

電力・ガス取引監視等委員会

第21回料金制度専門会合

1. 日時：令和4年10月5日（水） 14：00～15：59
2. 場所：オンラインにて開催
3. 出席者：山内座長、北本委員、圓尾委員、安念委員、男澤委員、梶川委員、川合委員、東條委員、華表委員、松村委員、村上委員
(オブザーバーについては、委員等名簿を御確認ください)

○鍋島NW事業監視課長 定刻となりましたので、ただいまより電力・ガス取引監視等委員会第21回料金制度専門会合を開催いたします。

私は、事務局、ネットワーク事業監視課長の鍋島です。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います。

本日、平瀬委員は御欠席、華表委員は途中退室の予定です。

また、オブザーバーとして一般送配電事業者各社及び今回は東京電力ホールディングスから御出席いただいております。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。

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

○山内座長 はい、承知しました。

それでは、議事に入らせていただきますが、今日の議題は議事次第にあります4つがあるわけですね。制御不能費用と事後検証、それからその他費用と控除収益、CAPEX、それから10社の収入の見通しに関する書類に係る「国民の声」という、ちょっとこのところは若干後で報告ということでお願いしますけれども、基本的には3つということになりますかね。

それで、議題の1「制御不能費用及び事後検証費用の検証結果について」、これを事務

局から御説明を頂きたいと思います。よろしくお願いします。

○鍋島NW事業監視課長 それでは、資料3につきまして事務局から説明いたします。

まず、2ページ目ですけれども、事後検証費用及び制御不能費用のうち、事務局確認が終了した費用項目について御確認いただいて、御議論いただきたいと考えております。

3ページ目、事後検証費用ですけれども、本日は調整力関係の費用について御議論いただきます。その他の費用は既に一度御議論いただいております。

4ページ目、具体的に、そこに掲げている費用ですけれども、調整力費用、N－1電制費用、その他費用が本日の対象です。

5ページ目ですけれども、調整力固定費です。調整力関係ですけれども、2024年度から本格的に需給調整市場が立ち上がります。現時点では一部の需給調整市場が立ち上がっているという状況ですけれども、2023年度については過渡期に当たります。この2023年度の見積方法がここに掲げられているものでございまして、過去実績、平均単価等々を使って見積もるということになっております。

6ページ目ですけれども、調整力固定費につきましてあらかじめ定められた見積方法に基づいて額を計上していると。算定根拠についても事務局で確認を行いました。

7ページ目は、その算定の諸元に当たります。

8ページ目は、現在の調整力の公募の方法ですけれども、今は電源Ⅰというものを調達しておりまして、これは左上のオレンジの囲みの中にありますが、一般送配電事業者が調整力専用として常時確保する電源となっております。実際に運用する瞬間においては、電源Ⅰ、電源Ⅱの中で、そのkWh、要するに燃料費等が安いものから動かしていくという運用になっております。

9ページ目、その運用を行ったときの調整力可変費に関するものです。このうち2023年度の見積方法ですが、これについては2021年度実績を基に見積もることとするという方針になっております。

10ページ目ですけれども、各社とも2021年度の実績を基に計上しているということではありますが、ただ、2021年度におきましては需給調整市場のうち三次調整力①という市場が開設されていませんでした。2022年度から、本年度から三次調整力①の調達が始まっていますので、2021年度の実績を全て計上すると二重カウントになる可能性があるということで、その部分を修正いただくことが適当と事務局では考えております。

11ページは、調整力可変費の算出方法ですけれども、ここで言う電源の持替費用の可変

費については各コマの発電実績から、所要の各費目にばらけて収支を計上しているものを除いたものが可変費として計上されております。

12ページですけれども、今度は2024年度以降——一部の市場は2023年度に開いておりますけれども、2024年度以降の市場の調整力費用になります。

13ページを御覧いただきますと、2023年度から2024年度にかけて大幅に費用が増加しております。例えば北海道電力で言いますと2023年度は43億円だったものが2024年度は198億円というふうに増加しております。このこと自体は、先ほど申し上げたような電源Ⅰの仕組みが2023年度までとなっていて、2024年度から需給調整市場に本格的に変わっていくというものによるものだとは考えております。なお、ここに掲げられている数字は試算値でございます。過去に審議会に示された算出方法に基づいて各社が計算し、計上しているものでございます。

このうち、この2024年度以降の数字がかなり大きくなっておりますけれども、これと従前の需給調整の仕組みとの関係がどういうふうになっているのかということをやっと事務局で分析しましたのが14ページになります。

これまで電源ⅠないしⅡといったそういう仕組みにおきましては、この一番左のところにありますけれども、まず青い濃い群青色のところで調整力の固定費を払っておりました。それから、実際に調整力を実需給において稼働させた場合には、そのkWhに対していわゆる燃料費——V1単価と呼んでおりますけれども、V1単価を掛け合わせて可変費を計上し、それを発電事業者から送配電事業者に請求するというようになっておりました。

2023年度については、まず群青色のところはもう既に契約済みのものですから、それが計上されております。その上のオレンジの部分については、2021年度のこの実績に基づいた額が計上されております。その上の黄色の部分は、既に始まっている三次調整力①の数字を基に積み上げたものですけれども、三次調整力①自体はそれほど大きな市場になっておりませんので、このぐらいの規模になっております。

2024年度以降になるとどうなっていくかということですが、まず一番下側にある水色のものがブラックスタート電源の確保費用になります。その上に2024年度から容量市場が始まりまして、そのうち6%程度を一般送配電事業者が負担する、確保するというようになっております。その費用がありまして、これも1対1対応をするかどうかはちょっと微妙なところではあるのですが、この容量市場の6%分というのは従来一般送配電事業者が調整力、電源Ⅰとして確保していた量なども参考に決められたものということ

でありますので、それに相当するものと考えて、この下から2つ目のところに緑の容量市場の部分を置きました。

その上に灰色でありますのが、これが各社試算における需給調整市場において固定費として回収するものになります。2024年度の特徴としまして容量市場の価格がかなり高かったということで、この需給調整市場において固定費を回収する必要性が電源保有各社にとってはあまりないということで、需給調整市場においてはこの容量市場で得た収入はもう差し引くということになっておりますので、この固定費回収分、灰色の部分が小さくなっております。その上にありますのが黄色の需給調整市場の可変費部分でありまして、これが大きく増大しているというものになります。

2025年度にちょっと目を移しますと、まず2025年度については容量市場の価格が非常に低くなりまして、緑の部分が縮まっております。ただ、その結果としてブラックスタート電源がより多くの固定費を回収する必要があるということ、水色の部分はむしろ大きくなっております。それから、灰色の部分、需給調整市場で確保される固定費——これはあくまで試算値ですけれども、これも大きくなっております。

2026年度以降は、容量市場の価格はまだ分かっておりませんが、NetCONEの価格ということで、一定の仮定を置いた試算値を入れて試算しますとこういう形になります。

全体的に、この群青色の部分、いわゆる調整力の固定費については、この電源ⅠやⅡがあったときの仕組みからここの規制期間中の試算値もそれほど大きな変化はございません。一方で、この黄色の調整力可変費が大きく増大しているというのが特徴になります。この黄色の調整力可変費につきましては、調整力として使われる例えば火力発電所あるいは揚水発電所の発電費用、燃料費等に基づいて計算しておりますが、それに加えて機会費用も算入しております。機会費用というのは、各発電所の燃料コストよりも高い価格でスポット市場に売り出せるときに、これを需給調整市場に投入したことによって失われる機会費用になります。したがって、スポット市場の価格が高いほど機会費用は増えるということになります。

このグラフを見ますと、例えば2023年度から2024年度にかけて、このトータルの費用は1,000億円ないし1,500億円ぐらい増えているところですが、実コストのほうは2023年度も2024年度も実際の燃料を、2023年度や2024年度の試算で使った燃料コストはどちらも2021年度の諸元を使っているもので、それほど大きな違いはないと思われます。一方で機会費用の部分が加わっているというところであります。

これに関しまして、ちょっと次のページは細かく表にしたものですが、16ページで、事務局のほうで少し試算を行ってみました。各社のシミュレーションにおきまして、2021年度のスポット市場におけるエリアプライスを参照しています。スポット市場というのは、仕組みとしまして、玉が売り切れてしまいますと買い札のほうに価格が、買い札の入札価格で価格が決まるという約定ロジックになっております。ここで80円以上の買い札について80円以上で約定したときに、こういう売り切れがあった場合について、この買い札ではなくて売り価格の最高値——非公表ですが、これを上限値としてシミュレーションを行ってみた場合と。こうしますと、下に表がありますけれども、9社計で500億円ほどトータルコストが下がるという試算になりました。さらに、このスポット売れ残量が1%未満のコマというもので、この299コマについて全てこの売り入札価格の最高値に補正するというを行いますと、1,120億円ほど下がるという試算値になりました。

ということで、先ほどのグラフを申し上げますと、そういう実際にかかった費用とスポット価格の差分を補正しますと、この黄色の増えている部分が説明できるということにはなっております。一般的に申し上げますと、この機会費用が生ずるのは実際の発電所の発電コストとスポット価格が乖離しているときにそういう機会費用が生じますので、それが一致していないという状況で試算をするとコストは多くなりがちだということは言えますので、事務局の1つの御提案としては、16ページにありますけれども、このスポット市場価格の、価格というか約定ロジックとか、そういうことをちょっとシミュレーション上は調整をして費用を査定するというのが一案ではないかと考えております。

17ページは、御参考までにつけておりますけれども、最近の天然ガス価格の動向です。

それから、18ページは補正後価格の動きということですが、スポット価格を補正するというので、左上の図でありますところの限界費用とこの補正後の価格、このいわゆる逸失利益といいますか機会費用といいますか、これが減少するというのがこれの図解でございます。

19ページですが、新しい需給調整市場において、なぜ高い費用を算入するというのを認めているかということですが、この下のイメージ図でありますけれども、電源を、需給調整市場のためあるいは需給調整のために新たな電源を起動し、そして何かの電源を焚き減らしたならば、それによってこの発電事業者がそういうことをしたことに伴う利益の補填みたいなものをしないと玉出しが出ないであろうからということで、 Δ kWの算定がそのようになっていると承知しております。

それから、20ページは調整力の必要量でございますが、これは広域機関のほうでいろいろ検討いただいております。このときに、一次、二次、三次と周波数の波の細かさみたいなものがあるのですが、合成したときの必要量みたいなものを計算いただきまして、不等時性を考慮した場合の調達ということで、無駄に過剰に多い量を調達しないようにするというような試みもされております。

21ページは、調整力費用の算定方法（調達単価）ということで、ここは一応、価格規律がある発電事業者におきましては札入れについてこうしたガイドラインが設けられておりまして、これは Δ kW市場についての規律でございますけれども、これは逸失利益あるいは機会費用プラス固定費回収のための合理的な額というものが回収可能ということになっております。ちなみに、調整力のkWh市場というのもございますので、そちらは実額というものを回収するというようになっております。

それから、22ページですけれども、ちょっとこれは話がまた別のものになりまして、N－1電制費用です。N－1につきましては、次世代投資ということで、電線装置の設置費用などについては既に一度簡単に御議論いただきましたけれども、今日御議論いただくのはオペレーション費用のほうでございます。N－1電制を行ったときの電源のシャットダウンとか、あるいはそれに対する補償費用等々についてですけれども、そんなに額は多くありませんけれども数千万円の費用が発生いたします。

24ページは、N－1電制費用の仕組みになります。

なお、ちょっと23ページに戻りまして、こちらの費用は実際のオペレーション費用を基に電制適用箇所数の想定ということで算出されているので、特段大きな問題はないと考えております。

それから、26ページに移りまして、その他費用（揚水ペイバック）ということですが、揚水ペイバックというのは、揚水発電のために電気を汲み上げたときに、その汲み上げのときにも託送費用がかかるということについて、二重に託送費用がかかるということを調整するというものであります。それから、ブラックスタート電源については、全域停電が起きたときに真っ暗になったら電気を立ち上げていくために、言ってしまうと自家発電機みたいなものがついている電源、そういうものになります。

それから、27ページ、揚水ペイバックですが、ちょっと最初に資料を提出したときに関係事業者の中で算定諸元等に混乱がありまして、一部修正をいただくということでありますけれども、それを除けば過去2021年度実績等々を引用して計上しているもので、特

段大きな問題はないというふうに事務局で確認しております。揚水ペイバック費用は以上です。

それから、32ページ以降、制御不能費用になります。制御不能費用のうちの、これまた調整力費用に関係しているものです。

34ページ、容量拠出金ですけれども、こちらについては容量市場のうち一定比率、例えば2024年度であればH3需要の6%、2025年度以降はH3需要の7%を送配電会社で負担するということになっております。容量市場は毎年金額が変動しますけれども、2024年度は1万4,137円、2025年度は3,495円ということで決まっております。また、容量市場には指標価格（NetCONE）がございまして、これは大体9,400円程度になっております。

35ページ、容量拠出金ですけれども、基本的には2024年度、2025年度は既に約定した金額、2026年度、2027年度はNetCONEということで、あらかじめ定められた見積方法に基づいて額を計上していることを確認しております。

それから、37ページ、調整力費用のうちのブラックスタート電源についてです。

こちらについては、38ページですけれども、ブラックスタート電源がどれぐらい必要なのか。真っ暗な全停状態の中から起動させるために何基必要なのかということについては一定程度技術的に決まってくるものでありまして、広域機関のほうでもいろいろ検討を行っております。ただ、何基、何発電所必要かというところはある程度決まっているのですが、何ユニット必要かというところについてはさらに各社で技術的な検討を行うということになっておりました。

こうした技術的な検討が進んでいく中で、中部電力パワーグリッド及び中国電力ネットワークにおきまして必要ユニット台数を精査した結果、以前よりも少ない台数で大丈夫だということが分かったということで、2026年度、2027年度は検討結果を踏まえてその台数を減少して見積額が計上されております。その一方で、2025年度まではその見直し前の台数をベースに算入額を決めております。事務局としましては、2023年度、2024年度のブラックスタート機能の過去保有ユニット数については論点になるのではないかと考えまして、新しく技術的検討を行ったものをあえて算入するというのも一案ではないかと思っております。

39ページは、この調整力確保電源に関する費用ということで、規制期間、規制期間前後の比較を行っております。

それから、40ページはブラックスタート電源の調達時期ということですので、もう

既に2025年度向けのものは2021年度に調達しておりますし、2026年度向けのものも2022年度に調達するという事になっております。

そして、41ページですけれども、ブラックスタート電源につきましては、容量市場から受け取る費用等々について勘案して確保するという事になっております。

42ページは、技術的検討によるブラックスタートのユニット数についてのものになります。このブラックスタート機能の電源の取扱いあるいはユニット数についてどうするかという点につきまして、2社から追加で説明を行いたいというお話を頂いておりますので、これは後ほど他の各社からお話いただくということにさせていただければと思います。

それから、43ページですけれども、調整力費用のうちの調相運転に関する電源確保費用です。

44ページですけれども、発電所から電気を送ると、途中の送電線や変圧器ということで電圧が下がってくるということで、工場で使うときにちょっと電圧が下がってしまうのでということで、調相運転の対策を行うということになっております。

この費用につきまして、45ページですけれども、北海道、東京、九州では電源を確保しております、額としては1億程度でございますけれども、費用を計上しております。

それから、46ページ、調整力費用のうち最終保障供給対応ですけれども、47ページにおきまして、これは2021年度までの最終保障供給対応に伴って必要になったコストについては原価に算入するという事に、それ相当のものを原価に算入するという事にしておりまして、実績が確定している範囲については算入されているということを確認しております。具体的に言いますと、この各5年間の5年平均を毎年計上するという事にしております。

それから、48ページ以降ですが、これは議題というよりは事業者から提出額の修正があったということの御報告です。

49ページですけれども、九州電力送配電から振替損失調整額について算定誤りがありましたという報告がございました。

それから、50ページですけれども、関西電力から、システム関連投資費用等の竣工額の参照時期の誤りというものがございまして、減価償却費及び固定資産税が修正になるという報告がございました。

それから、52ページですけれども、中部電力からも、システム関係で減価償却費が誤っていたという報告がございました。固定資産税の変更はないということだそうです。

説明は以上になります。

○山内座長 ありがとうございました。

それでは、議題1について、いろいろ御意見を伺いたいというふうに思いますけれども——ごめんなさい、中部電力パワーグリッドと中国電力から御説明ということになりますね。

まずは、中部電力パワーグリッドの山本様より御説明をお願いしたいと思います。よろしく願いいたします。

○山本オブザーバー 中部電力パワーグリッドの山本でございます。それでは、当社のブラックスタート電源のユニット数の見直しについて御説明をさせていただきます。

次のスライドをお願いします。

まず、ブラックスタート電源の確保に当たってですけれども、入札により公募しております、左下の表にありますとおり、2024年～2026年度向けの公募については既に実施済みで、落札者との契約も締結済みということになっております。

一方で、今年の3月に開催されました制度設計専門会合におきまして、一般送配電事業者に対して公募開始以降改めて技術検討の実施を求めるべきとの要請がなされまして、この要請を受けて一般送配電事業者間で協議を行って、従来、基準を統一的に定めていなかったユニット数について、その基準を統一化・明確化いたしました。この基準に照らした結果、当社の場合、ユニット数は従来の9ユニットから5ユニットへの見直しが可能となったという結果でありまして、本年6月に開催されました制度設計専門会合において報告させていただいております。今回の見積りに当たっては、こうした状況を踏まえて、公募未実施の2027年度について、見直しの結果を反映したユニット数で見積費用を算定しております。

次のスライドをお願いいたします。こちらでは従来の9ユニットの考え方を記載しておりますが、具体的には次のスライドで説明をさせていただきます。

当社では、復旧時間を考慮してエリアを東西に2分割いたしまして、東西それぞれの系統で1発電所、計2発電所を使ってそれぞれブラックスタートすることにしております。このとき、例えばこの図では、東側の系統の発電所で非常用電源だとか送電線など発電所共通で使用する設備が故障や点検で止まっている場合、この当該発電所はブラックスタートができないということになりますので、残ったもう片方の、この絵では左側の赤い系統、こちらの発電所でブラックスタートする必要があります。当社では、こうした事

態を想定いたしまして必要なユニット数を算定しておりました。

一方で、どういう考え方で5台に見直したかということですが、次の次、2枚飛ばしていただいて、最後のスライドをお願いいたします。

先ほど御説明したユニット数の考え方につきましては、これまで事業者間での基準が統一的に定められていませんでした。今回はその基準の統一化について事業者間で協議を行いまして、共通機能の停止による全ユニット稼働不可という条件は、稀頻度事象においても万全を期すために考慮した条件でありましたので、全国統一する観点からはこの当該条件は除外するという事で整理させていただきました。当社といたしましては、リスクの想定範囲を全社で統一的に定める観点で今日的に見直した結果というふうに思っていますので、過去は過去で適切に必要なユニット数を算定したものというふうに考えております。

私からの説明は以上になります。

○山内座長 ありがとうございました。

それでは、中国電力ネットワークからお願いいたします。

○内藤オブザーバー 中国電力ネットワークの内藤でございます。それでは、資料を説明させていただきます。

1 ページでございますが、説明の流れは中部電力パワーグリッドさまと考え方は同じでございますので、当社としては規制期間中の織り込み方について、考え方を表のような形で整理させていただいております。

根拠等を踏まえて御説明差し上げますと、まず、ブラックスタート機能の公募におきましては、表の上から5行目でございますように、発電所数についてはこれまで審議会等で統一的な考え方が整理されておりました。

一方、下の6行目でございます「ユニット数」については、必要なユニット数の考え方に関して特に整理されたものはございませんでした。これを踏まえまして、今年の3月に開催されました制度設計専門会合において技術検討の実施要請を受けまして、全社で統一的な考え方を整理することとなりました。当社としましては、これまで、2026年度までは2発電所5ユニットが必要という考え方でございましたが、2発電所4ユニットに見直しが可能という報告をいたしました。

これを踏まえ、まだ公募を実施しておりませんでした2027年度、右側の列については見直し結果を反映した2発電所4ユニットで見積費用を算定しているところでございます。

今回論点の箇所を赤枠で囲っておりますが、2024年度～2026年度の3年間については公

募をそれぞれ調達年度の4年前に実施し、落札事業者との間で契約を済ませております。
この考え方としましては、ユニット数の統一的な考え方が特に整理されていなかった状態での2024年度～2026年度の公募実施と、改めて考え方を整理した上での2027年度の公募を予定しているものとの差が出ているということでございます。

なお、見積値あるいはブラックスタート機能公募約定結果については、2026年度までは約定結果あるいは契約額でございますが、2027年度については今回の算定に見積もった金額でございます、結果が出ていない数字でございます。

次の2ページについて、調達ユニット数の考え方でございますが、これまで特に整理されていなかった2026年度分までにおいては、ブラックスタート機の1ユニットの停止という条件、また、共用変圧器という下の図で言いますと2026年度までのB発電所の左側の列の部分について、作業等に伴い共用のトランスと共通部の停止を行う場合がございます。こういったときに、2ユニットが同時に停止するリスクがあるということから、そのB1・B2の発電所のユニットを停止するリスクを考慮いたしまして、B3のユニットを含めたA発電所のA1・A2の2ユニット、B発電所の3ユニット、合計5ユニットが必要であるということで公募したところでございます。

一方、ユニット数の統一的な考え方を整理した後の2027年度分以降については、ブラックスタート機の1ユニット停止のみという条件を全社で統一した結果が、右側の2027年度以降の図にございます。これまではB1・B2が共通部の点検等によって停止する、あるいはユニットそのものが停止するというリスクを考慮しておりましたが、稀頻度リスクと考え、その場合には、括弧内にございますようにA発電所から復旧をするという考え方を整理し、2027年度以降は3ユニットから2ユニットに修正するという形で公募を実施する予定としているところでございます。

説明は以上でございます。

○山内座長 どうもありがとうございました。失礼いたしました。今、中部電力パワーグリッドと中国電力ネットワークに御説明いただきました。

それでは、事務局と今の2つの御説明について、皆様から御質問、御発言ということで、発言を御希望の方はTeamsの挙手機能を使って発言希望をお伝えいただければというふうに思います。順次こちらから御指名させていただきます。いかがでございましょう。どなたかいらっしゃいますか。

今のブラックスタートのところは、考え方というか、計算の方法が統一されたので、そ

れに従って入札し直すと価格が……。池田オブザーバー、どうぞ御発言ください。

○池田オブザーバー　丁寧な資料の取りまとめ、ありがとうございます。調整力費用について1点コメントさせていただきます。

14ページに価格比較がされています。事前に見積方法を設定したことは理解しているのですが、結果として需給調整市場導入後の2024年度より調整費用が急激に増加をしていると。この増加の要因について、調達の仕方ではなくて燃料費用等の環境変化から説明がつくのかを確認願います。これは、すみません、事務局のほうで修正案が出されていると思うのですが、その結果のところでも。要は、外部要因とかでこれくらい上がっているんだよねということが説明がつくのかというのを確認できればお願いしたいということでございます。

もう1点ですが、額が小さいのであれですけど、47ページの最終保障についての費用なのですが、これは昨今市場連動に実態は切り替わっていると認識しているのですが、収入が。それは考慮されているのでしょうかという、そういったことでございます。

以上です。

○山内座長　事務局、いかがですか。

○鍋島NW事業監視課長　事務局のほうからお答えします。

最初の池田オブザーバーから御質問があった、調整力費用の可変費部分の増加は燃料費用等の環境変化で説明できるのかという点ですが、ちょっと精査は必要ではあるものの、考えておりますのは、燃料費用というよりも——というよりもというか、それも関係するのですが、スポット市場の動向もこの額の増加に関係しているのではないかと考えております。特にスポット市場がスパイクをし、そういうときにシミュレーションで置替費用が多額に発生するので額が大きくなっているということだとは思っております。なので、ちょっと事務局からはこのスポット市場の補正を御提案しておりますが、正直言いますと、環境変化によるものかという質問に対してはイエスでありまして、そうしたスポット市場、燃料費用、燃料価格といったことでこの費用の増大が説明できるのではないかと考えております。

2点目ですが、最終保障供給対応の費用ですが、これについてはこの2021年度までの実績値の平均を計上するということになっておりまして、市場連動にしましたのはこの9月からですので、その部分は反映されていないということになります。

○山内座長　　よろしいですか。

○池田オブザーバー　　はい、理解しました。分かりました。

○山内座長　　ほかの方はいらっしゃいますか。よろしいですかね。

事務局のほうから何かポイント、確認とかはないですか。大丈夫ですか。

松村先生、御発言。

○松村委員　　すみません、挙手機能をしなければいけなかったのでしょうか。ごめんなさい。

○山内座長　　どうぞ、御発言ください。

○松村委員　　すみません。

まず、スライド14、さっきも問題になったところなのですけれども、これで燃料費価格が高騰した、だから上がっているとの事務局の説明は一定の合理性はあったと思いますが、私は基本的には間違っていると思います。

燃料価格が上がれば、その結果として調達費用が上がる、あるいはスポット価格が上がれば調達費用は上がるのは理屈があるのですが、それは、例えば2022年までの過去5年間に費用に比べて2023年の費用が大きく増加している点においてはその説明はかなりの説得力があると思うのですが、2023年、2024年以降というのでも、想定するスポット市場の価格あるいは燃料費は同じはず。つまり、2022年までに比べて価格が上がっているということは足元を見れば確かにそうなのですが、2023年に比べて2024年の燃料費がさらに激増すると現時点で予想されているわけではないので、その効果によって2023年から2024年に激増することはなく、これは純粋に制度の変更の影響だと考えるべきだと思います。

その前の13のスライドを見ると、物すごく額が増えている。2023年から2024年にかけて増えているように見えるのだけれども、しかし、一方で2023年には電源Ⅰの調達費用だとかも入っている、あるいは電源Ⅱの燃料費だとかも入っている、本来はそれを2023年のところで足して、それで比較しないと制度の影響はわからないので、スライド14を出していただいたのだと理解しています。そうすると、2023年から2024年に対して激増しているのは、まさにこれは制度が変わった結果としてコストが激増しているということであり、足元でスポット市場の価格、燃料費が上がっているという影響ではないと思います。しつこいようですが、その影響は過去5年間に比べて2023年が増えていることについては十分説明できると思いますが、そこからの大きなジャンプは説明できないと思います。

一方で、本来は機会費用を入れることによって逼迫している状況では上がってしまうと言うのですが、しかし、それが本来予想されているのであれば、そもそも1年契約で応募するときにもそちらとの利益を考えた上で応募するはずなので、そもそも電源Ⅰの調達費用がそれに対応して上がるはず。したがって理屈としては、そのような機会費用の効果は今の仕組みでも事実上別の形で織り込まれているはず。少なくとも予想されるものについては織り込まれているはずだということを考えれば、私は事務局の説明は必ずしも納得していません。

このままだと、この委員会のマターというよりは別の委員会あるいは広域機関のマターなのだと思うのですが、もともと2024年以降このように改革したのはどういう目的だったのかというと、今までは電源Ⅰとしてバンドルして調達され、年間調達で調達され、柔軟な調達が出来ないし、あるいは今現在、Ⅰとしては応募できないけれど調整力として十分役に立ついろいろな資源を柔軟に使うということによるコストの削減ができないから、コストを削減していくために、一次、二次、三次という格好で分けて改革していくということだったはずなのにもかかわらず、もう今の時点で、まだ始まってもない2024年以降の市場の調達価格は激増しそうだということだとすれば、これはもともと改革したところがコスト削減のためだと言っておきながら、それは消費者を欺いて、ある意味で高い価格を吹っ掛けられてもそのまま転嫁できるようになり、なおかつ、その高い競争的でない価格というのがつくことが、もう今の時点で予想されるようなそんな市場、消費者の負担を増やしてしまう市場を設計してしまったのだということを表しているのかもしれないということです。この試算が本当に正しいかどうかということは更に精査が必要だとは思いますが、少なくともここに出てきているものは、消費者の信頼を裏切るような改革が行われているのではないかという疑いを相当に持たせるものだと思います。

さらに、事務局が説明したような調達価格の差、需給のひっ迫によって調達価格に差が出てくる効果というのは、そのマーケットがコンペティティブでなければより強く出てくるということになります。それに対して、もちろん監視はほかの部署で十分していただけるということだと思いますが、これは調達量をむやみに増やすことをすれば、その結果として、コストベースで入札していたとしても単価はすごく高くなる。だから、ある意味でもっと調達しやすくし、なおかつ本当に必要な量を精査するというようなことが本来はとても重要なにもかかわらず、三次調整力①の市場が始まってもう半年も過ぎているにもかかわらず、いまだに動きがすごく鈍い。その調達価格が高くなっていることの責任が

ネットワーク部門にないとは言えないのではないかという状況になっていると思います。
このままその申請額を認めれば、この委員会もそのような調達の努力が不十分なのではないか、だからこんなふうにコストが激増しているのではないかという懸念がある中で、そのような今までどおり漫然とやってしまうということにお墨付きを与えて、本当に実現するコストが高くなる状況に誘導してしまうのではないかというおそれすらあると思います。

このような点を考えれば、事務局の査定の提案は、この表を見せられればもう実行せざるを得ないというふうに私は思います。御提案の②まで含めた査定をしたとしても、ひょっとしたらこの激増した非効率的なもの、4年分の中のほんの1年分にも満たない金額ということなのかもしれないけれども、しかしそれでも、もう既に決めたルールの範囲内で査定ができることを事務局が知恵を絞ってくださったのだと思いますが、この結果を見れば、②まで含めた査定をせざるを得ないのではないかと思います。

次に、ブラックスタート機能についてです。

これは、別の委員会から要請があり、考え方を統一するということをしてくださったと。その結果として合理化できたので、もう既に調達していた分はもちろん変えることはできないけれども、これからの分は変えましたということだと思います。その点はある意味で初めから分かっていた、経緯も分かっていたのにもかかわらず、これがある種査定対象になるのではないかと考えたとすれば、これは外からそんなふうに言われて、それでようやく対応して、それは電気のプロとして恥ずかしくないのかと。もっと早く自分たちで必要な量を絞れなかったのかというようなことで、もしそうだとすれば、この規制期間の最初から低くなった額でやるべきだという、そういう発想に基づいて念のために聞いたのだと思います。

しかし、今日の説明を聞けば、もっと早くやらなかったということが著しく不合理だということはない、という点については十分説得力のある説明だったと思いますので、このブラックスタート機能についてはこのまま認める、つまり査定する必要はないと思いました。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

事務局、何かありますか。

○鍋島NW事業監視課長 御指摘ありがとうございます。

14ページのところは、松村委員御指摘の点は私もお伺いしていてそうだと思うところも

あります。

もう一度御説明させていただきますと、確かに2023年度のオレンジのところは2021年度の燃料費の諸元を使っているということです。2024年度以降も2021年度の燃料費の諸元を使っているので、このオレンジと黄色の大幅な増大を比較すると説明がつかないのではないかとこのところを御指摘だと思います。そこについてはそうだと思います。

一方で、この後ろのほうの試算で御説明したのは、この市場において機会費用を算入することになっていると。機会費用というのはどういうときに生ずるかという、燃料費よりも更にスポット価格が高いときに機会費用が発生することになっていると。今のJEPXの約定ロジックでは、売り玉が切れてしまったときに買い札の価格で決まると。ですから、実コストよりも高いところで価格が決まるというものなので、その部分が機会費用になる。そこを補正すると、この後ろの16ページで書いてあるように1,000億円強のカットになりますので、この14ページの図で言いますと、今4,500億円レベルになっていますが、1,000億円ちょっとカットしますと3,300億円ぐらいになりまして、この2023年度の数字と大体並ぶと。ですから、この増大のところは燃料価格の増大だけではなくてそういう機会費用が入ることにもよりますが、その機会費用がなぜ発生するかという、この約定ロジックであるとかスポット市場の状況、スパイクの状況ということも関係するというふうに思います。

いずれにしても、私は松村委員の御指摘を伺っていて、まさに特段そうだと思います。査定方針として16ページの②を行うかどうかは、ほかの委員の先生方からも御意見いただけるとありがたいなと思います。

それから、ブラックスタート電源につきましても、委員の先生方に、今回2社からの御説明をお聞きいただいて松村委員のようにお感じになられるのであれば、事務局としてもそういうふうにカットしなくてもいいのではないかとこのふうに考えます。

○山内座長 ありがとうございました。

この件についていかがですか。松村さん、何か追加的に御発言はありますか。

○松村委員 すみません、ちょっと私、誤認していたでしょうか。この②で、1年当たり1,000億円査定するのですか。

○鍋島NW事業監視課長 すみません、5年ですね。大変失礼しました。5年です。勘違いしておりました。

○松村委員 いえいえ、ちゃんとそう書いてあるので大丈夫です。余計なことを言って

ごめんなさい。

○山内座長　　いかがですか。今の点、あるいはブラックスタートで。

それで、もしよろしければあれですが、今の14、15、16のところは、ロジックについて、考え方については御意見があったんですけども、結論的にはこういうことで、皆さん特に御意見はないのかなと思います。

それから、ブラックスタートのところも、特にこの方針でなくてもっと査定すべきだという御意見はないようですので、そういう形で基本的に進めさせていただくことでよろしいでしょうかね。ありがとうございます。

村上委員、どうぞ。

○村上委員　　すみません、村上です。タイミングを外した挙手で失礼しました。

この件、とても難しくて、理解が十分追いついていないかと思ったのですけれども、先ほどの事務局の御説明で、この14ページのグラフで1,500億円ぐらい、2023年から2024年の間に上がっているのがほぼ横ばいになるというふうに理解して、だったらいいのかなと思いついて聞いていたのですけれども、その後の松村委員の御質問で、それは毎年その金額ではなく300億ぐらいずつしか減らないので、やはり2024年からはぐっと金額が上がるという事実は変わらないという認識でよいのかというのが質問の1つ目です。

それから、松村委員の御意見を伺っていて、2023年度までの制度がもし変わっていなかったとしたら、これはほぼ横ばいの金額になったのだらうかと思ったのですが。その議論についてはこの場ではないというふうには御説明されていたと思うんですけども、市場がたくさんできて消費者には理解不能な状況が続いている中で、その検証というのはどんな形でなされるのだろうか、というのが気になっております。

以上です。

○鍋島NW事業監視課長　　まずちょっと私の説明で、5年計というのを間違ってしまったてすみません。松村委員の御指摘のとおりで、あるいは村上委員の御指摘のとおりで、単年度に直すと200億円？ちょっとということですので、これは高いと。2024年度は大幅に上がると思いますか、そういう査定をしてもそういうふうになるというのはそうです。

ただ、一方で、まずこの費用は事後検証費用ですので、まず一旦収入上限などで費用を決めますが、実際にこれほど経費がかからなかった、あるいは逆に増えた場合もそうですけれども、その場合は次の5年間で調整することになっております。ですから、そこは実績ベースです。これは5年がスタートする前の試算値ということですので、実際にユーザ

一に転嫁されるのは実績値です。その上で、これは一定の仮定を置いた上での試算値ですので、燃料価格、それからスポット価格あるいは市場監視の厳しさ、いろいろあると思いますが、いずれにしてもいろいろな要素で変わり得ることになっています。なので、必ずこうなるとか、必ず上がるというものでないというものであります。

ただ、松村委員から御指摘のあったのは、試算値であってもこんなに上がっているのはおかしいのではないかと、こういう御意見を頂いたと認識しております。ただ、実際にこういうふうになるかどうかは2024年度になってみないと分からないというものだと思っております。

○山内座長 ということです。

○村上委員 ありがとうございました。

○山内座長 よろしいですかね。

それでは、戻りますけれども、先ほど言いかけてしまったけれども、基本的にはこの方向でということによろしゅうございますかね。ありがとうございます。

それでは、議題の2に移りたいと思います。議題の2は「その他費用及び控除収益の検証結果について」でございます。これについて、事務局から資料4の御説明をお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長 それでは、資料4に基づきまして御説明いたします。その他費用及び控除収益の検証結果ということになります。

まず2ページ目ですけれども、このその他費用につきましては、この見積期間の算定根拠等々を踏まえて審査をするということになっております。控除収益も実績値に照らして検証するということになっております。

本日は、修繕費、賃借料は以前の会合で御議論いただきましたので、固定資産除却費、固定資産除却損、離島ユニバーサル費用、その他費用、控除収益といった辺りについて御議論いただきたいと考えております。

4ページ目ですけれども、検証方針は、実績値等々と比較しての異常値の有無について検証するということになっております。

5ページは、さらに個別の費用についての審査ポイントを書いております。

それから、6ページは審査要領の抜粋でさらに細かく書いておりますが、7ページで、後ほど東京電力ホールディングスからも御説明いただきますけれども、廃炉等負担金がございます。これは、東京電力パワーグリッド株式会社がこれまで、東日本大震災後のいろ

いろな廃炉あるいは廃炉の費用を経営合理化によって捻出してきたということでもあります。今回この廃炉等負担金につきまして、このレベニューキャップの費用に含めるということについて御議論いただければと考えております。

この廃炉等負担金をレベニューキャップの収入に含めるという点については指針の中で既に規定されておりまして、この廃炉等に必要となる額を収入見通しに算入することを可能とすると規定されております。この点、そうでありますけれども、実際にどの程度の額を算入するのか等につきまして本日は御確認、御議論いただければと考えております。

8 ページ目ですけれども、早速費用に入っていきますと、固定資産除却費、固定資産除却損についてです。

9 ページ目ですけれども、検証方法ですけれども、まず設備の更新工事。これまでいろいろ議論いただきましたけれども、設備の更新工事が発生しますと、当然もともとあったものを除却することになります。これについてはCAPEXの議論の中で併せて御確認いただいているということではあります、そういうものではなくて、別の理由で設備を除却することがありまして、その除却したものの価格が除却損、それに係る手間暇の項では除却費となります。

それで、10ページでございますけれども、各社まとめていきますと、この単独除却というものの、更新ではないものの除却というのは大体10%ないし8%程度ということになっております。

各社それぞれ細かく、どういう単独除却があったかというようなことをまとめておりますけれども、それほど金額は大きなものではないのですけれども、13ページに東京電力の点がございまして、これは北本委員からも御指摘いただいたものでございますけれども、川崎リサイクルセンターの除却工事に関しまして、これは意思決定をしたのは2021年度であるので、会計上それは2021年度中に除却損を計上しておかなければいけなかったものではないかという御指摘を頂いておりますので、これは規制期間において除却損を原価の中に入れるというのはよろしくないということで、認めないということとしてはどうかという御提案でございます。

その他のところについては、いろいろな除却工事、除却損が発生しますが、おおむね不自然な点はないものと考えております。

21ページが結果ですけれども、各社ごと確認いたしまして、東京電力パワーグリッドの一部の除却工事を除けば算入は問題ないのではないかと考えております。

22ページ以降、離島ユニバーサル費用です。離島ユニバーサル費用ですが、一般送配電事業者におきまして、離島、本土とつながっていない、あるいは沖縄本島とつながっていないところにつきまして、この送配電事業者が電気の供給を行っております。本土並みの料金水準で供給を行うということでありますが、離島においてはいろいろコストがかさみますので赤字も発生いたします。これに係る費用をどういうふうにするかということになります。

24ページ、離島ユニバーサル費用の全体概要ですが、燃料費がやはり大きな負担になっておりまして、2つ目のポツの1つ目の小さなポツですが、燃料単価が上昇していますので、それで費用が上昇しております。下のほうで各社の主な増減を書いてありますが、北海道の10億円、東北の8億円、東京の14億円、九州に至っては76億円、沖縄は73億円と、燃料費が増加しております。

25ページ、離島費用と収入ということを書いておりますけれども、この離島供給を行っていると費用のほうが入収入よりも上回るという状況になっております。なお、中部、関西、四国においては、離島がないので計上なしとなっております。やはり離島を多く抱える九州、それから沖縄においては費用が大きくなっております。

26ページ以降、各会社の離島費用・収入について記載しておりますけれども、その燃料費が増えているということはございますけれども、結論といたしまして、33ページですが、この至近の燃料価格の高騰の影響等を織り込んだもの、あるいは離島におけるF I T買取分についてはF I Tを買取における回避可能費用が上昇していること等々ということで、基本的には合理的な理由でこの赤字額が上昇しているということで、見積りとしては問題はないのではないかと考えております。

34ページ以降はその他の費用でございまして、その他の費用ということで、まず、ちょっと個別の細かな費用になっていきますけれども、36ページは共有設備費等分担額ということで、ダムや共同溝等について、設備を貸したり借りたりしたときの費用です。これについては、現行契約に基づく額を計上しているということで問題はないと考えております。

それから、37ページ、他社購入送電費ということで、他社所有の送電設備を利用することによる費用です。これについては各社とも規制期間については未計上ということですので、特に問題ないと考えております。

それから、地帯間購入送電費ということで、各エリアの狭間にあるような需要家に、い

ろいろな理由で迂回して電気を送るとかそういうことがありまして、それに関する費用を計上しておりますけれども、基本的には見積値に大きな問題はないと考えております。

1点、いろいろと各社を比較してヒアリングしていきますと不整合に気付くことがございまして、北陸電力送配電におきまして計上漏れがあったということで、これは修正することにしております。

それから、39ページですけれども、一般送配電事業に係る電力料ということで、例えば揚水ペイバック費用であるとかそういうものが計上されておりますけれども、基本的に問題はないというふうに考えております。ただ、若干、先ほど議論したような事後検証費用の揚水ペイバックとここで計上されている電力料が二重計上になっている事業者がおりまして、そこは修正を求めることにいたします。

需給調整市場の手数料につきましては、こちらは新たに開設される市場で手数料が発生するのですけれども、基本的には単価は過去実績額を基に算定しているということで問題はないのではないかと考えております。

それから、41ページ、電力費振替勘定ということですが、電力会社が建設工事などで自分のエリアで自分の送る電気を使ったということに関しまして、その自家消費分を費用として計上しております。基本的には積み上げベースでやっているということで問題はないと考えております。

開発費、開発費償却費、株式交付費、株式交付費償却関係というのは、規制期間に未計上ですので省略いたします。

社債発行費ですけれども、こちらは一部会社において計上しておりますが、参照期間の実績と比較して同程度ということで、問題はないと考えております。

それで、44ページが廃炉等負担金ということで、後ほど東京電力ホールディングスから御説明いただきますけれども、託送原価に織り込む廃炉等負担金ということで年間1,200億円が計上されております。

これにつきましては、詳細、算定根拠等については東京電力ホールディングスから御説明いただくということではありますけれども、45ページに記載しております総合特別事業計画、これは原子力損害賠償・廃炉等支援機構法に基づいて東京電力が定める、かつ経済産業大臣で認定するものでございますけれども、この中においても、合理化などにより年平均1,200億円程度を捻出して、「この資金を優先的かつ確実に廃炉に充てるなど、福島復興等に貢献する」ということが書き込まれているところでございます。

47ページ以降、控除収益になります。こちら細かい費用になってきます。控除収益については、それぞれ参照期間の実績額との違い等を検証するということになっております。

52ページ、検証結果ですけれども、増減について一部変動はありますけれども、もともと額が大きいものでもございまして、大きな部分ではそれほど違いはないものと考えております。

それで、53ページは地帯間販売送電料でございますけれども、これは融通に関する収益ということでありまして、特段実績値と大きな乖離がないというふうなことを確認しております。

54ページ、地帯間販売電源料と他社販売送電料は計上がないので省略いたします。

55ページも、他社販売電源料もありませんので省略いたします。

56ページ、託送収益ですけれども、託送収益ということでいろいろな費用が入っております。

細かく言いますと、57ページで契約超過金。これは、契約電力があったとして、何かのときに需要家の側で契約電力を超えて電力を使ったというようなときに頂く費用ですけれども、こちらについても見積額はおおむねよいのではないかと思いますのですが、各社で計上方法がばらばらでしたので、2021年度実績でそろえていただくということにしてはどうかと考えております。

それから、全国融通振替料金というのは、広域機関から全国融通をしてくださいと言われたときの振替料金ですけれども、基本的には実績値ベースと考えております。

それから、広域需給調整融通振替料金ですけれども、これは需給調整市場の関係でいろいろ融通をしたときの費用ですけれども、これも基本的には単価等は実績値に基づくものということで確認しております。

それから、59ページですけれども、その他設備利用料ですけれども、設備利用料についても基本的には実績ベースで見積値を作っているということになっております。

ちょっと北海道については、過去はこの設備利用料でむしろプラスが出たということではあるのですけれども、ただ、こちらについては、過去は燃料費が想定原価よりも安かったのでプラスが出ただけけれども、規制期間ではそんなことは起こらないということで調整額を計上していないというものになります。

60ページ、事業者間精算収益ですけれども、送配電事業者間の振替供給による収益を計上しているということで、これも2021年度実績値をそのまま計上していただくということ

で問題はないと考えております。

61ページ、電気事業雑収益ですが、これはちょっと費用が多いので、各社別にこの費用をつけております。

それで、雑収益の中身というのはどういうものかということなのですが、62ページを御覧いただくと北海道電力の例がございまして、例えば広告料であるとか、受託工事益とか、そういうのがありますが、雑口が多くなっております。この雑口の中は何が多いのかということで、上から数えて4つまで中身を書いております。共架料というのは、電柱にいろいろなN T Tの線などを載せたときのN T Tから頂く収入となっております。設備賃貸料も、そのケーブルを貸したりするものです。貸地貸家料というのは、社宅などで従業員からお金をもらったというところでありますけれども、工事補償金差益は、例えば電源なんかで工事をしたときに、電源線などでお金を頂いたときに差益が発生したというものでございます。

こういって各社分を書いておりますけれども、1点ちょっと注意事項として、64ページですが、東京電力において工事補償金となっておりまして、これがすごく大きな額になっておりますが、ここについては、先ほど申し上げた電源線などを造ったときの工事差益ではなくて、もらった収入、お金そのものを計上しているので、ほかの会社よりも多くなっているということであります。——というところです。

そういって、ほか、雑収益につきまして各社分載せておりますけれども、計上方法自体は、実績であるとか、あるいは契約であるとか、そういうものをベースに計上しているものであるということで確認しております。

72ページですけれども、預金利息ですが、これは預金に掛かる利息ということで、預金が多い事業者におきましては若干預金利息が発生しております。

その他経費については以上になります。

○山内座長 ありがとうございました。

それでは、資料4―1、東京電力ホールディングスから御説明ということで、よろしく願いいたします。

○田中オブザーバー 東京電力ホールディングスの田中でございます。本日は御説明の機会を頂きまして誠にありがとうございます。

福島第一原子力発電所の事故から11年が経過している中で、今なお福島の方々を始め広く社会の皆様にも多大なる御負担、御心配をお掛けしていることについては、心より深くお

わび申し上げます。私からは、廃炉等負担金について御説明いたします。

それでは、2 ページ目を御覧ください。

最初のリード文にございますように、2016年12月、閣議決定の基本指針におきまして、福島第一原子力発電所の廃炉を着実に実施すべく、当社グループの総力を挙げて責任を果たしていく必要があるとされました。こちらの指針に基づきまして機構法の改正が行われまして、廃炉等積立金制度が創設されまして、廃炉に必要な資金を機構に積み立てることとなっております。当社といたしましても、大臣認定を頂いた「新々・総合特別事業計画」及び「第四次総合特別事業計画」において、廃炉の着実な実施に向け、グループ全体で総力を挙げて廃炉等積立金の原資を捻出すべく、送配電事業の合理化分をパワーグリッドからホールディングスへ廃炉に要する資金として支払うこととさせていただいております。

以上を踏まえまして、パワーグリッドとホールディングスの間で廃炉等負担金に関する契約を締結いたしまして、2021年度につきましてはパワーグリッドからホールディングスへの支払額として1,221億円の廃炉等負担金を計上しております。

具体的な金額の算定については次のスライドで御説明させていただきます。3 ページ目を御覧ください。

資料に記載されております算定根拠を御覧ください。2021年度の廃炉等負担金1,221億円については、送配電事業の合理化分として、超過利潤見通し879億円に基づき算定しております。その上で、廃炉等負担金の積立額2,602億円と比較いたしましてパワーグリッドの負担が過大でないこと、また、廃炉等負担金支払い後のパワーグリッドの利益水準はパワーグリッドの財務健全性を毀損しないということを確認した上で、ホールディングスからパワーグリッドに廃炉等負担金を通知しております。

続きまして、4 ページを御覧ください。こちらは現在の福島第一原子力発電所の廃炉の進捗状況につきまして簡単に申し上げます。

主な課題の至近の進捗状況につきましては、こちらにお示ししたとおりでございますが、中長期ロードマップや当社が作成しております「廃炉中長期実行プラン」に基づきまして、国内外の叡智を結集しながら、安全・着実、そして計画的に廃炉を進めてまいります。

最新のトピックスといたしましては、一番下、グリーンのところのALPS処理水の取扱いについてでございます。政府の基本方針を踏まえまして、安全性の確保を大前提に昨年12月にALPS処理水の希釈放出設備の設計等を原子力規制委員会に申請させていただ

いておりました。その後、申請内容に対して審査やパブリックコメントを経まして、今年7月に原子力規制委員会より認可を頂いております。また、8月には、福島県、大熊町、双葉町より設備の設置に係る事前の御了解を頂きまして、ALPS処理水の希釈放出設備等の工事を開始させていただいております。今後も引き続き状況をホームページ等により分かりやすくタイムリーにお伝えし、関係者の皆様の御意見を丁寧にお伺いしながら、安全、着実、そして計画的に福島第一原子力発電所の廃炉に取り組んでまいります。

私からの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。

それでは、以上で、その他費用、控除収益に係る御説明を頂きましたので、これについて御議論いただきたいと思いますけれども、これもいろいろ、ここまでを少し整理すると、まず最初の固定資産の除却のところについては、基本的に問題はないのだけれども、今の東電PGさんの川崎のあれですかね、一部の除却工事について時期がずれているので、それは取り除くということであります。

それで、2番目の離島ユニバーの関係は基本的に問題なしということで御確認いただいたというのは事務局から。

それから、その他の費用で、今御説明があった廃炉等負担金というのは3—10ということになるのですけれども、その3—1からずっと行って、基本的にこれも問題なしということで御確認いただいて、それから今の廃炉等費用については御説明を追加的に頂いたということでございます。

それから、4番目の控除収益のところですが、これも一部を除いて基本的にはオーケーですが、電気事業雑収益のところ東電分の数字が大きくなっているのですけれども、これは収益といいますか、要するに入ってきたお金が全て計上されているのでこういう大きなお金になっていますというような御説明を頂きました。

以上が議題2のところですが、これについて御質問、御議論がありましたら御発言願いたいと思います。いかがでございましょう。

北本委員、どうぞ御発言ください。

○北本委員 事務局には検討ありがとうございました。また、事業者の皆様も情報提出等御協力ありがとうございます。今後の離島の費用の査定方法についてお願いをしたいという点で発言いたします。

現在、離島費用は会社別費用別分析をし、それぞれ必要だと説明を受けています。しか

し現在の説明だけですと少し査定するのは難しいなと感じております。ですので、会社別で島単位に管理会計上などの何か数字があれば、島単位損益を把握した上で、安全供給と生産性向上に向けて確認していく方向を御検討いただきたいと思います。よろしくお願いします。

○山内座長 ありがとうございます。島ごとということで結構大変かと思えますけれども、今回はこれでということでよろしいですか。

○北本委員 はい。今回は資料がすぐに整わないと聞いておりますので、次回以降のための検討依頼です。島の大きさにもよると思いますので、進め方も含め今後の課題だと思います。

○山内座長 分かりました。ありがとうございます。

そのほかにいかがでしょうか。

非常に細かい項目がたくさんありまして、事務局においては精査していただいて、幾つかの点で御確認といたしますか、修正していただくということになりましたけれども、いかがですか。

川合委員、どうぞ御発言ください。

○川合委員 本日はいろいろ丁寧に説明をありがとうございました。

今、北本委員が言及された離島の話なのですが、大体どのぐらいの島を抱えているのかを伺いたい。実際問題として、ある程度大きな島ならいいのですが、様々なサイズの島がある中で、島ごとというのは、現実問題としいかがなものか。査定も一つずつの島ごとに見ていくみたいな話になってしまうような気もするのですが、現実的でしょうか。

例えば、抱えている島の数が多い東京電力のところだと、例えば伊豆諸島だとか小笠原諸島とか、多分そういうところだと思うのですが、島といってもそれなりにあります。瀬戸内海の島であれば海底ケーブルでつながっていればいいのですが、そういう島は今回は問題ではないという理解です。中国電力だと例えば隠岐島とかがあるんだと思います。こういうところにある小さな発電機と、そこに燃料を運んでいって燃やしているということだと思います。どの会社も費用に比べてそこで得られている収入というのは非常に限られており、これはある意味、そういう離島に住んでいる人たちの生活のためやっているわけです、それをユニバーサル費用として扱っているわけです。ただ、島ごとに分析することは現実問題として——もちろん会計上はデータはお持ちかもしれませんが、実際に

ワークするのか疑義があります。そこまでこの委員会で我々が見ていて、そこから何を導くかという、例えば今の非常に効率の悪い島については切る訳にもいかないわけです。結局のところ、何を求めて島ごとの審査をやるのでしょうか。もし効率の悪いところはそこはもうサービスしないのだということであるとすれば、いかななものかと思う半面、そういう島でも効率化できるのではないかということを追求するのであればそれはあるのだろうなと思いますが、費用対効果を考えると、できることには限界があるようにおもいます。この辺どのように考えて、何を求めておっしゃっているのか、そこは教えていただければと思っています。

○山内座長 ありがとうございます。

松村委員、関連ですか。

○松村委員 はい、今の点です。

○山内座長 どうぞ、御発言ください。

○松村委員 北本委員の前に私が言うのも僭越なのですが、もしその意図が島ごとのコストの構造がどうなっているのか、それぞれの規模ごとでどうなっているのかを知りたいということであれば、私は合理的だと思いました。まずこれを切ることは想定されていない。これは制度的にやらなければいけないことになっています。したがって、北本委員だってそういうことを言ったのではないと思います。

一方で、本来は別の事業者も参入できる・とても利益があげられそうにないから参入しないのだけれども、一応参入しようと思えば参入はできるというたてつけになっている。そうすると、例えば今はディーゼルでやっていてすごいコストが掛かっているのだけれども、ここだったら再エネと蓄電池を使ってやるとコストを下げられるのではないかというような提案が、そのコストの水準というのを見ていればできるとかという、そういうニーズというのもあり得るし、私たち査定の側でも、こんな高いコストを使うぐらいならもっと別のやり方はないのかという提案もあり得るのかと思って聞きました。絶対にこれは切るという目的で出てきた提案ではないのは100%間違いないし、それから収入側の情報にどれぐらい意味があるのかはちょっと分からないのですけれども、コストの構造を知ることに関しては、北本委員の御提案は、もし可能ならもっともかなと思いました。さらに、これは海底ケーブルでつながっているところは離島扱いになっていない、本土とつながっているところは対象外。独立系統になっているはず。ということは、コストの区分はある程度それぞれの島ごとに、島と島がケーブルでつながっているならつながっている島をひ

とまとめにした単位でできることになるのだと思います。そんなに、物すごく難しいかは私には現時点で分かりませんでした。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

北本委員、どうぞ。

○北本委員 川合委員、松村委員、ありがとうございました。

まず、前提としてその島への供給をやめるということを考えているわけではありません。それは供給義務があることは理解した上でお話ししております。

その上で、松村委員に今言っていたいたとおり、コストの構造を知りたいという点が一番にあります。収入は制度上決まっているものなので、そこについてどうするかという議論ではありません。例えば島ごとに何か改善できること他の島の好事例、こうやると少し効率性が上がるとか供給能力が上がるとか安全であるということがあれば横展開していくことも1つの方法だという意味で、まずは理解をしたいというところであります。もし事業者の間でもう既に共有されているのであれば、事務局側にも共有していただければと思います。特に離島ですと人の配置もいろいろ御苦労されていると思いますので、どういったオペレーションを行うことが合理的かという点でも、間接費の使い方としてもあると思います。

以上です。

○山内座長 ありがとうございました。

ほかにこの点で御意見等がありますか。

今の北本委員の御発言は、今回の査定というよりも、こういうことを次にやる時にいろいろと考えてと、そういうような御発言という理解ですよね。

○北本委員 はい、そうです。

○山内座長 分かりました。

それで、実際のところどんなような御感想をお持ちなのかということで、事業者の方、担当者の方で何か。特に離島をたくさんお持ちのところなんかで、御感想ないしはそういったことができるかどうかの感触でもいいのですけれども、それについてはいかがですか。どなたか御意見をお持ちですか。沖縄と九州の方が離島が多いのですけれども。実際のところ、全部離島についてやるとなかなか難しい話かなとはちょっと個人的には思いますけれども、そういう形でコストを把握するとかいろいろ代替手段を考えるとかというのはあ

ってもいいのかなというふうには思いますけれども。

九州送配電から手が挙がりました。どうぞ、九州送配電から。

○成清オブザーバー 九州電力送配電の成清です。

弊社の場合、供給約款上の離島は37か所ほどあります。大きな島が10島ぐらい、それから小さな島が更にありますけれども、会計上、島ごとに費用とかを把握しているわけではありませので、仮に島ごとのコストを特定するとすると、手作業でいろいろなことをしなければならず、実務的にはなかなか大変なのではないかと思っております。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

ほかにいらっしゃいませんか。そうしたら、これは将来に向けてといいますか、いろいろ御検討いただく1つの——沖縄電力から挙がりました。どうぞ御発言ください。

○当真オブザーバー 沖縄電力の当真でございます。

弊社の場合も有人の離島が37ありまして、それを近隣の海底ケーブルでつなぎまして、11系統ございます。それを今現状は離島収支という形で一括では管理会計していますけれども、個別の会計はやっておりませんので御報告いたします。

○山内座長 ということですので。御提案は、それよりもちゃんと管理会計をやったかどうかというような御提案ですので、いろいろ御検討いただくという余地はあるのかなというふうに思います。

ちなみに私は、下地島という島の開発の仕事を県から少しお手伝いするように言われてやっていますけれども、あそこに空港があって、その空港の脇にソーラー発電の今提案が出ておりまして、まずは空港のターミナルに再エネを送ろうということですが、あれを拡大していくと島のほかの地域にも拡大できるというような、そんなような案件だというふうに思っています。

よろしいですかね。では、そのような形で処理して。

戻りますけれども、査定内容について何か御意見はございますか。

もしよろしければ、事務局の査定案内容について御同意いただいたということにさせていただきます。よろしゅうございますかね。ありがとうございました。それでは、事務局案のとおりということで、査定方針についてはさせていただきます。

それでは、3番の「CAPEXの検証結果について」、これの御説明をお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長 それでは、資料5の「CAPEXの検証結果について」、資料に基づいて御説明いたします。

2ページ目ですけれども、CAPEXのうちの、以前、系統だとかケーブルだとか個別費用についてのとき、査定について御議論いただいたところですが、本日はCAPEXの中の「その他設備」についてです。

「その他設備」についてはいろいろな設備がございまして、管路、トンネルみたいなものから、がいし——絶縁のための白い布ですね——キュービクル、いろいろな設備があります。費用全体に占める割合は、一つ一つは限定的であります。また、高経年化設備更新ガイドラインのようなものからはリスク量算定対象外設備となっております。この「その他設備」は非常に多種多様でございまして、以前の鉄塔だとかケーブルで行ったような量と単価に分解をするということが難しく、単価の横比較をするということが難しいという実情はございます。

ということで、第1規制期間においては、主要設備、鉄塔、ケーブルといったもののトップランナー査定で出た査定率を、この「その他設備」費用に対して掛け合わせる、適用するということにしてはどうかということであります。ただ、若干、主要設備のトップランナー査定は単価についてのものですが、この「その他設備」については単価と量に分解できないということでありまして、そのまま掛けると量を切ることにもなりかねないということでありますので、事業者から別途個別説明の機会も設けながら査定をするということとしてはどうかと考えております。

第2規制期間については、より検討を行っていくということにしております。

3ページ目ですが、「その他設備」の査定方法で、若干繰り返しになりますけれども、投資量と単価への分解というのがなかなか難しいということで、審査要領上は主要設備における一般送配電事業者の査定率を適用するということになっております。今回はこの掛け算をした結果についてまず御報告させていただいて、その上で各一般送配電事業者から合理的な説明がなされましたら、復活折衝的にこの収入の見通しに算入することを認めるということで、これは次回以降の会合にて御相談させていただきたいと考えております。

4ページ目ですけれども、「その他設備」に適用する査定率ということなのですが、本来的に言いますと、例えば送電に関する査定率を適用するということでしたら、鉄塔なら鉄塔、この重回帰分析のいろいろな数値などは過去のサンプルから回帰式を割り出していますので、この過去の回帰式に過去のサンプルの数を掛け合わせて加重平均をして

いくとかいろいろできたらいいのですが、ちょっとなかなかデータ上の制約もあるということで、その送電とか配電とか変電といったところの査定率を割り出すに当たっては、鉄塔掛ける、各社から出てきている規制期間中に幾らぐらい鉄塔を造ります、電線に架ける電線をどれぐらい造るか。こういうことで、以前割り出しました主要設備のものに、鉄塔なら全体の何%、電線なら全体の何%ということでウェイト付けをしまして、それで送電なら送電の査定率、変電なら変電の査定率というのを作ることとさせていただければと思っております。

5 ページ目ですけれども、各費用の検証項目ですが、今申し上げたようなどういう査定率を適用するか、それから復活折衝のようなものについて個別説明が合理的なものかどうかを確認するというのが検証項目になっております。

6 ページ目は、審査要領なので抜粋いたします。

7 ページ目ですけれども、結果から御報告いたしますと、また表が載っておりますけれども、過去実績、左側は主要設備の査定率であります。もう既にお示ししたものにウェイト付けをしたものでございますけれども、例えば北海道電力であれば-2.2と。これは主要設備において査定率を既に割り出しました。「その他設備」につきまして、この(E)欄に書いてあるのが過去実績、過去5年実績です。これに削減率を掛け合わせると、一定の値というものが出てきます。査定額が出てきます。これが(G)でございます。これにしまして、今回各社から提出を頂いているのは(H)ですので、査定額よりも多い場合は一応この段階では減額査定となります。

例えば東京電力は、過去実績が1,563億円なのに対して、-6.9%掛けて1,455億円というのが査定額ですが、この資料として出てきている今の金額は2,850億円ですので、1,394億円カットという結果になります。10社合わせて2,271億円。これは投資額ですので、費用ではないのですけれども、投資額としてカットということになります。

変電についても同じようにやりますと、一番多くカットされるのはこちらもやはり東京電力ですけれども、合わせて934億円のカットということになります。

次に、配電ですが、こちらは各社から出てきた数字があまり大きくなかったのも、むしろ増査定となっている会社が多くなっております。東京電力は、その査定上は4,314億円までが妥当というところですが、提出された値が4,038億円ですので、むしろあと275億円投資しても別に妥当なのではないかというような、そういう数字になっております。

ということで、送電、変電、配電を合計しますと10ページのような結果になりまして、

3つ全部合わせますと2,797億円の投資額のカットという結果になりました。

ということでありますけれども、ただ、これではいろいろ問題があるというようなときには、個別説明の機会を設けて、次回以降御検討いただきたいと考えております。

以上です。

○山内座長 ありがとうございました。CAPEXの検証結果、その他設備であります、基本的に査定率というものを計算して、それを出して過去実績と比較してと、こういうやり方をすることでありまして、今回検証結果を出していただいたのは送電と変電と配電ということで、それが7～9のところでありますけれども、結構な査定額になるということであります。合計10のところですかね——ということですが、そもそもこれについては基本的に検証結果を上回る費用が発生する見込みであるということ、そういう場合には事業者から別途個別説明を受ける、そういう機会を設けるということにしてはどうかというのが今日の御提案で、ですから、そういう方向で行くというのが今日は皆さんに御審議いただくと。もう一回そういうプロセスを踏んで、まず結果を出すということになると思います。いかがでございましょう。御意見については。

東電PGから御発言。どうぞ御発言ください。

○鈴木氏 東京電力パワーグリッドの鈴木と申しますけれども、音声聞こえておりますでしょうか。少し補足の説明の時間を頂ければと思います。

弊社の送変電に関する提出値の話になりますけれども、今画面には7スライド目で、送電設備が投影されております。弊社の提出値につきましては、実績値に対しては1.8倍の大きな金額を提出しているわけですが、これは第1規制期間に向かって、過去の実績にはなかった大型の供給工事ですとか、再生可能エネルギーの連系工事、または掘削を伴う洞道ですとか管路工事、こういったところが大きなコスト増の要因になっております。また、特定リスクと認識しておりますけれども、2016年10月、洞道火災でお騒がせした実績がございまして、こちらの対策として、OFケーブルと申しまして、油入ケーブルの対策工事というものを計画的に取り替えるということで、経済産業省様に報告徴収として提出した実績がございまして、これらを対策することとして大きくプラスとしておるところですが、詳細につきましては、本日の5スライド目にございますけれども、改めて個別説明の場を設けさせていただきまして説明を申し上げたいと思いますので、ぜひ機会を頂ければと思います。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。ということでございますが、先ほども言いましたように説明の機会を別途設けるといふ、この方針でということであります。

ほかにいらっしゃいますか。松村委員、どうぞ。

○松村委員 松村です。

事務局の説明も東電さんの説明もよく分かったのですが、ちょっと心配していることがあります。単価掛ける数量という格好では表現できないというのは、それぞれのものの個別性が強過ぎて、だから単純に単価掛ける量という格好では表現できないという類いのことなのだろうと推測します。

一方で、そういう格好で表現できないとしても、仮にそれぞれ細かく分かれたものの量の想定というか、コミットメントというか、そういうものは単価掛ける数量で表現できないとしても、いずれにせよ数量のほうはちゃんと分かっている、その数量に対してコストがということが分かっていると、事後検証でも困ってしまう。つまり、ここのそもそも根本的な発想として、仮に見積もった費用よりも費用が下がったとして、それは効率化だというようなことで、一定のルールに基づいてネットワーク部門がそれを利益として得ることができるというたてつけにそもそもなっているわけですが、そのときに、例えば必要だと言われて盛り込んだ投資をしなかったとか、必要性が薄らいだので1年先送りになりましたとか、そういうのは効率化ではないので、もちろんそういう扱いにはならないはず。これだけの投資をしました、地中化をする、100の投資をすると約束したのを、その100ではなくて10しか投資しなかった、だから効率化だというようなことは到底認められないということになるはずなので、したがって、基準となっている量がどうなっているのかは、いずれにせよはっきりしておかないと将来とても困ったことになります。一つ一つ、とても雑多なものが入っていることは分かっていますが、どれだけの量をコミットしたのかはいずれにせよ何らかの形でちゃんと把握しなければいけないので、その点がちゃんと把握できていることを事務局のほうでもヒアリングを更にしながら確認していただければと思いました。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。ということで、御意見はよろしいですかね。今の松村委員の意見は事務局のほうもそれを受け取っていただくということでもあります。

ほかにいかがでしょう。特によろしいですか。ありがとうございます。

それで、先ほど言いましたように、今日の事務局の御提案はこういう方向でこれから査

定をきちんとするということでありまして、今の松村委員の御意見は、そのときに注意すべき点を確認されたと、こういうことですね。そういうことを考慮に入れた上で、この方針でやるということで皆さんの御同意を頂いたということになると思います。よろしゅうございますかね。

何か事務局からありますか。

○鍋島NW事業監視課長 松村委員から御指摘いただいた点は非常に重要な点だとは思っています。

一方で、ちょっと1点だけ指摘させていただきますと、「その他設備」ということで、確かに雑多な、がいしだとかいろいろなものがありますけれども、がいしだけをつくるというよりは、送電線を造るとか、長い送電線を造るとか、そういうことの中で一部費用がこういうふうに乗ってきたりするということだと思しますので、大所で言うと、やはり事業計画でこういうふうな、例えば電線を地中化していくな地中化をしていくとか、送電線を引くというようなことで、事業計画にも何らか出てくるものではないかと思えます。そういうものが実際に事業計画に書いているのに出てこないということになりますと、そこはあまりよくないということで、チェックをするということになるのではないかと思います。ただ、それで捉まえ切れないような何か問題がありそうでしたら、ちょっと事務局でもいろいろ各社とヒアリングをしてチェックをしていきたいというふうに思っております。

○山内座長 よろしいでしょうかね。ありがとうございました。

ということで、ほかはありますか。——であれば、今の事務局の御指摘も含めて、先ほど言いましたように、やり方としてはこういうやり方で進んでいただくということにしたいと思えます。

それでは、次が「国民の声」ということでございまして、議題の4ですね。「10社の収入の見通しに関する書類に係る『国民の声』の取扱いについて」、これは御報告事項ということではありますが、よろしくお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長 参考資料で付け加えておりますけれども、まず御報告といたしまして、ここに書いてある、いわゆる「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律」というものですけれども、ここに今検証作業を進めていただいておりますレベニューキャップに関する規定が書かれております。この法律がもう既に国会を通過して成立しておりますけれども、施行時期についてまだ決まって

いないところがありました。そこが今週月曜日の閣議におきまして施行日政令が閣議決定されまして、金曜日に公布予定でございます。11月1日に施行予定ということで、いよいよこのレベニューキャップに関する関係省令が全て整うということになります。事業者の方々、一般送配電事業者からの正式な書類の申請も受け付けられるという状況に11月1日以降になります。御報告です。

これに関してということだと理解しておりますが、そういうことでこういうタイミングになったと理解していますが、資源エネルギー庁におきまして、この一般送配電10社の収入見通しに関する書類に係る「国民の声」を募集されると伺っております。これがその資源エネルギー庁が募集をする内容を書いた紙になっております。意見募集期間は10月5日～11月4日までとなっております、提出先はe-Govを使ったり、資源エネルギー庁の電力・ガス事業部政策課の電力産業・市場室に郵送であったり、ファクスであったり、あるいはEメールで送るということになっております。

それで、これは資源エネルギー庁の側でこういうことを募集されるということでありまして、事務局といたしましては国民から届いた声というのはこちらの審査の参考にもなるのではないかと考えておきまして、届き次第私どもに資源エネルギー庁からお送りいただいて、事務局において整理の上、委員の皆様方にお示ししたいというふうに考えております。

ということの御報告でございます。

○山内座長 ありがとうございます。よろしいですかね。ということで、これは報告事項なので、もし仮に質問でもあれば受けたいと思いますけれども、何かありますか。

ありがとうございます。それでは、そういうことで進めていただければというふうに思っています。

以上が本日本日予定した議事になります。全て終了ということでございますので、以降の議事の進行は事務局のほうでお願いしたいと思います。よろしくお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長 本日も長時間、大変ありがとうございました。

本日の議事録につきましては、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。

次回開催につきましては、追って事務局より御連絡いたします。

それでは、第21回料金制度専門会合はこれにて終了といたします。本日もありがとうございました。

—了—