

総合資源エネルギー調査会  
基本政策分科会  
発電コスト検証WG（第5回）

日時 令和6年12月16日（月）14:00～15:43

場所 経済産業省 別館2階227 各省庁共用会議室（teamsとの併用）

## 1. 開会

### ○秋元座長

皆さん、こんにちは。定刻になりましたので、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会発電コスト検証ワーキンググループを開催いたします。

本会合は、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会の下に設置されています発電コスト検証ワーキンググループ（第5回）でございます。

今回は、荻本委員、松尾委員より、統合コストの一部を考慮した発電コストの検討結果を発表いただき、その後、事務局から、これまでのワーキンググループにおける発電コストの議論をまとめた資料についてご説明をさせていただき、ご審議いただきます。

本日のご議論の内容を含め、明日、エネルギー基本計画を検討している基本政策分科会で、当ワーキンググループを代表して、座長の私から報告をしてまいりたいと思います。

本日の分科会でございますが、対面でご出席の委員とオンラインで参加される委員がいらっしゃると思います。また、議事の公開について、本日の会議はYouTubeの経産省チャンネルで生放送させていただきます。

それでは、プレスの皆様はここまでとさせていただきます。

それでは、議事に入ります。

まず、資料1について、荻本委員からご説明をお願いいたします。

### ○荻本委員

それでは、東京大学の荻本より、資料1について説明をさせていただきます。本資料につきましては、立命館アジア太平洋大学、日本エネ研の松尾委員と共同で検討させていただいたものでございます。

2ページを見ていただけますでしょうか。

まず、検討の目的というところです。

均等化費用（LCOE）により算出される電源コストは、電源ごとの固有の費用に基づいて、資本費や燃料費といった電源のコスト構造の比較に使用することができます。LCOEは理解しやすいということなのですが、それによる表現には限界がございます。

具体的には、実際に発電される電気が需要に対してどのように有効に使われるか。または、電力システム全体として追加的にかかるコストはないかというようなところが、この指標の中には含まれていないということで、その下の段になりますけれども、システム統合の一

部を考慮した電源別コスト（LCOE\*）では、ある電力システムの構成に対し各種の電源を一定量増加させたときに、実際に変化する費用というものを捉えて、それを電力量で割って、LCOEと似た単位の指標を作るというものでございます。

この評価によって、例えば現状の電力システムの構成にさらに太陽光発電を加えたときにどんな影響があるかということまでを計算することができるようになります。

次、3ページ目、4ページ目は従来と同じ資料ですけれども、LCOE\*の考え方ということを示しております。

3ページの右下の図で、 $C_0$ というベースの費用、それから $C'$ という右側の棒グラフの中間のところの費用、こういうものがシミュレーションによって計算される。それを使ってLCOE\*を計算するというところでございます。

4ページで見ていただきますと、上段の一番下の式に書いてありますように、LCOE\*というのは、 $LCOE + ①$ （ディスパッチ等）の要素、それから②（発電電力量）の要素、それから③（設備利用率）の要素、この要素に分解することができる。この要素が変化するということによって、LCOEと違うLCOE\*が計算されるということが示されております。

次、5ページから解析条件を説明させていただきます。

まず、対象とする電源です。こちらにございますように、事業用の太陽光発電、陸上風力、着床式洋上風力、原子力、LNG火力、それから脱炭素の火力（水素混焼、アンモニア混焼、CCS付火力）ということになります。さらに、前回ご議論いただきましたように、蓄電池と自然変動電源を併設したプラントについても算出をしております。

なお、小さな字で書いてありますけれども、こちらに書いてある三つの電源は、特別に需給シミュレーションをしないで、陸上風力、CCS付石炭火力、LNG火力の計算に基づいて算出するというやり方を取っているということでございます。

前提とする電力システムの構成です。こちらにございますように、変動再エネの割合というものが、2040年においても非常に大きな影響を持つということで、この中ではA、B、Cと呼んでいきますが、その電力量の割合が4割・5割・6割のケースを設定しました。これは、日本エネルギー経済研究所さんの電源構成モデルというものの分析結果を参考に設定しました。

次に、LCOE\*試算の際の発電量微小追加の設定ということですが、

こちらにございますように、微小というのはどのぐらいの値かということですが、太陽光発電電力量の2%程度というものをここでは微小と称して追加をしております。実際にはシミュレーションが各エリアに分かれて設定されるということですので、PVと風力についてはリアルなストック、既に入っているものの容量に基づいて比例配分をする。原子力発電、火力発電については、各エリアの需要電力量に基づいて配分するというようなことをやります。

システム運用については、ちょうど今行われているような、安い順番に電源を利用していくということを中心に負荷配分、ディスパッチが行われます。連系線の運用容量の制約を考

慮して、調整力の確保を制約として計算をしております。

次、6ページに行きます。

解析条件です。ここにございますように、P V、太陽光発電と風力の出力パターンというものを設定します。電源容量データを設定いたします。可変費を設定いたします。それから均等化費用、L C O Eは前段で計算される値を使ってまいります。

調整力については、必要量というのは最新のデータを将来の値に引き延ばして推定するというので設定いたしまして、供給に関しては、こちらにございますように、従来型の火力発電、揚水、加えて蓄電池などが供給するということを設定しております。

この中で、計算の中では、一部のケースでヒートポンプ給湯器の沸き上げやE V充電による充電シフト、デマンドレスポンスというものを、こちらにある台数を設定しています。

今回反映されていない要素としては、需要、または再エネなど、分散資源を活用した調整力の供給は、今回は考慮しておりません。それから、連携線ではない地内の送電線の損失であるとか運用容量は考慮しておりません。それから、各資本費要素も考慮はしておりません。

電力需給解析手法としては、こちらにございますMR（広域需給調整プログラム）というものを使いました。本資料の最後にこのツールの説明を載せてございます。

解析条件が続きます。7ページです。

設備容量の想定に関しては、日本エネルギー経済研究所のコスト最適化モデルによる分析結果を参照して設定しております。

それから、連携線の運用容量及び蓄電池揚水の想定としては、まず連系線の容量は、2033年度計画値というものを土台にして、別途検討されているマスタープランを参考に、先ほどのコスト最適化モデルで追加増強を想定したものを設定しております。

蓄電池の設備容量は、こちらにございます「分野別投資戦略」を基に、2040年で20.9GWと3時間容量を設定しております。揚水は現状、そして計画中のものということで、29.8GWを想定しております。

ここからが解析の結果になります。8ページをご覧ください。

下の段に事業用太陽光からC C S付石炭火力まで、各種電源のL C O E\*、電源別限界コストが示されております。

この図の見方は、例えば事業用の太陽光というところが、15.3、23.4、36.9という数字が出ておりますが、これは再生可能エネルギー、2040年の導入量が4割であった場合、それから中央の5割であった場合、それから6割であった場合、先ほどのケースA、B、Cに相当するというものが載っております。

これで再生可能エネルギーの導入量が変わったときにどういう変化が起こるかということが示されておりますし、各電源種別を横の方向に見ていただきますと、電源種別の相対的なコスト感が分かるという図になっております。

上のほうをご説明いたしますが、全体として変動性再エネの設備容量を4、5、6割と増やすにつれてL C O E\*が増加します。これは、前提とする電力システム内に変動再エネが

増えるほど出力制御が増える。または、変動性再エネの出力変動に追従して運転する火力が、そういう動きをしないとイケないということで、必ずしも安い順番に使えなくなるということが起こりますので、コストが上昇していくということが示されております。

特に変動性再エネについては、設備容量を増やすにつれて、効率低下を含め、火力の効率的運用ができなくなり出力制御や充放電損失が増えるため、LCOE\*の増加が大きいということが左側の事業用太陽光、陸上風力という辺りで見ただけだと思います。

9ページからは、各種の電源にポイントを当てて、少し詳しく見ていきたいと思います。

説明は9ページの頭のところにありますように、最初にご説明しましたLCOEからLCOE\*に向かって変化する各要素、①、②、③がどういうものかということの説明としております。若干ややこしいところがありますが、一応説明させていただきます。

この9ページの下に10ページがあって、この二つのページで、右方向が三つの太陽光発電、陸上風力、原子力で、縦方向にAケース、Bケース、Cケースのグラフが載っております。そこを見つつ、どういうことであったかということをご説明いたします。

太陽光を微小追加した場合、変動再エネの発電容量がさらに増加すると。天候や時間による発電量の変動が大きくなって、火力発電を伸び縮みさせて調整する必要性が増えてまいります。

今回の検証では、微小追加に伴い、最大単価の石炭火力ではなく、LNG火力の火力発電量が主に減少したということで、その石炭火力を基準としたメリットオーダーで期待されるほど、システム全体での可変費が下がらなかった。

そして、再生可能エネルギーの出力変動を火力で調整する際、効率的な運用ができなくなったということで、①、ちょっと見にくいですが、左下のAケースの太陽光でいくと4.4と書いてあるところの数字です。こちらが増加します。

次のページ、Bケース、Cケースといきますと、導入容量が増加すると、LCOE\*が増加することが、太陽光発電の場合は顕著に表れているということを見ていただけたと思います。

また、変動性再エネは発電時間が偏る電源であるため、需要以上の発電をする時間帯が増え、揚水や蓄電池による充放電損失や再エネの出力抑制が増加する。その②の上昇要因、左下の図でいくと2.4という数字が、これに当たります。

こういう要素によって、太陽光発電の場合は、電源別限界コストというものが上昇したという説明でございます。

風力についても同様。原子力についても、これは時間で変動するわけではなくて、逆に時間軸で一定の出力があるということで、結果としては似た傾向になります。

次が11ページに参ります。解析結果：火力発電ということです。

こちらの見方も先ほどと同じで、11ページ、それから12ページにかけての説明になります。

A、B、Cのケース、左側がLNG火力、右側がCCS付石炭火力です。

LNG火力やCCS付石炭火力を微小追加した場合、いずれの場合も追加した電源が高

い効率で発電し調整力を供出するということですので、基本的に高い設備利用率で稼働をいたします。そうすると、当初想定した利用率より高いということで、③が下落することが起こります。下の図で見ていただきますと、左のLNGで-1.0、右側のCCS付石炭で-1.5ということが、この要素でございます。

また、今回の検証では、微小追加に伴い、最大単価の石炭火力ではなく、LNG火力の発電電力量が主に減少しました。

この結果、メリットオーダーで期待されるほどシステム全体の可変費が下がらない。また、効率的な運用ができなくなったということで、左側の①の上昇要因になったというのはCCS石炭火力も共通ということになります。

LNGを微小追加した場合と、CCS石炭火力を微小追加した場合の差は、こちらに書いてありますように、調整力がLNGのほうが大きい、石炭のほうが小さいというような違いがあつて、こちらの差が出ているということになります。

続きまして、13 ページ。蓄電池併設の場合、それからDRを考慮した場合について、計算結果をご報告いたします。

こちらは下の段にグラフが出ております。

左から事業用太陽光、それに蓄電池を併設した場合、陸上風力、それに蓄電池を併設した場合というのが左のグラフです。

右側は、事業用太陽光、それにヒートポンプの時間シフト、それから、EVの充電の時間シフト、それから一番右側が、事業用太陽光にEVの充放電の時間シフトをそれぞれ加えた場合の算出です。

実際には、この右側、ヒートポンプ、EV、EV充放電、いろんな組合せがありますので、単独ということはなかなかないわけですが、計算としてはこのように設定をいたしました。

計算の結果。上の段に参ります。

PV、太陽光発電、風力については、蓄電池併設と電力システム全体で、デマンドレスポンスを一定程度考慮したものについても試算しました。

蓄電池併設については、蓄電池が再エネからだけではなく、系統からも充放電するというところで今回は計算しております。

結果としては、蓄電池併設の場合、固有LCOEの段階で設備費が高くなっているということで、結果としてLCOE\*も高いという結果にはなっております。ですが、LCOE\*とLCOEの差は縮小しているため、さらに電力システムにおいて変動再エネがさらに増加した場合は、PVやWind単独よりも蓄電池併設のほうがLCOE\*が低くなる場合も期待されるということでございます。

右側の図については、DRによる需要シフトを考慮した場合には、LCOE\*はそれぞれ低下するという結果が得られたということになります。

それから、14 ページでは、解析結果：2021年検証との比較が書いてございます。

ここでは、今回の2040年の検討ではCO<sub>2</sub>排出費を含めた、または燃料費も変化したこ

とで、大分時代が変わっているということを説明しております。一応チームとしては、この差を見て、妥当な結果が得られているということをチェックした次第でございます。

説明は以上です。

○秋元座長

ありがとうございました。資料1についてご説明をいただきました。

ただいまの内容について、ご発言を希望の方は、ネームプレートをお立てになるか、オンライン会議システムでのチャット機能でご発言希望の旨をお知らせください。

順に指名させていただきます。いかがでしょうか。

そうしたら、ちょっとお考えになられている間に、私から。

結果の8ページ目ですけど、基本的にはこのLCOE\*が均等化するというのは全体の費用が最適化されているという理解を持っていますが、ここで、例えば石炭アンモニア混焼とか、CCS付石炭火力が高めに出ているというのは、エネ研さんのモデルとこちらの落とし込んだところのモデルでの想定の若干の違いのせいなのか。そこについて1点と、あとはもちろんこの解釈からすると、ざっと見た感じ、再エネ50%ぐらいがこの計算結果からすると最適化されているのかなという感じはありますけども、ちょっと今の点等を含めて、もしご回答いただければと思います。

すみません、ちょっとまとめてご質問を取りたいと思います。

では、先に高村先生、お願いいたします。オンラインからです。

○高村委員

ありがとうございます。すみません、ちょっと声がひどくて申し訳ない。

秋元先生、ありがとうございました。

資料1について、荻本先生、松尾先生、計算をお示しいただいてありがとうございます。これは、やはりどのように調整力をうまく動員して使っていくとシステム全体のコストを下げるのかということを検討する上で、非常に貴重な分析をしていただいていると思います。

特に私、個人的に、失礼ながら大変面白いと思いましたが、スライドのところでききますと、13枚目だったかと思えますけれども、変動電源に蓄電池を併設する、あるいは、システム全体でDRを一定程度考慮したものについての試算をしていただいている、その意味で、いかに効率的に調整力を動員していくかというときに、システム全体のコストを下げるという点で、示唆的な計算結果を示していただいているというふうに思います。

今のが1点目ですけども、2点目が、もうこれは荻本先生、松尾先生、あるいはワーキングの先生方にはもう周知のことですけれども、計算していただいた先生方も一定の想定、あるいは制約を持ったものとしてお示しいただいていると思います。特にこの特定の電源LCOEにシステムコストを割り当てるというのは一定の制約があるというふうに思っていて、スライド6のところでも整理をしていただいているように、調整力の中でも反映されていない要素であるということをお記していただいております。

それから、I E Aの報告書などでも指摘されていますけれども、調整力の動員の順番によっても、ここで言っているコストの変動とも異なってくるということも指摘されているかと思えます。

その意味で、こうした制約、あるいは発電設備の発電コストに変わるようなものがあるかのように誤解されないような示し方が必要かなというふうに思っております。

2点目はコミュニケーションといいたしめようか、この検査結果の使い方について、事務局のところで注意をしていただければというふうに思えます。

以上です。

○秋元座長

ありがとうございました。

それでは、対面で原田委員。その後、オンラインで増井委員、お願いいたします。

原田委員、お願いします。

○原田委員

私はコメントでございます。

今回、このような形で、変動の再エネ比率が変わるとLCOEも全く変わってくるということが広く周知できたのは非常に意味があるかなというふうに思えます。

これは今後ということになるのかもしれませんが、発電側の供給量の技術支援だけではなくて、デマンド側のデマンドレスポンスの活用というのは極めて重要なこととございまして、これは参考値という形で入れていただいたということはすごく意味があったかなと思えます。今後は、もしかしたら、これをより統合していくというような形でご検討になるのかなというふうに思えます。

今回、DRは低圧のリソースのところを入れていただいていると思えますが、水電解装置ですとか、言ってみれば上下水道とか、いろんな施設を用いたDRというものもあるかもしれませんが、例えばそういうものは今回入っていないというようなこともお書きいただくということも可能性があるかどうかということをお聞きしたいと思えます。

それから、今回5割、6割を入れていくと、現在よりも長時間の需給調整ニーズというのが出てくるかなと思ひまして、そうすると電池の種類でも、例えばNAS電池とか、いわゆるLDESという長期のエネルギー貯蔵技術というものも重要になってくるかなというふうに思ひます。

ですので、例えば今後はそういうこともあり得るというようなことをご記載いただいてもいいのかなと思ひんですけども、その辺りのお考えを伺ひたいと思ひます。

以上です。

○秋元座長

ありがとうございました。

それでは、増井委員、お願いいたします。

○増井委員

荻本先生、あと松尾委員、いろいろ試算していただきまして、どうもありがとうございます。

私から何点かコメントがあるんですけども、まず7枚目のスライドで、設備容量の推移というグラフがあるんですけども、こちらは、今エネルギー基本計画で議論されている数字そのものなのか、あるいは今回の推計用に想定されたものなのか。その辺りをまずお聞きしたいと思います。

あと、それに関連してなんですけれども、特に変動性の太陽光、風力について、たしか説明もあったかと思いますが、立地が変わってくると、どの程度今回の結果というのが変わってくるものなのか、その辺りも定性的というか、何割とかという、そういうおおよその話でも結構ですので、もしこの分析された中で、そういった情報もあれば、教えていただければと思います。

最後はDR、デマンドレスポンスにつきましては、今回ある意味、非常に野心的に推計していただいて、こんなに変わるんだというのを改めて理解したところなんですけれども、今までの委員のご発言にもありましたように、例えばヒートポンプですとか、EVだけではなくて、水素の製造だとか、そういう新しい、まだ今回想定されてないものも今後含めていくと、結構こういったところの数字というのは大きく変わるのかなと思ったんですが、そういうところの見通しにつきましても、何かご示唆があれば教えていただければと思います。

以上になります。ありがとうございます。

○秋元座長

ありがとうございました。

他にいかがでしょうか。よろしゅうございますか。

それでは、今、ご質問、ご意見をいただきましたので、荻本委員からご回答いただけますか。よろしく願いいたします。

○荻本委員

メモが追いつかなくて、ちょっと頑張ります。

最初の秋元座長からのご質問では、40、50、60の傾向についてどういうことが見えるかという、そういうご質問でよろしかったのでしょうか。

○秋元座長

はい。再エネ40、50、60の傾向で、大体フラットになるのは50%のときかなというふうに見えるので、そういう理解でいいかというのが1点と、石炭アンモニア混焼とCCS石炭火力のほうは、ちょっとそれでもフラットになっていない、もうちょっと他よりも高いと思うので、そこが均等になっていないということは、別に二つのモデルを使っていることによって、前提条件が若干違うことによって、こういうものが生じているのかなというふうにも思ったんですけど、どういうふうに解釈すればいいのかというところ。

○荻本委員

LCOE\*の寄与というのは、この3本の棒グラフの相対的な差異になるということにな



ります。ですから、横方向に見たときにレベルが違うということに関しては、もともとの固有のLCOEが一定程度違ったということを表しているということになります。

その中で、LCOE\*の影響として考えないといけないのは、アンモニアの混焼ですとか、LNG火力のCCS付とか、こういうものについては、他の火力の運用をベースに算出したということですので、少しその考え方によって、また変わる要素があるというようところがLCOE\*にはあるということをご説明させていただきたいと思います。

それから、今の答えとダブってしまいますけれども、アンモニア、CCS付LNG、この辺りが一定で、ほかとレベルが違うのはどういうことかというのは、先ほどのとおりで固有LCOEの結果が影響しているということになります。

それから、高村委員。調整力を動員する意義、またはその蓄電池併設ということの効果を見てということでコメントをいただきました。

ここで重要だと私が思っているのは、ご指摘いただいたように、まだ反映していない調整力の供給源があると。これは他の委員からもご指摘あったような、非従来型の、例えば水電解であるとか、そういう大きな将来需要を反映していませんし、逆に、前提のところでご説明したように、太陽光発電や風力発電、または需要自体の需給調整力は今回考慮していないことです。

需要であれば、足元、今でも既に存在するものが需給調整のリソースとして使われていないということの意味しますし、2040年以降ということを考えるのであれば、将来の新たな需要の調整力も考慮していないというのが今回の計算になります。

ですから、先ほどの秋元先生の話にも若干戻りますけれども、50%、60%、または40%、これを振ったときの変化というのは、これは大きいという解釈はありますが、調整力をよりたくさん資源から適用していけば、それなりに全体が下がっていく、または差が小さくなっていくということは、我々の今回の計算の経験からは推定できると思います。ただし、実際にはやっておりませんので、その値自体は、ここではちょっとご説明はできないということになります。

行ったり来たりしてしまいますが、原田先生にいただきました質問については、水電解についてはお答えさせていただきました。再エネ率というところでもお答えをしましたが、やはりそのデマンドが既にあるものというものが使えるのかというところは、先ほど申し上げたように非常に大きなコスト低減の要素だろうと思いますし、あとは太陽光発電、風力発電、こちらも調整力が供給できるというのは、今回は解析していないのですが、一定程度、期待できると思っております。

それから、長時間の貯蔵ということもご指摘をいただきました。

今回の解析では、毎日1日24時間を一つの塊としたシミュレーションをやらせていただいています。長時間または長期間の貯蔵ということをするためには、少なくとも数日、または1年間をまとめて貯蔵のレベルを最適化するというような計算が必要になります。これらに関しましても、今回はやっておりませんが、解析ツールの準備はできており、そ

の解析が必要という状況になれば、そのような評価をすることは重要と考えております。

それから、増井先生のご指摘で、これはエネルギー基本計画をどのくらい反映しているのかというようなご質問をいただきました。

少なくとも我々、計算したチームは、皆さんが知っている以上の情報は基本的には知らないで実施していますので、いろんな情報を集めて、こんなところだろうということみんなを相談する、または、それをエネ研さんのモデルの中で再現するというで今回の計算に使っております。

ということで、ここに出てくる数字は、現在議論されているエネルギー基本計画とは関係がないわけではございませんけれども、独自想定ということでございます。

それから、立地点によってどう変わるか。これはとても難しいご質問です。

例えば各エリア、例えば北海道、東北、東京、こういうエリア単位の立地点の変化は、連系線の容量を考慮して解析しますので、一定程度は考慮されています。シミュレーションをして、例えば東北、北海道に非常にたくさん風力が入った場合はどうなるかというようなケースは、今回はやっておりませんが、大きな影響があると思っております。次の段階では、そういうことも検討の候補に挙がるかなと思っております。

もっと申し上げますと、最初に申し上げました地内の送電線を模擬していないということと、例えば東京、東北のそのエリアの中のどこに立地するかというのは、実際には大きな影響を持ちますが、今回の検討のスコープには入ってございません。ツールとしてはあるわけですが、今回はそこまでは使っておりません。

以上で、お答えになっておりますでしょうか。

○秋元座長

最後は、DRを入れた場合の話ですよね。多分同じことだったと思うので、増井委員、大丈夫ですかね。

ほかの委員も含めて、もし今のご回答で不十分なところがあれば、もう一度発言いただければと思いますし、ほかに追加でございましたら、どうぞご発言ください。

岩船委員、よろしく申し上げます。

○岩船委員

ご説明ありがとうございます。

私は 13 ページの蓄電池併設のところの解釈を少し教えていただきたいんですけど、今回は完全な併設ではなく、MRの中で想定されたと思うんですけど、陸上風力のほうがあまり LCOE としてもコストが上がっていないのかなというふうに思うんですけど、すみません、これはMRは以前の話なのかもしれないんですけど、そもそもこの LCOE が、陸上風力のほうが陸上風力+併設蓄電池の差が PV に比べて小さいのは、かなり小さい気がするんですけど、これはなぜなのでしょうかとというのが一つと、あとは、最終的に MR で計算した場合にどのくらい、例えばちょっと風力のほうは判断が難しいかもしれないんですけど、系統から充放電したか、それとも昼間充電したかとか、その辺りの大体の

割合みたいなものが、もしお分かりでしたら教えていただきたいかなと思います。

併設型というのをどの程度このやり方で再現できたのかということが、もし当たりがつくようであれば教えていただきたいという、そういう質問でした。

以上です。

○荻本委員

ありがとうございます。今のご質問の答えは、今回の試算結果の三つのプレットの二つ目、系統からも充放電するものとして試算したというところが回答になります。

これはどういう意味かという、蓄電池併設というのは、今回太陽光発電と一緒にこのような運用をする蓄電池がそれだけ付加されるという条件では計算しております。ですが、蓄電池に併設されていてその事業者のために運用するシミュレーションにはなっていない。元の言葉で申し上げますと、社会全体または系統全体のシステム全体の運用費が最小になるような運転を再現しているという計算をしております。

ということで、先ほどの質問に戻りますけれども、陸上風力があまり安くないというのは、どちらかというと太陽光発電のほうが不利な状態になっているので、蓄電池は風力に比例して設置はされたんだけど、その蓄電池は太陽光発電のほうを向いて運用されてしまったという計算を行ったことになります。

これは原理的にシステム全体の最小費用を計算するのか、または、その事業者のための収支を改善するために設置するのかということに、もう一回着目し直して解析することが必要になるんだろうとっております。

いかがでしょうか。

○秋元座長

岩船先生、もしまだあればおっしゃっていただきたいと思いますが、ちょっとまだお手が挙がっているようなので、松村委員、増井委員の順でお願いします。

松村委員。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○秋元座長

はい、聞こえています。

○松村委員

コメントというかお願いですので、回答不要です。

資料に関してではなく、先ほど荻本委員がご回答いただいたのを聞いて、とてもありがたく思いました。

再エネを調整力として利用することは、今回のシミュレーションに入っていないのは当然だと思います。しかし、一方で、それはとても重要で、ある意味期待しているということを丁寧にご説明いただいたと思います。

DRが相当に威力を発揮することは、この資料を見るだけで十分伝わってくると思いま

すが、再エネを調整力として利用することに関しても、2040年、50年を考えればもちろん重要というだけでなく、私は足元でもとても重要だと思っています。

ある種の設備更新のタイミングに間に合うように、早く対応しないと間に合わなくなる危急の課題でもあると思います。いろんな形で、いろんな場で、その重要性がうまく外に出ていくといいと思っていて、今回もせっかくそのような丁寧な説明をしていただいたので、それが実際にやっていないことなので難しいということは十分分かりますが、いろんな形でいろんな人に伝わるように、何か記述していただければ、とてもありがたいです。

以上です。

○秋元座長

ありがとうございました。

続いて、増井委員、お願いいたします。

○増井委員

ありがとうございます。すみません、2回目で申し訳ありません。

先ほどもちょっと指摘させていただきました7枚目のスライドで、火力とかが4割ケースから6割ケース、全てでこれは同じ想定になっているんですが、これは仮にこの再生可能エネルギーの設備容量を上げて、その分、火力の設備容量を下げていくというふうになりますと、さらにその火力の調整のほうの効率が悪くなって、今回この統合コストが上昇するという、そんな状況になるのでしょうか。すみません、もし分かればで結構ですので、教えていただければと思います。

以上です。

○秋元座長

ありがとうございます。

ほかにいかがでしょうか。そろそろお時間なので、もしご発言希望の方がいらっしゃったら、今の間に上げていただきたいと思います。よろしゅうございますか。

それでは、荻本委員、最後、回答いただければと思います。

○荻本委員

松村委員の再エネとDRの調整力への重要性とそれらのための設備形成を急ぐべきというご指摘に御礼申し上げます。

それから、増井委員の今のご質問は、再エネの導入量が増加し火力の利用率が下がるとLCOE\*は上昇するかというご質問だったと思います。

2040年に設定した我々の設定は、恐らく火力の電源は十分足りているという状態になっております。ということなので、計算結果というのは必要な分だけ、つまり全体のコストが最小になるように、必要な分だけ火力を運転しているということをやっている、その結果になると。

ご質問にお答えすると、新規火力のLCOE\*の計算としては、火力が極端に少なくなっていくとLCOE\*が上がっていくということはあり得ますが、今回の設定では、そこまで来ていな

い計算結果になっているということでございます。

以上です。

○秋元座長

ありがとうございました。

今もうご回答は大丈夫だと思いますので、ここまでとさせていただきたいと思います。よろしいでしょうか。

それでは、荻本委員、松尾委員、大変重要な、貴重な価値のある分析作業をいただきまして、本当に感謝申し上げます。ありがとうございました。

それでは、次に、これまでのワーキンググループにおける議論をまとめた資料についてご議論をいただきたいと思います。

資料2について、事務局からご説明をお願いいたします。

○植田需給政策室長

それでは、事務局より資料2についてご説明を申し上げます。

大部の資料になっておりますので、ポイントだけ簡単にご説明できればと思います。

まず、右下3ページです。今回いただいた分析の概要を書いております。

2023年と2040年のモデルプラント方式をやっていたということと、今、荻本先生からプレゼンがございましたけれども、統合コストの一部を考慮した発電コストということにも分析を加えていただいたという形に整理しています。

右下4ページ目以降が具体的な結果を表したものとなっております。

まず、右下4ページで、2023年の結果の概要を書いております。

「暫定」となっておりますけれども、これは2021年の発電コスト検証でも同様でございますけれども、政策経費のところの2040年の発電量の見込みがないと出せないということがございまして、数字としてはかなりマージナルな影響かと存じますけれども、それをエネルギーミックスの発表後に改めて入れて、委員の皆さんには書面でご審議いただくという形になるかと存じております。そういう意味で、「暫定」とさせていただいております。

その上で、注意事項として、まず1から3という形で書かせていただいております。その中には、先ほど増井委員からもございましたけれども、立地制約が非常に重要な要素である一方で、十分に考慮されていないという意味で限界もあるということを書かせていただいております。

その上で具体的に、表とグラフとで示させていただいているという形になっております。

まず表のところでございますけれども、以前、松尾先生を含め、何人かの委員からご指摘いただきましたけれども、政策経費を入れないことも国際的にはかなり多いということでございまして、政策経費を入れたものと入れていないものと、まず2種類出しています。

設備利用率、稼働年数につきましては、2021年のときの検証に倣って書かせていただいておりますけれども、ほかのこともあり得るということで、最終的にはこの報告書の「暫定」を外す段階でエクセルも出させていただくので、エクセルの中で操作して、ほかの数値も見

ていただけるという形で設定していくということで考えてございます。

その上で、下のグラフにつきましては、それぞれ議論の中で設定いただいた標準的なケース、もしくは標準的なケースを決めていない場合には IEA の STEPS をベースに作っているという形でございます。

これを見ていただきますと、今回、太陽光がかなり下がっておりまして、太陽光が 2023 年におきましても一番安い電気になっているということが一つ特徴として挙げられます。

2021 年検証時と比較いたしますと、火力が相当上がってございまして、これは指標としている燃料価格が相当上がっているということです。加えまして、それに円安要因がございまして、あと CO<sub>2</sub> 対策費も、こちらは EU-E T S ベースで使っておりますけれども、EU-E T S ベースでも昨年度の平均価格が相当高かったということもございまして、おむね LNG でいいますと倍ぐらいになっているというところでございます。

原子力につきましても、前回議論いただきました事故時対応費用の減少を安全対策費の増加が大きく上回りまして、前回 2021 年検証に比べると 1 円ぐらい高くなっているというのが 2023 年の結果になってございます。

2040 年の結果を書いたものが、右下 5 ページになってございます。

こちらも傾向としては、基本的に同じことかと思っております。こちらは表とグラフで、表には未来の予測値という形で、幅を持って示しています。参考値も含めて、詳細は後ろのページと、あとエクセルで最終的に公表させていただくものの形になりますけれども、機器等の価格低下をどう見込むのかということ、CO<sub>2</sub> 対策費についても APS や韓国の E T S なども参照にしながら幅を作るという作業をして、表の中ではいろんなケースについて見られるという形にしております。

その上で、下のグラフにつきましては、2023 年と同じでございましてけれども、典型的な標準ケース、もしくは IEA の STEPS を使っておるという形にしております。

あと、注に書かせていただいておりますけれども、水素・アンモニアについてはブルー水素・アンモニアを使っているということ、CCS についてはパイプライン輸送のケースをグラフでは使っているという形で書かせていただいております。

結果ですけれども、まず下のグラフを確認いただきますと、顕著に自然変動電源の太陽光、風力でございましてけれども、こちらは価格低減を見込んでいる形になっております。こちらが直近のプラントに比べてかなり下がるという見込みになってございます。

加えて、LNG より右の部分ですけれども、脱炭素火力についても掲載したという結果になっています。こちらは数字として出させていただいておりますけれども、中身によってはまだ高いものも含まれるということで、より一層の政策的な下げていく努力が必要かというふうに考えてございます。

右下 6 ページでございましてけれども、今、荻本委員からプレゼンいただきました統合コストの一部を考慮した発電コストということについても載せさせていただいております。また、ちょっと先のほうにいけますけれども、18 ページですけれども、統合コストの分析の

中で考えられている費用と、考えられていない費用ということを明示した上で、限界もあるということをお示ししながら書いています。

先ほどの議論を受けまして、調整力としての一部水素でございますとか、そこら辺のところは書き切れていないという認識は持っておりますので、今回のこれからの議論だと思っておりますけれども、必要に応じて出していければと考えてございます。

あと、その他のところで今回大きく整理したところを改めてご説明できればと思っております。

まず、8ページ以降が、具体的な今回の検証の条件を書かせていただいているところでございます。

基本的に、これまで使用したものを再構成して使っておりますけれども、12ページに少し再整理した形で書かせていただいております。

これは中身といたしましては、第1回、第2回でございましたけれども、物価について、2023年実質でいこうということを明示的に書かせていただきました。為替レートについても、2023年平均を使いながらも、この半年間で大分揺れ動いておりますけれども、きちんと試算できるツールも同時に発表時には提供するという形で書かせていただいております。

あと、土地関連費用。前回のワーキンググループでやっていた内容でございますけれども、新規の土地取得を前提として、原則として計上するという形で整理しております。

右下13ページでございます。

こちらの表につきましても、今回の検証に合わせて更新しております。大きくは、CO<sub>2</sub>対策費用とCCS費用を分けて、先ほどの総括表もそうですけれども、記載させていただいたという点。あと、議論の中で出てきました建設中の利子につきましても、ちょっと作業の限界もございまして、6ページの真ん中のところでございますけれども、今回含んでいないという形で明示させていただいております。

雇用等でございますけれども、7ポツの経済効果に加えまして、経済安全保障の供給と実リスク等、こちらは考えられておりませんが、今後の課題として、そういったものも考慮していつはどうかという形で書かせていただいております。

14ページが新規に追加した資料でございます。社会的割引率、各国でいろんなケースが、このコスト検証では、下の注のところ、3%としておりますけれども、様々な数値が使われているということを書かせていただいております。

あと、先ほどの建中利子に関係しましたけれども、典型的な事業ごとの建設期間、環境アセスにかかる費用という形で、実際には、ここに資金調達の子がかかってくるという形で、その参考材料として書かせていただいております。

16ページでございますけれども、先ほどちょっと冒頭ご紹介させていただいたところでございます。

政策経費につきましては、基本的には、2023年の政策経費は2023年度の総発電量で割る、2040年は2040年度の総発電量で足すという形で出すことを想定しております。まだ2040

年度のエネルギーミックスが出ていないという形になっておりまして、今、便宜的に 2023 年度の発電量で割る形で作成しております。報告書には 2040 年度で割ったものを、こちらでもそれほど大きく数字が変わるということではないと思っておりますけれども、更新していくという形で最終的には仕上げたいと考えております。

あと、注 6 でございますけれども、地熱につきましては、前回 2021 年の検証のときに、発電量が少ないということもあるので、2030 年度相当の発電量で割っているという形で整理いただいていたということがございます。こちらの表では、そのようにそれに倣って整理しているという形にしております。

あと、ポイントだけご紹介します。19 ページ以降が各電源ごとの分析を行っているものになってございます。

各電源ごとの冒頭のほうに、20 ページのようなイメージでございまして、想定と具体的な詳細な積み上げの費用を書かせていただいております。

再生可能エネルギーの場合は 20～33 ページ、火力の場合は 78～88 ページ、原子力につきましては 60 年の運転の記述も示すということで、170 ページに記載させていただいております。

あと、コジェネにつきましては、どこで発電の燃料費を見るかという形で二つ考え方がございますので、そちらを 172 ページ目に整理させていただいております。

あと、荻本先生からご紹介されました統合コストの部分でございまして、181 ページ目以降に、こちらは 2021 年の検証のときの資料を基本的には更新する形で書いてございます。基本的にはプレゼンしていただいた内容を再構成して載せさせていただいているという形で入れさせていただいております。

最後に、208 ページ以降でございまして、こちらは発電コスト検証で毎回やらせていただいている作業でございまして、一般の方々から、団体の方も含めて、ご意見をいただいておりますので、そのご意見に一問一答する形で、回答も作成させていただいております。

事務局からは以上でございます。

○秋元座長

膨大な資料をおまとめいただきまして、ありがとうございます。また、膨大ですけども、簡潔にご説明いただきましたが、これから議論をさせていただければというふうに思います。

それでは、ご意見を賜りたいと思いますけども、今日は取りまとめということでございますので、せっくなので委員全員にご発言いただきたいと思っておりますので、もしよろしければ、出席者名簿順に当てさせていただければと思いますが、よろしゅうございますか。

それでは、恐縮ですけども、オンラインで岩船委員からご発言いただきたいと思っております。

岩船委員、よろしゅうございますか。

○岩船委員



はい。

○秋元座長

それでは、お願いいたします。

○岩船委員

取りまとめ、ありがとうございます。大変膨大な作業だと思います。

私は1点、意見があるのですけれども、この話はもう決着しているのかもしれないんですけど、4ページの結果ですね。2040年はいいと思うんですけども、2023年に関しては、やはりこのCO<sub>2</sub>対策費は、今、日本の電源では、足元では直接的には負担されていないと思いますので、本来ここも政策経費は別らしいという話があったんですけども、このCO<sub>2</sub>対策費に関して、少し色のトーンが違っていいのではないかなという。このピンクまで、一旦お受けする数字が示されてもいいかなと私は思いました。

2040年に関しては、CO<sub>2</sub>対策費をきちんと負担していくということで、同じ色のトーンで追加されていくというのは自然だと思うんですけども、その点が気になった点です。もちろん、外部コストを反映しているんだということであれば、それでもいいのかもしれませんが、やはりちょっと特に足元においては、扱いとして違うのではないかという気がしておりました。

いずれにしても、今回丁寧にまとめていただいたんですけども、この並んだものを見て、一方で別の委員会の、例えば調達価格等算定委員会のような議論を聞くと、例えば再エネが物すごく安くなっている印象があまりないので、何となくここがうまく自分の頭の中でしっかりつながっていないのが正直なところであります。太陽光、特に事業用はそうですね。このレベルになっているのかもしれませんが、住宅用の太陽光とか、本当にここまで安くなっているのかなという、正直言って、そこがあまり実感と合っていないという印象がありました。これだけ安ければ、もうFIT/FIPは要らないのではないかとと言われてもしょうがないと思いますので、その辺り、そういう声にどう応えていくかみたいところを少しほかの、この会議としては、このアウトプットでいいと思うんですけども、その辺りも少し考えていただければなと思いました。

統合費用に関しては、もう既に説明されましたので十分ですけども、これ併せて説明を出していくというのが非常に重要だと思っています。私はやっぱり、いろんな効率変化等もあると思うんですけども、基本的に太陽光でこれだけ差が出るのは、基本的には抑制量ですね。積み上げるときに、実際に有効に利用されない電力が抑制によって増えるからだというのが、やっぱりどう考えても支配的だと思いますので、基本的に……。だから分母が減ってしまうということですね。そこは重要で、なので蓄電池なんかもそうだと思うんですけども、ここをDR等で埋めていくことは、私も非常に重要だと思っていますので、そういうメッセージを送っていただきたいなと思いました。

あと、すみません。統合費用の中で考えているものと考えてないものの整理があったと思うんですけども、そこで一点言っていなかったなと思ったのは、MRは太陽光、ちょっと

エネ研の分析は私は分からないんですけども、MRの分析に関しては、完全に太陽光も風力も予見ありとして分析しているわけです。もちろん、この中の⑤のところに「予測誤差を埋める調整力の提供」というのが定義されているのは分かるんですけども、ドラスティックな予測誤差は、このモデルでは評価されていないので、その予測誤差も含めると、さらに再エネの運用が難しくなってコストアップする可能性があるということは、どこかで言うておく必要があるかなと思いました。

以上です。作業ありがとうございました。失礼します。

○秋元座長

ありがとうございました。

続きまして、対面で荻本委員。よろしくお願いいたします。

○荻本委員

今回の検討と比較すると、前回のコスト検証の検討が2030年だったと。10年ぐらい先ということになります。設備計画の分野をやっている人間にとって、10年後というのは大体もう見えている。そう大したことができない将来を意味します。なので、前回の計算というのは、どちらかというとな確実性というのはあまりなくて、最初の試みでしたので、どんなことができるかということをやってきたということだと思います。

それに対して、今回は2040年、今から約20年後、これは計画を普通仕事でやっている人にとっても、本来は具体的に考えられるようなレンジではない。なんですけれども、我々はそういう長いレンジを、または2050年までを考えないといけないという中で、今回2040年を扱ったということだと思います。

ということで、今岩船先生が言われたところに来るんですけども、結局読めるものがどれだけちゃんと反映されているか。または読めないものは読めないものとして、どれだけ反映されているのか。または反映されていない条件が正しく整理されているのかというのが、とてもより重要になった今回の2040年の検討だったと思います。

今日の議論にもあったように、分散型の資源をどのくらい使えるかということは、もしかすると、これから10年以内に実現しないことであるかもしれませんし、またはその大きな水電解装置というようなものが、将来のものが活躍するというところこそ20年先のこともかもしれません。

ということで、一つの報告書にはなるわけですけども、それを読むときに、それがいつ実現しそうなものなのかという実感を持って、読んでいただく方が解釈していただければよりよいと思いますし、逆にレポートをまとめる段階でも、そのようなところにも注意して、少しでも表現を充実できればよいかなと思いました。

以上です。

○秋元座長

ありがとうございました。

それでは、続いてオンライン参加の高村委員、よろしくお願いいたします。

○高村委員

ありがとうございます。幾つか確認も含めて、発言をさせていただこうと思います。

一つは前回、前々回でしょうか、発言をいたしましたけれども、IRRの切削経費についてであります。こちらは前回発言をさせていただいて、一定の回答を事務局からいただいているんですけども、例えば例に取るときに、これはスライド25の陸上風力のケースを取ると、そういう意味ではフルフルにといいましょうか、IRR全てを載せているような形で計算されているかと思えます。想定値が2023年度は7%ということで載せていただいていると思えますけれども、2024年度の陸上風力の入札の平均落札価格自身が、既に住民税12.7円/kWhだったのではないかというふうに思っていて、その意味で足元の2023年のところを見ても、既に政策経費としてのIRRを全て載せるというのは、現実合っていないのではないかというふうに思えます。この点については、ぜひ再考いただけないかというふうに思えます。

一つは今申し上げたように、直近の足元での陸上風力を念頭に、陸上風力の入札の平均落札価格は分かっているわけですので、それをベースに計算をするというのは一つのやり方ではないかと思えます。2040年の計算の仕方は、なかなか悩ましいところがあると思えますけれども、少なくともフル7%のIRRということだと、足元の実態と合っていないのではないかということ、やはり依然、懸念をいたします。ほかの電源についてもそうですが、特に陸上風力は入札の導入によって、個々の政策経費の想定が変わってきていると思えましたので、例を挙げて申し上げておきたいというふうに思えます。

二つ目はご質問なんですけれども、68ページだったと思うんですが、ちょっと前のバージョンを見ているかもしれませぬけれども……。すみません、ちょっと私、今ページが見つからないので後でまた申し上げたいと思えます。

前のバージョンの68ページだったように思えますけれども、何かと言うと、2023年の石炭価格について言及されているところがあったかと思えますが、以前の前回の補正の仕方と変えられているという注意書きが書かれているように思っております。これは特にWorld Energy Outlook 2024の価格と日本通貨のCISの価格に大きな差があるのかということだと思えますけれども、ご質問は、なぜ今回は違っているのかという点について教えていただければというふうに思えます。これ、前回と補正の方法を変えられていると思うので、この点を確認させていただければと思えます。

それから、アンモニアの諸元についてですけれども、こちら多分私のスライドとずれがあると思うんですが、20%混焼、50%混焼について、アンモニアの燃焼器、発電プラント内に置かれる貯蔵等のアンモニア供給設備の金額は加味しないで、石炭火力と同一と仮定というふうにあったかと思うんですけれども、同じく参照していただいている文献のところでは、初期費が伴って上がることで、それから運転維持費が上がり、発電効率が落ちるという指摘も入っていたというふうに思っております。このところで、資本費、運転維持費等の諸元については変更しないとされた理由について、教えていただければというふうに思っ

ております。

質問のもう一つなんですけれども、これは前回、原子力発電所の追加安全対策費について、現在の物価に合わせて補正をされているのかということをお尋ねいたしました。これ、基本的な考え方として、スライド 12 のところで、暦年のできない場合には年度の実質値に補正するということが諸元のデータの取扱いとして書かれているかと思えます。そのような形で補正をされたということによいかということを確認させていただければと思います。

最後は、前回議論のあった事故リスク費用算定の方法としての救済方式についてですけれども、こちらについて、事故リスク費用算定の方法として適切かどうかは、今後ぜひ検討課題として検討いただきたいと思っております。質問の中で、実際これがリスク費用の算定についてのエビデンスになっているのかということをお尋ねしました。実際の保険料支払いの引下げにつながっている事実があるかというふうにお尋ねしたいなと思えます。

その意味で、今回やはり前回の議論を踏まえて、この方式を採用としても、この事故リスク費用算定の方法として、より適切なものがないのかということについては検討いただきたいというふうに思います。

すみません、以上です。

○秋元座長

ありがとうございました。

それでは、対面で原田委員、お願いいたします。

○原田委員

原田でございます。

私も荻本先生がおっしゃったとおり、40 年というのを見通すということの難しさと、これはタイミングとして、NDCで35年、40年を出すというタイミングに当たったところで、本当に皆さんご苦労されて、このような大部を作られてありがたいと思えます。特に新しい分野の電源であるペロブスカイトですとか、洋上の浮体を入れて、そういうものはきちんと40年では実現しているというようなメッセージが出てきたことも、非常に重要かと思えます。

その上でこれ、毎回申し上げていて恐縮なんですけれども、このポストがもう外に、メディアに出るようなときには、既存設備を運転するコストとして捉えられてしまうようなこともありますので、これは新設だということを、ちょっとくどいほどご説明いただくとよろしいかなと思います。

それから、概要のところにあります 2040 年に向けたエネルギー政策の議論の参考資料とする。まさにそのとおりなんですけれども、発電コストはいろんな要素のうちの一つだということも、より強調いただくとありがたいかなと思います。

2 点目ですね、高村先生のご指摘の IRR については、私も現状の入札で、実際に事業者さんが本来得るべき健全な IRR という、健全な収益を得ているかということ、必ずしもそうでないような電源もありますので、ですから、これは何を持ってして正しいかが結構難しい

と思います。ですので、ここは例えば 10%オフ、7%オフということを明記すれば、そうではないよと思う人は、そこである意味調整が必要となってくるというような数字として捉えるべきなのかなというふうに考えております。

最後に、まさにデマンドレスポンスを今回統合費用の中にしっかり入れていただいたということは、繰り返しになりますけど、本当にすばらしいと思います。そういう意味で、先ほど来、何が入っていて、何が入っていなかったのかということをご説明いただいていますし、特に松村先生のおっしゃった再エネの感性であるとか、これは設備を付加したときの感性であるとか、周波数の制御機能などは、本来非常に重要なものだと思いますので、概要のところで書いていただかなくてもいいです。後ろのほうに、188 ページとか 189 ページにご説明がありますので、そういうところで触れていただいて、今考えられる DR はこういうものがあるよという中で、今回はこれを採用したというような形でお伝えいただくのがいいかなと思いました。

以上でございます。

○秋元座長

ありがとうございました。

それでは、オンラインに戻りまして、増井委員、お願いします。

○増井委員

資料の取りまとめ、ありがとうございます。

今、原田委員がおっしゃいましたとおり、私もやっぱりデマンドレスポンスの重要性、今回、資料の 6 枚目のところで、統合コストによる発電コストの変化といったことが示されており、一応ディマンドレスポンスにつきましても、グラフの下のほうに米印で書かれてはいるんですけども、需要側の取組、これによっても結構費用が変わるんだというのは非常に大きなメッセージだと思いますので、この委員会は発電コスト検証ワーキングという、発電コストが中心ではあるんですけども、これからやっぱり需要側の取組、対策というのも非常に重要だという、それは非常に強いメッセージ、大切なメッセージだと思いますので、もう少しデマンドレスポンスというところにつきましても、大きく書いていただいてもいいのではないかなと思いました。

あともう一点、その前のところ、4 枚目、5 枚目の一覧表、グラフなんですけれども、こちらは前回の資料と比較しますと、前回は「社会的費用」という言葉でまとめられていたところが「CCS 費用」と「CO<sub>2</sub>対策費用」というふうに分けられておりまして、これは非常にメッセージとして有効といいますか、分かりやすくなったのではないかなと思います。事前説明のときにいただいていた資料では、この点、社会的費用で、特に CCS について、LNG と CCS 付きの LNG というのを比較したときに、いろんな費用がどこに入っているのか、少し分かりづらかったところがあったので、質問しようかなと思ったんですけども、今回の結果を拝見していますと、その点が非常にクリアになったので、その点は以前の検討ワーキングと比べても、内容がよくなったのではないかなと思います。

取りあえず以上です。ありがとうございました。

○秋元座長

ありがとうございました。

続いて、又吉委員、お願いいたします。

○又吉委員

ご説明及び取りまとめいただきまして、ありがとうございました。統合コストの一部を考慮したLCOE\*を整理いただいた点は、大きな進展であると思っております。資料の18ページ目に今回コードされている、もしくは十分にコードされていない要素も整理いただいております、非常に理解しやすいなというふうに考えております。今回整理いただきました案に異論はなく、同意したいと考えております。

その上で、1点だけコメントさせていただきたいと思えます。

今回の試算結果を踏まえすと、やはりインフレ等による影響もあり、カーボンニュートラルの実現に資する電源の発電コストの上昇基調や変動再エネの設備容量増加に伴う統合コストの上昇基調というのが顕著かなというふうに思っております。カーボンニュートラルの実現を目指すには、負荷活動の適正な評価や、一定の電気料金の状況というのもある程度不可避となる可能性もあり、この点につきましては、最終需要家側での理解、調整を図っていくということがエネルギー政策上も重要なのではないかと考えている次第です。

以上です。ありがとうございます。

○秋元座長

ありがとうございました。

続いて、松尾委員、お願いします。

○松尾委員

松尾でございます。資料につきまして、非常によくまとめていただきましてありがとうございます。おおむね違和感のないところだというふうに思っています。

LCOE\*については、荻本先生のほうで発表していただきましたが、ちょっと予想外に計算とかに時間がかかってしまって、資料の共有が直前になって申し訳ありませんでしたけれども、皆さんがおっしゃっていたとおり、これをどういうメッセージとしてつなげていくかということが重要だと思っております。我々はやっぱりこれで再エネが高くて入れないと言いたいわけではなくて、例えば皆さんのおっしゃったようなDRが重要ですか、そういったメッセージになると思いますので、その辺をうまくまとめて、国民に発信していくことが必要だというふうに思っています。

ちょっと細かい点を幾つかなんですが、これ、私がいつも言う内容なんですが、12ページ目のところに割引率3%の話がありまして、割引率が一律3%とおっしゃっていますが、私の認識では、やはりこれは割引率3%の結果を示しているだけであって、我々として3%が正しいと言っているわけではないというふうに私は思っていますので、ちょっと書き方として、せめて「この資料では3%として示している」とか、それぐらいの感じでできない

のかというのが一点です。

それから、そのほか細かいところが幾つかあるんですけども、49 ページ目以下のところに線形補完とあって、すごく細かくて恐縮なんですけど、線形補完の「完」の字は、多分普通は「間」という字を使うのが、線形補完ってこの後幾つか出てくるんですけども、補間の間は「間」という字を使うのが普通であるというふうに思うのが一点。

それから 50 ページ目のところに、設備利用率増加とありますが、設備利用率は「上昇」のほうがいいかなというのが一点。

それから 59 ページ目のところに「建築費」とありますが、多分建築費ではなくて建設費かなと思いますので、それが一点。

それから、多分これ 153 とかその辺りになると思うんですけど、これちょっと前回原子力のときに申し上げるべきことだったと思うんですけども、炉心損傷頻度、PRAからCDFを取ってきていますが、PRAをやるときに、その炉心損傷頻度だけではなくて、その格納容器の機能の損失、CFRという値を取っていて、ちょっと素朴に考えると、CFRのほうが事故被害というところに直接関係しそうなので、どちらを使っても同じだと思うんですけど、CFRのほうが直観的には近いように思えるんですけど、CDFを使った理由がもし分かれば、もし書ければいいのですが、書いていただければいいのではないかなというふうに思います。

以上です。

○秋元座長

ありがとうございました。

それでは、松村委員、お願いします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○秋元座長

はい、聞こえています。

○松村委員

発言します。

今までの議論を丁寧にまとめていただき、ありがとうございました。修正していただきたい点も、質問もありません。ありがとうございました。

それから、統合コストについて、かなり立派なものを出していただいたこと、とても感謝します。

それで、私はそれでもこのワーキングの議論でちょっと不満があるのですが、不満があるというのは、最初に私は確認したつもりだったんですけど、ここに出てきているコストは、基本的に社会的コストを議論している。そもそもエネルギーミックスを議論するために、望ましい姿を描くための基礎資料として出てきているということなので、これは社会的な費用でなければいけないと思います。これが報告書も事務局の説明も大丈夫だと思うのです

が、委員の間の議論ではしばしば、言わば事業者のコストを念頭に置いた議論が、かなりあったのではないかと思います。議事録を見れば、恐らく該当する箇所は何か所も見つかると思います。これについては、逆に言えば、委員の間でも、そういう混乱した議論があるということは、外向けに関して、ここを出てきているものの意味を正確に伝えることの重要性という必要性を示唆しているような気がします。

この点に関しては、誤解のないように、恐らくこの検証は今後も続いていくと思いますので、そここのところは、やはりはっきりさせなければいけないと思いました。

次に、これはこの委員会のミッションではないことは十分分かっているのですが、この委員会で出てきたものは、もちろん基本計画の議論に生かされるということはあると思いますが、ほかの文脈でもいろんな形で利用されます。今までも利用されてきました。そのときに、こういう形で利用されていることに関して、もしこの委員会のそもそもの趣旨に反する使い方がされるようなことがあるとするならば、それについても、何らか次回の委員会のときでも確認しなければいけないのではないかと思います。相当大的な影響を与える報告書になると思いますので、その点についても少し注意を払うべきかと思いました。

それから統合コストに関して、私の聞き間違いかもしれないのですが、前回座長から、連系線の投資コストに関して、入らないのかというようなことが、入れていないという明確な答えというのがあり、入れていないというのは論理的に正しいと思うのですが、これは言わば外生変数として連系線の総量だとかを与えているということだとすると、もちろん限界的に増やすということを言うなら影響しないというのは当然なのですが、そうでなくても、再エネを増やすということがあったとしても、外生変数で与えられているものが増加し、コストがどれだけ増えるのかという議論をする余地が、理屈としてあり得ないと思いますので、今回の整理が正しいと思います。一方で、もしこれが、例えば再エネの比率が変わると、連系線投資量が変わるという格好でシミュレーションしたのだとすると、それは入ってくる余地が出てくると思います。

コメントは、今回については入らないということはもちろん当然だと思いますが、ひょっとしたら、そこまで内生化するべきという座長の指摘なのかもしれない、もしそうでなければ前回の座長の指摘は非論理的になるから、と思いました。現状でもこんなに大変な作業なのに、そこまで内生することは困難だというのは十分承知はしていますが、送電投資量を内生化することについても考えなければいけないかもしれない、と思いました。

以上です。

○秋元座長

ありがとうございました。

以上で委員からのコメントは全てだと思いますが、座長ですが、私からもちょっとコメントさせていただきます。

全体として、これまでの議論を適切にまとめていただいたと思っておりまして、私も修正のご要望はございません。



その上で、若干コメントですけれども、一つ目は、私も岩船委員がおっしゃったところと若干重複で、2023年でPVが一番安くなって出るというところは、場合によってはメッセージとして、FITが要らないというメッセージにもなりかねない感じもあって、そういうことはないだろうという感じもあるので、その辺り、前提がどういうふうに違って、間違ったメッセージにならないほうがいいかなというふうに思いました。そこはちょっと感想です。

算定の方法が違って、瞬間的にどこを見ているのかということも違いますので、そういった中で、今回の数字がまとめられているというふうに思いますが、人によっては、安いのでからもうFITをすぐやめろという意見も出てくるかもしれないので、ちょっとその辺りについて、丁寧な説明が必要かなというふうに思いました。

これも岩船委員とちょっと重複するのですが、CO<sub>2</sub>対策費のところに関しては、松村委員もおっしゃったように、この全体は社会的費用を見ているという部分では、2023年の部分のコストの入れ方というのはこれでもいい気もするのですが、他方で、もし社会的費用を見ているのだとすると、ダメージは別に時間軸で変わるというのは名目では変わっても、時間軸で変わらないというふうに見ることもできるかと思うので、その辺りが2040と23年でやり方を、費用を上げていっているんですね。そういう意味から、2023年の扱いのご説明は、少し追加をしておいたほうがいいかなという感じは若干持ちました。

割引率、IRRの件についてもいろいろお話がありましたけど、やっぱり実際には投資する人であったり、マーケットがどうであるかによって物すごく変わってくるので、これは全体社会費用を見ているということで、一つの決めとして割引率3%ということで統一して分析したということだと思いますので、実際の投資がどういうふうに進み、そのときのリターンがどれぐらい必要なのかというのは、社会情勢、そしてマーケットがどうなのか、仕組みがどうなのか。より自由化に近い世界では、やっぱりリターンが必要ですので、そういったことも含めて、この結果を解釈しないといけないということで、いろいろ不確実性があり、この結果の解釈はいろいろと考えないといけないということを、最後ちょっと私、座長としてコメントしておきたいというふうに思っています。ただ、今回の取りまとめ自体は、私は適切にさせていただいたかなというふうに思っております。

それでは、若干ご質問もあったかと思っておりますので、以上について、1回事務局からご回答いただければと思います。

○植田需給政策室長

ありがとうございます。

それでは、まず事務局ですけれども、私のほうから全体のところを回答させていただいて、個別の電源のところは各担当からやらせていただければと考えております。

まず、説明の部分でございます。新設だということをきちんと明示するということと、あくまで立地制約、燃料供給の制約もある中での一つの検討の中での要素に過ぎないというところを、書かせていただいているつもりであるのですが、確かに誤解も多いところご

ございますので、どういうふうに目立てさせていくか、もう一段考えたいと思っております。

DRや調整力としてどういうものを考えていて、どこまでこの統合ポストの計算に入っていて、どこまで入っていないかというところは、改めてきちんと目立つ形で整理できればと考えてございます。

あと、社会的コストを見ている委員会だということは、松村先生もご指摘いただきましたけれども、そのように考えております。また、いろんなところで使われているというのもそのとおりでございまして、次の検証にはなるかとは思っておりますけれども、そこは明示した上で、こういうところにも使われていますというのを初回にやるように、多分引継ぎも含めて、きちんとそこは整理するというので、今後は考えていきたいと思っております。

一方で、CO<sub>2</sub>対策費について、社会的コストの政策経費と同様に、発電単価とは性格が違うということはそのとおりでございます。色を薄くするのがいいかというのはあるかと思えますけれども、一応4ページ、5ページにも右下のところに、発電単価と発電単価以外と分かるようにはしてございますけれども、見せ方としてどういうのがいいのかというのは改めて考えたいと思っております。

あと、割引率のところ3%というのは、もう少し表現が分かるように、これから資料を修正して、皆さんに書面で確認いただくという形で進めたいと思っております。

石炭の価格は、ちょっと私が見ているページがもしかしたら違うかもしれませんけれども、石炭の価格について、IEAは1トン当たりのカロリー数を標準化して出しております。それが日本の場合、オーストラリア産の発電用石炭が多いということもございまして、ちょっとそのギャップに、どういう品質のものを設定するかというところに、恐らく大きな原因が出てくるのではないかと思います。完全には、私たちもIEAにも確認いたしましたけれども、分からない状況でございます。けれども、恐らく品質の異なるものを標準的なものとして設定するというところが一番大きいかと理解してございます。

それでは、残りの部分は再エネとアンモニアと原子力だと思いますけれども、担当のほうから答えさせていただければと思います。

○日暮新エネルギー課長

再生可能エネルギーの関係につきまして、新エネルギー課長の日暮からお答えさせていただきます。

まず、IRR政策経費に関するご質問が高村委員、原田委員からございました。

実際、入札価格が現在低い水準で入札されている事例もありますが、多くはPPAを前提として、電源のコストが低いということだけではなくて、電気を別の需要家に売るということをもって入札をしているということだと理解をしております。このIRRの考え方、こういう一定の留意点が必要だと考えておりました、資料で申し上げますと、37ページ目の下の※印二つにこの点、留意事項として記載してございます。「入札により調達価格を決定する区分では、落札価格は調達価格になる。」と。この場合、調達価格におけるIRR等の諸元を把握することは困難であるほか、PPAの話も書いてございます。

こうした中で、一定の幅を持って政策経費を捉える必要があるとは理解をしておりますけれども、IRRを政策経費として乗せているという状況でございます。そうした中で、岩船委員からも、ご指摘もありましたけれども、ここは特にPPAを前提とした価格ではなく、事業用と住宅用にはこうした点でも差異が生じているということでもあります。

再生可能エネルギーの価格がコスト効率的に導入が進んでいくということは大変望ましいことだというふうには考えておまして、主力電源化を徹底していく中で、自立化ということの在り方についても、別の委員会になりますけれども、議論をきっちり行っていきたいと考えてございます。

以上です。

○吉瀬原子力政策課長

じゃあ、すみません。原子力の点についてお答えをさせていただきます。

ちょっと先に、松尾委員からご質問いただいた格納容器破損ではなく、炉心損傷頻度のほうを採用しているのはなぜかという点でございますけれども、今回のまとめ資料にも入っておりますが、ちょっと2015年のときの対比のしやすさということも加味して、炉心損傷頻度のほうを指標値としては引用しております。実際の保守性という観点でも、格納容器破損よりも炉心損傷頻度のほうが発生確率は大きくなるものでございますので、そちらをベースに対比をさせていただいているということでございます。

また、高村先生からご質問いただいた追加安全対策費については、最新のデータに更新しているということかというご質問がございましたけれども、それはまさにおっしゃるとおりでございます。そういう形での対応をさせていただいております。

また、事故リスク対応費用について、今後より適切な算定方法検討をするべきではないかというご指摘については受け止めさせていただきまして、次回に向けて、そもそも事故対応費用そのものを、規模感とか、その頻度とか、あるいは保険との関係とか、そういうことをもう少し、ちょっとどこまでできるか、今この時点では自信はありませんけれども、何らかの可能な見直しというのを考えてまいりたいというふうに思っております。

以上です。

○廣田水素・アンモニア課長

よろしくお願ひします。水素・アンモニア課長の廣田です。

アンモニアのモデルプラントの諸元の置き方について、高村先生からご質問いただきました。実際の報告書の中で、恐らくブルームバーグのものをご指摘いただいているのかなと思いますけれども、企業とレポートを書いた方が議論をした際、CAPEX、資本費の上昇分であるとか、OPEXの効率が悪くなるというようなお話について言及されていたかと思ひます。いずれにせよ商用でまだ運転しているプラントが存在しないということであるとすると、恐らくこの議論というの、目下一番実証が進んでいるもののプロトタイプモデルプラント等々を議論した結果として、レポートの中にもインディケイトとありますので、ここから暗喩されることが、ある種書かれたということになっているのかなというふう

に理解をしています。

このようなレポートがあるのは認識をしているのですが、今回引いているものというのは、ほかの文献等々も加味した上で考えております。そういった意味で、やはり 2040 年に作り始めるこの商用機のモデルプラントの諸元としては、この実証レベルのものをそのまま入れるというのはふさわしくないのではないかとこのように考えております。そうした意味で、前回のコスト検証の分析と同様に、この貯蔵タンク等々の最適化された金額というのではないという前提において、この石炭火力と同一のものと想定してこのように考えた次第であります。

ただ、おっしゃるとおりご指摘として、改めてこの商用運転のデータが入手可能になれば、当然それに基づいた諸元の更新というのを考えていく必要があると思いますので、その考え方についても、同じく 121 ページだと思っておりますけれども、そちらには書かせていただいております。

以上です。ありがとうございます。

○秋元座長

ご説明ありがとうございます。

それでは、追加で委員の皆様からご質問、ご意見がございましたらお願いします。いかがでしょうか。よろしゅうございますか。

それでは、ご意見は追加でないようでございますので、以上とさせていただきます。

それでは、ただいまのご議論も踏まえて、明日、基本政策分科会が開催されるというふう聞いておりますので、当ワーキンググループを代表して座長の私から、今資料 2 ということでご報告いただいたものを、基本政策分科会で報告させていただきたいと思っております。若干今日の議論を踏まえて直すところがあれば、後で事務局と相談させていただきたいと思っております。

また、以降のプロセスでございますけれども、事務局からもご説明がありましたとおり、政策経費の一部については、エネルギー基本計画そのものの議論を受けて、詳細を出し直す部分がございます。それについては整理がつき次第、改めて皆様に、書面審議になるかもしれませんが、ご報告したいと思っておりますので、その際にまたご確認いただければと思っております。

それでは、この際事務局よりご挨拶をさせていただきます。資源エネルギー庁より畠山次長にご参加いただいておりますので、一言ご挨拶をお願いいたします。

○畠山資源エネルギー庁次長

資源エネルギー庁、畠山でございます。本日も誠にありがとうございました。これまでも各回、活発なご議論いただきまして、重ねて御礼を申し上げます。

実に様々な論点を提示いただきましたし、コストと一言で言うとすごく分かりやすいのですが、その計算の仕方とか、それをどう反映させていくかというところは、極めて難解な点も多い点ではありますけれども、しっかり論点をお示しいただいたおかげで、事務局と

してもしっかりと検討を進めることができたというふうに思っております。

また、今申し上げたように、本当に説明しようとするのが難しいところを、どう世の中の方に分かりやすく説明していくのかということも、この後すごく大事になってくると思っております。そういう意味でも議論を通じてご示唆をいただいたかなというふうに思っております。

エネルギー政策を議論する、あるいは決定していくに当たりましては、もちろん、常々から安全性の確保を大前提に、エネルギーの安定供給の確保、経済効率性、それから環境適合、こういう我々はS+3と呼んでおりますけれども、こういう様々な視点考える必要がございますので、もちろん今回ご検討いただいた発電コストだけですべてが決まるわけではないわけでございますけれども、個別電源の発電コスト等、それから各電源を電力システムに受け入れるコストでありますとか、それを合わせた統合コスト、これが示され、合わせて分析されたことは、電源の位置づけですとか電源選択の議論を進めるための重要な基礎材料になるというふうに考えております。

また、今後こうした分析がさらに深まることにつながっていくのではないかとこの点でも、意義が大きかったのではないかとこのように考えております。

基本政策分科会では、こうしたことも念頭に置きながら、このワーキンググループでの議論ですとか検証結果を踏まえて、エネルギーミックスの検討を最後進めていきたいというふうに思っております。秋元座長におかれましては、基本政策分科会でのご報告、明日は何とぞよろしくお願ひいたします。

本当にこの間、ありがとうございました。最終取りまとめではございませんので、引き続き、またよろしくお願ひいたします。ありがとうございました。

○秋元座長

畠山次長、ありがとうございました。

それでは、対面での開催は本日が最後になるかと思っております。これまで半年間、また台風もあつたりして、急遽対面から完全オンライン会議に切り替えたということもございましたけれども、短い期間か長い期間かあれなのですけれども、大変お世話になり、ありがとうございました。大変有意義な議論ができたかと思っております。座長からも感謝申し上げたいと思っております。

それでは、これにて閉会とさせていただきます。どうもありがとうございました。