

第 3 回ゼロエミ水素ビジョン研究会の総括

IAE

<議題2: 水素需要推算>

コメント2-1:カーボンニュートラル = 排出ゼロということは、ネガティブエミッションになる技術があるはずで、それは何か？

回答: 一点目は BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage) で、バイオマスをガス化し、その後に CO₂ を回収するという発電技術です。日本でも世界全体でも、ある程度ネガティブエミッション技術が含まれていて、世界に関しては、2060 年の発電電力量当たりの排出量は、平均すると負になっています。もう一つの DACCS (Direct Air Carbon dioxide Capture and Storage) もこのモデルの中で想定しています。

コメント2-2: 例えば、超長期で 2070 年カーボンニュートラルというような場合、途中の経過で一旦、カーボンニュートラルになって、また、排出超過になって、またニュートラルになるような動きをすることも理屈上あるのではないかと？という意味で複数解と言ったが、そのようなことが起こりえるのではないかと？

エネルギー需要が全体的に増えていくという前提だと思うが、その中では例えば、削減コストが安くなる、場合によっては高くなるようなことがあるのではないかと？

回答: 2030 年から CO₂ 排出に上限の制約をかけているので、減ったり増えたりというのは基本的にはないと思います。CO₂ を制約に合うように削減するコスト、化石燃料をそのまま使う場合に比べて追加のコストをかけて削減することになるので、その制約がある場合においては削減をし過ぎるということは、基本的には起こらないのではないと思います。

コメント2-3: (世界の水素需要量で) 2040 年にいきなり水素製鉄が入ってきて、(その後、2070 年まで水素製鉄の需要量が減り続けている)これがノイズになっていて、これを外してやると、製鉄に徐々に水素需要が増えていくと思うので、そこを見直したらいいのではないかとと思う。

それと、日本の水素需要も 2040 年、2050 年の所で水素発電がどんと入っており、このインプットが何かが違うのかなという気がする。

回答: 1 点目の水素製鉄に関しては、昨年度お出しした図と同じでして、そこは、今日、ご説明させていただいた通り、定置部門を細分化することで解消できると考えております。

2 点目の(日本の)2040~45 年で水素需要が大きく増えている点に関しては、Times の計算を今年度も行いますので、そちらの方で見直したいと思っております。

委員長補足: 需要側の技術については、プラントは寿命期間動くという前提を置いてなかったということだと思う。だから、水素還元製鉄の設備を作ったら、それを 20 年 30 年使うという制約を置いておけば、2040 年にポコッと出てきて、その後減っていくというようなことは起こらない。その所の対応を考えるというのが、事務局の説明だったと思う。

コメント2-4: 世界と日本でやけに FCV と EV の比率が違っているが、その理由は何か？(2070 年で見ると、台数も燃料消費量も世界では FCV より EV の方が少し多いが、日本では圧倒的に FCV の方が多い)

回答: 日本と世界の平均的な発電コストを見ると、日本の方が高くなっており、日本では世界と異なり、FCV の方が EV に対して、競争力を持っているということだと思います。

コメント2-5: 車体価格ではなくて、燃料代が水素の方が元々の電気よりも安いという理解でよいのか？

回答: 車体のコストと燃料代を合わせて、どちらの方が安価かということです。他の制約も影響しますが、1 年あたりの償却コストに 1 年間の燃料代を合わせたコスト比較です。

コメント2-6: シェアリングはこの計算の中に含まれているのか？

回答: 入っておりません。車両の台数のシナリオを与えております。

<議題3: ゼロエミ水素ビジョン(国際市場、国内市場)>

コメント3-1: 国富流出という視点での考察をしておかなくていいのかな？という点が気になった。CO₂ 削減の優先度が高いので国富の流出という視点はさておきということになったのか？

回答: 今回、国富流出は考えておりません。今後、こういった形で織り込めるか、織り込めないかを検討していきたいと思います。

コメント3-2: 政策誘導による水素需要量はどのように表されるのか？先ほどの GRAPE のシミュレーションでもありましたが、CO₂ 制約がその政策の1つなのかも知れないが、水素を明示的にうたった政策、水素技術開発とか水素利用促進とか、そういった政策の効果は評価されているか？それとも BAU(Business as Usual)とか市場に委ねるということか？

委員長説明: カーボンニュートラル実現に向けた政策がすすめられていて、その結果が反映されている、モデル分析もそういう条件で計算している訳で、ビジョンについてもカーボンニュートラルという政策の目標に対してどうことが行われているか、どういう風になるかという整理をしているということだと認識している。

事後回答: CO₂ 制約は典型的な政策誘導による水素需要量の1つです。将来可能と思われる開発技術(DACCS、カーボンニュートラル合成燃料製造、等)や利用技術(水素製鉄、等)をビジョンの絵姿に盛り込んでおり、ビジョンはシミュレーションによるモデル分析と整合した形で整理しています。

コメント3-3: 今回の資料3は暫定的な結果ですか？

回答: 前回の結果で、暫定的な結果です。

コメント3-4: 例えば、再エネ起源水素、グリーン水素が成り立つためには、どれぐらいのコストで実現すべきかの目標値を出すといったような、感度解析とかグリーン水素のコスト分析とかはされるのか？

回答: 感度解析は取り組んでいきたいと思っています。

コメント3-5: 褐炭を使って CCUS した方が圧倒的に安くて、ほぼゼロ円の太陽光を使っても水電解が高いから日本には輸入されてこないということか？

回答: 余剰電力に関しては、このモデルの中では明示的に取り扱っておらず、基本的には目的生産が今の形になります。例えば、IEA の NZE シナリオと GRAPE の今回の計算結果を比べてみますと、IEA ではあまり CCUS に頼らないで、2050 年では電源構成の 7 割ぐらい変動再エネを入れる形になっています。一方、こちらのモデルでは 5 割ぐらいが CCUS で、CO₂ の貯留に関しても IEA の数値よりも多めの結果になっており、そのあたりの違いが水素の競争力に効いてきているのかな、と思っています。再エネ水素の量が少ない理由、こういった形でお示しできるのかを検討したいと思っています。

<議題4: 海外動向調査(北部ドイツの水素関連プロジェクト)>

コメント4-1: 天然ガス貯蔵は新潟で行われているような商業的なものか？

回答: 日本では新潟の長岡にある INPEX さんの貯蔵施設が運用されていますが、ほぼほぼ同じような運用形態だと思います。(地下貯蔵方式としての運用形態)

違いは、北ドイツの方は地下の岩塩層を水で溶かして洞窟を形成したものですので、地質構造が違っていていると思います。

(EWE 社は、地下の岩塩層の中に人工的に空洞を作って、タンクとして利用しています。長岡では、地下の枯渇ガス田をそのまま利用しています。)

この地域の近隣(オランダやドイツ)では、カロリーの異なる L ガスと H ガスを供給して利用するシステムが普通に行われているということが報告されております。

(オランダ政府は、L ガスを段階的に廃止する計画であり、関連インフラは、H ガスに転換していくとともに、水素への転換について研究開発を実施している。)

補足:

EWE 社は、主に北ドイツ及びオランダ地域においてガス貯蔵事業を実施しており、約 20 億 m³ の貯蔵容量を用いて、天然ガスを地下貯蔵し、精製してガスをパイプラインに供給することや、貯蔵施設の容量とガス量の入札などのプラットフォームとなっています。

INPEX は、石油・天然ガス、その他の鉱物資源の調査、探鉱、開発、生産、販売及び同事業に付帯関連する事業、それらを行う企業に対する投融資などを行っており、事業規模は大きく異なっています。

以上