとおり、政策的に置けるものは横に置いているということと、少なくとも過大に計算してはいけないんだろうという考え方からこういう案を提示しているものでございます。

最後の自動調整への仕組みの検討というのは、ちょっとこの審議会のマンデートではないと思いますが、御指摘を踏まえて資源エネルギー庁にもお伝えしたいというふうには思

います。

以上でございます。

○山内座長　　ありがとうございます。

ほかに、この件についてございますか。よろしゅうございますか。いろいろ御意見いただいて、結構細かい論点ということになるんですけども、確認しながら厳格に進めていただければというふうに思いますけれども、宿題もあるようなので、次回以降改めて議論ということをお願いしたいと思います。事務局においては準備をお願いしたいというふうに思います。

それでは、議事は進めさせていただきますが、経営効率化についてであります。事務局から御説明いただきますが、本議題について北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、沖縄電力からも御説明ということでございます。事務局の説明の後に各社から御説明いただいて、その次に質疑とさせていただきます。

それでは、事務局からまずお願いいたします。

○池田取引監視課長　　資料6を御覧ください。

2スライド目でございますが、経営効率化については各社横断的に比較することが求められるわけですが、これまでの議論で、定量的な各社比較を可能とするため、実績値の使用ですとか対象の期間、範囲等がばらばらなので、これをどう考えていくかというところが課題となっております、それで事務局でもって検討を行った結果の御報告でございます。

4ページ目をお願いします。事務局でまずやってみたのは、まず1ポツ目ですけども、電気料金を構成する各費目について、まず変動的な費目と固定的な費目に分けまして、さらに固定的な費目のうち法令、契約、外部要因等による制約を受ける費目とそうでない費目に分けるということをやってみました。

その結果が5ページ目でございます。ここで分類1、変動的な費目ですけど、燃料費、廃棄物処理費、他社購入電源費等につきましては、1つは他律的な要素が強い費目であると同時に、また費目の定義が明確であるので個別に査定することが可能な費目でございます。一方、2番目に挙げた公租公課、補償費云々につきましても、他律的な要素が強い項目でございます、効率化がなかなか難しいということで、要はオレンジの分類3に位置付けました費目は各社効率化努力を働かせることができる項目になるということでございまして、分類3に位置付けられる費目について各社比較すればいいのではないかという

ことでございます。

その前に、どうやって比較するかについてでございますが、例えば人件費ですとか委託費とかはある意味でセットでありますし、また研究費とか諸費とか委託費はコストドライバーが必ずしも明確でないというところもありまして、そうやって考えると、分類3に位置付けられたものにつきましては全部合算して、その費目の総額について発電部門と販売部門に分けた上で、それぞれ発電部門は発電電力量、販売部門は販売電力量で割ったらいいのではないかということになります。

その結果のグラフが7ページ以降でございます。これは発電電力量当たりの費用ということで、要は固定的な費用のうち能動的で効率化の余地が大きい費用がkWh当たり発電電力量当たりどれぐらいになっているかというのを2016年からの経年変化で示したものでございます。これを見ますと、それぞれ各社の特徴がいろいろ出ているところでございまして、例えば最近急に上昇しているところもあり、これはこの後、各社からの説明をお願いすることにしたいと思います。

8ページ目、これは販売電力量当たりの費用でございまして、これも各社それなりに差が出るような格好になってございます。

そしてまた9ページでございますが、今回、各社の経営効率化を横比較するに当たって、今の方法で算出したkWh当たりのコストを用いることについて、もし了承が得られた場合は、それを基にまた効率化目標の設定の在り方等々について更に検討を進めていくこととしたいと思います。

御説明は以上でございます。

○山内座長　ありがとうございます。

それでは、各社から御説明を頂きますが、まずは北海道電力・上野様にお願いしたいと思います。よろしく願いいたします。

○上野オブザーバー　北海道電力の上野でございます。それでは、当社の発電部門、販売部門の費用水準について、資料6-1に沿って御説明させていただきます。

本件につきましては、あらかじめ事務局より、当社の水準が他社と比べて高くなっている要因、それと当社の水準が至近実績から原価にかけて高くなっている要因、これについて御説明いただきたいとのオーダーを頂戴いたしましたため、この2点について整理させていただきます。

それでは、1ページを御覧ください。当社の発電部門の費用について、発電電力量当た

りの費用が他社と比べて高くなっている要因といたしましては、北海道エリアの特殊性を踏まえ、安定供給の観点から、大規模電源脱落リスク対策として一定程度の予備力が必要であるため、発電電力量があまり多くない発電所を含めkWを多く保有している影響が大きいのと考えてございます。そのため、エリアの系統状況を踏まえ、発電電力量当たりの単純な比較は難しいということで、人員計画の審査にも用いられておりました認可出力のほか、修繕費のメルクマールに用いられております帳簿原価等に基づく比較が本来的には望ましいものと考えてございます。また、系統規模が小さくユニット1基当たりの出力が小さいため、規模の経済が働かないことについても他社と比べて高くなっている要因の一つと考えてございます。

2ページを御覧ください。先ほど申しあげましたように、電力広域的運営推進機関の電力需給検証におきまして、右中段の赤枠に記載の北海道エリアの特殊性を考慮し、大規模電源脱落時においても予備力が確保できるかどうかの検証が行われていることを記載させていただきます。

3ページを御覧ください。こちらは発電部門におけます固定費低減の取組を記載してございます。当社の厳しい収支・財務状況の中におきましても、安定供給の観点から一定程度の電源を保有することが必要であるため、下の表に記載のような固定費低減に最大限取り組みんでいるところでございます。

4ページを御覧ください。こちらは販売部門の費用水準について記載してございます。販売部門の費用については、需要家費が大宗を占めるということから、販売電力量よりもお客様の数であります契約口数との相関が強いものと考えてございます。北海道エリアにおいては産業用の割合が少ないなど、ほかのエリアと需要構造が異なっておりまして、契約1口当たりの販売電力量が少ない状況にございます。そのため、販売電力量当たりの費用といたしましては、他社と比べて高い水準になっているものと考えております。

このような状況にありますことから、販売電力量当たりの単純な比較ではエリアの需給構造の違いを踏まえた評価とならないため、人員計画の審査にも用いられました契約口数による比較、これが本来的には望ましいものと考えてございます。

5ページを御覧ください。5ページと6ページには、これまで申しあげました、当社としてより実態を表すと考えられるドライバーに変更した横比較の試算結果をお示ししてございます。発電部門につきましても、認可出力及び帳簿原価当たりの費用で比較を行いますと、下のグラフにお示ししているとおり、いずれも当社水準は横比較においても遜色

ないものと考えてございます。

その中で至近及び原価算定期間において水準が上昇している要因といたしましては、以前、人件費においても御説明させていただきましたが、法的分離に際して北海道電力ネットワークにおける管理間接業務などの一部について、当社側に人員等を配置している影響がございます。加えまして、泊発電所の再稼働に向けた修繕費等を今回原価に反映している影響もあるほか、資料には記載しておりませんが、委託費においても福島ガス火力の委託運転費など控除収益と対になっているようなものですとか、修繕費における火力発電所の定期点検基数の増加影響もありまして、こういった費用の増加は決して効率化が劣後しているといったものではございませんので、影響の補正等を考慮していただく必要があるものと考えてございます。

最後、6 ページを御覧ください。こちらは販売部門のドライバーを契約口数に変更した場合の試算結果となり、当社水準は横比較においても遜色ないものと考えてございます。

長くなりましたが以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、東北電力・石山様から御説明をお願いします。

○石山オブザーバー 東北電力の石山でございます。それでは、資料6-2で御説明をさせていただきます。

1 ページを御覧いただきたいと思います。発電電力量当たりの費用についてでございますけれども、2016年度から2021年度におきます過去実績平均については、下にも記載しておりますけれども、1 kWh当たり2.33円になっておりますが、今回の原価算定期間の平均につきましては、真ん中のところにありますけれども1 kWh当たり2.56円になってございます。結果的には0.23円/kWh増加をした形になるんですが、その理由につきまして説明をさせていただきます。

増加の要因としては、真ん中に網かけしているところの①から④、この部分が増加要因、そして減少要因としては⑤になります。①でございますけれども、こちらは原子力修繕費でございますが、女川2号の再稼働に伴う関連費用の増加ということになります。

②、これは水力の修繕費になりますが、高経年化に伴う設備対策ですとか浸水被害防止のための浚渫工事などによるものです。これらの費用につきましては、非化石電源の稼働増というふうな形を通じて燃料費の低減に寄与するものと認識しております。

次に③、こちらは災害復旧修繕費になりますけれども、電気の安定供給上必要な修繕費

でございますけれども、過去実績におきましては災害復旧修繕費について会計上特別損失として計上しており、今回の過去実績には特別損失分が控除されていませんので、その差異が生じている形になってございます。

④でございますが、これは前回の会合の間でもお伝えさせていただきましたけれども、2021年2月に発生をしました福島県沖地震によって、計画をしていた原町火力の2号機の定期点検を次年度に繰り延べをした影響などから、2021年度の費用水準自体が低い水準になっております。それで、過去実績平均との比較においてこの辺が増加要因となったというところで考えてございます。

減少要因は⑤ということで、こちらは料金原価算定で人件費をメルクマールに基づき算定をしていることによるものだというところで捉えております。

弊社といたしましては、①から④までの増加理由に対して、燃料費の低減を通じて全体としては原価低減に資する費用であるということですか、災害等に起因する要因ということであると考えてございます。そういうことで、これらの要因を考慮した場合、過去実績平均を下回ることになりますので、過去実績取組との評価に当たっては、これらの事情についての考慮をしていただいて評価を行っていただければと考えております。

弊社からは以上でございます。

○山内座長　ありがとうございます。

それでは、北陸電力・平田様、お願いいたします。

○平田オブザーバー　北陸電力・平田です。資料6-3で御説明させていただきます。発電電力量当たりの費用の増加についての御説明です。

2ページを御覧ください。最初のリード文の1ポツ目ですが、先ほど事務局から御説明のあった分類差の発電電力量当たりの費用につきまして、2021年度の1kWh当たりの単価が1円90銭から、原価期間の平均では2円90銭と1円上昇しております。これは金額で222億円の増加ということになりますが、費目別に見ますと修繕費と委託費の増加によるものでございます。まず、修繕費全体では176億円、単価で70銭の増加となっております。内訳といたしまして、火力修繕費で102億円、単価で40銭、これについては後ほど御説明しますが、固定費比率の変更影響によるものです。原子力修繕費に関しましては65億円、単価で30銭の増加となっております。これにつきましては、先般の専門会合で修繕費について御説明しましたとおり、今回の申請原価には志賀2号の稼働に必要な起動前点検費用を計上していること、及び火力修繕費と同様、固定費比率の変更影響などによるものです。

次に、委託費の合計では46億円、単価で20銭の増加となっております。これにつきましても、その他経費につきまして先般の会合で御説明いたしましたとおり、主に志賀2号の新規制基準対応に係る安全審査費用が増加していることによるものです。

続いてリード文の2つ目のポツですが、修繕費の固定費比率変更影響について御説明いたします。まず、先ほど事務局資料で示されておりましたグラフの2021年度実績につきましては、修繕費については部門別収支における固定費の単価が用いられております。当社の部門別収支の2021年度実績におきましては、現行の原価であります2008年改定時の原価の事業者設定基準の整理に基づきまして、火力は49%、原子力は79%を固定費に整理をしておりましたが、今回の申請原価におきましては、火力については環境対策費を除いて全て、原子力については完全に100%を固定費に整理したことによる増加でございます。

まとめますと、固定費比率変更影響以外では、今回申請原価に志賀2号の再稼働に必要な起動前点検費用等を織り込んだため、固定費単価が増加しておりますが、これにつきましては、これまでの御説明どおり、燃料費等の可変費を含めると総原価の低減に寄与しております。

説明は以上です。

○山内座長　　ありがとうございました。

それでは、中国電力・小寺様にお願いいたします。

○小寺オブザーバー　　中国電力の小寺でございます。それでは、先ほど事務局の資料の中でも説明があったとおり、当社の発電部門の発電電力量当たりの費用が増加していることにつきまして、資料6-4で御説明をいたします。

1ページをお願いいたします。当社の場合、事務局の資料にありましたとおり、2021年度実績に比べて30銭ほど原価算定期間の費用が増加しているわけですが、これは、固定費の金額自体が160億円余り増加していることが要因でございます。その中の大きなものが、資料にもありますように270億円増加している修繕費ということになります。こちらにつきましては合計で108億円の増となっており、修繕費の中でも御説明したとおり、メルクマールによる算定に加えて原子力の起動に必要なもの等も含めているため総額自体が増えているということもありますが、先ほど北陸電力様からも御説明があったとおりで、配分の考え方が違うことで固定費が270億円の増加となっております。

その要因でございますが、先ほど北陸電力様からもありましたとおり、今回の申請原価におきましては、2008年度以降に実施された直近の料金審査に基づく算定をしております

ので、環境対策費を除く大宗の費用を固定費に整理しております。一方で比較対象である2021年度の実績につきましては、部門別収支に基づく固定費の実績ということでございまして、部門別収支そのものが現行料金の適正性を確認するものであるということから、固定費、可変費の配分に当たりましては、現行料金である2008年度の考え方にに基づき配分しております。このため、先ほど申し上げたとおり、2021年度実績と比べて修繕費の固定費が270億円増加しております。今申し上げたとおり、大きな要因は算定の考え方の違いによるものでございます。

ちなみに1ページ、2ページにわたって少し申し上げますが、固定費、可変費を合わせた全体で見れば14億円の削減ということで、全体の中に経営効率化を織り込むことによって14億円の低減を図っているということでございます。

説明は以上でございます。

○山内座長　ありがとうございます。

それでは、次は四国電力の宮本様、お願いいたします。

○宮本オブザーバー　四国電力・宮本でございます。それでは、当社の発電・販売電力量当たりの費用について御説明いたしますので、資料6－5を御覧ください。

まず発電側ですが、下の図の左側になります。2016年から2021年度におきましては、伊方3号機の停止を主因に、2020年度に一時的に上昇しましたが、これを除けばおおむね減少傾向になっていると考えております。

申請原価においては、伊方3号機の安定・高稼働を織り込むことにより、市場販売が増加する効果も含めて、全体の発電電力量が増加すると見込んでいることから、発電電力量当たりの費用は2016年度から2021年度の実績と比べて低下しております。

なお、事務局資料に記載のある弊社の過去実績水準が他社様に比べて高くなっている理由につきまして、あくまで推測ではありますが、主に2つの要因があると考えております。1つは、伊方3号機が2016年度に再稼働しており、その後は稼働に伴う修繕費などの諸経費が発生しているものの、司法判断などによる停止が2回ほどあったことなどにより、稼働率が順調に上がっていない、つまり発電電力量が少ないため分母が少なくなって単価が高くなっていると考えております。もう一つは、弊社は過去の市場価格が低かった時期においても、供給力を確保するために石油を含めた老朽火力を多く温存している状況であり、市場価格が安い場合にはその稼働率が低くなる一方で、古いがゆえに設備の維持費用が多く掛かっていることが理由と考えております。

続きまして、販売側ですが、下の図の右側になります。2016年度から21年度の販売電力量当たりの費用につきましては、前半の2016年度から19年度におきましては、小売全面自由化により競争が激化した影響、2020年度はコロナ禍の影響により更に販売電力量が減少したことから増加傾向にありましたが、2021年度は需要が戻ってきたことに伴い、低下傾向になっております。

申請原価においては、競争環境が戻ることに伴い販売電力量が減少するというに加えて、営業や需給関係システムの制度変更対応や保守期限切れに伴う更新が追加的に発生することなどによりまして、2021年度より増加しておりますが、その増加幅を抑えるために最大限の効率化を織り込んでおります。

四国電力からは以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、最後になりますが、沖縄電力の上間様をお願いします。

○上間オブザーバー 沖縄電力の上間です。それでは、弊社の発電電力量当たりの費用について御説明いたします。資料6-6をお願いいたします。

2017年度から原価算定期間において変化はございませんが、2021年度と比較しまして原価算定期間において若干増加しております。こちらは修繕費のところでも御説明したように、新型コロナウイルスの影響によりまして外国人技術者が入国困難だったために、2021年度に計画していた定期点検を2022年度へ繰り延べたことによりまして、2021年度の修繕費が特異的に低い水準となっているということによるものでございます。

弊社からの説明は以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、資料説明終わりましたので、これから御議論いただきますが、例によってTeams手挙げでお知らせください。どなたか御発言御希望いらっしゃいますか。

華表委員の手が挙がっている、華表委員どうぞ。

○華表委員 華表です。ありがとうございます。まず、事務局資料の6ページの費目ごとではなく分類③の総額を用いて比較するということについては、その後に書かれているように販売部門と発電部門で分けて妥当性を評価するというのであれば、総額を用いるということ自体はプラクティカルにはそういうことでいいのではないかというふうに思いました。

加えて、それぞれが比較できるようになったときに、何をどういう期間で目指すことと

するのかということについては、託送料金のレベニューキャップの制度設計でも議論されてきたことだと思いますので、そちらの議論内容を参考にするという考え方がいいのではないかというふうに思いました。

また、今は差が大きく出ている各事業者の発電電力量や販売電力量当たりのコストについては、事業者側からの説明にある予備力の影響ですとか販売口数の影響というのは一定の合理性があるというふうにも思いますので、認可出力ですとか帳簿原価、そして販売口数で比べた場合についても、少なくとも事務局としては分析した上で検討を進めるべきだと思います。

私からは以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

ほかにいらっしゃいますか。

○北本委員 北本です。手を挙げるのを忘れました。

○山内座長 どうぞ、御発言ください。

○北本委員 ありがとうございます。私も北海道電力さんのお示しになられた販売口数による比較というのは非常に情報として有用だと思いますので、この点についても各社比較をしていくことが必要かと思えます。

加えて今の北海道電力さんの資料の5ページ、ネットワークにおける管理間接業務などの一部について、固定費の中にもし入っているのであれば、各社、実際入っているか入っていないかを比較して、同じ土俵でもう一度ネットするなりグロスなりで比較をしてみることで確認をしたいと思えます。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

ほかにいかがでしょう。

松村委員、どうぞ。

○松村委員 松村です。まず、事務局資料のスライド5、この分類なのですが、私は賛同しかねます。減価償却費に関しては、託送料金の議論のときにもあったと思いますが、これに近い発想をして、その後、最後の最後の段階で、これは本当によかったのかどうかという問題提起がされ、これは将来に向けて見直すことも含めて考えるということになったのにもかかわらず、その後出てきた今回の議論で、減価償却費を当然分類②と考えるのは問題。私はこんなことを平気で出してくるということは、事務局は、託送料金の改革で

も一応言ったことは言ったけどやる気ないのか、と見えかねない。私は託送のときに言った理由で、これを分類②にするのは納得いきません。

さらに減価償却費の部分を除いて分類③のところだけでコストの大小を見るのは、これも一つの重要な情報ではあるとは思うのだけれども、これだけ見たら、減価償却費がかさむような大きな投資はするのだけれども、それ以外の費用は節減できる行動をする、あるいは減価償却費が掛からないように、ある種の投資を抑制した結果として分類③のコストが上がるとか、そういうことだってあり得る中で、減価償却費は本当に除いていいのかという点については疑問に思っています。

一方で減価償却費を分類③に入れてしまうと、各社の横比較というところもそうですが、経年変化を見るときに、近年に比べて過去投資量が多かったので減価償却費が減ってきたのと効率化と一緒にになってしまうというのは、見せ方としても分析としても望ましくないという事務局の発想であれば、十分理解できます。

ということは、スライド7で示されているような、ほかのところでも同じなんですけど、こういうものを見せるときに、減価償却費まで含めたものと今示してくださっているものを両方にらみながら、効率的だし非効率的だというようなことを議論するほうが生産的ではないかと思えます。

繰り返しになりますが、減価償却費の部分进行分类③に入れたものと入れないものの両方を見せていただきたいし、両方を分析していただきたいというのがお願いです。

更に言うと、先ほど北陸電力からあったとおり、修繕費とかというのはかさむのだけれども、その結果として燃料費が大幅に減っているというような行動を大きく取ったところが不利なスコアになるというようなことが確かにあり得るので、分類①も含めたコストというのも含めて、要するに3つ分分析をして、それで本当に非効率的かどうかというようなことをにらむというようなことが必要なのではないかと思えます。しつこいようですが、今回の分析というのは十分意味がある、特に経年変化というのを見るときは十分意味があると思えますので、今回の分析を引っ込めるという必要はないと思えますが、追加して見ていただきたい。

次に、各社から特殊要因というのをいろいろ説明していただいたんですけども、例えば発電電力量当たりの費用、北海道が突出して高い。これは系統が小規模で連系線も細く、その結果として予備力というのを相当持たなければいけない。何か一見もっともに聞こえるかもしれませんが、その程度というのは沖縄のほうがはるかに大きいわけですよ。に

もかかわらず、それに比べても圧倒的に高いというのに対して、そのような説明というのだけで簡単に納得してはいけないのではないかと思います。

そこだけ取り出すと、すごくもっともな議論に聞こえるかもしれないけれども、可能性としては、北海道電力が過去、身の丈に合わない大きな単機容量の発電投資を繰り返した結果として、必要な予備力が増えてコストがかさんでいるけれども、しかしそれは、大きなものによって全体としての各種の費用を下げるというようなことだったとすると、後者のほうだけは取り除かないで、前者のほうだけコントロールするような都合のいいことというのをあまり安直にやってはいけないのではないかと、相当に精査しなければいけないのではないかと思います。

次に、これも先ほどのラウンドで言ったことで今回のものと直接関係ないのかもしれませんが、結局効率化をどれだけ求めるのか、その分でコストカットをどれだけするのかということのわけですけれども、これはいろいろな考え方があり得る。つまり、ここ規制部門、規制料金の訳ですが、原価はかなりの部分自由化部門と共通している。自由化の部門で十分競争圧力が働いているのだから、ある種効率的な経営をしていないと生き残れないはずで、だからそれは認める、あまり厳しい効率化係数のようなものは課さないというのは一つの考え方だと思いますが、一方で消費者庁から懸念が示されたとおり、競争が本当に働いていないかもしれないということ。これだけ不正が相次いだということを考えると、選択肢は、厳しい効率化を求めるというのとそれを全く求めないという選択肢があるとすると、本来、後者のほうが合理的だというようなことが一般論としては言えたとしても、そのような状況下で消費者の理解を得るためには、かなり厳しい効率化を要求するという判断もあり得ると思います。

でも逆に、不正が直接影響を与えたということをつちり検証し、つちり証明するというハードルをもし消費者庁のほうから課されるんだとすると、多分それは完全に証明することはほとんど不可能だと思いますので、そのような発想を取り入れるということではできないと思いますが、そのような指摘があったということ、抽象的な指摘があったということを入りながら効率化というのを要求するということはあり得ると思います。

託送に関して言えば、効率化は横比較というか他社比較というので非効率的なところに効率化を求めるということと、効率化係数ということで全社に効率化を求めたというようなことの二本立てになっていたはずで、その点というのを今後、どうここで整理するのかは考える必要があるかと思いました。

以上です。

○山内座長　　ありがとうございます。

それでは、次、梶川委員どうぞ。

○梶川委員　　全体として事務局の横比較については、費目間もある程度入り繰りもあるので、総額ということで問題はないと思います。ただ、先ほど北海道電力のお話にも、平均より高くなる個別の理由みたいなものというのは、契約口数のお話が先ほどほかの委員の方からも出ているけれども、そういう内容であるから説明力のあるドライバーがある場合は、逆に平均より低いところについては慎重に見ていく材料にはなるんじゃないかと思うんですね。

ですからそういう意味では、こういう一定の説明要因がほかにも存在するのかというのはむしろ高いほうの方に聞いていただいて、それが高いほうとして一定の説明がある場合に——だからいいとは言わないんですが、低いほうについては、より慎重に平均値より低い理由については見ていただき、事と次第によっては何らかの補正を加えるということもあり得ると思いました。それだけでございます。

○山内座長　　ありがとうございます。ちょっと途中、電波関係で少しあれだったんですが、大体趣旨は取れたでしょうか。大丈夫ですね。ありがとうございます。

それでは、圓尾委員どうぞ。

○圓尾委員　　圓尾です。私も5ページの分類で、今回、分類③についての分析を見せていただいたわけですが、①、②合わせたトータルのコストで分析したときにどう見えるかというのも併せて見せていただきたいと思います。

例えば簡単に言うと、どんどん新しい設備を更新して造るのではなくて、設備投資を抑制しながら古いものを大事に長期間、延命措置を取って使うようなことをしたときに、減価償却は下がりますけれども、その分だけ修繕費がかさむという、そういうことでトータルのコストを抑えることだってあるわけで、そういう効率化をやっているところというのは、この分類③だけ見ると非効率に見えてしまうわけですね。

ですから、燃料費の問題ももちろんそうですし、トータルでのコストをどう抑制していくかというのが経営の重要な判断のポイントになってくると思いますので、分類③だけ見るのももちろん大事ですが、トータルでどうコントロールされているかということも同時に見せていただきながら、中身についていろいろ分析を我々のほうでも加えていきたいなというふうに思います。

以上です。

○山内座長　ありがとうございます。

ほかに御発言御希望いらっしゃいますか。

それでは、事務局のほうから全体に対するコメントを頂ければと思います。

○池田取引監視課長　まず、経営効率化の業種横断比較につきましては、kWhだけではなく契約口数で分析すべきではないか。さらには北海道電力さんからは、容量ベースでも見ていただけないかというような御指摘もあり、さらに圓尾委員からは、②とかも含めてトータルでも見ていく必要があるのではないかとという指摘もございましたので、またこういった頂いた御意見を踏まえながらいろいろ、どういった分析があるのかというところを検討していきたいと思っておりますし、また松村委員から頂きました減価償却費の取扱いについても今後、引き続き検討してまいりたいと思っております。ありがとうございました。

○山内座長　幾つかあれですね。私もいろいろな視点から分析してみるのはとても大事だと思いますので、また次回議論ということで、事務局、準備をよろしく願います。

それでは、議題5に移ります。「その他経費について」です。事務局からの説明と北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中国電力から追加の御説明がありますので、その後、議論です。それでは、事務局からお願いいたします。

○池田取引監視課長　資料7の5ページでございます。今回、その他経費、北海道電力と東京電力エナジーパートナーの申請内容が中心でございます。

10ページにつきまして、申請の概要ですけれども、北海道電力につきましては分社化等々の影響で委託費等が増えてはおりますけれども、全体としては、そのほかについては大きな増加はなしと。一方、東京電力エナジーパートナーのほうも、今回、小売のみとなったことによってマイナス幅が大きくなっているというところでございます。

12ページ以下、各費目についてトピックス的なところをピックアップしながら進めていきたいと思っております。

まず廃棄物処理費でございますけれども、16ページ目を御覧いただきたいんですけれども、これはこれまでの会合で、廃棄物処理費については低品位炭の使用ということによるメリット・デメリット、そういうのを定量的な説明を求める意見がございまして、それを踏まえて各社整理をいたしてございます。

次に18スライド目で、消耗品費はトピックス的なものがございまして、あと37ページ、

委託費のところでございます。委託費につきましては、北海道電力、東京電力E Pそれぞれカーボンニュートラル達成に向けた省エネ住宅施設費用や省エネ推進に係るパンフレット云々、あとは省エネプログラム実施等による増を盛り込んでおりますが、審査基準等々ではオール電化関連の費用は認めないということとなっておりますので、どこまでこれを認めて、認めないかというところは一つ論点になり得るところと考えられるところでございます。

続きまして、諸費です。50ページ以降でございます、55ページ、諸費のうち団体費については、北海道電力からはこの3団体新たに計上してきてまして、上2つは四国、東北も新たに計上して、下は北海道のみでございますが、これを原価に認めるかどうかというところは一つの論点かと思われるところでございます。

あとは貸倒損についてでございますが、59ページ以降でございますが、貸倒損については貸倒実績率の採録期間など算定方法を示されたいという御指摘もございまして、60ページ以降にそれを提示させていただいたところでございます。

あとはDX関連費用について、養成費を計上する一方、外部委託でもDXを計上しているということについて整理が必要じゃないかという御指摘もございまして、そこについては、後ほど東北電力さんのほうから説明を頂きたいと思っております。

御説明は以上でございます。

○山内座長　ありがとうございます。

それでは、各社別をお願いいたします。まずは北海道電力の上野様、よろしく願います。

○上野オブザーバー　北海道電力の上野でございます。それでは、その他経費についての補足説明を資料7-1に沿ってさせていただきます。

1ページを御覧ください。その他経費につきましては、前回原価から198億円増加してございます。資料の右側に主な増加要因を記載してございますが、最も大きな要因は分社化影響で、これによりまして前回原価から70億円増加してございます。分社化影響の内訳としまして、1つは北海道電力ネットワークからの業務受託に関わる影響でございます。委託費や諸費、研究費などにおきまして合計53億円の増加となっております。この増加につきましては、北海道電力ネットワークから受領する対価を電気事業雑収益へ計上しているため、それにより費用増は相殺される形になってございます。

もう一つは北海道電力ネットワークが保有する通信設備や既設電源線などの設備利用料

による影響でございまして、賃借料や諸費において合計17億円の増加となっております。こちらにつきましては、分社化前は自社保有設備として減価償却費等で計上していたものが賃借料や諸費に振り替わった結果、増加となっているものでございます。

これらの分社化影響の次に大きな要因としては、泊発電所の再稼働に向けた新規制基準対応に関わる委託費の計上でございまして、こちらは前回原価に対して41億円の増加となっております。このほかの増加要因といたしましては、システムの更新対応、それとDXの推進などに伴う情報システム費用の増加、それと北海道外への販売を目的とした福島ガス発電所の業務委託費用の計上などがございます。

福島ガス発電所につきましては、発電電力量の販売分を他社販売電力料へ計上していることから、先ほど申し上げました業務委託費や原料調達費用である他社購入電力料の費用増は相殺される形になります。

また、原価算定に当たりましては、普及開発関係費のうち販売促進やイメージ広告に関わるもの、諸費のうち寄付金や一部の団体費、研究費のうち電気事業運営において優先度の低い研究件名につきましては、原価から除いて申請させていただいてございます。

私からの説明は以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

次は、資料の順番で行きます。東京電力エナジーパートナー・大風様をお願いします。

○大風オブザーバー 東京電力エナジーパートナーの大風でございます。それでは、その他経費に関しまして、弊社の算定の考え方について補足説明させていただきたいと思っております。資料7-2を御覧いただきたいと思っております。

1ページ目でございます。その他経費につきましては、審査要領に基づき電気事業の運営に必要と考えられる費用のみを選定し、原価算入を行っております。下の表にございませとおり、今回の申請原価は分社化等の影響により前回の原価に比べて2,448億円減少し、1,040億円となります。なお、諸費につきましては、前回に比べて59億円増加しておりますが、こちら分社化に伴い東京電力ホールディングスに対してグループ大の経理・労務に係る管理業務等に対して支払う費用が増加したことなどによるものでございます。

続きまして、2ページを御覧ください。普及開発関係費については内訳を下の表にまとめておりますが、販売促進活動やイメージ広告等に係るその他販売促進活動等については、審査要領に基づき全額、原価不算入としております。

また、需要抑制要請関連については、足元の厳しい電力需給環境を背景に需要抑制によ

る費用低減の観点から、2022年度より省エネプログラムを実施していることなどにより、前回到比べて増加しておりますが、それ以外の費用については紙郵送からウェブ掲載への見直しや分社化の影響によりまして、前回到比べて減少しております。

普及開発関係費全体としましては前回原価に比べまして3億円減少し、16億円となります。また、先ほども触れました諸費については、審査要領に基づき寄附金と交際費を全額原価不算入としております。

また、事業団体費については、電力事業の円滑な運営の観点から費用の優先度を考慮し、原価算入を行っております。

私からの説明は以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、東北電力・石山様、お願いいたします。

○石山オブザーバー 東北電力の石山でございます。それでは、資料7-3に基づきまして、弊社のほうから養成費のうちDX（デジタル・トランスフォーメーション）関連費用についての御説明をさせていただきます。

1ページを御覧いただきたいと思っております。弊社としましては、電力供給事業の構造改革を実現するため、DX推進の加速化が必要と考えてございます。このうち、現状では社内の知見が十分でないものの早期に対応が必要な課題に対しまして、即効性を重視し、知見を有する外部へ委託をすることとしてございます。具体的には、DXの戦略の検討ですとかAIなどの新技術の業務への適用検討など、こういった範囲を明確にして外部知見を活用してまいります。

その一方で、中長期的にDXを推進していくためには、外部知見の活用と並行して社内人材の育成にも取り組む必要があると考えております。人材育成におきましては、即戦力となる全社横断でDXをリードしていく人材を短期集中で育成しつつ、実際の業務を担う全社員のリテラシー向上、こういったものを中長期的に継続して取り組んでまいります。こうした取組によりまして、現在は外部活用に頼らざるを得ない分野においても、中長期的には社内のDX人材で内製化していくことを目指しております。

続いて、3ページのほうを御覧いただきたいと思っております。当社のDX人材の育成計画の概要になります。弊社では、DXによる業務変革を早期に実現するため、階層ごとに人材育成目標を立てまして研修を実施することとしております。また、DXを通じ業務変革や新たな価値を創出していく中では、全社員が基礎的なデジタルリテラシーを身に付けられ

るよう一人一人に教育が必要となりますので、計画的に人材育成に取り組んでまいります。具体的な取組でございますが、3ページの下段、4ページ目のほうに記載してございますので、後ほど御確認を頂ければと思います。

弊社といたしましては、このようなDX推進の取組によりまして業務変革を実現し、中長期的な電力の安定供給、効率化を実現してまいりたいと考えております。

弊社からの説明は以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。さっき言い忘れましたが、今の東北さんと次の中国については、前回まででこの会合で御指摘があった点についての御回答ということでございます。

それでは、中国電力の小寺様、お願いいたします。

○小寺オブザーバー 中国電力の小寺でございます。弊社には廃棄物処理費のうち灰処理費の算定方法についてということで、基本的な考え方は分かるけれどももう少し具体的な算定方法について説明してほしいということをお願いしております。その内容につきまして、資料7-4に基づき説明をさせていただきます。

まず、1ページを御覧いただけますでしょうか。灰処理量の算定に当たりましては、非効率経年化火力発電所の廃止、あるいは三隅発電所2号機の営業運転開始による電源構成の変化、あるいは低品位炭の活用などの当社の取組を考慮しております。また、石炭火力発電所においてはバイオマス燃料を混焼しているため、石炭消費に伴い発生する灰の処理量のほかに、バイオマス燃料の消費に伴い発生する灰の処理量についても算定をしております。1ページに表で書かせていただいたとおり、分けて算定しているということでございます。

灰処理量につきましては、実績と比べて大きく増加しておりますが、1ページの表にありますとおり、三隅発電所2号機運転開始に伴う石炭消費数量の増加によるものが25万トンと大宗を占めております。また、石炭消費量が増加する中におきまして安定的かつ安価に必要な量を確保するよう取組を進めており、それによって灰発生率については至近、少し実績が増加傾向にあることから、こちらも反映して算定をしております。

バイオマス混焼に伴う灰処理量につきましては、発電所ごとに実績等に基づき算定をしております。原価算定期間平均で4万トンを織り込んでおります。結果、灰処理量は石炭のものに加えて87万トン、金額にしまして80億円を申請原価に計上しております。

灰処理量につきましては以上でございますが、2ページで低品位炭の活用について少し

補足をさせていただきます。先般、低品位炭の活用による原価上のメリットとして、弊社から70億円程度と回答させていただきました。これにつきまして少し補足をさせていただきますと、弊社におきましては、価格優位性のある低品位炭の活用を継続して進めております。原価算定期間におきましては、燃料価格の低減として82億円の効果を織り込んでおります。

一方で、低品位炭は灰を多く出すということをございまして、こちらにつきましては、当社の調達実績に基づきおおむね石炭よりも灰分比率が5%程度高いことから、こちらを織り込んだ形で、結果として灰処理量としては低品位炭の活用により6万トン、金額にして10億円程度の増加を影響額として算定しております。

なお、灰処理が増えることにつきましては、新たに灰処理委託先と契約して、処理量の増大を図る等の対応を進めております。

私からの説明は以上でございます。

○山内座長　ありがとうございます。

それでは、質疑に移りますが、既に平瀬委員が御発言御希望です。どうぞ御発言ください。

○平瀬委員　平瀬です。東北電力さんのDX関連のことで確認させていただきたいんですけども、養成費のほうですが、これは工数を積んでおられるということでしょうか。資料の2ページなんですけど、全社員に対して31百万円というのが書かれているんですけども、デジタル技術に関する基礎知識、デジタル活用による課題解決のアイデアが全社員に毎年課されるということですけども、この育成の研修が、例えば25歳で入社して55歳で退社するまでの30年間、毎年毎年この費用が積まれるという考え方で正しいでしょうか。そうであるとする、育成の効果が功を奏してないということになりますし、デジタル技術に関する基礎知識を持ち、活用によるアイデアを発案するというのがちょっと漠然としていまして、これは今まで社内研修とかで適用されてなかった費用が更に工数として積まれているという認識で正しいでしょうか。その辺りを確認させてください。

以上です。

○山内座長　ありがとうございます。

今いらっしゃいませんけど、東北電力・石山様、お願いできますか。

○石山オブザーバー　東北電力の石山でございます。2ページの右側に養成費の3か年平均値を記載しておりまして、合計が2億8,400万円ということになっているんですけど、

それぞれの内訳の中で特に金額の大きい1億7,300万、これがデータリテラシー基礎教育とかDX基礎教育の部分なんですけど、この詳細は4ページのほうに一応記載させていただいています。それぞれの教育の内容に基づく今回の申請額を記載しているんですが、この中で一番大きい項目がデジタルリテラシー基礎教育ということで、内容についてはその下、矢印で記載のとおり、単価とか人数を記載していますが、内訳の詳細の部分は大友のほうから御説明させていただきます。

○大友オブザーバー 東北電力の大友でございます。詳細につきまして、私のほうから補足させていただきます。

まず、デジタルリテラシー基礎教育の中では、デジタル技術、ビジネス変革という両方のことを学ぶような研修としておりまして、新入社員あるいは管理職を中心として毎年やるということではなく、一旦一通りの人数に受けてもらいたいというふうに思っております……

○平瀬委員 申し訳ありません、カットインして申し上げますけれども、質問はそこじゃなくて、デジタルリテラシー人材の173百万円ではなくて、全社員に31百万円と書かれているので、全社員ということは毎年毎年この教育をしているのですかという質問だったんですけれども。

○大友オブザーバー 承知しました。全社員のここに書いてありますデジタル技術に関する基礎知識を持つ研修でございますが、こちらのほうは全社員を対象にはしませんけれども、どちらかというところと公的資格を取得したり、あるいはスキルアップにつながるようなものを、全社員を対象にして一部の人に受けていただくという意味で書いておりまして、大変失礼しました。そのような意味合いでございます。

○平瀬委員 一部の人という割には、このピラミッドの絵が全社員のすごい人数なので31百万円というようにカウントできるんですけれども、詳細な数字と内容がよく分からないので、そこを質問したかったんですが。全社員を対象として一部の人という意味では、上のデジタルリテラシーの2,000名、部門DXの300名とかいうのと同じような扱いということでしょうか。

○大友オブザーバー こちらのほうは、2ページの全社員の右側のほうに書いてございますが、ITパスポートでありますとか公的資格を取得するような支援を全社員を対象に支援をするという意味合いでございます。全社員の中から希望者を募ってこの研修に参加していただくという意味でございます。

○平瀬委員　　どれぐらいの人数になるのでしょうか。

○大友オブザーバー　　こちらのほうは今ちょっと詳細を持ち得ていないんですが、公的資格を取得したいという希望者が全社の中から希望してきますが、全社員1万2,000人ということではなく、各事業所で数十名とか、そういった規模で支援のほうをしていくようになろうかと思えます。

○平瀬委員　　資料を出していただいていますので、私のほうでも大体1名の工数割りして、1年に何日ぐらい研修されているのかというのを計算していたんですけども、この一番下だけが不明だったので教えていただきたかったんですが、また後日で結構ですので教えていただけますでしょうか。

○大友オブザーバー　　承知いたしました。後日、回答させていただきます。

○平瀬委員　　ありがとうございます。

○山内座長　　よろしいでしょうか。ほかに。

　　まず河野委員、どうぞ。

○河野委員　　ありがとうございます。私も東北電力様に伺いたいことがございまして、本日御提示いただきました資料で、情報システム関連に関しては外部委託と自社内養成ということで、費用と考え方については分かりましたというか、そういう考え方でやっていच्छるといことは理解しました。

　　その上で、お示しいただいたのはあくまでも戦略ですとか教育ですとかソフト面の話なんですけれども、情報システムというかDXを本当にやっていくのであれば、ハード面の例えばシステムの入替えとか、そういったところも伴わないと、いくらリスキリングをしても効果が薄れるのではないかと思います。改めてどこかで御提示いただいていたのかもしれませんが、この場でいわゆるハード面に対する投資はこの3か年でどのぐらいを考えていच्छるのか。もう既に何か新しいシステムを入れていたりクラウドを利用されていって、ハード面には費用がそれほど生じていないのかどうかということをお示しいただきたいのが1点目です。

　　2点目は、費用の積み上げは分かりましたけれども、当然のことながら、DXというのは最終的にどこかの期間で効果が表れてこないといけない。効果というのは、ここの資料に書かれているのは、定性的なこういった効果が見込めるのではないだろうかという記述なんですけれども、御社内においては、当然のことながら費用執行するに当たって定量的な効果というのを確認しているのではないかと思います。特に外部委託でコンサルを入れ

るような状況では、そこに委託することによって、経営においてこういう効果があるというのを確認した上で多分契約を結んでいらっしゃると思いますので、どのような効果がいづごろ発現するのかという定量的な数字をもし持っていていらっしゃるのであれば、費用対効果ということで教えていただければというふうに思います。

以上2点お願いします。

○山内座長　　ありがとうございます。

これも、お答えいただいちゃったほうがいいのかも分からないですね。

○石山オブザーバー　　石山でございます。まず、2点目の御質問の費用対効果の部分になりますけれども、大体今、年間で7億ぐらいの投資の規模感になるのかもしれませんが、2024年度、2025年度にかけて、効率化として年間で10～20億ぐらいの効率化ができるのではないかというふうには試算しているところでございます。

あとハード面の話がちょっとあったんですが、既にモバイルとか必要なハードウェアの設備については、端末を含めて個々人への配布等もしておりますし、基礎的なところのベースの部分については、もう既に対応は終わっているというふうに考えているところです。

効果の部分については、大友のほうから御説明させていただきます。

○大友オブザーバー　　ハード面につきましては、特にデータを活用するような基盤等につきましては昨年度までに一定の投資をしてございまして、準備を進めております。そちらは今後、各部門で利用していきながら効果を高めていきたいというふうに考えてございます。

以上でございます。

○山内座長　　河野さん、よろしいですか。

○河野委員　　ありがとうございました。

○山内座長　　ありがとうございます。

それでは、松村委員どうぞ。

○松村委員　　松村です。質問ではありませんので回答不要です。むしろ事務局に対するコメントという感じです。

今出てきた東北電力の点に関してです。まず東北電力がDXを推進し人材に対して投資してくださることは、とても感謝します。ここで書かれているとおり順調に進めていただきたい。外部効果もとても大きなものだと思いますので、このように推進してくださることを、スライド2のような形で推進してくださることを感謝します。

その上で、ここで「新規ビジネスの事業化を具現化し、全社のDXを牽引する」と、こう書いてある以上、これは基本的に自由化部門の話だと思いますので、規制部門にも関連はしているとは思いますが、直接出てくるものではなく、むしろ自由化部門というところで出てきた成果が規制の部門のほうに均霑化するということだと思いますので、最初の4つ分は申請原価から除くべきだというふうに思います。少なくとも規制料金のほうに配賦しないようにすべきと考えます。

下の2つに関しては、こちらのほうが額は大きいので、影響としてはこちらを精査しなければいけないと思いますが、上の4つは除いた上で、この下の2つに関しては、本当に規制部門の話なのですね、関連する話なのですね、自由化部門と同じように規制部門にも関連する話で、だから両方に原価が入ってくるのですねということ、河野委員が御指摘になったように、それは具体的にどのような効果というのを期待しているのかを確認してください。もし上の4つの一部でも原価に算入するという方針に事務局がしたとするならば、そのときには丁寧な説明をぜひお願いします。

以上です。

○山内座長　ありがとうございます。

ほかにいかがでしょう。ほかにありませんか。よろしいですか。そろそろ時間の問題もありますけど。

では、事務局からコメントをお願いいたします。

○池田取引監視課長　その他経費につきましては、今日頂いた御指摘も踏まえて引き続き審査を進めてまいりたいと思います。

○山内座長　ありがとうございました。

これについても、今日結論ということではございません。今、幾つかまた宿題も出ておりますので、御準備いただいて、また次回以降議論させていただければというふうに思っております。

議事の予定は以上でございますので、この後の進行は事務局のほうでお願いいたします。

○池田取引監視課長　本日の議事録については、案ができ次第送付させていただきますので、御確認のほどよろしくお願いいたします。

次回会合につきましては、追って事務局より御連絡いたします。

それでは、第39回料金制度専門会合はこれにて終了といたします。本日はありがとうございました。

—了—