

産業構造審議会イノベーション・環境分科会
排出量取引制度小委員会
発電ベンチマーク検討ワーキンググループ（第3回）

日時 令和7年10月10日（金）10:00～11:31

場所 経済産業省別館225会議室 対面・オンライン開催（T e a m s）

1. 開会

○月村補佐

定刻となりましたので、第3回発電ベンチマーク検討ワーキンググループを開催いたします。事務局を務めさせていただきます、資源エネルギー庁電力基盤整備課の月村です。本日はご多用のところご出席いただきまして、誠にありがとうございます。

本委員会の審議は公開とし、本日の審議の様子についてはY o u T u b eにてライブ配信を行います。議事録につきましてはワーキンググループ終了後、発言者にご確認いただいた上で、ホームページに公開いたします。

次に、本日の配布資料を確認いたします。資料は3点。資料1議事次第、資料2委員名簿、資料3事務局説明資料となっております。不足等ございましたら、事務局までお知らせください。

それでは早速、本日の議事に移りたいと思います。秋元座長、ここからの進行お願ひいたします。

○秋元座長

ありがとうございます。皆さん、おはようございます。ご多忙の中ご参集いただきまして、ありがとうございます。それではこの後の議事について、私のほうで進行させていただきます。

まず本日の議事の議論の進め方ということでございますが、まず事務局から発電ベンチマークの案について、ご説明を頂きます。その後、委員の皆さんからご質問やご意見を頂いて議論をさせていただければと思いますので、よろしくお願ひいたします。

それでは資料3ですけれども、事務局よりご説明をお願いいたします。

2. 事務局資料説明

○佐久室長

ありがとうございます。資料3に基づきまして、事務局より発電ベンチマーク案についてということで、ご説明申し上げたいと思います。

おめくりいただきまして2ページですけれども、これまでの検討第1回で「発電分野をめぐる最近の動向」ということについて、ご紹介・ご議論いただきました。第2回で業界、関連する発電事業者の皆さま方からのヒアリングというのを行っていただいたところでございます。こうした議論を踏まえまして、本日はこの四角の赤枠で囲っているところを中心に、議論をいただければと思っているところでございます。

3ページはちょっと飛ばさせていただきまして、4ページでありますけれども、ここから3枚ぐらい、第2回ワーキンググループでの主な議論ということで、振り返りをさせていただいております。

1つ目の論点というか固まりとして、規制の強度についてさまざまご意見を頂戴したところであります。

上から簡単に申し上げますけれども、例えば地域や事業者ごとにカーボンプライスによる影響の大きさが異なるため、規制の強度は慎重な検討が必要じゃないかとか、あるいは技術の動向を踏まえて、現実的かつ着実に実行できる水準設定が重要ではないか。

移行段階にある設備が、炭素コストを払ってもなお存続可能な水準とする必要があるのではないか。一方で、短期間で率先して大幅な脱炭素の取り組みを行った事業者が、市場や社会で評価される枠組みも大切だ。

ベンチマーク設定の強度とその他の枠組みで、脱炭素投資をどうやって推進していくのか。このインセンティブとの強度の間のバランスが重要じゃないか。

全電源平均を燃種別と組み合わせる、加重平均して取り込んだ上で、出口の水準に線形で近づけていくようなステップが望ましいのではないか。

非効率LNG火力へのペナルティーが、大きな経済的インパクトにならないような強度が大事じゃないか。

ベンチマーク設計において、カーボンニュートラルまでの経路は事業者が選択できる自由度、こういったものを高めることが重要じゃないか。

さまざまな脱炭素化オプションを考えると、ロードマップなどのようなイメージで、長期の予見性も持てるような仕組みとしていくことが重要じゃないか。こんなご議論を頂いたところであります。

おめくりいただきまして5ページですけれども、前回論点としてご提示いたしました、発電事業者の対象範囲ということに関連しましては、基本的には事務局の考え方をご賛同いただいたかなと思っています。その上で発電ベンチマークの対象範囲をどう設定するかという時に、規模や効率でグループ分けをするといったようなことも考えたらどうかといったようなご意見、さらには発電事業でない発電は制度の対象外となるのか、別のベンチマークの対象となるのか、そういうことをしっかりと考えて、制度の穴が発生しないように気を付けたほうがいいんじゃないか。このようなご意見がございました。

製造系の自家発電については、基本的には製造業ベンチマークを見ていただくといいのではないかと。このようなご意見を頂いたところであります。

熱、蒸気供給の扱いということについても論点を提示いたしまして、ご議論いただいたところでありますけれども、こちらも基本的には事務局の考え方をご賛同いただいたということでありますけれども、グランドファザリングで発電ベンチマークの外で熱とか蒸気を考える時には、その割り当てが過少や過剰にならないように注意が必要ではないか。

熱は発電ベンチマークの対象外と理解したけれども、熱や電気が出た際にはCO₂を案分して、発電ベンチマークは電気だけを対象に含めるという理解でいいのかと。このようなご意見があつたところでございます。

6ページになりますけれども、副生ガスの混焼の扱いということについては、CO₂削減・環境貢献の観点から、副生ガスの燃焼利用を阻害する制度設計にならないような配慮が必要だと。こうしたご意見がございました。

あと他の論点といたしましては、沖縄エリアの取り扱いということについては、沖縄を特別扱いする必要があるということの前提の上で、地域でというよりは規模感でグループ分けするのがいいのではないかというご意見。

沖縄は系統が切り離されているので、大型で効率がいいものを使う選択肢がないということは重要な要素だと。沖縄本島は制度から除外できなくても、一定の補正が必要だと。こういったご意見がございました。

さらには、電力の安定供給のための周波数や電圧の維持というのを沖縄で維持をしていくことの観点からの配慮は、単に発電機ということよりは、エリアのシステム全体として配慮していくことが重要じゃないかと。こういったご意見がございました。

もう1点、そもそも沖縄はETSの枠から外したほうがシンプルで楽だという気もするけれども、そもそも制度の立て付けがそうなっていないんだとすると、発電ベンチマークで算定式を別に用意をするということになるのではないかと。このようなご意見が出たところであります。

さらにその他のご指摘ということで申し上げると、ベンチマークの達成のために燃種の異なる火力発電の差し替え、供給力に対して抑制的な運用が想定されるということでありますけれども、これらが売り惜しみの行為に該当しないということを事前に確認することが必要ではないか。電気料金への転嫁について、転嫁を前提にどこが課題になるのか、早めの検討が必要ではないか。こうしたご指摘・ご意見を頂いていたところでございます。

7ページでございますけれども、これまで第1回・第2回でご議論いただいたことも踏まえまして、本日はこの7ページに書いております、③～⑥という論点を中心にご議論いただきたいと考えているところでございます。

8ページでありますけれども、各論に行く前にこれまで第1回・第2回でさまざまご意見を頂いてきたということを踏まえまして、論点を議論していく前提として、このワーキンググループにおける、発電ベンチマーク策定に向けた基本的な考え方というのをまとめたらどうかと思っておりまして、1枚、この8ページでスライドを準備しているところでございます。

上から順番に申し上げますけれども、排出量取引制度を含む成長志向型カーボンプライシング構想。これは、2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた構想だということでございます。委員の皆さまからは、2050 年カーボンニュートラルという観点から考えれば、CO₂を排出する火力発電のみならず、再エネ・原子力等も含めた全電源を念頭に置いた制度設計とすることが整合的だと。こうしたご意見を頂いていたところでございます。

この点、2033 年度から燃種・発電種別にかかわらず、発電事業者のCO₂排出量の一部に対する有償オーケションが義務づけられる第3フェーズが開始されるということに、これは法律上そうなっているところでございます。第3フェーズ開始後はCO₂を排出することそのものに負担が課され、再エネ・原子力等の脱炭素電源による発電にインセンティブが働くことになるということを考えますと、中長期的にはまさにご指摘いただいたような、全電源を考慮した制度運用ということが想定されているということでございまして、2050 年までの時間軸になっていた時には、ご指摘と整合性のある制度になっていると考えているというところでございます。

一方で委員の皆さまからは、制度開始当初については、足元の必要な供給力確保が重要だということ、発電所の建設や火力発電の脱炭素化には一定の時間を要すること、さらには省エネ法など、これまでの取り組みとの整合性等も考慮し、急激な事業環境の変化を避けながら、一定の時間をかけて火力発電のCO₂排出量の削減を求めるようなベンチマーク水準の策定が重要ではないか。こうしたご意見も頂いているところでございます。

これらのご意見を踏まえまして、第2フェーズにおいてはCO₂排出源である火力発電に着目したベンチマークを定めるということとし、制度開始当初3年間は燃種別のベンチマークをまず用いると。その後、徐々に燃種別ベンチマーク、燃種別の水準と全火力水準をミックスして、全火力水準へとベンチマークを近づけていく。第3フェーズが開始をする2033 年度には、全火力水準までベンチマークの水準を引き下げていくという基本的な考え方の下で、具体的なベンチマークの設定を行っていくということとしてはどうかと考えているところでございます。

こうした考え方により、急激な事業環境の変化を避けつつ、2050 年に向け段階的に制度の強度を強めることで、エネルギーの安定供給の確保を大前提に、着実に 2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた取り組みを進めていく。こうしたことを基本的な考え方として、このベンチマークの議論を進めていくというのは、第1回・第2回の議論を通じて、頂いたご意見をまとめると、こういう考え方方がいいのではないかと考えているところでございます。

最後のポツですけれども、この点は若干技術的な話ですが、その際まず最初に用いるとしてはどうかと申し上げて、燃種別のベンチマークという区分については、先ほど申し上げたように、現在あるエネルギー効率についての枠組みであります省エネ法を参考にしながら、その省エネ法の枠組みと整合的というかそれを参考にして、石炭、可燃性天然ガスおよび都市ガス、石油その他の燃料という 3 区分で設けるということにしてはどうかと考

えているところでございます。

9ページですけれども、今申し上げた燃料の3区分。これは、9ページは省エネ法の議論を行う、石炭火力検討ワーキンググループというのが2020年に行われたのですが、その際に提示された資料を引用しております。先ほど申し上げたように、省エネ法では石炭、可燃性天然ガスおよび都市ガス、そして石油。この石油の中にその他の燃料ということで、さまざま燃料として発電の燃料に使われるものはあるのですが、それは石油のベンチマークに入るということになっているということでございます。

10ページご覧いただければと思いますが、こうしたことを踏まえまして、各論の論点について議論をしていきたいと思います。論点のまず3ということですが、発電ベンチマークの対象電源、活動量の対象をどう考えるかという論点でございます。

第2フェーズにおいては、CO₂排出源である火力発電に着目したベンチマークとする案というのを、そういうことでどうかということを先ほど申し上げたということでありますけれども、その考え方を踏まえますと、発電ベンチマークにおける活動量は、火力発電の発電電力量とすることが適當だということですけれども、基準活動量の算定に当たり、非化石燃料分の発電電力量を活動量にカウントするかどうかということは、論点になるのかなと考えています。

この点、水素・アンモニア等の非化石燃料の化石燃料への混焼、これは火力発電の脱炭素化に向けたステップとして現実的な手段だと考えておりまして、火力発電の脱炭素化を目指すETS制度において、非化石燃料分の発電電力量も活動量に含め、割り当ての対象とすることを原則とするというのが適當ではないかと考えています。

ただし、少し考えなくてはいけないこととしましては、主たる燃料が非化石燃料となるといったことで、非化石燃料の混焼割合が高い場合、どう取り扱うかということについては、もう少し発電事業の実態を踏まえて詳細を検討したほうがいいかなと考えております。

一番分かりやすいケースで申し上げますと、バイオマスの専焼設備として例えば届け出を行っているような設備、これに一定の化石燃料を混焼するようなケースというのも考えられるわけでありますと、こうしたケースについても全量の無償枠を割り当てるということになりますと、制度がゆがんでしまうということが懸念されますので、例えば一番極端なケースとして、今申し上げているような場合については、化石燃料の混焼分の発電電力量のみを活動量にカウントするということが適當だと考えております。ただこれは程度量の問題でありますと、混焼の割合が高いケースについても取り扱いを工夫していくということが必要だと思っておりますので、詳細については検討した上で、またご議論いただきたいと思ってございます。

11ページでありますけれども、副生燃料等の混焼の扱いということであります。燃種別ベンチマークの区分、先ほど申し上げたように省エネ法のベンチマークを参考に、石炭、可燃性天然ガスおよび都市ガス、石油その他の燃料という3区分としてはどうかと考えてございます。

省エネ法では発電設備に投入するエネルギーのうち割合が最も高い燃料、これを主燃料と言っているわけですが、これによって発電方式の分類を判断するということになっています。

複数の燃料を混焼している場合に、混焼分については省エネ法の整理を参考に、原則として主燃料の燃種別ベンチマークによる割り当てをするというのが適当ではないか。ただし主たる燃料が切り替わる場合等の割り当て方法の詳細については、さらなる検討が必要ではないかと考えてございます。

これは、要は下に例として書いていますが、例えば石炭を90%使っていて、残り10%を重油で燃やしているようなそういう発電があった場合に、これが石炭ベンチマークなのか石油ベンチマークなのかというところに疑念が生じるわけですけれども、これは主たる燃料のベンチマークを適用していくのがいいのではないかということを考えているところでございます。

ただ、こういう制度にしますと、じゃあこの主たる燃料を切り替えることで、何らか得なことができるのではないか。こうしたことでも考えられるわけなので、そういう主たる燃料を切り替えた場合に、どう割り当てを行うのかということについては、詳細を今後考えていく必要があるかなということで、論点として提起させていただいてございます。

また発電ベンチマークの対象範囲に含まれる場合には、燃料種や製造プロセス等からの副生物であっても、発電ベンチマークによる割り当てを行うということも書かせていただいておりまして、これは当たり前といえば当たり前なのですが、確認のために書かせていただいたところでございます。

加えまして、副生燃料の有効利用を推進するということは、全体として推し進めるべきことでありますし、このベンチマークの設定によって、仮にこの副生燃料の有効活用が進まなくなってしまうと、それはそれで望ましくないということでございますので、これは必ずしも発電に閉じる話ではないということで、通常想定される燃料と排出係数の差によって副生燃料が著しく不利とならないよう、別途、制度上の措置を講じることを排出量取引制度小委員会において検討する予定だと聞いているところでございます。

12ページでございますけれども、割当量の算定式の案ということでございます。先ほど口頭でご紹介いたしました基本的な考え方、これを数式の形に落としたというのが、このページの趣旨でございます。割当量については基準活動量×目指すべき原単位。これは発電ベンチマーク水準ですけれども、というもので算出していこうと。

この発電ベンチマーク水準について、この発電ベンチマークでは、全火力ベンチマーク水準× $\alpha\%$ + 燃種別ベンチマーク水準×(100 - $\alpha\%$) という数式で算定してはどうかと考えています。全火力ベンチマーク水準は、燃種ごとの発電比率による燃種別ベンチマーク水準の加重平均ということでございまして、燃種別ベンチマーク水準は、発電事業者の燃種別ベンチマーク指標の上位〇%ということを想定しています。基準活動量は、発電電力量の2023年度から2025年度の平均値。これは全体の整理と同様ということであります

が、そういうことにしたいと考えています。

その上で 2026 年～2030 年、これが今回、制度検討小委員会のほうから、このベンチマーク・ワーキング・グループのタスクとして落ちてきている、この 5 年間のベンチマークを決定していくために必要な要素としまして、先ほどご紹介しました算定式の $\alpha\%$ のところに、一体具体的にどういう数字を入れていくのかということをお示ししなければならないということでありまして、まず今回決めていくこの 5 年分の α についての考え方を、この表で示しているところでございます。

先ほど申し上げましたように基本的な考え方といたしまして、まず最初は燃料種別ベンチマークを使うと。そのうち徐々に全火力のベンチマークに移行していく、最終的には全電源的な制度に移行していくというのが全体の考え方でございますので、まず最初の 3 年間は燃料種別ベンチマークを用いるということで、数字は 0 ということになっています。そこから直線的に、先ほど基本的な考え方のほうで、2033 年には全火力の水準に引き下げていくということを申し上げましたけれども、2029 年から直線的に引き下げていくイメージで、2029 年、2030 年については 20%、40%、全火力の要素を加えていくということによって、2033 年に引き下がっていくような水準の数字になるということで、こういうふうな α の値をご提案しているということでございます。

最後、燃種別ベンチマーク指標ということではありますが、石炭、LNG、石油等について発電事業による燃種ごとの直接排出量を、燃種ごとの発電電力量でそれぞれ除したものということで、下に書いてあるような数式で定義をしていくということでどうかと思っております。

この算定式を用いまして、今後これも排出量取引制度小委員会で議論されている、上位 X% から Y% への段階的な引き下げというのを、ベンチマーク制度ではやっていくということで聞いておりますけれども、その整合的な水準に、具体的なベンチマークを設定をしていくということにしていきたいと考えているところでございます。

13 ページはご参考で、ベンチマークの運用ということで、今冒頭で申し上げた X% から Y% 引き下げるというような話が、小委員会のほうでもともと議論されていたことを参考に、別途議論されている製造のベンチマークのほうで紹介された図を、分かりやすさのために入れているところでございます。

14 ページでありますけれども、その他の論点ということでありまして、再エネ導入に伴う出力調整という論点がございました。再エネが増えると、それによって火力の出力調整、これは増えるということになっていますので、それによって稼働率が低下した場合、やっぱりそれは原単位が悪化すると。それによって不利益が生じた場合、何らかの調整が必要じゃないかという論点がございました。

この点について実態をわれわれもヒアリングをするなど、少し確認してみたのですが、稼働率が低下をするという要因については、再エネの導入拡大以外にも当然、電源間の競争といったその他の要因もありまして、火力発電所の稼働率の低下による原単位の悪化と

いうのは、必ずしもこの再エネ導入に伴う出力調整が原因で起こるとは限らないというふうな認識を現在、持っておりますところでございます。

加えまして個別の発電所単位で見ると、先ほどの再エネが増えたことによって、全体としては悪化するわけですけれども、発電所が集約されることによって逆に稼働率が上がっているような場合もありまして、そうすると原単位の改善が起こった場合の取り扱いということも踏まえながら、どうこの調整をしていくのかということは、極めて難しいなという認識を持ってございます。

また基準活動量に応じて排出枠を割り当て、事業者単位で実際の排出量と比較して、超過した場合には排出枠を調達するという制度の立て付けになっている、このE T Sの中で、プラントごとに異なる設備利用率と原単位の関係による補正、これを簡易に行うということは技術的に難しい。こうしたことでも考えているということでございます。

以上の理由から、この発電ベンチマークについては、稼働率に応じた調整は行わないということとしてはどうかというのが、事務局としての考え方でございます。

15 ページでありますけれども、その他の論点ということで、先ほど少しご意見もご紹介しましたが、沖縄については何らか特別な取り扱いを考えたいと思っているのですが、具体案につきましては、次回またご提案するということにさせていただきたいと思っております。

価格転嫁につきましては、私どもも課題は認識しております。ただ今後、G X – E T Sの制度設計がまだ途中であるということ。それを踏まえた上で、さらには会計上の整理について、会計士の方々の世界で基準作りが行われていくということを聞いておりまして、こうしたルールがある程度定まらないと、なかなか考え方を整理しても難しいという事情もありますし、そういう状況を踏まえながら今後、考え方を整理をしていく必要があるのではないかということで、書かせていただいているところでございます。

最後 16 ページは、一番最後、その他論点としてご提示をした沖縄エリアの取り扱いについて、前回第 2 回で電事連さんが少し沖縄の状況についてまとめたスライドをご紹介いただいていたので、それを参考に付けているということでございます。私からのご説明は以上であります。

3. 質疑応答、自由討論

○秋元座長

ありがとうございました。それではこれより質疑応答、もしくは自由討論の時間とさせていただきたいと思います。委員の皆さんにおかれましては、いつもどおりですが、ご質問・ご意見のある方はネームプレートを立てていただければと思います。また本日、田中委員はオンラインでのご参加ということでございますので、田中委員はチャット欄に発言の希望の旨を記入いただければと思います。

それでは委員の皆さん、いかがでしょうか。それでは若林委員、お願いします。

○若林委員

資料のご説明ありがとうございました。今回で3回目のワーキングということで、特に細部の検討になると、ベンチマーク設定の難しさを改めて実感しています。細部の議論になるほど、そもそもの原理原則に戻って、GX-ETSの中で何を目指すのかを確認した上で、考えていくことが大事だと思います。その意味でも、資料でご提示いただいた、スライドの8ページ目にある基本的な考え方方が重要と受け止めています。

ベンチマークを設定する上で、複数の選択肢・考え方がある中、どれを選ぶべきかは必ずしも正解がないと認識しておりますが、これまで何度も議論してきたように、わが国の場合には安定供給の確保やエネルギー安全保障の問題という、エネルギー政策に関するさまざまな制約と、前回のヒアリングでご紹介いただいたように、多様な事業者が存在する中で、多方面に目配せをしながらバランスを取っていく必要があると考えています。資料のスライド12で示していただいたベンチマークの算定式は、まさにそういう意味合いのものと理解しました。

以下では今日お示しいただいた個別の論点について、コメントさせていただきます。

まず、スライドの10ページ目の論点3のところですが、以前、火力電源の低炭素化や脱炭素化の有力な選択肢としての非化石燃料の混焼あるいは将来的な専焼というご説明があった中で、さきほど申し上げたように、ETSを火力の脱炭素を後押しするための制度と位置付けるのであれば、やはりここで提示されているように、混焼分を活動量に含めて、一定の評価を行うのが妥当と考えます。

一方で、3点目に示されているバイオマス専焼プラントにおける化石燃料の使用、これは助燃に使う化石燃料のことだと思いますが、そういった場合に、全発電を活動量に含めて排出係数を算定すると、極めて係数の低いプラントとして評価され、それを一般的な化石燃料主体のプラントと同一の区分でベンチマーク評価の対象とすると、結果として多くの余剰額を与えることになります。これが果たして正しいのかどうかという判断だと思うのですが、カーボンクレジットには追加性という概念があり、これは追加性のない無償割当に該当するのではないかと思います。そう考えると、資料で書かれているように、バイオマス専焼プラントに関しては、化石燃料による発電分のみを活動量とし、ベンチマークを適用することが、妥当な考え方ではないかと考えます。

あるいは、今回第2フェーズにおいては火力発電がベンチマークの対象であるところ、少なくともバイオマス専焼は火力発電ではないと位置付けるのであれば、発電ベンチマークの対象外という整理になって、助燃分の排出はベンチマーク対象外として、グランドファザリングで割り当てるという整理もあり得ると思います。

また、同じスライドの下のほう、一番最後のところで書かれているCCSの取り扱いについて、今後の検討次第ということなのですが、仮にこの整理の結果、発電側で排出を算

入した後で、回収分をクレジットして算定するという整理になった場合には、ETSでは外部クレジットの利用を10%以下にするという制約が設けられていることから、若干問題が生じると考えています。

これはベンチマークの議論ではないのですが、発電ベンチマークの議論の中で、CCSもやはり火力の脱炭素の有力な手段と位置付けられていることを踏まえると、火力脱炭素を後押しするという制度主旨に鑑みて、ETSの制度の中で発電事業者がCCSを活用するインセンティブを与えることが重要だと思いますので、仮にこれがクレジットとして整理されることによって利用制限が設けられ、活用を阻害することになれば問題だと思いましたので、この機会に提起させていただきます。恐らくは、現在SHK制度の中で検討されているように、回収価値という概念で整理され、クレジットとは別概念と位置付けられれば、10%の利用制限の外側になるのではないかと想像しますが、ともかく、ETS上の利用制限との関係は、最後にしっかりと整理する必要があると思います。

次に、スライド11ページ目、混焼の扱いで、主たる燃料が切り替わる場合の割当方法について、今後検討が必要とされている部分についてですが、例えば共同火力の中で、製造業から提供される副生ガスで発電を行っている場合に、製造業側の業態変化によって副生ガスが提供されなくなり、LNG発電へ切り替わるというようなことが、具体例としては考えられると思います。その場合、LNGへ切り替わった後も、石油その他の区分で割当を受けるのか、切り替わった時点でLNG火力として扱われ、LNGの区分で割当を受けるのか、どちらを選択肢するかという問題になります。

その際、GX-ETSという制度に、副生物からLNGへの燃料転換を促す役割があるのかどうか、そういった観点からどちらを選択すべきか判断できるように思います。具体的に言うと、ETSによってLNGへの切り替えを促したいのであれば、区分変更しないことでより多くの割当を受け取れるので、事業者にとってLNG展開への明確なインセンティブになりますし、逆に、これがETSの目的ではないのであれば、LNGに切り替わった段階で区分を変更し、LNG火力として割当を与える方が、中立的な制度になるということです。つまり、ETSで推進すべき行動か否かという考え方に基づいて、扱いを整理していただければいいのではないかと考えます。

次に、スライドの14ページ目に整理されている論点6の再エネ導入に伴う出力調整の課題に関しては、このワーキングでもたびたび議論されてきましたが、再エネ導入に伴う出力の調整は、事業者にとっては不可抗力的な要素である上、再エネ増加時に系統安定に寄与するということで、社会全体の排出削減に貢献しているにもかかわらず、低負荷運転になることによって、事業者にとってETS上のペナルティーを受けてしまうという、そういう問題構造であり、配慮が必要と考えられます。

一方で、このスライドで整理されている通り、ベンチマークの中でこれを調整すると、いたずらに制度を複雑にすることにもなり、得策ではないということも事実であり、理解できます。排出量取引制度は、事業者の行動変容を促すためのインセンティブを与える仕

組みであり、制度を複雑にすることでインセンティブが分かりにくくなってしまったり、逆に意図しないインセンティブが働いてしまったりということもあり得るので、制度はできる限りシンプルなほうが望ましいといえます。

ただ、再エネなどの理由で利用率が低下したために非効率な運転となってしまい、それによってその電源の事業性が低下しているということがあれば、そういった事実を踏まえながら、E T Sではなくても、何らかの形でその事業者の不利益を解消し、将来的な電気の安定供給を実現する上で必要な電源の確保・維持が可能となるような、そういう事業環境の整備は、やはり必要だと思いますので、今後、何らかの検討をお願いできればと思います。

長くなってしまったのですが、最後、15 ページ目のスライドの最後のところで整理されている価格転嫁に関しては、今後整理が必要ということで、そのとおりだと思うのですが、実際、電力の場合は、先物取引もあり、既に 2026 年の売買契約も行われていると承知していますので、現時点で既に制度開始まで半年を切っているということを踏まえますと、円滑な経済活動を支えるためにも、なるべく早めに検討を行っていただく必要があると考えます。以上になります。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。お手は田中委員、そして圓尾委員と挙がっていますので、この後ご指名しますが、先に事務局から今の点についてご回答いただければと思います。

○佐久室長

はい、分かりました。今、多岐にわたる論点、詳細にわたりご検討いただいた上でのご意見を頂きまして、ありがとうございました。いずれも今後考えていくということで、今日資料上、取り扱いさせていただいている論点についてのご意見だったと思いますので、今日頂いたご意見も含めまして、しっかり検討して、またご議論いただきたいと思っております。以上です。

○秋元座長

ありがとうございます。それでは続きまして、田中委員お願いできますでしょうか。

○田中委員

ありがとうございます。今、若林委員のご意見を伺って、気になった点が近かったため興味深く拝聴しておりました。私も論点 3 について、少し意見を述べさせていただきたいと思います。

現状ご提案をいただいている方法ですと、非化石を水素・アンモニア混焼の場合は活動

量に組み込むということですが、私の理解では、水素・アンモニアも含めた活動量に対して、化石燃料分のベンチマークを乗じることになるかと思いますが、それでは大盤振る舞い過ぎるのではないかなと思っておりまして。

とはいえたが、混焼分を分けて考えて別に算定するとすると、混焼しないことと比べての効率低下などのデメリットが考慮されなくなりますし、分けて考えるのも、脱炭素化への意欲をそいでしまう。とすると提案内容で進めるにしても、例えば全活動量に入れるというのではなくて、何割か係数を乗じるなど、もちろん細かい検討なのかざっくりとした検討なのがあります、全量ではなく対応してはどうかとは、思っております。

ご説明にありました混焼度合いが高いものについて、もともと登録したバイオマス発電の場合なども含め、こういったものについては、今後の制度検討でしっかり見ていくというお話をしたかったかと思うのですが、その時の、混焼度合いの高低は何なのか、それらをどう決めるのかということも、一つ課題としても出てきますし、そしてまた、そういった区分が明確にあり過ぎるよりは、スムースな設定が何らかあるほうが、全体に公平性も上げられるのではないかという意味でも、あるいはそのトランジション期の脱炭素化というような方向性を少しでも取り入れようとしているような時期には、このような算定を検討いただいてもいいのかなとは思っています。

ただ、この論点3に関連して、別の点でもう1つ気になっておりますのが、そもそも水素・アンモニアそしてバイオマスについて、注意が必要かと思っていることは、それらがサプライチェーンの上流でどれだけクリーンにグリーンに製造されているか。ブラウンじゃないのかどうかです。スコープ2といいますか燃料製造とか、その輸送も含めた調達時の排出量をどうするのかという点だと思っています。

スコープ2というのならば、もちろん化石燃料自体も、同じく調達ルートの差も若干の差はあるかもしれません影響はありますので、いずれにしろそこの整理をこの中でどうしていくのかというところは、気になっております。もちろん調達する側で、スコープ1を確認することだとは思いますので、発電ではなく、他の産業の範囲であるというお話をかと思うのですが、今回のケースでいうと、これをそのままクリーン燃料として入れていいくのかどうかというの、十分見ておかなければいけないのかなと思います。

また、バイオマスについては吸收源として、上流で土地利用管理などが十分であれば、これはネガティブエミッションにもなりますので、そこはまたさらに複雑になるのかもしれません、今回の最終的なカーボンニュートラルといった目標を考えると、これは考慮して、整理して、少なくとも説明はきちっとしていかなければいけないことなのかなと思っています。

次に論点4、副生ガスについてです。詳細な、非常になるほどと思うような論点を若林委員からご説明いただいたので、私はもう少し手前の気になった点だけ申し上げますと、省エネ法ベンチマークの区分を便宜的に用いているということなのですが、少し問題といいますか疑問に思いましたのは、石油その他の燃料の区分についてです。こちら、石油と

コークス炉ガスが同じところに分類されてしましますよね。

省エネ法ではエネルギーで見ているので、大きな差になっていなかったかもしれないのですが、コーク炉ガスは水素が多いこともあって、エネルギー当たりの炭素排出原単位では、多分6割ぐらいでしょうか、石油より低いと思うので、これを同じカテゴリーに入れるのはどうなのかと思っています。

それから論点6、P14。これも若林委員から非常にきれいにまとめていただいているところだと思います。私も、再エネ吸収分による効率低下の件なのですが、結果としてはご提案のとおりで、今のところ異存はありません。再エネ增加分を火力発電が吸収しなければいけない状態であること自体を社会として改善すべきであって、他で吸収できる設備アレンジをしていくべきであって、そこをそもそも前提にしてしまうのはよろしくないという意味では、今の考え方でいいのかなと思っているというところでございます。若林委員からは、ETS以外のところで「環境整備」というお言葉が出たかと思います。私もその点、賛成でございます。

それから最後に、価格転嫁について。現在進めてくださっているようなこと、極めて大切なことかと思います。しっかり発電事業者が価格転嫁をして、小売りで料金に今度しっかり乗せることができるようなそういった場合であれば、今度は需要家が将来的には、理想的にはですけれども、炭素価格の上乗せが、より少ない脱炭素系の燃料を、電力を選ぶことができますし、結果として電源の脱炭素化のための投資も促進されるということが、ゴールから考えても重要なかと思いますので、どうぞよろしくお願ひいたします。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。こちらも一回、事務局にご回答いただき、また次、圓尾委員といきたいと思います。それではよろしくお願ひします。

○佐久室長

はい、ありがとうございます。田中委員からのご指摘も、今後の論点につながるところが多かったかなと思いますので、基本的には先ほどの若林委員と同様に、今後の検討に生かさせていただきたいと思っているところであります。

幾つかちょっとポイントかなと思ったところだけコメントいたしますけれども、一つはサプライチェーンの問題をご指摘いただいたかと思います。これは発電の話でもありますし、ただ他の製造業も含めて、こういうサプライチェーンの部分をどうするのかというの多分論点としてあると思いますので、そういう全体の考え方も含めて、私どももう一度確認をして、どういう考え方かということを考えたいと思います。

あと、省エネ法と全く同じ区分とするのはどうかと。こういうご意見があつたわけですが、このところはある種、燃料種によって当然排出係数が違うので、それを全部じゃあ

ベンチマークとして設定していくのかというと、それはそれでやっぱり非効率だと思っております。

そういう意味でいうと、何らかの形で集約していかなくてはいけないということでありまして、他方でんまり集約の仕方が極端だと、今、田中委員からご指摘いただいたように、実態と大きく乖離（かいり）してしまうんじゃないかと、こういったことが起こるわけであります。そうしたことも含めて、今資料にも書かせていただきましたけれども、先ほどの資料でいうと論点④の一番下のポツですね。ベンチマークの水準と副生燃料の原単位が、大きく乖離するようなケースについての調整の仕方ということは別途検討しておりまして、そうしたこととセットでご説明できるようにしていきたいと考えているところでございます。私からは以上となります。

○秋元座長

ありがとうございました。それでは圓尾委員、お願いします。

○圓尾委員

はい。ご説明ありがとうございました。全般に合理的なご提案をいただいていると思います。特に論点3、4、6辺りについては、特段申し上げることはないと思っています。

1点、私が引っ掛かっているのは、12ページの α の0が3カ年も並んでいるところです。前回、前々回も申し上げましたけれども、現状の燃種別の構成が各電力会社によって異なるのは、歴史的な経緯があったり、いろんな燃種を組み合わせて、今までの日本の安定供給を確保してきたという事実があるので、これは尊重しなきやいけない。という一方で、この制度はCO₂の排出を削減していくことを進めるものなので、全火力平均にしろ全電源平均にしろ、といった指標も非常に大事。この2つを組み合わせていくべきだという話をしました。

前回、前々回、例えば「2対8から始まって、最後8対2で終わるような、なだらかな変化がいいんじゃないか」と申し上げたのですが、0・100になっているのは、すごく引っ掛かるんです。どちらも大事だという意思を出すべきではないかと思っています、0、0、0、20、40となっているわけですが、最後の20、40はこのままでしても、例えば5、10、15として20につなげるとか、0を1個入れたとしても、0、5、10として20につなげるとか、そういったことができないものだろうかと非常に思います。

それは、今申し上げたように両方の立場を尊重すべきだという思いと、それから、この制度をなぜ導入しなければならないのかという、制度趣旨を考えた時にも、やはり0・100というのは、沿わないのではないかという思いがあります。

もう1つは、この1カ月強で国内外のESG関係の投資家から、かなり問い合わせを私自身、受けたのです。投資家とディスカッションしたのです。カーボンニュートラルを目指して、いろんな制度を組み合わせて日本としては達成しようとしていると思うのですが、

特に、この制度は注目が高いということだと思うのです。

0、0、0と並んでしまうと、日本政府がカーボンニュートラルに対して積極的ではない、というメッセージに受け取られるのではないかと懸念しています。私がディスカッションした投資家も、そういうことであれば日本に対しての投資を考え直すというのが、明確なんです。一方で電ガ小委では、今後の発電所投資に対してのファイナンスをどうすべきかと議論しているわけで、そこに対しても整合性を取っていく必要があるのではと思ったところです。

8ページに書いてあるように、当面の供給力確保も非常に大事なところです。0、0、0じゃない状況にしたことによって、石炭火力の退出が早くなってしまうというようなことがあれば問題だと思うのですが、例えば2030年を40じゃなくて60にするとか80にするということになれば、退出が早くなる方向でかなり影響を及ぼすと思うのですが、20、40をそのままにして、0、0、0を例えば0、5、10とかというような形に変えたとしても、石炭の退出の意思決定を早めることには、私はつながらないと思っています。そういう意味では、この0、0、0と3つ並んでいるところを、考え直す余地があるのではないかと思ったところです。

それからもう1点、15ページの価格転嫁なのですが、すいません、最初の佐久さんの説明をちゃんと聞いてなかったなと思ったのですが、これは小売りへの価格転嫁ということなのでしょうか。文面には卸電力市場と書かれています。一方、小売りは既にかなりの部分が自由化されているわけなので、これは競争の中で決まっていくものなので、経過措置料金ならともかく、それ以外の自由料金に対しての価格転嫁は、制度ではどうすることもできない話だと思います。この価格転嫁がどこに対して問題意識をわれわれは持てばいいのかを、改めてご説明いただければと思いました。私からは以上です。

○秋元座長

それでは事務局からお願ひします。

○佐久室長

はい、分かりました。まず一番最後のご質問、価格転嫁のところが比較的内容的にはコンパクトだと思うので、そちらからちょっとコメントいたしますけれども、価格転嫁の考え方というのは、まず入り口としては、これは製造事業者に対する規制ということもありますて、他の産業で言えば特にいろんなルールがないので、基本的には民間のルールの中で転嫁というものが自由にできるという世界だと思うんです。一方で電力の場合はご存じのとおり、例えば市場に対していくらで卸すのかということも含めて、いろいろルールが決まっているものですから、そういう意味で言うと他の産業と比べて、ルールのほうでも、どういうことを考え方として今後やっていくのかみたいなことをある程度お示ししないと、取引自体が行われなくなってしまうので、そういう意味での他の産業とのギャップみたい

なものが生じてしまうということをまず懸念しております、まずはそこについて念頭に置いて、この資料を作ったということでございます。

そこから先、そこがまず発電事業者から卸されて、卸された先どうしていくのかということについては、これはいろんな立場でいろんな、これもご意見があると思いますので、この場で議論するのはあくまでベンチマークの話ということなので、ちょっと別の場でいろいろ議論していきたい、こう考えているところでございます。

前半に頂いた、まさにベンチマークの水準のところについてのご意見ということですが、頂いたご意見は、一つ一つなるほどと思って今拝聴いたしております。他方で、先ほど私のほうから事務局の考え方ということで、8ページのほうでご紹介、基本的な考え方をお示しいたしましたけれども、私どもとしましてはこの制度自体は、2050年カーボンプライシングを実現すると。ここを段階的に実現していく。下から2つ目のポツにわれわれの考え方のエッセンスが詰まっていますけれども、急激な事業環境の変化を避けつつ、2050年に向けて段階的に制度の強度を強めていくということで、エネルギーの安定供給の確保を大前提に、着実に2050年カーボンニュートラルを実現していくということだと考えています。

先ほど0ということでおっしゃっておられたわけですが、私どもの感覚からすると、算定式で書くと0になるわけですけれども、考え方としては、0と言うといかにもニュアンスが出ちゃいますが、最初は燃料種別ベンチマークでいくのだと。シンプルにそういうことだと理解していくと、まずは燃料種別ベンチマークを3年間やると。その後、時間をかけて全火力のベンチマーク水準に移行していく。その上で、その後に全電源の世界にいくという。こういう段階を経て、最終的に2050年カーボンニュートラルを実現していくのだということでありまして、そういう意味で言うと政府全体としての方針が変わったということではもちろんありませんし、そこは対外的にも明確にご説明をしていく。

ただそのステップとして、今申し上げたような段階を踏んでいくという、そういう考え方で今回私どもとしてはご提案をしたということでございます。この点については多分、いろんなご意見があると思いますので、私、事務局というよりは、また委員の方々の間でもぜひディスカッションいただければと考えているところでございます。以上であります。

○秋元座長

ありがとうございます。多分、佐久さんがおっしゃったように、この α で決まるわけではなくて、ベンチマークの水準自体は別途、上の親委員会で議論をするということで、そこは下げるというメッセージが出てくると思いますので、そうするとカーボンプライスが付いてくるので、石炭からLNG等へ移行するインセンティブは必ず働いてくると。ただここは事業者としての、いきなりカーボンプライスが付いても払えない、対策を取れないというところもあるので、そういう面での排出権を買う量を抑制できるという面での0だという、私は理解をしています。後でもう1回、議論をしたらいいかなと思いました。

小宮山委員、どうぞ。

○小宮山委員

小宮山です。ご説明いただきまして、ありがとうございます。またスライド8の基本的な考え方に関して、今回、時間軸を踏まえたベンチマークの設定というのは、脱炭素化とともに電力の安定供給、それから事業者間の公平性、さまざまな観点から、なかなか設定が難しい問題だと認識してございますけれども、基本的には2033年度までの特にこの移行期間においては、特に現状の電力の市場の状況を踏まえれば、供給力であったり系統安定性を確保しつつ、脱炭素化を着実に進めていく、バランスの取れたトランジションが大変重要ではないかと考えております。この観点から、今回ご提案いただいた当初3年間は燃種別ベンチマークを採用して、その後、段階的に燃種別と全火力の水準を組み合わせて、2033年度の第3フェーズで全火力水準へ統合していく方針に、異論はございません。

次に個別の論点でございますけれども、まず論点3、活動量の定義ですが、他の委員の先生方からもご意見があったように、火力の発電電力量を用いることに賛同いたします。特に混焼分の発電量を活動量に含めることで混焼技術の導入拡大を促して、火力の脱炭素化を一層後押しする、有効なインセンティブになるものと受け止めております。またさらに混焼比率を一層高めることは、技術的にもチャレンジングな課題と認識しておりますけれども、長期的には専焼化への道筋をつける観点からも、今回のご提案は意義が大きいものと受けとめております。ただし資料にもご記載いただいたとおり、バイオマス火力といった主たる燃料が非化石燃料となる場合は、現段階での技術成熟度、TRLの観点も踏まえて、別途詳細検討が必要と受け止めております。

次に論点4の副生燃料の取り扱いにつきましても、燃種別ベンチマークによる割り当て方針に今回、賛同いたします。なお、先ほど他の委員の先生からもご意見ありましたとおり、産業プロセス由来の副生燃料は種類が基本的に多岐にわたりますため、鉄鋼プロセス一つとってもコークス炉ガスの他にも転炉ガス、または高炉ガス、さまざまな主成分の異なるガスが存在しておりますので、現場の実態に即した柔軟な調整措置が必要ではないかと考えておりますので、検討をぜひお進めいただければと認識しております。

続きまして論点5、割当量の算定式についても、基本的に賛同させていただきたいと思います。今回ご提案の算定式を踏まえると、燃種別ベンチマークから全火力ベンチマークへと移行する、特に2029年以降、石炭火力に対しては現行の効率を前提にすれば、段階的に脱炭素の制約が強く働くものと認識しております。その中で2030年ごろまでは、供給力や系統安定性の確保と、脱炭素を両立させる重要なトランジション期間ではないかと受け止めております。また今年スペインで発生した停電でも、電圧調整が課題とされましたように、火力発電は電圧維持や系統安定化において大変重要な役割を担っておりますので、従って特に2030年ごろまでの期間においては、系統運用や電力システムの安定性を十分に注視しつつ、必要に応じてベンチマーク水準の調整を検討することが重要ではないかと考

えております。

またベンチマークの設定に当たっては、各事業者の現状の電源構成が異なることを踏まえ、公平性の観点から、ベンチマーク導入に伴う負担が、各事業者間で可能な限り均等になることにも配慮することが大切ではないかと受け止めております。

また今回の論点外ではございますが、ベンチマークの設定に加えて、炭素価格の設定水準も重要な要因になるものと受け止めております。炭素価格の水準の設定次第では、火力の運用や維持・廃止の判断に影響を及ぼすものと認識しております。炭素価格を高めの水準に設定すれば、その時の燃料価格やプラントの償却状況など、諸環境にも依存するものと認識はしておりますが、例えばスポット市場での LNG 火力と石炭火力の間の相対的な競争力や火力の廃止措置の増加にも影響し得るため、トランジション期間においては、脱炭素と安定供給の両立が可能な炭素価格の水準を、慎重に設定していくことが重要ではないかと受け止めております。

また最後に論点 6 に関して、再エネ導入に伴う火力の出力調整については、判断の難しい論点と認識しておりますが、今回の事務局の提案に基本的に賛同いたします。資料にも記載のとおり、稼働率が上がる場合に加えて下がる場合、両方が想定されますので、各プラントの稼働率や原単位の関係が多様であること、また技術的な補正措置の必要性は認識しつつも、制度が複雑化する懸念があること、そして火力の補正措置を行うことで脱炭素のインセンティブが弱まる可能性もあることから、ご提案のとおり、まずは調整措置を設けない方向で進めることに基本的に賛同いたします。

ただし一方で、火力が供給力維持や調整力、系統安定化を担う電源として、重要な役割を果たすことも事実かと受け止めておりますので、特に 2030 年ごろまでの電力システムの状況を注視しながら、必要に応じて別途柔軟に見直しを検討することも望ましいのではないかとも受け止めております。私からは以上でございます。

○秋元座長

ありがとうございます。こちらも事務局からご回答いただけますでしょうか。

○佐久室長

ありがとうございました。今、小宮山委員から頂いたご意見につきましては、いずれも私どもの検討に収まらない話も含めまして、今後の検討にこういう観点でいろいろ生かしてほしいと、こういうご意見だったと思いますので、頂いたご意見をしっかりと踏まえて検討していきたいと思います。ありがとうございます。

○秋元座長

若林さん。

○若林室長

はい。すいません、G Xグループの若林でございます。委員の皆さま方、大変貴重なご意見をどうもありがとうございました。順不同になるかと思いますが、私の立場から幾つかコメントをさせていただきたいと思っています。

まず小宮山委員から頂きました、副生ガスにはいろんな種類があるという話でございまして、今回、副生燃料については、次回の排出量取引制度小委員会のほうで取り扱うことを検討しております。その際には日本のこれまでの歴史、考え方としては、副生ガスを有効利用していくという考え方で立った制度設計を提案する予定です。すなわち、今回のE T S制度が副生燃料を十分活用できない、その活用を障害するようなものになってはいけないという考え方の下に、しっかりとこのベンチマーク、グランドファザリングとは別途、副生燃料については、利用側のほうでしっかりと別途割り当てるという検討をしていきたいと考えています。その具体案については今検討中の来週の小委員会で調整中なのですが、今、示すことを考えております。

その際には、おっしゃったとおり副生燃料、副生ガス、その種類によって排出係数が違うものですから、そのような燃料ごとの排出係数の違いというのをまず考慮するというのと、あとは副生燃料それ自体が、通常の燃料に比べて燃えにくいという熱利用効率のところも、補正していく必要があると思っていまして、こういう2つを補正して、その十分な量を割り当てるという考え方でやっていけたらなと思っています。

それから炭素価格の水準は、これはどの水準に設定していくのかという非常に議論があるところだと思っています。これはG X推進法上は、炭素価格は基本的には市場において決まっていくという考え方なのですが、一方で上限価格、下限価格というものを2026年度から決めていきましょうという議論をしておりまして、これも親の排出量取引制度小委員会のほうで議論をしていくという形になります。

その際にはまさにおっしゃった、実際に炭素価格をどの水準に設定していくか、まさに燃料転換を促していくのか。でも、一方で足元、急激な変化が起こった時に、それによる経済的な影響だとかをどのように考えるのかなどがございます。それからやはり炭素価格、発電セクター以外にも、輸出部門など多くのところに関わってきますので、そういうところへの国際競争力への影響をどう考えるかなど、考える必要があります。

またこのG X-E T Sの特徴として、今回、発電部門は有償オークションが2033年から導入されてまいりますけれども、化石燃料賦課金とともに、この2つが20兆円の先行投資支援の財源、償還財源となって、G X経済移行債を返していくという形になりますので、それを返せるのに十分な価格になっているかという視点も必要になってきます。非常に複合的な視点を考えながら、上下限価格で市場価格を誘導していくという、かなり難しい作業にはなるのですが、これについても年内に議論をしていきたいということで、進めていけるところであります。

それから若林委員からございましたC C Sの部門は、まさにS H K制度で今検討中とい

う形でございます。SHK制度のほうでは、これまでカーボンリサイクル燃料の考え方について整理されているのですが、CCSについてはまだ整理前です。その時には、おっしゃったとおりクレジット化をして、それによって行うというやり方とか、あるいは大気放出していないので、そもそも原排出から除いてしまってクレジット化しないというやり方もあり、他方でその場合に、CCSの場合、輸送だとか、あるいは回収事業者とかいろんな事業者が来ますので、この段階でそもそも漏えいした時にどういう責任関係を持っていくのか。じゃあ、この人たちを例えればETSの対象にするのかとか、非常に大きい議論が多分それはそれで別途必要かと思っていまして、これはSHK制度の検討を見極めながら、どうETS側でそれを考えていくかというのは検討していきたいなと思っているということです。

それから圓尾委員がおっしゃった、カーボンニュートラルへの日本政府の揺らぎというのは、これはなくて、やはり2050年カーボンニュートラルというのは日本が掲げている国際公約として、日本政府としてしっかりとそれを実現していく環境をつくっていかないといけないということだと思っております。そういう意味では、今回この足元の3年を0でいいのかという議論は、また今回のご議論も踏まえながらみんなで考えていくことだと思うのですが、発電部門は2033年から有償オーバークションが導入されていくという非常に稀有なセクターになっておりまして、そういう意味では、それを2050年に向けてカーボンニュートラルにしていくという意味では、化石燃料をできるだけ削減していくというインセンティブは、それ自体にかなり組み込まれているかなと思っています。

あともう1点、足元の状況を考えると、国際的にもいろいろな動きが出てきている中で、われわれ足元のGXの説明ぶりもいろいろ考えていく必要があるかなと思っています。これまで経済成長と排出削減の両立という、この2軸で考えていたのですが、一方でGXそれ自体はエネルギー安全保障であるとか、あるいは安定供給というものにも、化石燃料に依存するわが国にとって非常に重要な側面にもなってくると思っておりまして、こういう安全保障概念とかというのも、しっかりとGXの中に組み込んでいくとか、こういう話を現在われわれも今後、外に説明していく時には、分かりやすく説明していきたいなとも思っています。

そういう意味でも、どういうふうにして足元の安定供給も確保していくながらそれによってGXを長期的に入れていくのかという、この時間軸と足元の現実をどう合わせていくかというのは、非常に重要な課題だと思っていまして、頂いたご意見も踏まえて、中でもご意見をさせていただきたいと思います。以上です。

○秋元座長

ありがとうございました。いったん、座長ですが私のほうからもうちょっと発言させていただいて、その後2順目、回したいと思います。

私からですが、まず8ページ目に全体の方向性みたいなものをまとめていただいたとい

うのはとても大事で、他の委員もおっしゃいましたが、私もこれがとても重要なかなと思います。ここに記載いただいた方針について異論なくて、こういう形で進めていただければと思いました。

その上で少し個別に申し上げますと、10 ページ目の水素・アンモニアとかバイオマス系の混焼の話ですけれども、やっぱり対策オプションはなるべく広めに入れるということは重要なので、今回のこの案というのはとても大事だと思いました。

ただ他方で考えると、やっぱり手前の炭素プライスの想像感からして、水素・アンモニアがそう簡単に入ってくるような状況ではないかなと思っています。やっぱり水素・アンモニアの炭素プライス感というと、 $t - CO_2$ 当たり何万円もするようなのが今の現状だと思いますので、そんなプライスを最初から付けたら大変なことになりますので、将来的にはこういうオプションもあるということを見せておくということはとても重要なので、これ自体は賛成ですが、そう簡単に入ってくるものではなくて、現実感からするとバイオマス混焼で対応するというところが現実感かなと思って聞きました。

その上で1つ質問なのですが、仮にこの水素・アンモニア、先ほど申しましたように非常に高いプライスですけれども、GXで政府の支援が入って値差補填（ほてん）とかが入ってくるということになると、ここはその値差補填の部分をどう考えるのかということは、ちょっと聞かせていただきたいと思いました。

要はそこで補助が入っているところが優位になって市場を歪めるというようなことがあると、どうなのかなと。補助が入って事実上値差が全部補填されているとすると、そうしたものによってGX側でも、このGX-ETS側でも売れる要因になって、補助を受けているのにそこで収益を得るというようなことは、本来あってはいけないような気もするので、その扱いについて聞かせていただきたいと思いました。

あとサプライチェーン関係での水素・アンモニアの CO_2 原単位の話が、どなたか委員からありましたが、基本やっぱり国内で製造した場合は、ETSの製造業ベンチマークで引っ掛かってくるような気がするのですが、輸入した場合に引っ掛かってこないので。そうすると原単位の、ご検討ということだと思うのですが、そこが整合性を取っておかないと、国内で水素・アンモニア製造するほうが相当不利になりかねないということになると、国内のインセンティブを失わせてしまうので、ちょっとそこはうまく海外、輸入の水素・アンモニアと国内製造というところは、うまく整合性を取っていただきたいと思います。

ただ先ほど冒頭申し上げましたように、ちょっと水素・アンモニアというのは高過ぎるので、なかなかすぐ入ってこないと思うのですが、一応将来的なことも考えてそのあたり、ちょっと考えていただきたいと思いました。

12 ページ目の点ですが、これは圓尾委員からご指摘あって、先ほど私もちょうどもう回答しましたけれども、私はこれ、見え方として見ると0でちょっと見栄えが悪いのですが、これは α の数値なので、そういう面では私は手前で考えると、ガスタービンの発注しても手前で実現することは今ないので、そういうことを考えると、この間ぐらいい0にしておく

ということは、今の安定供給のことを考えると、これがいいんじゃないかと私は思いました。異論はあると思いますけれども、今の状況を考えると別途やっぱり、カーボンプライスの水準によっては誘導はされるので。

他方で、ここでカーボンプライスの水準が高ければ、要は支払いが大きくなり、一方でガスタービンを発注しても実現しないので、そうするとそこの分、排出権を買い続けないといけないので、そうするとその買う額によっては、もう閉じてしまおうというインセンティブが、石炭火力を閉じようというインセンティブが、事業者には働いてしまう可能性があって。そうすると、今、電力需給が逼迫（ひっぱく）しているので、非常に危ない状況にもなりかねないので、そういうことも考えると 2028 年まで 0 というこの α の水準に関しては、私は妥当なんじやないかなと思います。

ただ、それ以降について予見性を与えてあげるということもとても重要なので、そういう面でここを 20、40 という数字を入れていただいたと思いますので、それも含めて。20、40 がいいのかというところは線形ということで、線形がいいのかという議論はあるにせよ、単純化して線形だということで理解はできるかなと思いました。

最後ですが再エネのところも、論点 6 ですかね、私も何回か論点提起をさせていただいて、今回こういう整理だということで理解します。ただ、私も若林委員のご説明と、そしてまたそれに伴って何か別途必要に応じて措置が、GX-ETS ではないかもしれませんけれども、何か補填の余地があるのかどうかということは、引き継ぎご議論いただければと思いました。

私からは以上です。もし何かご回答あればお願ひします。

○佐久室長

ありがとうございます。一番最初に頂いた水素・アンモニアの部分については、コメントを申し上げたほうがいいかなと思いますが、今、足元でまさにご意見の中にもありましたけれども、水素・アンモニアの価格がものすごく高いという現状がございまして、これに対してご指摘のように、補助金を入れて値差支援というのをやっているわけですけれども、実際には、あれは燃料の値差を補填するということになりますが、当然そういう燃料を使っていくためにはいろいろな設備投資、そういうものを周辺でいろいろやらなくてはいけないみたいなところも含めたコストとして、今、水素・アンモニアは競争力がないという現状なのだと思います。

これは将来的にそういう意味で言うと、何らかの支援策が入ってきてイコールフットされた時に、それをどう取り扱うのかという話は、結局この制度の中における石炭と LNG の関係みたいな話につながってくるところもあると思います。何が言いたいかというと、要はいろんな制度を入れた時にそれでもフルカバーされて、制度があれば入ってくる状況になれば、議論ももう少しシンプルになってくると思うのですが、現状でいうと相当そういう支援があっても難しさが残っているというのは、足元の状況かなと思っていまして。

そういう中にあって、これも実態をどう考えるかなのですが、水素・アンモニアが例えば急速に、これも、すいません、いろんな見方があるので一概には言えませんけれども、例えばこういう制度が入ることによって、主たる燃料が水素とかアンモニアになってくるということが、急速に実現するような見通しの下で、確かに何の調整もせずに入れるというのは程度としてやり過ぎだというのがあると思うのですが、なかなかやつぱり、さっきの技術成熟度みたいな話も含めてそうはならないんじゃないかという見通しもあるということだと思いますので、そういう中における取り扱いとしては、まずはこの5年間、今回の委員会は5年間の話だと理解していますので、そういう中においてはそういう判断があってもいいのかなと事務局としては考えております。今後についても、またご意見いただければと思います。以上であります。

○秋元座長

ありがとうございます。今の佐久さんのご説明は、私の理解では、補助を入れたとしてもまだ高いので、そういう面では、ここで一緒に扱っても今の段階ではいいのではないかというご判断と理解すればいいですか。

○佐久室長

これも、まさにさっき申し上げたように程度論があるので、精緻にそうなのかということというよりは、今の足元の現状は、さっきまさに小宮山委員がおっしゃっておられたTRLみたいなことを考えた時に、まだ未成熟状況。その段階において、別に支援でフルカバーされているわけではないという場合、その事実関係を踏まえた時に、こういう取り扱いを当面5年間するということ自体は、妥当性があるのではないかと。それが実際に、どこからどこまでがちゃんと支援としてふたをしているのかみたいなところまでは申し上げる、私自身、すいません、そういう立場にないところもありまして、なのですが、大きな構造で言うとそういうことだとは思っているところでございます。

○秋元座長

分かりました。それでは2巡目以降ご希望ございましたら、ぜひご発言いただきたいと思いますが、いかがでしょう。若林委員。

○若林委員

ありがとうございます。12ページ目の算定案についてですが、最初の発言で「ベンチマークの設定では、正解はない」ということと、「多方面に配慮し、調整した結果」と申し上げましたが、その調整結果がこの算定式なのだと理解しています。

先ほど秋元座長から、「この0、0、0の見栄えが悪い」とのご発言がありましたが、海外の事例をみると、例えば前回事務局からご紹介のあった韓国の排出量取引制度では、

第2フェーズから導入された電力のベンチマークで、第2フェーズの3年間は燃料別から開始し、最終的には第3フェーズの後半で火力一本化されましたが、特に石炭事業者に配慮して、前半は段階的に石炭の原単位を下げていくという選択をとっています。もちろん、国によって事情が異なるために単純な比較はできないですが、たまたまというか、最初の3年間が燃料別で徐々に火力一本化していくというやり方は、似ていると思いました。

韓国の制度は第2フェーズ、第3フェーズの前半、後半それぞれのベンチマークは固定であり、一方でG X-E T Sではベンチマークの水準が毎年改善していくので、その点は実は韓国の制度に比べると、チャレンジングな制度になっていると評価できるのではないかと思います。その辺り、海外の投資家にもしっかりと説明して、様々な制約がある中で頑張って、脱炭素化に向けたインセンティブをつくろうとしている紹介できればと思います。

○秋元座長

ありがとうございます。圓尾委員。

○圓尾委員

いや、私もそう思ったのですが、議論していると……、要するに韓国の燃種別で3年間固定というのは、2020年に終わっているのです。

○若林委員

たしかに、時期が違うということですね。

○圓尾委員

21年からもう変化が起きている。我が方はと見ると、この案だと2028年までなので、韓国と比べてもこんなに遅れているのかと、今の断面で切ると見られてしまうと思ったのです。ですから、そこをどう捉えるかなのですが。私からのお願いとしては、0、0、0となったとしても、すごく注目されているので、ここを抜き出して一人歩きする可能性があって、日本政府はこんなに後ろ向きなのかと言われかねないとも思うので、こうなったとしても、例えばこの制度全体が、日本としてアグレッシブに取り組んでいる中の一つの要素なんだということを分かるように、出し方を工夫していただきたいというところです。

○秋元座長

ここは電力のベンチマークのワーキンググループなので、全体の排出量取引制度の小委員会の資料としては、もうちょっと他の要素も含めて、ちゃんと減るんですよというような資料を用意してほしいということだと思うので、そのように海外向けもアピールしていく必要があるかなと思いました。若林さん。

○若林室長

すいません、13 ページ目見ていただきますと、今回ベンチマークの割り当ての考え方、これは製造ベンチマークのワーキングで示したやつでございますけれども、ベンチマーク自体は基本的に、2026 年から 2030 年に徐々に切り下していくという考え方を今回取ろうと思っています。

これは一つの例としてここで書いているのですが、上位X%水準、この場合 2026 年度に目指すべき水準は、E 社の水準の排出原単位まで割り当てます。次は、2030 年はB 社。上位のさらにY%上のところまで割り当てますという、こういう考え方でやって、これを段階的に水準を引き下げるという形になります。

従ってこの絵で見ていると、上位X%水準から上位Y%水準にした場合ということで書いておりますけれども、毎年度少しづつ排出原単位の目指すべき水準が変わるので、その分を基準活動量で掛けた場合には、排出枠の割当量というのが毎年度減っていくという形になります。

それでいうと先ほど申し上げた 0、0、0 という 3 年は、じゃあ 3 年間排出枠の割当量が同じかというわけではなくて、この 3 年間もこの Y に向かって下げていくという形になるので、この 3 年間も燃種別であったとしても、その割当量が下がっていくという設計にはしますので、今の状態でそのままずっと 3 年間いけるとはしないという形にはしていきたいなと思っています。

○秋元座長

私の理解では、この燃料種別ベンチマークというのは、基本的にグランドファザリングと似ていると思っていて。要は事業者ごとに、先ほどご説明いただいた同じこの%で下がっていくということで、火力平均ベンチマークにすると急速に収束するという感じですが、それが今、燃料種別ベンチマークなので、平均的にみんな一緒に持っている、現状で排出しているところを急速に変えることはできないので、そういう形になっているということで、下げる目標値に関しては全くどっちも一緒で、それは α を使って調整しているだけで。

そうすると α が強まれば強まるほど、今、削減、排出原単位が小さいところは排出枠をいっぱい売れるわけで、今度は今、排出しているところは排出枠をいっぱい買わないといけないだけあって、日本全体として見ると、下げる量は全く同じだという理解をすればいいと思いますので、ここ α の 0 だけを見ると削減しないように見えますけれども、ここは直接的には事業者間の取り合いの部分を調整しているだけであって、日本全体としての削減率というところに関しては、これとは無関係で、ベンチマークのほうで決まってくるということだと理解しています。そこをうまく説明していく必要があると思います。

他にいかがでしょうか。よろしゅうございますか。まだ時間はございますが。

○圓尾委員

すいません。

○秋元座長

どうぞ。

○圓尾委員

1点だけ。

○秋元座長

はい。

○圓尾委員

さっきの価格転嫁のところで佐久さんにご説明いただいたのは、例えば、スポット市場の限界費用での玉出しであったり、その他ベースロード市場等でも適正価格で出しているかということを電取委でチェックしているわけですが、その話と考えていいのですか。適正な価格かどうかというところに織り込んでいくと。

○佐久室長

そのご趣旨としてはあれですが、価格転嫁は本当におっしゃったように、発電から小売りへ、小売りから消費者、いろんなフェーズがあると思います。今少なくともこの資料上、私自身が問題意識を持っているのは、この制度が入ることによって他の、さっき申し上げたような製造事業者、普通の、発電以外の製造事業者との比較で言うと、そこの卸のところで課題が生じているようなところが、まずあるかなと思っています。

その先にじゃあ、どうやって消費者にこういうコストを転嫁していくのかという、こういう議論もあるわけですが、この点については、この場の別にE T Sの話だけじゃなくて、いろんなコストをどういう形で消費者に転嫁をするべきかというのは、それはそれでまたこの電気料金政策の世界で考えるべきがあるので、なかなか私の今の職責から、こうだとまず申し上げられないですし、この場で何か結論が得られるようなものではないと思うので、それはそれで別途しっかりと検討していくかななければいけないと思っております。

なので、少なくともこのE T Sの制度設計の世界で、私がこの資料上申し上げたかったのは、その卸価格。ただ、それ以外の世界もあるので、そこについては別の場も含めて、しっかりと検討していくべき事項だなど、こう考えているところでございます。

○圓尾委員

分かりました。ありがとうございます。

○秋元座長

今おっしゃられたとおり、私もやっぱり問題意識は持っていて、書かれているように卸取引の市場でどう入札できるのかとか、もっと大きいのはベースロード市場でどうなのかというところが、やっぱりちょっと整理が必要かなと思いますが、この委員会のマターではないということなので、他の委員会にこれを決まった後、委ねていくということで。ただもう少し会計上の問題もあるので、時間がかかる問題だとかというのが佐久さんのご説明だったと理解して。

別途やっぱり卸取引の最後、小売りまでどう価格料金がちゃんといくのかというところに関しては、これも大きい課題だとは思って、規制料金、経過措置料金が残っているので、そこがちゃんとパススルーして、コストがパススルーしていくということは、とても重要だというのはどなたかもおっしゃったと思いますが。ただ、それはまたもっと大きい問題があるので、ここでは議論ができないということで、他のいろいろな電力関係のコストをどう簡易に転嫁できるのか、もしくはそれが妥当かどうかということも含めて議論があるかと思いますので、そこはまた別だと私は理解しました。

他はいかがでしょうか。

○若林委員

それでは、よろしいですか。論点3のところ、非化石燃料の混焼に関する部分ですが、先ほど田中委員から、混焼分をそのまま全量活動量に算入してしまうと、インセンティブとして大き過ぎるのではとのご指摘がありました。

確かに、そのような考え方もあるかもしれないのですが、一方で田中委員がおっしゃったような、混焼分に何らかの係数を乗じて減じるとした場合、ではその係数をどう設定すればよいかという議論になり、制度が複雑になるという点も含めて検討する必要があると思います。制度をシンプルにするという観点と、どの程度のインセンティブを与えるのが適切かという観点から、何が適切か、これも解がない問題ですが、検討すべきかと思いました。

個人の意見としては、あまり細かな調整はせず、特に今、技術的に導入されていないものであれば、先ほど水素やアンモニアなどの非化石燃料の混焼は「これがあったからといってなかなか進むものでもない」とのご回答があったと思うので、現時点ではそのまま単純に活動量に算入しても、それほど強過ぎるインセンティブになることはないのかと考えますが、それに関して、もしかしたら田中委員は違ったご意見かと思いました。

○秋元座長

田中委員は……

○田中委員

委員長、ありがとうございます。早い時期にどれだけスピードィーに制度を動かしていくかという点では、より複雑にするよりはシンプルにする観点は重要ですし、その点反論することはございませんが、この後、制度のつなぎのところで、おかしなことにならなければいいという思いはございます。

今の段階でもバイオマスについては、インセンティブの持っていきたい方向性で、分類方法により進めるのはいいと思うのですが、発言中にも申し上げましたが、最終的には仮に 100%グリーンな、クリーンな、水素やアンモニアが出てくる時に、そこへの移行をどこで、どう、どんな計算式でやるのだろうというときに、段階的に何か、0 から 100 までを傾斜をつけるような係数を利用するなど思いますが、いずれにしろそのあたりのところも、制度の見直しのタイミングというのがしっかり設けられて、その時その時の事情をくみながら変えていけるのであればいいのかなと思います。大きな反対がない状態ではありますが私からはこれくらいです。

○秋元座長

事務局含め、委員含め、いかがですか。何か追加で。

私から申し上げると、原則論はやっぱり最終的な目指すべき姿で全電源のほうにいくべきだと思うので、途中段階でこういうものがあんまり入り過ぎると、例えば水素・アンモニア発電よりも再エネ・原子力のほうが安いのに、ここをあまりに優遇することによって全体の費用効率的な対策がゆがんでしまうということは、避けないといけないと思うのです。ただ、まだ移行期間で、そんなにたくさんの量がやっぱり期待できないので、そういう面でここでは火力の脱炭素化というオプションも限られているので、そういう移行段階でここを、優遇と言っても優遇しているわけでもないですが、全体として見ると、もうちょっと別の脱炭素オプションもあるわけで、その途中段階にいく間にあまりに歪めてしまうと、ちょっとどうかなという気もするので、少しウォッチは必要だという気はしますが、ただそれほど大きい量を期待できるという感じでもないので、私は今の案で少し促すという面で、この案は賛成しているという状況でございます。

何かコメントあれば。よろしくございますか。それではちょっと時間は早うございますけれども、議論は大体尽きたという感じもしますので、以上とさせていただきたいと思います。

それでは、さまざまご意見を頂きましてありがとうございました。座長から一言と書いてありますが、ちょっともう発言しましたので、スルーさせていただきます。本当に議論ありがとうございました。それでは最後に、事務局よりお願ひいたします。

3. 閉会

○佐久室長

皆さん、本当に活発なご議論いただきまして、どうもありがとうございました。本日も非常にいろんな視点で、さまざまご議論いただきました。一つ一つ、今後の議論もそうですし、あと海外の投資家に対してしっかりした説明が重要だと。こういったご指摘、今後の制度設計に生かすべきさまざまご意見、本当に貴重なご意見を頂きました。今回も誠にありがとうございました。

本日の議事録につきましては事務局で取りまとめをしまして、皆さまにご確認いただい上で、後日、経済産業省のウェブサイトに掲載するということにしたいと思います。

次回のワーキンググループですけれども、具体的な水準、今、発電事業者に対するアンケート調査なんかをしている内容も含めまして、今日の算定式を踏まえて、さらにこの後小委員会でこの算定式について、改めて審議がされるということを聞いておりますので、そうした結果も踏まえて、具体的なベンチマークの水準というのは、その小委員会の議論を経た上で、このワーキンググループで行っていきたいと思ってございます。日程につきましては、追って事務局からご連絡することにいたします。

それでは本日、これで閉会といたしたいと思います。本日は皆さまお忙しい中ご参集いただきまして、誠にありがとうございました。