

総合資源エネルギー調査会  
発電コスト検証ワーキンググループ（第5回会合）

日時 平成27年4月16日（木）9：30～12：30

場所 経済産業省 別館3階 312会議室

（1）開会

○山地座長

それでは、定刻になりましたので、発電コスト検証ワーキンググループ第5回を始めさせていただきます。委員の皆さん、ご多用中のところ、ご出席いただきありがとうございます。

きょうは秋元委員と松村委員は少しおくれて参加ということでございますから、冒頭から参加予定の委員の皆さんはおそろいでございます。

きょうはお手元にあると思いますが、資料が6点ございます。論点も多いので、前半と後半に分けて資料の説明、議論というふうに進めさせていただきたいと思います。

（2）議題

これまでの議論における論点等

○山地座長

ではまず、事務局のほうから資料1「太陽光発電・風力発電のコスト低減等の考え方（案）」、それから資料2「火力発電コストの燃料価格についての感度分析」、資料3「火力発電・揚水発電関係のご指摘事項について」の説明をお願いいたします。

○奥家需給政策室長

それでは事務局のほうから資料1、資料2、資料3についてご説明をさせていただきます。

まず資料1でございます。太陽光・風力のコスト低減に関する考え方ということでございまして、おめくりをいただきまして1ページ目でございます。第2回でも、世界の累積生産量の見通しについて幾つかのシナリオをご紹介をさせていただきました。改めましてここで整理をさせていただきます。導入見通しの性質については、各国で実行中または検討中の政策をもとに見込まれる導入量、つまり見通しというケースと、長期的な再エネの導入目標を設定して、そこからバックキャストさせて生産量を計算するケースと両方ございます。基本的に World Energy

Outlook の現行政策、新政策シナリオといったもの、もしくはIRENAのほうで参照シナリオといわれているようなものがまさに前者の政策の状況、方向などを踏まえた見通しとなってございますが、一方でIRENAのその他のロードマップ2030とか、あとIEAのWEOの450PPMシナリオ、こういったものはまさにバックキャストさせて必要な量を累積生産量見通しとして掲げていると。こういったものをどういうふうに使って低減の変数として扱うのかということが一つの論点かというふうに思っております。

続きまして2ページです。委員の先生方からご指摘をいただいている国際価格に収れんしていった場合のコスト低減の考え方ということでございます。現在において、太陽光のモジュールやインバータ等の機器について言いますと、やはり日本は高いということが現実でございます。一方で、一定量海外生産された機器が入っているというのも事実でございます、機器類が国際価格に収れんしていくというシナリオを一つまた用意をしておくというのも重要なポイントかと思えます。

3ページをごらんください。実際に国際価格に収れんすると考えた場合のその考え方の整理でございます。右側のグラフで紹介させていただいております。日本はやはり設備導入コスト高いということで、日本以外の国において、一体どれぐらいの導入コストになっているのかということでございます。これがルーフトップのケースで平均で31.8万キロワット、メガソーラーのケースで20.5万キロワットということでございます。ただし、こういった設備導入コストの中には、いわゆる建設費、コンストラクションという形で機器とまた別の扱いをしなければいけないものがございます。これが初期投資の中でどれぐらいの割合を占めているのかということで、ここの分析をしているデータを踏まえて、右側のグラフでございます。これはヨーロッパのケースでございますが、住宅用ルーフトップのケースで大体76%が機器類。非住宅、メガソーラーのケースで79%が機器類ということでございまして、この76%、79%が国際価格に収れんしていった場合というのを想定させていただきたいというふうに思います。

4ページでございます。この76%、79%の部分が国際価格に収れんしていくと仮定していった場合、左側の絵にございますように、オレンジの国内価格というところは前回お示しをさせていただきました今現在の国内価格が習熟曲線に従って落ちていくケースです。それが国際価格に収束していくということでこの濃い青の三角形のラインになるわけですが、かなりやっぱり低減効果があらわれるということでございまして、2030年時点で住宅用、これはバックキャストさせているWEOの450PPMとか、IEAの2度シナリオのケースも含めたものでございますが、16.6万から22万。メガで15.8万から19.4万円/キロワットということで、低減効果があるというふうに見られるということでございます。

続きまして5ページでございます。5ページについては設備の利用率の関係でございます。現在、調達価格算定委員会のほうでも議論になっておりますが、パネルの設置容量、パワコンの容量に対して大きくすることで、設備利用率を上げるという取り組みが実際行われているということが指摘されております。この関係について、実際にパネルの容量を増加して、コストを下げられるケース。さらに追加していくと、パネルの追加に対して、むしろパネルの追加のコストのほうが高くきてしまうという効果があって、ちょうどU字型のコスト効果があらわれるということでございます。したがってこのU字型、最適化をするときのU字型、この右側の絵でございますが、これがボトムを打っているところというのが設備利用率として最も合理的であろうと。これが今のところ太陽の、メガソーラーのケースでいけば、大体設備利用率が14%程度ということでございますので、ここの値を設備利用率として使ってみるということではいかがでしょうかということでございます。

続きまして7ページをごらんください。その他太陽光発電の将来の価格低減見通しに関するポイントを整理させていただいております。廃棄費用については第2回でもご議論いただきました。前回は5%という比率で設定していた関係で、自動的に落ちるという仮定でしたが、ワーキンググループでのご指摘も踏まえて、横置きとさせていただくということではいかがでしょうかということでございます。また将来プラントの稼働年数について、前回35年という考え方でしたが、NEDOの技術戦略のほうでは30年を上限として捉えているということでございます。30年として考えてはいかがでしょうかということです。将来モデルプラントの運転維持費の低減ということでございますが、運転維持費の中で、ルーフトップ型についてはほとんど機器類。またメガソーラーにつきましても、人件費の部分について落ちると考えるのはやや無理があるのですけれども、機器類が多いこと、また調達価格算定委員会で想定している運転維持費も、安定的に落ちているということでございまして、ここの機器類の低減カーブをそのまま使う形にさせていただいたらどうであろうというふうに考えてございます。

続きまして風力でございます。風力発電コスト低減の考え方につきましては、太陽光と同様に国際価格に収れんしていくというシナリオを想定するという事は可能です。ただ一方で、風力についても太陽と同様に、内外価格差がございまして、その割合は比較的高いということでございますので、一つの想定ケースということにやはりなってくるだろうということです。

実際に、9ページです。国際価格に収れんさせていくということを整理してみた場合に、日本以外の陸上風力の設備導入コストについては、22万2,000円/キロワットということでございます。風力については、陸上と着床式の洋上風力と両ケースでございます。この中で、陸上については導入コスト、初期投資の中に占める機器の割合というのは非常に高い、8割近くということ

で、ここは機器が、低減の機器が強いエリアになってくるのですけれども、着床式洋上風力になってくると、機器の割合が実は余り高くないということでございまして、したがって想定するケースとして、陸上風力のほうを主に考えてみるのが適当であろうというふうには考えてございます。

10 ページで、実際に国際価格に収れんしていくケースというものを左側でご紹介をさせていただいております。やはり習熟曲線、国内価格が習熟曲線で落ちていくのに比べて、かなり大きな割合で国際価格に収れんしていくときの価格低減効果があらわれるということでございまして、2030 年時点において、22 万円/キロワット程度まで落ちるといことが見込まれるということでございます。

11 ページをごらんください。風力発電については、さらに規模を大きくした場合に、設備稼働率を上げることができるのではないかとのご指摘をいただいております。これにつきましても精査を行いました。現在風力につきましては、技術的な観点から 23%まで設備利用率を引き上げましょうという目標を持っているというところでございます。実際に大型化が進むことで設備利用率を上げることは可能は可能なのですけれども、アメリカにおける事象などをご紹介をさせていただきたいと思っております。下のグラフで紹介させておりますが、左側の上、実際にアメリカにおいての設備利用率を上げるために大型化を進めるために直径もしくは高さを大きくするという取り組みが進められております。ただ、その下を見ていただくとわかるのですが、実際に設備利用率が上がっているのかというと、実際はそれほど上がっておりません。その答えというのが右側のグラフでございまして、アメリカにおいて風力発電を新規で追加していく場合に、適地がどんどん実は限られていってきているということでございまして、設計上設備利用率をかなり高く設定することができたとしても、適地が限られてきてしまつて設備利用率が上げられないというような状況に直面してきつああるということでございまして、こういった事情も踏まえて 2020 年以降に導入される風力発電については設備利用率を 23%という形で置かせていただければというふうに考えてございます。

続きまして資料 2 でございます。資料 2 のほうにつきまして、火力発電の燃料価格の感度分析ということでございます。こちらのほう、2 ページをごらんください。価格の見通しにつきまして、2020 年時点において上下 10%ずれた場合の価格トレンド、WEO の見通しに対する価格トレンドをご紹介をさせていただいております。22 年時点で 10%プラスマイナスを確定させた後、同じ確率、同じ量だけふえる、もしくは減るということでございますので、積値としてはかなり大きなインパクトが出てくるということでございます。どの程度のインパクトかということでございますが、3 ページをごらんください。石炭火力において燃料価格が 10%変化すると大体 0.4 円

/キロワットアワー程度の影響が出てくると。LNGにつきましては燃料価格が10%で約0.9円。石油については10%で約1.6円、こういったコストへの影響が出てくるということでございます。足元、燃料価格、特に石油が落ちているところでございます。

2ページ、もう一回戻っていただきたいと思います。WEOの2014年シナリオからさらに足元の石油の、原油の価格などは落ちてございます。実はその足元を反映した形で将来の見通しを示したものがE I A、アメリカのE I Aのほうが、Energy Outlookを一昨日、日本でいうときのう発表いたしました。そちらのほうも私たちのほうでは一応分析をさせていただいております。E I Aのほうでは、足元については60ドル弱からスタートをするのですが、2040年時点では140ドルを突破してさらに上がっていくという、そういうシナリオになってございます。したがって、上り坂が極めて厳しいという形になってございまして、緩やかなWEOのケースと、ステープがきついE I Aとの関係について、それほど積値として大きな差が出てくるだろうかというような見立てをしております。したがって今回、上下10%、上下20%についての感度分析を行うこととなりますので、十分に足元の価格の変化のところについても勘案した形の試算を行うことができるのではないかと考えてございます。

続きまして資料3でございます。火力発電・揚水発電関係のご指摘事項ということでございます。

1ページ目でございます。こちらのほう、委員の先生から調整能力の現状についてやはり把握をしておくべきだろうというご指摘がございました。調整を行うに当たってはやはり出力変化がどれぐらいのスピードで1分間で何%程度出力を変更できるのかというところが一つ大きいポイントになってきます。こちらの出力変化の速度については、ガスのほうが高く、スチームが中心の石炭のほうが遅いということでございます。また出力帯についても、高い出力のときには出力変化速度が高く、低い出力のときには出力変化速度が小さく設定されているということが特徴となってございます。こういった特徴からガスのほうが調整能力つくれる分がございすけれども、一方で熱効率の悪化具合については石炭のほう落ちないということでございまして、熱効率が維持されるという意味においては石炭にまた優位性があるということでございます。また起動につきましても、ガスのほうが起動時間が早いということでございます。石炭の場合には週末停止をすると次に起動するのに15時間、さらに数週間程度の長い点検をかけた場合には数日程度起動するのに時間がかかるということでございまして、こういったところについて勘案しながら調整を行っていく必要があるということでございます。

2ページでございます。実際にどのような形で調整を行っていかねばいけないのかという中で1点、ランプ現象というところもまた配慮しなければいけないポイントだというふうに思っ

ております。ランプ現象は、細かい周波数に影響が出るような、細かいような出力の変動ではなくて、一定期間上下にかなり、一定時間グーッと伸びる、もしくはグーッと落ちるというような際に、どのような形で調整を行うのかというところが、自然変動電源の導入が拡大することに伴って、一つさらに大きな課題になってくるということでございます。

こういった課題につきまして、3ページです。どのような技術開発の見通しを持つべきなのかということでございます。火力発電のプラントの事業者なども目標とすべきというふうに考えているものというものが下の表であらわしているものでございまして、現状1分間に1%から3%程度の調整を行えるのが石炭。ガスについては、コンバインドのケースで1から5%。これを将来的には低出力で石炭の場合、5%で、高出力で8%、ガスについては14%まで1分間に調整できるようにしたい。また、最低出力についても今の半分ぐらいにすることで調整力を高めるといような目標を掲げているということございまして、調整が必要になってくる量がふえればふえるほど、こういったところに対する投資も必要になると。また、技術的には火力発電のストップ・アンド・ゴーの回数がふえるということになりますので、疲労劣化対応のようなところも大きい技術開発の課題になってくるということでございます。

続きまして4ページでございます。揚水についてご議論をいただいております。揚水の実態について改めて整理をさせていただきました。ご案内のとおり、揚水は基本的に夏の高需要期の調整を行うためということで、役割が与えられていて、端境期である春・秋には補修を行うというのが基本的なパターンです。大体二、三年に一度、一、二カ月程度をかけて点検等を行うこととなります。それが平成22年度、下の左側のグラフですが、まさに典型的にどのように揚水を使っていたのかということをご紹介をさせていただいております。これが再生可能エネルギーの導入がふえたことでどういう影響が出てくるのかということをご紹介をさせていただいております。平成22年度の九州電力の例の場合です。5月、端境期でございますが、揚水を引き上げるために使っていた動力量というのが2,100万キロワットアワーでした。それが系統ワーキンググループが検討して接続可能量を設定したわけでございますけれども、その際できるだけ太陽光・風力を受け入れるために揚水を使うということをご想定してございました。その場合に、揚水をどれぐらい使うのかということで、3億1,100万キロワットアワーを使って揚水を行うということでございます。したがって、設備利用率が非常に高くなる。時間について見てみると一番その変化がわかるのですが、平成22年度実績で5月の時間単位を見ると、揚水に使っている時間と発電を行っている時間、占めて35%。これが系統ワーキンググループでできるだけ再生可能エネルギーを受け入れるということをご想定した場合には、この稼働時間が84%になるということでございます。したがって、揚水発電の機能の意味づけがやはり変わってくる面はあるのだろうと

いうことをごさいますて、これについて、コストの部分についてどのような形で捉えるのかということが課題になろうかというふうに思っております。

以上でございます。

#### ○山地座長

ありがとうございました。

それでは、今説明いただいた資料1から3につきまして、委員の皆さんからご意見をいただきたいと思ひます。いつものようにご発言ご希望の方はネームプレートを立てて意思表示をしていただければと思ひます。よろしくお願ひいたします。いかがでございましょうか。

では、松尾委員からどうぞ。

#### ○松尾委員

ありがとうございました。

3点申し上げたいと思ひます。まず1点は太陽光・風力についてなんですけれども、最初のページに見通し示していただきまして、これ私が申し上げたIRENAの見通しとかも入れていただいて、ありがとうございます。これを見るとやはりIEAとIRENAだけでかなり幅があるので、太陽光事業者、EPIAの見通しは使わなくても済むのかなという気はします。

それが1点と、それから今ご説明ありましたとおり、いろいろとシナリオを、IEAもIRENAも出していますが、本当に見通しベースで出しているものと、バックキャストでこれぐらい削減するためにはこれぐらい必要であるというふうに出しているものと2種類ありまして、その辺、バックキャストとはいえ、出している以上、それが不可能だとIRENAが考えているわけではないと、可能だと考えているということは確かだと思ひますが、やはり位置づけは違ひますので、例えばこのRemapのEですとかUですとか、こういったものは本当の事業者の見通しベースのものとは異なる位置づけとして見ることもあり得るのかなというふうに思ひますので、そこはちょっと位置づけの整理が必要かというふうに思ひます。

それから、国際価格の収れん、これも私と何人かの方が申し上げて、それを反映していただいたのだと思ひますが、太陽光もそうかもしれませんし、特にやはり風力がそうだと思ひますが、日本はやはり高いのは事実で、高いのはやはり日本として高いなりの理由が多分あって、ですので前回申し上げたことともしかしたら逆のことを申し上げるのかもしれませんが、そのまま国際標準まで低減していくというふうにそのまま考えて、しかもその導入量に従ってコストがさらに下がるみたいなことになると、やはりちょっと下がり過ぎなような気もしますので、そこも若干その位置づけの精査が必要かなというふうには思ひます。もしかしたらこれに反するご意見あるところかもしれません。それが1点。

それから2点目ですが、化石燃料の見通し、価格の見通しなのですが、これは先ほどご紹介ありましたようにアメリカのE I Aがかなり遅ればせながら昨日あたりに見通しを出してきています。世界的にどういふふうに見られているかということなのですが、例えばOECD/NEAの会議でも、化石燃料価格が下がっているからそれを反映するべきなのか、あるいは元のままでいいのかというような議論がありまして、やはり今足元、原油価格が下がっているけれども、将来的にはやはり上がってくるだろうというようなコンセンサスというかエネルギー関係者の相場観みたいなものだと思うのですが、そういったものがあって、それで少なくともOECD/NEAの会議では、今までのIAEAの見通し等々の、それなりに緩やかに上がっていく見通しでいいだろうというふうになっています。E I Aでも多分そうだと思いますので、そういうことも考えつつ、基本的にはここに示されているとおりでいいのではないかなというふうに私は思います。

それから3点目、資料3の揚水なのですが、これも前回若干申し上げたことで、多分ここで問題になるのは揚水発電のコストを系統コストに積むか積まないかということだと思います。で、私が前回申し上げたのは、前回の資料ですと揚水の建設費用、固定費、資本費に相当するものを積むか積まないかという話だったと思うのですが、純粋に国民負担という面から見るとやはり既に建てている揚水発電所を使うか使わないかということであると。建設費のところは多分国民負担としてはかかってこないということで、ただしここに示されていますように、揚水発電を使うことによってかなり運用の仕方が変わってくるので、その分のコスト負担は多分あり得るだろうと。ただし、そこをそんなに正確に評価することは難しいだろうということで、もし前回と同じような（建設費を計上する）計算の仕方であれば、そこを積むというのはなかなか難しいのではないかなというのが私の印象です。私の理解している限りでは、ここで言われていることは揚水発電を既に持っているには基本的には一般電気事業者だと思いますが、そうでない人たちが例えば太陽光発電、風力発電たくさん入れてくると。そうすると、この人たちが持っていた揚水発電をさらに適用して行ってやらなくてはいけない。そうするとそこでもしかしたら何らかの形で費用負担が発生するかもしれないと、そういうことだと思いますので、考慮することはいいと思うのです。ただし、前回のような形でそのまま入れるというのはなかなか難しいと思いますので、その辺は位置づけを考えた上で示していくというようなことかなというふうに思います。私はいつも「別枠で」ばかり言うようですが、別枠で示すこともあり得るのかなというふうに思います。

以上です。

○山地座長

ありがとうございました。出席の委員、皆さんの名札が立っておりますので、私の把握したところでは、荻本委員、増井委員、秋池委員、山名委員、この順番で発言お願いしたいと思



ます。

荻本委員、じゃ、お願いします。

○荻本委員

順番に申し上げます。前にお願いした国際価格が適用できそうなものの検討についてはどうもありがとうございました。最善のものでやるしかないということだろうと思います。

残った点は国内費用だと思います。国内費用がどうなるかというのは、やはりはっきり言って今の日本では非常に高いF I T価格が設定されたので、国内費用も高くなっているはずですが、実際なっていると思います。じゃ、国内費用は今後どうなるのかというのを、現段階ですなわち横置きというのはちょっと乱暴だというふうに思っております。今から5年、10年経つ中で例えばルーフトップP Vの設置費用が安くなる工夫というのはいろいろあるはずですが、たくさんつくるかどうかはわかりませんが、それにしてもうまく設置していく技術というのはドイツではもういろんな方法が考案されているのは事実ですから、国内の費用であるからすなわち横置きでいいのかどうかというのは再度検討していただきたいかなと思っております。

次は先ほどインバータのほうが少ない容量ということなのですが、まさにそうやってコストが低減されているということがそのとおりですので、やはりどの検討をするときであれ、今までであった事実、つまり5キロワットのモジュールには5キロワットのインバータがついているはずだということ自体も、実際に導入が進んでいくとみんなが工夫するということで条件が変わってくると思います。そういうことになれば、系統の安定化コストへのインパクトもあるということにははっきりしたかなと思います。

あとは国内のコストの後、工事費ではなくて運転費についてもやはり同じ理由で高どまっているはずですので、外国と比べて下げるというのはちょっと無理かと思いますが、国内のコストがどのように発生するかということをもう一回見直して、それが下がる要素がないのかを厳しく見ていただきたいと思います。やはり、私が思っているのは、フィードインタリフの現在の環境の中では、国内の色々な価格が歪みきりになっているはずなので、なるべくそれを、将来に向かっては本来の姿に修正できないのかという検討は進めていただきたいと思います。

同じく風力です。風力についても国際価格に収れんするという話と国内価格についてのコメントは今までと全く同じであります。加えて利用率について、再度申し上げたいのですが、まず風力に関しては、現状日本においては全国でわずか二百数十万キロワットしか導入されていない、それから、私が知っている何箇所かのウインドファームは完全に失敗していて、そもそも動いていないと。今の統計はそういうものを全部入れて何%の稼働率になっているよというのをつくってきているはずですが、すみません、詳しくは知りませんが、なので、今からいろんな条件が整っ

て、その一番大きなものは風況を正確に把握して、一番有利なところにつくれる技術がもうできたというときに、事業者が一体何%の利用率を実現するのかということに関しては、必ずしも過去に引っ張られてはいけないと思います。稼働率を23%にはしていただいたのですが、本当に23%でいいのかということだろうと思います。ちょっと辛口の意見で申しわけないのですけども、やはり今、太陽光発電も風力発電も非常に高コストの導入をしてしまったという現実に基づくちょっと反動があって、高くなるという意識が強いような気がします。やはり、気持ちではなくて、現実を調べていただいてどうなりそうかというのをよりよく見ていただきたいかなと思います。

最終的には、ここでいろんなコストがセットされると円/キロワットアワーに当たるものが計算できる用意ができると思います。国内でも例えば風力発電は11円そこそこで導入してきた歴史や、国外では10円をはるかに割っている風力がたくさん使われているという事実もあります。なので、最終的に出てきた円/キロワットアワーを海外または国内のかつての安い例と比較して、本当に我々、いい数字を設定できたのかというのは、その段階でもやはり再チェックをしていただきたいかなというふうに思うわけです。

次に、火力のコストについては大体わかりました。これで結構だと思います。ただちょっと、使わないなら使わないで構わないのですが、実際には石炭にはいろんな銘柄があってそれなりの費用があります。ここではきっと一般炭というのをやっているはずなのですが、ほかはやらなくてよいということであればやらなくてよいように、はっきりさせていただければいいかなと。実はこんなものもありますという、ちょっとややこしい話になるかなというふうに思います。

その次が火力発電、揚水関係の指摘事項についてというところですが、まさにご検討いただいたように、調べていただいたように、火力発電、現状があって将来の可能性を持っているというところは非常に重要なところだと思いますので、こういうことをすることによって、全体としての系統安定化コストはそれなりに抑えられる可能性があるということは非常に重要な点だと思います。

揚水については、ご検討の資料にあるように、再生可能エネルギーのために動くという姿が将来の、もうほとんど間違いない姿であります。そのときのコストをどう考えるかということについては、どっちにつけるかということに関してはここで余り申し上げませんが、例えば揚水発電、昼間揚水をしていて、例えば出力予測が大きくはずれて供給量が足りなくなった。そのときにはその揚水を軽減すること、または切ることによって安定化を保てるというような話もあります。ですから非常にたくさんの付加価値というのがありますから、そういうものをどこに、価値をどこに持っていけばいいのか、価値を持っていったので費用をどこに負担させればいいのかという

のはやっぱり非常に難しいかなというふうに感じております。

以上です。

○山地座長

ありがとうございました。

では増井委員、お願いします。

○増井委員

おはようございます。どうもとりまとめありがとうございます。

私のほうからも何点かございまして、まず資料1の太陽光・風力に関するところなのですが、これも松尾委員あるいは荻本委員がおっしゃりましたように、かなり幅がある、将来の見通しについての幅があるということ、並びに国内の、特に今回は固定というふうにされております設置工事費のところについて、ここについて少しコメントをさせていただきたいのですが、この幅があるところに関しましては、ほかのコスト、特に私が2回目のときに発表させていただきましたCO<sub>2</sub>の価格ですとか、そういうようなところとかなり関連している、また後ほどコメントさせていただきます揚水的前提、そういうようなところともかなり関係していますので、コストを計算するに当たってどういった前提でどれぐらいの普及を見込んだ上でのものなのか、このあたりは明示しておかないとかなりミスリードしてしまうのではないかとこのように思っております。それが1点目です。

2点目の、国内の設置工事費のところに関するところにつきましては荻本委員と全く同意見でして、いろんな工夫なりコスト低減というようなものがもっと広がってくると、普及率が高くなってくると低減されてくるだろうというようなところは容易に考えられますので、このあたりももう少し精査していただければなというふうに思います。

ちょっと聞き漏らしたのかもしれないのですが、資料1の6枚目のところに、技術開発に関する低コスト化に向けた取り組みという参考資料が示されておりますけれども、今回この資料、このページ、6ページ目の位置づけというのはどういうふうにお考えなのか。すみません、ちょっと聞き漏らしたのかもしれないので、もう一度ご説明いただければと思います。

揚水、続きまして資料3のところなのですが、揚水に関しましては先ほど申し上げましたように、どれぐらい実際その太陽光なり、特に太陽光、そういったものを見込んでいるのかといったことによって、実際どれだけ設備を使うのかということが大きく変わってきますので、このあたりも前提として上げられる数字、想定というのを明記していただきたいというのが1つと、これまでも議論ありましたように、揚水発電を新たにつくる場合と、既存のものを使う場合とでやはりコストの考え方、体系というのは全く変わってきますので、この辺も将来の見通しとして

実際揚水をこれだけつくらないといけないというような、そういう見通しというようなものがございましたら、それもあわせてお示しいただければなというふうに思います。

揚水のコストに関するところなのですけれども、私個人的にはやはりなかなか分けることはできないのではないかと、特に、すみません、揚水だけではなくて火力の調整のところもそうなのですけれども、なかなか分ける、この太陽光発電、あるいは風力発電の調整というようなことについて、それに対してコストがこれだけかかるというふうなこと、なかなか分けることが難しいのではないかなというふうに思いますので、もちろん国民全体としてはこれだけの費用負担が発生するということではあるのですけれども、全体としてこれぐらいかかって、それぞれ個別にはその費用の増加というのを割り振らないと、場合によっては単なる需要の変化というふうなところでの調整というのものもあるでしょうから、なかなかこのためだけにというふうなのは評価しづらいのではないかなというふうに思っております。

以上です。

○山地座長

では秋池委員、お願いします。

○秋池委員

太陽光と風力のところなのですけれども、国内でかかる設置工事などの役務を中心とするような費用につきましては、上がる要因もあるし下がる要因も、時間の経過を見ますとあるのではないかと思っております。ご指摘ありましたような、安くやるような努力というのは当然あると思うのですけれども、一方で人件費は上がっていく傾向にあるということでもありますとか、種々のインフレというものの影響などもございます。そういう意味では、私は両方の効果を合わせて横置きというのは一つの考え方なのかもしれないというふうに思います。ただそこに普及の度合いというものがどのぐらい影響を及ぼすのかというのがちょっと今わかりかねる部分がございますので、そこはご検討いただければと思います。

それからものの部分、これを国際価格に収れんさせるかどうかということなのですが、当然これも普及の度合いにもよるのかもしれないのですけれども、全く国際価格と同じになるかということ、そこに日本独特の法令でありますとか基準のようなもの、あるいは修理の水準みたいなものが海外と違って課されている部分があるのであれば、全く、それがもしかしたら国内分の費用のほうに設置費用などのほうに入るのかもしれないのですけれども、何か法令によって海外と全く同じ仕様ではなくて、多少何か追加的な仕様が必要になるとか、そういうようなことがあるのであればそれは配慮をすべきなのではないかというふうに思っております。

あと揚水のことですけれども、これ震災前と現在ですと使い方も変わってきて、現在は需給の

逼迫ということもありまして使い方も変わってきているのだと思いますし、将来再生可能エネルギーが入ってくることによる変化があると思いますので、それを配慮した形で試算をしていただけるようにお願いします。

○山地座長

では山名委員、お願いいたします。

○山名委員

ありがとうございます。

まず、再生可能、太陽光・風力のコストについては今何人かからご意見ありましたが、国内生産比率ということが2ページ目に注意が必要だということが書いてあります。今、秋池委員おっしゃったように、多分国内生産比率が落ちてくると、多分今までも減少傾向にあると思うのですが、ここに出ているデータはプライスですよ、これ。イタリアとかドイツかというの。ドイツは国内生産比率がかなり落ちて、中国から輸入とかにかなり偏っているというふうに聞いているんですが、結局国内の太陽光パネルの生産品が2030年ぐらいにゼロになってしまうと。国際価格に収れんしていくときに、国内生産者がそれだけの競争力を持って他の国と戦っていければ素晴らしい話ですが、発電効率が高いものをつくるとか、品質の高いものをつくるということも含めて考えると、国内生産がどこまで対抗できるかというのはやっぱり頭に置いておく必要があって、完全に国際価格に収れんするということは国内メーカーが完全に負けることを意味しているのであれば、本末転倒というような気もいたします。さりとて自由競争のもとですから、国内を買えというわけにもいかず、何かそこについて配慮が必要ではないかと思います。

それから、次に燃料コストの感度を出していただきましてありがとうございます。結局天然ガスが石炭の2倍の感度を持っているということはかなり大きな示唆でありまして、これは2020年を起点に考えていただいているというふうに理解しておりますが、大して変わらないでしょうが、多分2030年で考えておく必要があるのではないかという気がいたします。大事なことは、2030年時点で今基準カーブとして考えている燃料上昇カーブから2割あるいはそれ以上の上振れと下振れもあり得るということです。ですからコストワーキングとして出すときには2030年時点で考えられる燃料価格はこれぐらいであって、そのときに2割上がったときにはどれぐらいの発電コストとして上がるかというのを数値として付記する必要があるのかなというふうに思います。それが2つ目です。

次に火力の応答の話を出していただきまして、これは非常に大きな示唆を含んでいると思います。資料の3の1ページ目に、ガスタービンの応答性と、それからUSCの応答性とかが全部比較されていまして、特に週末休んだ後の応答が悪いというようなデータもここに出ているわけで

すね。このデータは、多分ミックス側の議論で出るのかもしれませんが、コスト側においてどう見るかというのはやっぱり、かなり奥深いものがありまして、といたしますのは、例の太陽光が昼間にかなり入ってくるケースを考えたときに、それを何が調整をするかというときに、今、火力プラントメーカーからいうと出力を低く抑えることと、それから対応速度を上げるという対応をとろうとしているということですよ。その動かし方をしていくということは、この調整をまさに何が持っていくのかと。これがG T C Cがかなりたくさん入ってきて、今後 2030 年にガスタービンが高効率なのがどれぐらい入るかという見込みもある程度持っておかないと。多分今の、現状あるプラントが老朽化していって変えていくから、変えていく量がどれぐらいかって見ると、LNG火力がG T C Cに変わっていけるというのは 2030 年でどれぐらいあるかということが多分かなり大事だと思う。つまりG T C Cが調整能力を持つぐらいの規模入れるのかどうかという話。そうすると今度は石炭が、ガスが余り応答できない場合には石炭が調整も担うというようなシチュエーションが出てくるということですよ。ベースロードとして考えていた石炭がかなり調整も担うと。石炭をかなり低出力で何か待機させているようなことがあったり、早く立ち上げるような運転が入ってくる。ということは、今考えているような火力の運転パターンとかかなり変わってくるということを意味していて、それは相当、その設備利用率で表現するのか、あるいは何かエクストラで表すのかは別として、かなりコストの表し方としては配慮が必要かなど。簡単に言えばこれは結局 2030 年時点における広域連携、広域調整のメリットオーダーの考え方をどうするのかというような全体での考え方もある程度クリアにしないと、それらの発電装置に対するコスト的な負荷が読み切れないという話になって、前に戻りますが、鶏か卵かの話になっちゃうわけですよ。コスト側が鶏で、ミックス側が卵なのか、ミックス側が鶏で、コストが卵なのかって、よくわからん話になってくると。そこはこのワーキングとして出し方に注意が必要だというふうに思いました。

それから揚水のほうについて申し上げますと、先ほど風力に関しては風況ができるだけいいところを選んだ上で、それに実態に合った発電効率を使っていくような配慮が必要だと、そのとおりだと思うんですよ。しかし風力については風況というのは全国的にかなり見えていて、やっぱりかなり北のほうに来るでしょうということになりますよね。そうすると北のほうに風力を、設備利用率の高い風力をたくさん北のほうに入れていくということは、その調整をさっきの火力側で調整するのか、あるいは発生元のほうで揚水を増やしていくのかというような大きな判断が伴うということを意味しますよね。そうするとさっき本当に議論ありましたように、揚水を新たに作るというオプションが出てくるわけですよ。北に風力を増ふやすんであれば、北に揚水を増やすのかという話になってくるような気がします。そうなってくると、これは北に作る風力のため

に揚水が必要になるということなんで、これは風力のためのコストと考えざるを得ないところが出てくるのではないかというふうに思います。現在、東京周辺にある揚水をうまく使うという分には、それはもう既にあるものだから、それをあえて風力のほうに入れる必要はないというふうに考えます。

以上です。

#### ○山地座長

ありがとうございました。

まあ、鶏と卵の件は、調整コストはミックスに依存する、ミックスに依存して調整コストも変わってくると、これはおっしゃるとおりだと思います。ただまあ、これは前回でしたか、議論したように、過小評価になるという指摘はあったけれども、全国一本で調整コストをとりあえず計算しましょうということで、時間の制約もありますしね、ということで進んでいるということですね。

それから石炭のスタート・ストップ、このコストに関しては前回も説明もあったように計算するというのでございます。

あと、増井委員から質問もありましたが、荻本委員、上がっているのは、もう一度発言ご希望ですか。

じゃ、どうぞ。

#### ○荻本委員

皆さんの話聞いていて、余り言ってもしょうがないことなんですけど、やはり系統安定化コスト、今出たものをどこの費用にするのかというのはなかなか判断が難しいことなんですけど、本当にどこでどのくらい出そうなのかということ強く認識した上で整理しないといけないという、それを申し上げたかった。メリットオーダーという言葉があつて、今までは、発電電力量当たりの単価の安い電源を使うということの意味していたんですが、将来のことを考えると、先ほどから出ている需給調整をするという機能を含めて安いセットを選ぶということに、そもそもの定義が変わってきているんだと。なので、ちょっと厳しいコメントなんですけど、我々、円/キロワットアワーを出すというのがコスト検証委員会のミッションでやっているんですけども、それには一定の限界がもう見えているんだと。それが「系統安定化」と今は呼ばれていると。そういうちょっと大局観をしっかりと把握しないといけないかなと。今までのようにメインに円/キロワットアワーがあつて、それにちょっぴりアンシラリー的に調整コストが乗っかっているというような世界からそうでない世界に行こうとしているんだということをより強く認識したほうがよいかなと。

すみません、そのことです。

○山地座長

そのとおりだと私も思っております。

一通りご発言いただいて、先ほど資料1の6ページの技術開発のところの説明、もう少しというご要望もありましたので、それを含めてちょっと事務局で今ご対応できるところはお願いしたいと思います。

○奥家需給政策室長

ありがとうございます。

まず荻本委員のほうから国内価格、いわゆる太陽光・風力の設置に関する国内の費用のところ、こちら増井委員、秋池委員からもご指摘をいただいております。一応今回お示しをしているのは一定ということでお示しをしておりますが、何らか反映するというものを検討はさせていただきたいと思います。一方で秋池委員、おっしゃったとおり、人件費の上昇とかインフレとか、そういった事情、当然あるということと、国内事情が一番強く反映される部分でもあるということ踏まえる必要はあるんだろうというふうに思っています。

荻本委員のほうから風力の利用率ということをごさいますて、こちらのほう、率直に申し上げまして風力の利用率は場所によってしまう、もう決定的にその一言に尽きてしまうので、一定で設定するというのももとの難しさがある中で、調達価格算定委員会のほうで20%で置いているということで、これはある種の合理性を持った上で一回決めているということで、これで実際の運用が行われている。その上で、さらに設備利用率をどういうふうに見込むのかということ、ここなかなか悩ましいところがあった上で、今まさに特定できるデータという形で考えていった場合に23%という形で使わせていただくのが妥当ではないかというふうに思っております。それ以上の数値というものを、個別のデータなどでいろいろ探るということではできるかもしれませんが、それが一般的なものとして適用していいのかどうかとか、そういったところはやっぱりあるのではないかというふうに思っております。

同じく荻本委員のほうから石炭について銘柄があるということで、全くおっしゃるとおりでございますまして、それぞれの石炭火力発電所は、硫黄分とかそういったものを含めてみんなブレンドして使っているということであったりするわけでございますけれども、前回の2011年検証委でも一般炭ということで置いて計算をしているのでそのところは前回の考え方を考える積極的な理由もないだろうと思うので、そこは前回と同じ考え方で整理をさせていただきたいというふうに思います。

続きまして増井委員のほうからまさに将来見通し、価格低減についてどういうふうに見るのかということをごさいますて、これはやっぱり幅を持った形で表現するということになるんだと思



います。どういった前提を置くのかというのは非常に重要なポイントになってくるということでございまして、まさに累積生産量のところについては、バックキャスト型のところを本当に使っているのかとか、そういったところをよく考えてみる必要があるのかなと思います。一方で、実は燃料価格のところについては、WEOの新政策シナリオをベースに置いた形で計算をしているということで、全体のストーリーを一本にするということになってくるとやっぱり新政策シナリオをベースに考えつつ、そこからの幅というような形で考えるのが実は一番論理的な整理になってくるのかなというふうには考えております。

資料1の6ページでございます、技術開発の動向について、これは第2回の際にも一応技術開発のところについてご紹介をしていたんじゃないかな、第2回的时候も、2011 検証委的时候も、こういった将来技術はありますというような形で報告書のほうにも触れられておまして、C I Sでありますとか、もしくは量子ナノドット、そのようなものについてご紹介をさせていただいたので、今回も一応参考資料という形でご紹介をさせていただきました。ここのところの想定も使うのか使わないのかということになってくるわけでございますが、2011 年の検証委において、やはり次世代技術のところについて読み込むということについては、やはりちょっと慎重であるべきだろうという形で、一応参考として報告書の中には紹介はされておりましたが、コスト検証においては使われてはいなかったというものでございます。今回も一応参照、2011 年のコスト検証委で参考とされていたものが、技術ロードマップの見直しなど行っているということで、一応最新の状況についてこういった取り組みがどうなっているのかということをご紹介をさせていただいたということでございます。

続きまして、揚水のところについてでございます。揚水のところはまさに鶏と卵というお話がございました。導入量次第で役割の見え方も相当変わるんじゃないかということでございます。そこのところは調整力の全体のボリューム感も入ってくる量によって相当見え方が違ってくるところでございます。鶏と卵ということになるわけでございますが、あくまでもこのコスト検証ワーキンググループのほうは、ミックス、長期エネルギー需給見通し小委員会のほうに参考となる資料をお届けしないといけないということになってきますので、調整コストの部分について何らかの前提を置いた、幾つかの前提を置いた形でお示しをするとかそういったところの工夫をしていくというようなことを考えていく必要があるだろうと思います。

メリットオーダーの考え方が変わってきていて、まさにキロワットアワーよりもむしろキロワットの価値を捉えていけないといけなくなってくるというところを視野に入れないといけいないというのは非常に重要なポイントでございます。これからまた考えていけないといけいないんですが、政策面でこういった形で対応していくのかということと連動する世界になるので、コストワー

キング側でこのところに対する答えを求めていくのはちょっと難しいとは思いますが。ただ一方で、山名委員のほうからご指摘がありましたとおり、設備利用率のほうにある程度はね返して表現できないことはない部分はあるとは思いますが。その際に各火力の電源についてどれぐらいの設備利用率というところについて 2030 年時点でどれぐらいの設備利用率のところを真ん中だというふうに認識するのか、そこをどうお見せするのかというところは一つポイントになってくるんだらうなというふうに思います。

最後に山名委員のほうから 2030 年時点での燃料費をという、考えて想定するべきじゃないかというご意見をいただきました。本日も紹介をさせていただきました資料 2 のほうにもう一回戻っていただければと思うんですけども、2 ページ目でごらんいただいていますとおり、2020 年時点で上下 10%、上下 20% の差が中心シナリオからずれて、その後ずっと同じように中心シナリオに対して低い状態で推移するというので考えているケースでございますので、2030 年時点も同様にそういった意味では 20%、もしくは 10% 上にいる、下にあるということをここでは表現をさせていただきます。実際にこの 10% 減、20% 減の状態を 2030 年時点で実現するというふうに考えた場合には、このカーブがやや緩くなってきて、全体のコストの関係で申し上げますと、燃料費の全体、セキチを総発電量で割るという形になりますので、2030 年時点で 10% 上下しているという形になった場合には、この 10% 当たり 0.4 円、0.9 円、1.6 円というのはもう少し小さく出てくるということになるということでございます。

とりあえず事務局からは以上です。

○山地座長

では荻本委員、どうぞ。

○荻本委員

2 つ、利用率について 23% というのはわかりました。今言われたとおり、場所によっても変わるというものを説明の中に加えていただければと思います。

それから燃料価格についてはこの石炭は一般炭であると、褐炭じゃないということを表示していただいて、それは何も褐炭を将来のオプションから除くとかいうことではないんですけども、それは書いていただいたほうが分かりやすいかなと。

○山地座長

わかりました。

では資料 1 から 3 についての議論はとりあえずよろしゅうございますでしょうか。

では後半のほうの資料 4 から資料 6 まで、資料 4 が C C S の海外動向、資料 5 が原子力発電、資料 6 は発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に関する対応についてでございますが、

この説明をお願いいたします。

○奥家需給政策室長

それでは事務局のほうから資料4、資料5、資料6についてご説明をさせていただきます。

まず資料4、CCSの動向ということでございます。委員の皆様方からCCSの動向についても把握をした上でコスト認識をするべきかどうかの議論をするべきではないかというご指摘がありましたので、一応今回ご用意をさせていただきました。

1ページでございます。IAEAのEnergy Technology Perspectives 2014のほうでは、CCSの必要性は強調されています。今後のまさに温暖化ガス対策として重要なものとして必要性が強調されている一方で、技術の進捗については遅々としているということで、さまざまな取り組みをしていく必要があるだろうということを述べているということでございます。その中で、Energy Technology Perspectivesの中では、炭素価格が100ドル/トン前後のケースの場合には、ガスコンバインドでCCSを導入した場合でも競争力が出てくるというような評価をしているということでございまして、やはりなかなか炭素価格が相当上がってきて、それによってCCSの導入というのが現実的な形で入ってくるだろうということでございまして、今の段階でコスト認識をさせて、今回の火力のところにはCCSのところを積むというのは正直なかなか難しいというところはございます。

次の2ページをごらんいただきたいんですけども、世界のCCSプロジェクトの状況ということでございまして、現在53プロジェクトがあって、そのうち13プロジェクトが実際に動いているということでございます。アメリカのEIAでは、CCSをつけているIGCCとつけていないIGCCのコストについても一応分析をした形で示しております。その際の価格差というのがキロワットアワーで大体3円程度ということで、先ほどのIAEAのTechnology Perspectivesとはややちょっと評価が違うということでございます。

こういったところを鑑みるに、稼働中のプロジェクトを見ますと、3ページをごらんいただきたいんですが、実際にどのような形でプロジェクトが進められているかという、多くのケースはEORという形で既にある穴に対して二酸化炭素を使ってより石油でありますとかガスを抽出するというような形で使っていると。その他、ノルウェーやアルジェリアについては、海底の塩水層を使っているわけですけども、こちらも天然ガス生成に伴って発生するものを埋めるという形になっておりまして、日本のようないわゆる資源産出国ではないケースの場合に、地下に貯蔵する、貯留するようなケースのコストというのが具体的に見えてくるようなプロジェクトはないということでございますので、率直に申し上げまして今の時点においてCCSのコストを割り出すのは極めて難しいという状況にあるということでございます。

続きまして、資料5、原子力発電についてでございます。まず冒頭1ページ目でございます。原子力発電について、特に委員の皆様方の間でご議論いただいているさらに整理が必要であろうということで整理をさせていただいているのが追加的安全対策費用と事故リスク対応費用ということでございます。

追加的安全対策費用については基本的にモデルプラントに追加的安全対策費用のすべてを積みというのはさすがにやりすぎであろうということでそこを整理するべきであるというような形で一応方向をお示しいただいております。

また、事故リスク対応費用のところについて、共済方式の算定根拠、こちらについて追加的安全対策が行われていることとの論理的な関係を明確にするべきではないかという一方で、なかなかその算定根拠を変えるに当たってのその理由づけのところというのが見つけるのが難しいのではないかなというご意見をいただいている、このところを再度ご議論いただきたいということでございます。

追加的安全対策費用についてでございますが、3ページに基本的考え方ということでございまして、第3回でご議論をいただいた内容について整理をさせていただいております。

4ページに移らせていただきたいのですけれども、その考え方を踏まえた上で、前回もご紹介をさせていただきましたが、11項目、38細目について実際の計上している費目の内容を確認してモデルプラント計上すべきか計上すべきではないのかということ整理していきたいというふうに考えております。

その際、今の段階で電力会社に聴取をした結果として追加的安全対策費は1基当たりの総額で約1,000億円というオーダーでございます。前回1基当たり194億円で乗せておりますので、追加的安全対策に対する投資というのはかなりの規模で行われているということでございます。この1,000億円という値について5ページ、6ページでご紹介をさせていただいておりますとおり、各11項目38細目のチェックをかけ、それぞれについて算入する場合にどれぐらい算入するのか、そういったような現在精査を進めているところでございます。

続きまして、事故リスク対応費用ということでございます。8ページをごらんいただきたいと思っております。前回まさに事故リスク対応費用のところについて2011年時点でどの程度追加安全対策が行われることを前提として事故リスク対応費用を考えたのかということで、委員の皆様方でもさまざまなご意見があつて議論が割れていたということでございます。

改めまして、2011年の検証委員会当時どういう議論があつたのかということ事務局のほうで整理をさせていただきました。2011年検証委で議論されていた中で第6回の資料の中にまさにこのところについてどう考えるべきかということで委員のほうから追加的安全対策によってどの

程度安全になるのか考え方を明確にしてほしいというご意見があり、事務局のほうからの答えとして、現時点において定量的な分析はなされていないということで、ここのところは一つ打つけになったままでございました。

それを踏まえた形で検証委員会の報告の中でどのようにまとめられていたかと申し上げますと、追加的安全対策については1位、事故リスクとの関係を精査すること、2つ目、新たな安全規制が明らかになればその効果を勘案すること。こうしたことが考えられるが、現時点では双方とも回答できない、したがって今後の課題として整理するというところでございまして、追加的安全対策の効果のところについて一定の意識を持ちつつ、その効果を持ち込んだ形の事故リスク対応費用の0.54円というものに対する関係性というのを明確にできなかったというところでございます。

続きまして9ページです。新規規制基準と緊急安全対策ということでございまして、2011年、そして現在、さらにその前という関係性についてでございますが、今現在の段階で安全対策とそれによる効果のところはどう見えているかということで、第3回でご紹介をさせていただきましたが、改めましてここでご紹介をさせていただきます。

安全対策実施前のPRA、こちらのほうは評価を行ったということでございます。それが赤で囲まれている部分です。

続きまして、2011年時点で把握をしていたのはこの緊急安全対策等ということでございまして、放射性物質の拡散抑制でありますとか炉心損傷の防止、そういったことでございます。

新規規制基準によってさらに安全対策という中で加わってきている、その中で30項目程度ある中の一つとして、この格納容器破損防止対策がどの程度効果を与えるのかと、一部について解析を行った。ここのところについてデータという形で把握をできたということでご紹介をさせていただいたということでございました。

10ページでございますが、それを踏まえた形で共済方式の算定根拠ということでございます。現時点について申し上げますと、改めましてですが、対策前のPRAの評価のデータはあるということでございます。対策実施後の評価については感度解析を30項目以上の中の一つ、一番効果があると思われるものについての定量分析の感度解析の結果のデータはあるということでございまして、したがって、ここの安全対策実施前のPRAと感度解析後のPRAの相対関係を踏まえた形で共済方式の算定根拠について考えることはできないだろうかということでございます。

参考資料という形で11ページ、12ページ、13ページつけてございます。11ページは前回ご紹介をさせていただきましたPRAの評価と感度解析の実施結果でございます。12ページなのでございますが、それを簡略化したのと新たにデータとして加えさせていただいております。川内1、

2号、高浜3、4号の安全対策前のPRAの平均値が4,500分の1でした。これに感度解析、30を超える事象のうちの一つを行ったことによってそこがどれくらい改善されたのかということで8,400分の1。さらに、現在申請中で審査を受けているもの、泊でありますとか美浜、そういったものについての安全対策前のPRAは5,200分の1。それに対して一部同じように感度解析を行った結果として1万2,100分の1という数値が出てきております。

この関係性を相対的に捉えた場合に、安全対策実施前に対して川内、高浜の平均の場合には約1.8分の1に低下をしている。さらに把握ができる感度解析を行った結果の相対関係は2.4分の1に低下をしているということでございまして、こちらのデータを反映させることができないだろうかというふうに考えてございます。

13 ページでございます。また一番初めのところに議論が戻るわけでございますが、前回2011年検証委員会においても追加的安全対策費と事故リスク対応費用の関係性についてはご議論がされて、やはり関連性については意識がされていたというふうに理解をしております。そう考えた場合に、この追加的安全対策費と事故リスク対応費用というのは原子力発電について安全に関するものとして認識しなければいけないコストとしてどういうふうに捉えていたのか、これが0.24円、0.54円の0.78円kWh以上という形で把握をされていたということでございます。

今回追加的安全対策費につきまして、先ほどご紹介をさせていただきましたとおり1基当たり、億程度かかっている中で、それを整理して追加的安全対策費が整理をされます。これは当然のことながら増加するということになります。

今回事故リスク対応費用のところについて先ほどの相対関係を反映させた形で把握をした場合、この追加的安全対策費と事故リスク対応費用の総額が前回に対してどういう関係性に立っているのかということもまた一つ把握をしないといけないポイントになるかと思えます。

さらに、事故リスク対応費用のところ、追加的安全対策費につきましても今後またはっきりしてくる。事故リスク対応費用については全体のPRAが明らかになってくることでデータに基づいた判断がより正確に行いやすくなった際にもう一回またそれを捉え直すということを考えるべきであろうというふうに考えてございます。

続きまして、資料6でございます。当ワーキンググループに客観的なデータを寄せてもらって、それを踏まえた形の議論もできるようにするべきではないかというお話があったことを踏まえまして、1カ月強情報の提供を求めてまいりました。その結果というものをとりまとめてございます。それが資料6でございます。幾つかご議論いただいているのですが、例えば独自で試算を行っていてデータの根拠が明らかでなかったり、もしくは事象が過去のもので既に現在の検討においてはそれも飲み込まれた形で検討されていたりすることがあるので、加味をすることが適当で

はないというものが比較的多かったのですが、2ページ、石油火力の発電コストについて発電効率の見立てですが、前回のコスト検証委の Call for Evidence においても実は同じ意見が出されていて、事務局のほうからはそれを踏まえますという答えをしていたということでございます。

改めまして意見をいただきまして、私たちのほうで精査をさせていただきました。石油について、石油コンバインドサイクルが機能した場合の熱効率の改善を反映するかしないかということでございます。結論から申し上げますと、2030年についてはそういった発電施設の建設可能性がないとは言えないということで、そこは反映したいというふうに思います。一方で、2020年について前回の2011年の際には反映するというふうにお答えをしているのですが、今の段階において石油コンバインドサイクルの建設計画がないということでございますので、2020年についてこれを反映させることは適当ではないだろうというふうに思っております。

また、最後のページでございますが、政策経費の中で高速増殖炉の扱いについてまさに原子力発電のサイクルの一環の中に位置づけられるものであるということなのだから政策経費として計上するべきではないかというような意見をいただいております。一応科学技術白書とかそういったものを論拠としていただいております。これについては引き続き検討させていただきますということで整理をさせていただきました。

事務局からは以上でございます。

#### ○山地座長

どうもありがとうございました。

それでは、今説明いただいた資料4から6について委員の皆さんのご意見を伺いたいと思います。

なお、秋元委員と松村委員は後半からのご出席なので、もし資料1から3までについてもご意見があればあわせてご発言いただくことは結構かと思いますが、時間も押していますので発言はできるだけ簡潔にお願いしたいと思います。

では、ご発言ご希望の方はネームプレートを立てて意思表示をしていただければと思います。

松尾委員からどうぞ。

#### ○松尾委員

ありがとうございました。1点のみ、事故リスクに関して発言したいと思います。

前回私中途半端に申し上げて余りよくわからないことを言ったかもしれないのですが、前回行ったことをもう1回繰り返しますと、基本的に全くこの問題について知らない人が考えたときに、日本で1500炉年に1回事故が起きたから、それを用いてやるのが当然だと思う人が多いと思うのですが、それは私が前回申し上げましたように、1回の事象で頻度を評価するというのは方法論

的に間違っているということ。それはやはり全く考慮しないわけではないけれども、それのみでやるのは適切ではないだろうというのが1点。

それからもう一つ私が前回申し上げたかったことは、リスクプレミアムと言われるものですね、これはもしかしたら私だけの意見かもしれないのですが、一般的に思われているものほどリスクプレミアムは大きくないのではないかというのが私の意見です。なぜならば、一般的に原子力の事故に対してリスクプレミアムが非常に大きいというふうに言われるが、一般的には保険ということが念頭にあるからそういうふうになっているのですが、ただ、保険というのは個人がより大きな経済規模を持つ保険会社にリスクを預けるからそこでリスクプレミアムが発生するのであって、今我々が考えているのは国全体、国民負担ですので、逆に保険会社よりもずっと規模が大きい。そういうことで言うと、一般的な保険ということ念頭に置いて高額なリスクプレミアムという印象を持つのはそれは多分間違いであろうというのが私の意見です。

したがって、リスクプレミアムは一般に思われているほどは大きくないのではないかと。もちろんそれが全くないというわけではないのですが、というふうに私は考えています。

ですので、基本的な意見として、これも前から申し上げているところなのですが、この問題に関してはまず重要なことは、保険とか原子力賠償法だとかそういったものとはとりあえず別の話をしているのだと。原子力の潜在的な事故というものが国民経済に対してどれぐらいの影響を与えるのかということ、サイエンティフィックにできるだけ正確に評価しようという試みが、我々がなすべきものであるというふうに私は考えています。したがって、保険ですとかそういったものとは別の問題であるという認識は必要で、それはやはり明記すべきであるというふうに思います。

PRAのことを書かれていますけれども、PRAもやっている途中で今度またどんどん進むわけですし、それから事故発生頻度の評価手法についても今後検討の余地がありますので、やはりなるべく科学的に正しいやり方というものを目指して今後ともやっていくべきであろうというふうに思います。

ただ、では今回どういうふうにまとめるのかということについて、事務局案が今回出されているものだということに思っています。ここに今回お示ししていただいているものだけで見るとPRAのことがかなり書かれています、基本的にはこのPRAということ言うと、前回か前々回の資料にありましており、福島事故相当の被害額というのはレベル2のPRAに相当するものであって、それだと本当は10万炉年（に1回程度の発生頻度）になってしまうということで、PRAだけで見るとそうなると思うのです。ただやはり、先ほどとはちょっと逆のことを申し上げますが、実際に1500炉年に1回日本で事故が起きたと、これはやはり重く受け止めなければ



いけないので、PRAだけでやるのも適切でないであろうということであって。多分あくまでも折衷案としてここに書かれているような、例えば、私が読んだ限りでは感度解析で追加安全対策をすると最低でも2分の1ぐらいになるので、前回の2分の1ぐらいにしましょう、例えば2000炉年を4000炉年ぐらいにしましょうというそういう案だというふうに私は受け取ったのですが、例えば相場観としてはこれぐらいでもいいのかなというふうに私は思います。

実際に世界全体で見ますと、日本だと1500炉年に1回なのですが、世界全体で見ると1万5000炉年の運転経験がある中で、これも事故の数え方によりますが、仮に福島とスリーマイルとチェルノブイリと3回事故があったとしますと、5000炉年に1回ということになりますので、大体相場観としてはそれぐらいでもいいのかなというふうな印象を私は持っています。が、あくまでも、これも何度も申し上げますが、あくまでもサイエンスというのは相場観で決まるものではないので、引き続きより正確な評価を目指して検討していくことが必要ですと、これは確実に認識すべきだと思うのですが。その上で、今回はこれぐらいで落とすというのにはあり得るのかなというふうに私は思います。

以上です。

○山地座長

では、山名委員、お願いします。

○山名委員

今事故対策の話が出たので、その話からお話ししたいと思いますが、前、2011年にコスト検証で議論したときのことをいろいろ思い出しておたわけです。それで、この2000炉年にしたときの感覚は、今、事務局も言っていたと思いますが、まだ追加安全の中身がよくわからないときにさりとてもっともっとしっかりした原子力でないとだめだねと。ですからして2000炉年ぐらいのある意味で追加対策が決まってないときであるが、2000炉年ぐらいの厳しいことを考えた上で積み立てを考えようという漠とした考え方だったというふうに思っております。

この考え方は保険云々というよりは、これぐらいのものをコストとして電気事業者がカウントしておかないと原子力発電事業としてはまともではないよというある種の標準値として出すわけです。これぐらいのことちゃんと最初から覚悟して積んでおきなさいよと、もちろんそれは使わないことになるのが一番いいわけです。

そういう漠としたものを出していくということになると、原子力というのはある意味である特殊性があると考えるわけですね、普通の人はそう考える。プレミアムという言葉はどう解釈するかというと、私は2011年に2000炉年と置いたこと自身がさっき言ったようにかなり厳しめのセンスを入れていたと、それをプレミアムと称するかどうか知らんけれども、原子力としてある覚

悟を持ってよというものを置いたと理解しているのですね。

先ほど事務局から話があったように、原子炉に安全対策が施されて物理的に明らかに事故の発生確率は落ちていると思いますし、特に指摘したいのは津波対策ですね。今回の福島の事故というのは津波で起こっているのです。その津波に対する防御が甘かったということは事故の根本問題であります、少なくとも自然災害、つまり不確定性のある自然災害に対する備えというのは相当強化しているのですね、防潮堤であれ非常時の電源であれ。ということは、福島の事故以前から見れば明らかにその福島で起こった津波に対してすらかなりの措置がなされているということやはり斟酌すべきだろうと思います。

それはさっきの炉心損傷PRAで2分の1になるということとは直にリンクはしていないのですけれども、それを一つの参考数値として扱えば、少なくとも半分以上ぐらいの事故が起こらない状況に持ち込んでいるということは間違いなくあって、そのために1,000億円の設備投資をしているということをやっていると、これは実態だと思います。

しかし、本当にPRA全部入れてしまうとこの事故対策コストはゼロになってしまうのですね。何十万分の1になってしまっただけで。それではさっきの原子力はやはり何かあったときのために事業者が備えさせるという倫理が働かないので、やはりあるものをボンとエイヤで乗せておくのが正しいだろうと思います。

そういう意味では前回との関係で、私は半分ぐらいかなというのは今持っている感触であります。個人的な意見として申し上げます。

次にCCSですが、きょうのお話を聞くと我が国ではCCSはできないというお答えであったように思います。2030年では見積もれまいとおっしゃいましたが、穴がないのだからできないだろうというふうに聞こえるわけですね。結構です。できないのではカウントできないから2030年CCSは評価対象から外すということはしょうがないだろう。ただし大事なことは、世界は今2050年にCO<sub>2</sub>を半分にしようと、IPCCのコードを見ればそうなっていて、その中にはCCSとか積極的な二酸化炭素対策というのはやはり国際的に入っているわけですよ。それが我が国ではできない。であれば、2030年にそれをカウントしないでコストは出しますが、2050年ぐらいを見たときに本格的なCO<sub>2</sub>削減というのは抜本的に必要ですよというミックス側の深い宿題を残すということを意味しています。つまり、省エネとか場合によっては原子力とか、それから再生可能が増えるのであれば増やしていくというような非常に大きな宿題が残っているということ強く認識すべきではないかというふうに感じました。

以上です。

○山地座長

では、荻本委員、お願いします。

○荻本委員

まず、CCSについては国内でやるのか、それともやりやすい場所で実を取るのかというオプションがあると思います。今のところは日本としては技術としてはキープするけれども、将来のミックスに直接入れるかどうかはまだ議論未了というふうに私自身は感じております。

それから、原子力発電の対策の反映については前々回でしたでしょうか申し上げたように、何らか対策を打つ、努力をするということが何らかのレベルで反映されるというのは私自身は非常に大事なことだと思っております。本当は素直に反映するというのがすっきりするというふうに今でも申し上げたいのですが、今山名委員の意見とか前回のほかの委員さんの意見を聞いていると、世の中で受け入れられるもの、または今出ましたように原子力を維持、運営する人たちに一定のリスクを背負っているということをお金の形で残すという意味では一つの判断をエンジニアリングの上にある判断を加えてその算定方式を決めるということによろしいのではないかなと思っております。

3番目に、先ほどありました石油の話なのですが、これは質問です。私の認識では石油火力は新設はしないというような何となしのルールがあったと思うのですが、ここで言っていることは一体どれに当たるのか。つまり新設の石油火力ができるのか、補修したら効率が上がったまたはリプレースはどっちなのだと、そのあたりだけご回答いただければと思います。

○山地座長

質問は後でまとめて回答していただきたいと思えます。

増井委員、それから秋元委員といきたいと思えます。

○増井委員 ありがとうございます。

CCSに関してなのですが、確かに状況からいくと日本なかなか適地はないということではあるのですが、先ほど山名委員のほうからもご指摘がありましたように、2050年というようなより長期の話を見るとこういった技術というのも検討しておかないといけないということですので、2030年にどれだけ導入が可能なのかといったことについてはまだ不確定な要素というのは非常に大きいですが、例えばCCSをつけた場合にはこれぐらいコストがかかる、つけなかった場合にはこれぐらいコストがかかるというようなそういう形で両論併記で例えばしていただけると、事業者、火力発電なんかを検討しようというふうな方に対しても温暖化対策をやるというようなことはこれぐらいのコストがかかるのだというそういう覚悟が見えていいのではないかと思います。

事故リスク対応のほうなのですが、今まで各委員の方がおっしゃったのと同じなのですが、

も、ただ1点、今回言っているリスクというのが一体どういうものなのか。今回の宿題は親委員会のほうに渡すというふうなことではあるのですけれども、やはり国民に対してもきちんと説明していかないとけないということで、そのリスク対応というふうなことのそのリスクというのは一体どういうふうなものを示しているのかということとはきちんと丁寧に書く必要があるのではないかなと思います。

それとともに、今回も損害費用ということで前回の5.8兆円というものを数字として参考にされる、使用されるというふうなことだろうとは思いますが、私自身前回の議論に参加しておりませんので具体的にどういうふうな形でその5.8兆円というような数字になったのか、このあたりの説明もしておく必要があるのではないかなと思っています。これも山名委員のほうからご指摘があった、仮に事業者に対してその覚悟を示すというようなことであれば、場合によっては各電力会社によってこのあたりの数字というのは変わってくるのではないかなと。例えば30キロ圏内にどれだけ人口がいるのか、どういうふうな産業があるのかといったことによってこの辺の数字も置き換わってくる、変動してくるそういうふうな要因でありますので、この辺は先ほど来の太陽光、風力の話と全く同じになってきますので。この辺、もちろんわかりやすさという意味では一つの数字に集約して示すというようなことが重要なのですけれども、大体振れ幅としてこれぐらいになるのではないかなというようなそういうある種の見通しみたいなものもつけていただければより納得できる議論になるのではないかなというふうに思います。

以上です。

○山地座長

それでは、秋元委員、お願いします。

○秋元委員

原発の事故リスク費用の部分ですけれども、これまでも少し議論もありましたし、私も前にも申し上げましたけれども、基本的には例えば10万炉年に1回とか既成のそういう数字を使うというほうが論理的なのだというふうには思っています。ただ、やはり前回のコスト検証委員会を出している数字もありますので、政府の審議会として出す数字という意味での一貫性とかそういうものも考えると別の判断もあり得るのだろうと。そういう中でこの資料が出てきているのだろうというふうに私は理解しています。

その上で、そういう中でただそうは言っても、だからその中で考えるとこの最後の13ページ目の資料になりますけれども、ただこれも前回申し上げましたように、追加的安全対策費用と事故リスク対応費用の和が前回の検証委員会では0.8円からという形になっていますけれども、本来であれば追加安全対策をとることはこれを下げるためにやっていることですから、本来はこれが

合計値が減ってこないといけないということだろうというふうに思います。ここも論理的に考えるとそうであるべきだというふうに思います。

ただ、そういう中で考えるのですけれども、一方で先ほど申しましたように前回のコスト検証委員会の数字を踏まえる必要があるし、またある数字を使わないといけないと。10万炉年に1回というある数字を使うというのも一つ手ですけれども、ただ前回の検証委員会の数字を何らかの形で使おうということになると、事務局がご提示の12ページ目のような、これは非常にもう30を超える事故事象のうちの一つしか見ていないのもものすごく保守的な数字ですけれども、例えば2.4分の1に低下しているというこの相対値だけを使うと、前のコスト等検証委員会の数字が正しいとは思わないけれども、先ほど山名先生がおっしゃったように、こう考えられないのでそういうものでもう決めましょうということで決めたとすれば、そこから相対的にどれくらい減っているのかと。ただ、もっと減るはずなのだけれども、今ある数字はこの2.4分の1ぐらいしかないので、もしくは1.8分の1しかないのをこれを使いましょうということだというふうに理解しています。

そういう中で、申し上げたいのは、仕方がないかなと、今の情報の中でこれは非常に難しい、解のない数字ですので、何かを決めていかないといけないという中で、しかもこの政府の審議会で継続性も何らか考えないといけないという中で、この相対値を使っていくというのは私は基本的には、大きく賛成するわけではないのですけれども、政府の審議会という中でコスト算定という意味ではこれでいくというのもありかなというふうに思っています。

ただ、そういう中でやはりこの確率というのは非常に保守的というか、確率を非常に大きく見ているというものだということはしっかり注記をすべきだというふうに思いますし。多分全体の被害額に関しても前回のコスト等検証委員会の数字から最新の情報に従ってコストを上げることが前の話で少しあったと思いますので、ただそこに関しても本来であれば追加安全対策をとってきているわけですから、本来そこも事故が起こったとしてもその被害額を小さくしようというふうにして対策をとってきているのでそこも本来下がるはずなのですから、それも多分下げないような形で試算せざるを得ないということを理解した上でそれを使うということで、いたし方ないかなというふうに思います。それが1点目です。

2点目はCCSの話です。CCSの話は、私はCCSは温暖化対策の上で非常に重要な技術であって、事務局の案は今回はコストは算定しないけれども、別にCCSを重要視していないということでは全くないというふうに理解しています。ちょっと山名先生はCCSはもう使わないのかという話がありましたけれども、そういうことでは多分ないと私は思っています。ただ、現時点でのコスト情報等が非常に不足しているので、精緻なコストの積み上げというものが難しい

のではないかとということで今回は見送ることにしてはどうかという案だというふうに理解していますので。もしそういうことであれば受け入れますけれども。ただ、CCSが重要でないというふうに思っているのであれば、やはりそこは改めていただいて、しっかりできる範囲の中でもコスト算定をしていただいて、その辺の見解をお聞かせいただければというふうに思います。

最後、長くなって申しわけありません。ちょっと最初聞いてなかったのでも申しわけないのですが、資料1で太陽光発電と風力発電のコストの低減の話ですけれども、ちょっともう議論が終わったのかもしれませんが。1ページ目にいろいろシナリオが出ています。この累積生産量の見通しを基にコスト習熟曲線に乗せて将来のコストを算定しようということだというふうに理解しているのですが。この中に450シナリオとか2DSシナリオとか、一番下のIRENAの見通しなども参照シナリオを除くと相当厳しい目標を前提にしながら、要は目標値を出しているだけで希望を述べているようなシナリオが相当入っているというふうに思いますので。このコスト検証委員会にはなるべく蓋然性の高い形でコストを積み上げるということで、もちろん将来のコストなのでそれほど蓋然性が高いものをどこかということを見通すのは難しいのですが、ただやはり希望値が余りに入りすぎるとちょっと将来の見方とかこの後の電源ミックスの検討の中で間違った情報、インフォメーションを与えかねないのではないかとというふうに懸念しますので、そのあたりをちょっと注視して、余りそういう希望シナリオを入れ込みすぎないようにしていただきたいというふうに思います。

以上です。

○山地座長

では、松村委員、お願いします。

○松村委員

遅れてすみませんでした。

まず、既に終わったところで申しわけないのですが、結論がどうなったのかだけ後で教えていただけるでしょうか。揚水の固定費を系統安定化コストに入れるとしたのか。資料を文字通り読むと今回は入れない。この後コスト負担だとかを議論する局面ではいろいろ考えてくださいとだけ指摘している。そう読めるので、その理解で問題なければ回答不要です。もしそうではなかったら、また言わないといけないと思いますので、この点確認させて下さい。

次、CCSに関してです。山名委員は、穴がないからできないと解釈されたそうですが、私はこの資料をそう解釈していない。もちろんやろうと思えばできるし、研究開発はこれから重要だからやっていく。しかし研究によってコストが下がれば別ですが、現状を考えると、足元では、すさまじいコストがかかるので余り現実性がないと指摘しているだけ。

私は、この問題はそもそも炭素コストの問題だと思っています。炭素コストが今回の想定より遙かに高く設定されるべきだということであれば、日本のような現時点での不適地でも、近い将来CCSを真剣にやることも考えざるを得ないし、そのコストを織り込んだ上で炭素コストの計算が出てくることになると思います。私はこの議論をするときには、本来炭素コストのところで集約的にやるべきだと考えます。炭素価格を非常に高くしたとして、今想定している排出係数掛けるその炭素価格が炭素費用の上限。そこまで炭素費用が高い場合にはコストをかけてでもCCSをやるのが合理的であれば、CCSを反映した排出係数掛ける炭素価格に、CCSの費用を加えたものが費用になる。CCSを行うことが合理的であれば後者が採用される。したがって、炭素コストを今の想定水準は過小、もっと高くすべきだと主張する人がCCSの費用もこの段階でコストとして考えろというのは、それは一貫した議論だと思います。しかし今まで議論された炭素価格の範囲からすると、むしろ今回は考えないのが自然。今の段階では、コストを下げても合理的な選択肢にするために研究開発だとかに注力していくのが、自然な発想だと思います。

次、恐らく大もめになるであろうこの保険料相当のコストのところ。この議論が始まったときに私は、確率×予想損害額、これで保険料コストと算定することになるのではないかと恐れていた。少なくとも松尾委員の早い段階でのご発言を額面通り受け取ると、そう誤認されかねない発言もあったと理解しています。

それは相当恐れていたのですが、どうやら濃淡はあっても、さすがにそれはしないことになった。確率×損害額ではおさまりきらない、ある種のプレミアム、それを何と呼ぶかは別として、その部分はちゃんと考慮することなので、最悪の事態は避けられた。

リスクプレミアムについて大きくないとの意見は、その可能性は否定しませんが、私はおかしいと思います。そもそもリスクプレミアムに関する考え方に関して、松尾委員の考え方には全く賛同しかねます。もし仮に保険市場が実際に機能していて保険金を払うということになったとすれば、僕はその保険料がコストとしてカウントされて当然だと思っています。その場合に保険会社に利益があるではないかということと言うのは、保険市場が完全競争的であればそこで出てきた保険料はまさに私的なコストでもあり社会的なコストであるはず。完全競争でない可能性があるという指摘に対しては、そんなことを言ったら発電所の建設費でも、発電機市場は完全競争ではないかもしれない。実はコストと言っているのはメーカーの超過利潤も含まれていて、資本コストを越えたメーカーの利益が発生している部分もあるから、それでは積みすぎだという議論と本質的に同じ。他の費用でそんなことは考えていないのと同様に、この費用に関しても、もし市場があったとすれば保険料で算定するのが正しいと私は思います。

市場が存在しないほどにリスクが大きなところで、国が考えざるを得ない状況で、もしもう少

しリスクが小さくて市場が存在していたとしたらカウントされるであろうリスクプレミアムの部分を、そういうものがないほどリスクが大きいときにはカウントしないなどというのは論理的に全くおかしい。名目的でない額のリスクプレミアムに対応する費用があると考えざるを得ないと思います。前回のやり方は、そういうところでの妥協の産物だったと思います。

議論の結果だんだんわかってきたのは、確率の問題について、今後どういう対策がとられるかわからないけれども、世界最高水準の安全水準を設定した上で、それでもこれぐらい積むべきだと考えていた委員と、そうではなく、対策前の確率を前提にしていた委員の間で、思惑が食い違っていたということ。前回の議論のときにも、あそこで出てきたものは明らかに過小だけれども、最小限これぐらいは積まないと、と思っていた人も、これはかなり過大だろうけれども、この状況でこれぐらい積まないと国民は納得しないだろうと、上限のように捉えていた人といたのでしょう。前者のような発想で下限と捉えていた人とは、恐らく思惑が全く違っていた。妥協の産物として前回の方式が出てきたと思う。前回方式の前提条件を明らかにしておかなかったのは、そのときの委員であった私自身の責任でもある。この点とても反省しています。きちんと明らかにしなかったのは事実。

はっきりさせていなかった結果として、あのときの議論は、昔の安全対策、基準を前提としていたのではないかという指摘に対して明確に反論する材料を持ち合わせていない。少なくとも私はそう思っていなかったのですが、一部の委員にとっては、今回のものが前回とインコンシステントではないということは、ようやく理解しました。

その点私はとても残念なのですが、論理的に今までとの継続性があると強弁できるやり方が今回提案されてきたと納得せざるを得ない。

しかし、一方で認識しなければいけないのは、前回の推計は、これでは過小だと思っていた人と、これは過大と思っていた人の思いの中間点だったとすると、今回の推計値は保険料相当額を減らす方向に変更したのは間違いない。この点は認識する必要があると思います。その点で、松尾委員が今後出てくる損害賠償制度だとか、仮にひょっとして出てくるかもしれない保険料だとかをリンクさせないと明確に言っていたいただいたのは、とてもよかった。

私自身が強く心配しているのは、既に一度申し上げてしつこく繰り返して申しわけないのですが、一番恐れている事態は、この後ひょっとして諸外国は損害賠償責任が有限になって日本もそうすべきだなどという議論が仮に採用され、有限責任制が導入されて、しかしだからと言ってコストも負担しないで国が全部面倒を見るのなどという無体な議論にはいくら何でもならないと思いますから、当然もし万が一そんな制度が入れられたとすると保険料をどうすべきかという議論になると思う。その保険料算定に際して、とう算定したらいいのかわからないという議論は



当然出てくると思うのですが、同じように。ここでコストの検証をしたものがあるからこれを使えばよいという安易な議論が出てくると、今回この費用を下げたことが相当に悪いインパクトを与える、原子力事業者の利益、国民にとって災厄になると思います。

安全対策コストを過大に見積もったということがあったとしても、実際に原子力事業者はこれだけ負担するわけではありません。実際にはちゃんとメーカーと交渉することになるので、明らかに今回の査定が過大でも、「この委員会がこれだけのコストと言ったからその額払え」とプラントメーカーが言ったとしても、当然交渉して価格を下げることになるはずです。しかし今回の保険料相当の費用のように市場性のないものについては、本当にこの数字がそのまま使われかねないことを懸念している。とても心配。

ただ、後からいろいろな人に言われたのですが、そもそも有限責任を入れるなどというような、そんな無責任な制度を入れようとするれば、抵抗する人が相当いるはずだから、そのような制度が入れられる現実性はほとんどない。お前の心配は杞憂と言われ、それはそうかもしれないと思ったので、それも納得はした。しかしもし万が一私が恐れるような、可能性は極めて低いと思いますが、そういう妙なことをされたときに、この委員会のこの数字を使って保険料を算定したとすれば、明らかにそれは過小だと私は思っています。その点だけはきちんとっておかなければ、将来本当に安直に利用されかねないと思うので、発言させていただきました。

以上です。

○山地座長

前半のほうのCCSで炭素コストの関連というような話はそのとおりだと思いますが、資料の中にもトンCO<sub>2</sub>で100ドルぐらいとか、あるいはキロワットアワーで3円ぐらい上がりそうだということは、とてつもなく高いというわけではない。キロワットアワー3円も大体換算すると1万円弱ぐらいのところになると思います。

あとはまた事務局のほうに回答していただきますが、一通り発言いただいたのですが、秋池委員はよろしいですか、後半の議題は。はい。

松尾委員、先ほどの話の関連だと思います。どうぞ。

○松尾委員

ありがとうございます。

今何人かの委員のご発言を伺っている限りでは、多分事務局案相当でおおむねいろいろ不満はあるにせよこれぐらいで良いのではないかということ、それから保険ないしは原子力賠償制度とといったものとのリンクはしないということ、それから今後継続的に評価を進めていくべきこと、その3つぐらいそろっていればそれほど違和感ないということで合意がなされるものかなという

ふうに私は理解していきまして、それはそれでいいと思います。

そうするとあとはつけ足しになるのですが、やはりこのリスクプレミアムの話では松村委員と意見が違ふところでした。私が申し上げているのは、もし仮に、リスクプレミアムといったときに例えば保険会社があってそこにリスクを預けると、そうすると多分保険市場が現状で成立していないとおっしゃいましたけれども、原子力のリスクというものを全部1社で引き受けるようなのは多分あり得ないと思うのです。そうすると、仮にあえてしてもらおうとするとそれはすごい高いものになると。それをもって「リスクプレミアム」とするのであれば、それは正しくないだろうというのが私の意見です。

それはやはり経済の規模というものがある、何度も申し上げますけれども、私という小さな経済の主体がより大きな保険会社にリスクを預けるのであればそれは、リスクプレミアムとして認識すべきなのですが、逆に国という非常に大きな経済の主体がより小さなところにリスクを預けるというのにはあり得ないので、したがって保険料相当、市場化してもしなくてもいいのですが、仮想された保険会社への保険市場相当で評価するというのは正しくないであろうというのが私の意見です。

その辺は意見の違いだと思うのですが、ただ今回のまとめにはそれほど関係しないようにも思われますので、ここは継続的に議論していけばいいのかなというふうに思います。

#### ○山地座長

では、後半の資料4から6についての議論は以上として、あとは事務局のほうから質問等もございましたので、ご対応をお願いします。

#### ○奥家需給政策室長

事務局のほうから幾つかいただいた質問にお答えをさせていただきます。

まずCCSですけれども、CCSはエネルギー基本計画でも明確に申し上げておりますが、技術開発をしっかりと進めていくということ、そのポジションは変わるものではございません。

一方で、第2回のこちらのワーキンググループの資料のほうで検証の対象となるコストの考え方の中でも明確にさせていただいておりますが、特定できる費用を計上するというところでございまして、CCSについて今の段階で計算に値する特定できる費用というものが今のところないということで、計算できないというのが正しいご理解であろうかと思っております。

したがって、将来当然のことながらCCSが実用化されてくる形でコスト認識ができるようになってくればそれはコストの計算が対象になってくるということでございまして。今の段階できちりとCCSの実現に向けた技術開発をしっかりとやっていくということでございます。

そちらについては資料4の1でご紹介をさせていただいておりますけれども、例えば北海道苦

小牧におけるCO<sub>2</sub>分離回収から圧入まで行う実証事業でありますとか、あと大崎のクールジェンのようなプロジェクト、そういったような形で取組を進めているというところでございます。

続きまして、荻本委員のほうからご質問がありました石油火力のところについてのご質問でございます。まず新設をしないということではなかったかということでございますが、石油への依存が強く意識されるようになって、石油を発電に使うのはどう考えるべきかということで70年代議論があつて、IAEAの原則という形で1979年にまとめられたものでは、ベースロード用の石油火力はつくらないというような形で禁止をされているということでございます。一方で、ピーク対応にするような石油火力について新設をしてはいけないということにはなっていないということでございます。

このところではあくまでも将来の可能性というような形で考えているということで、2030年事態として全くそういった調整電源としての石油火力がないというふうに言い切れるのかということになってくるとそこはまた話が変わってくるということでございますので、モデルプラントとして捉えた場合には2030年のものについての熱効率を勘案すると。ただし、2020年については現在建設計画ございませんので、したがってそのところについて勘案はしないという形で考えさせていただいております。

続きまして、増井委員のほうから損害費用の認識のところお話をいただきました。まず損害費用ですけれども、前回2011年コスト検証委においては、当時コストとして認識をされたのが7.9兆円。これに出力でありますとか人口とかそういったものを勘案した形の補正を行って5.8兆円を損害費用として認識をしたということでございます。今回については第3回のワーキンググループでもご議論いただきましたが、損害費用については直近、前回2011年にコストとして認識すべきと認定された費用について直近の新しいデータを反映させるということになりますので、したがって前回認識された7.9兆円よりもふえるということになります。ここはきちっと前回の考え方、損害費用として認定する範囲のところについての考え方を踏襲して最新のデータを使いますので、ここは増加しますということでございます。

続きまして、揚水については、こちらは結論として松村委員のご指摘のとおりだと私は思っておりますが、座長に最後とりまとめていただくのが適切かというふうに思っております。

事務局からは以上でございます。

○山地座長

よろしいでしょうか。荻本委員、どうぞ。

○荻本委員

石油火力のところなのですが、もし調整用ということであれば、外国のプラクティスは単なる

ガスタービンなのですよね。だから、何のためにそれを選んだのかということははっきりしていただけるといいかなと思います。

○奥家需給政策室長

すみません、改めまして大変恐縮でございます。実は石油火力のところについて、先ほどもちょっとご紹介をさせていただきましたが、2011年検証委が報告書を12月にまとめた後に、2カ月ぐらいコールフォーエビデンスをかけておりました。その後にコールフォーエビデンスをかけている間に実は同じ意見が提出されていて、それに対して事務局のほうで3月ぐらいにたしか検証委が行われたときに一応こう対応しますということをもとめて提出をしていた。ただし、報告書のほうにそれは反映されていなかったということございまして。前回、戦略室が事務局やっていたわけですが、そこでは反映をさせますというふうに明確にお答えをしていたということございまして、そこでのいわゆるシーケンシー、連続性、継続性も踏まえた形でやはり勘案する必要はあるだろうと思っています。

その上で、前回のお答えでは2020年時点についても反映をするというふうに答えていたわけですが、それを踏襲することは今現在の段階において建設計画がないのにそれを反映させるということはやはり今の現状の変化ということ踏まえた形で対応するに当たっては、そこはさすがに前回とは異なってもよいだろうということで、こういった形で整理をさせていただければと思っていますということでございます。

○荻本委員

それで全然構わないのですが、調整用ということは稼働率が低いことの領域のみの試算をやるということになりますから。

○山地座長

よろしいでしょうか。山名委員、どうぞ。

○山名委員

すみません、手短にやります。ちょっと言いわけだけ。さっきCCSで言いましたが、あれは単なる皮肉でございまして、ちゃんと考えろよというメッセージでございます。

それで、何でもかと言いますと、やはり2050年を目指してCO<sub>2</sub>を下げるというのはすごく大事なことで、それは炭素価格に出てくればそれはいいのですが、今我々が取り組んでいるこのミックスの議論というもの傾向というのはやはり再生可能を増やそうという大きな目標があって、しかしそれがゆえに火力は、どちらかという火力をちゃんと新設して再生とともに火力を使っていこうと、原子力を下げるということはそういう意味ですから。だから、火力シフトも今考えていることになるわけですよ、現実的に。しかし、それは2030年までに火力発電所のリプレース

というのは絶対必要なのです、たくさん古いのが出てきて。さっきのガスのコンバインドとか石炭とかやはりリプレースせざるを得ないというところが必ずあるわけですよ。そうすると、抜本的省エネができるとかそういうことがない限り炭素に対する 2050 年ぐらい見たときの覚悟というのは相当必要で、その判断というのは 2030 年より前に来ている可能性があるわけです。

だから、2030 年に CCS の価格を表現できないというのはよくわかったのだけれども、2050 年ぐらいを見て炭素に取り組むのだという姿勢は大事ですよという皮肉を言いたかっただけでありまして、ぜひよろしくをお願いします。

#### ○山地座長

皮肉どころかエンカレッジメントに聞こえますね。CCS は R I T E の重要な研究テーマでありまして、所長としては今のご発言を聞いて大分安心したところでございます。

ということで、少しいつもの簡単なとりまとめというのをやらせていただきたいと思います。

まず、資料 1 のところの太陽光・風力発電のコスト低減の考え方ですが、累積生産量については見通しということですね、要するにいわゆる習熟効果での低減の評価ですから。そういう意味では World Energy Outlook の新政策シナリオぐらいがベースになるのではないかとというのが先ほどの事務局の回答でしたけれども、おおむねそれで大きな異論はなかったのではないかと。ただ、いろいろな見通しがありますからそれを反映して少し幅を見ようと。ただ、そのときに目標を決めてバックキャストで予測しているものについては、どうしてもウィッシュフルなデータになっているので少し注意が必要だと。

それから、国際価格に収れんするというケースも考えているのですけれども、これはあり得るという意見もありますし、しかし国内価格が残るという部分もある。また、国内価格自体も上下幅がある。要するに幅で示すことが大事ということかと思えます。

それから、特に火力の調整コストのところは細かく検討されているのですが、揚水の固定費用の回収ロス、これをどう扱うか。揚水の運用が自然変動電源がたくさん入ってくることによって明らかに変わっていくということは事実であります。ただ、それをでは特定電源に帰属させ得るものなのか。例えば今回全国一律で計算しますよということになった、地域を考えたりする場合には特定化することはあり得ると思うのですけれども、ただ今回のコスト検証の中で特定電源に割り振るといのはなかなか揚水の場合固定費の回収ロス分については難しかりう。ただし、試算はする必要がある。つまりある意味別枠でと言いますかね。調整コストは自然変動電源の調整コストですけれども、これも導入量依存でありますから、太陽光と風力にどう割り振るのかという問題などはなかなか難しいので、これもある意味別枠で評価する。それとさらに別枠の中でも揚水の固定費用、回収ロスの分についても計算はしてみるが、参考程度に扱うということかと

思います。

それから、今までずっと議論してきました原子力発電の事故リスク対応費用ですね、これに関しては追加的安全対策費との関連がある。論理的にあるわけですが、それを今回わかりやすく、特に資料5の一番最後の図はある意味わかりやすいのですけれども、示した。前回の試算では、両方足したら約0.8円になるというところでした。しかし事故リスクのときの損害額の計算の5.8兆円でしたか、それ以上という表現だったわけで特に固定されたわけでもない。やはり今回問題になるのは追加的安全対策をやった場合に、では事故リスク対応費用を計算するときのリスクプレミアムを考えたところの確率ですね、それをどうやるか。これは最近PRAは進んできているわけで、その中のごく一部の感度解析にしたところを見ると、おおむねその一つの対策に関する者だけで、確率が半分ぐらいになっているというような効果もあるということでした。そのところは関連がやはりあるわけですね、対策を打ったことで。前回と違って今回は具体的な対策がリストアップされているわけで、それに対する確率論的安全性評価も一部進んでいるわけなので、やはりそこはある程度勘案すべきだろう。しかし、ではリスクプレミアムのところも入れて具体的な数字を本当に詰めていけるか、ここはなかなか難しいので慎重に整理してというのが事務局の案に書いてあるのです。これはきょうの議論を踏まえて対応していくと。

どうしても合意が得られなければ、前回の議論の中で植田委員がおっしゃったのですかね、ある意味前回のものを受けて今回アップデートできるところはアップデートするというわけですから、前回のものを一つのリファレンスにせざるを得ないかなという気が私は個人的にはしています。

ということぐらいでございまして、全体として今日までの議論でどういう方法で計算をしていくかということの考え方は整理されたと思います。もちろん検討中の課題は今のようにあるわけですけれども、それも踏まえてもう計算にそろそろ入っていかないといけないタイミングですので、次回以降は事務局のほうで各電源の発電コスト等の試算をそろそろ始めてこの場で議論するという場にしていきたいというふうに思っております。

以上でございます。

### (3) 閉会

#### ○山地座長

では、今回第5回目のワーキンググループでしたけれども、以上で終了したいと思います。

どうもありがとうございました。

以上