

2021年4月20日開催 中期経営計画 2021～2025「新技術・事業開拓」戦略 オンライン説明会 質疑応答要旨  
 説明者：次世代技術開拓部(T-NEXT)部長 富永 賢一 プラントソリューション事業本部 佐藤 弘志、古賀 俊之

1. 全般

質問	回答
具体的な数字を示すのは難しいかもしれないが SAF とアンモニアに関して TOYO のシェアはどれ位を見込んでいるのか？	想定市場規模はマクロな視点で書いているものである。お客様が何をどう考えているか、TOYO がそれにミートする製品を提供できるか、それは電力かもしれないし燃料アンモニアかもしれないが、カーボンニュートラルの実現に向けて、需要家の皆様と一緒に市場、バリューチェーンを作っていくということに注力したいと考えている。その結果、シェアはついてくると思っている。

2. SAF（再生可能航空代替燃料）事業について

質問	回答
バイオマスというのは木質バイオマスなのか？ バイオマスは簡単に集められるのか？	我々がターゲットにしているのは木質バイオマスで、技術立証もできている。 国内外含めどの地域の木材が可能かということを経済性の面も含めて、実証実験を行ったパートナー会社や商社と今後協議をしていくことになる。木質系の廃材を利用する可能性もある。
木質バイオマスを海外から持ってくる可能性もあるとのことだがそもそも海外から持ってくる時に CO2 が出してしまうので本末転倒ではないのか？	海外から持ってきてそれがエネルギー的にどうなのかという点や、サプライチェーン全体を対象とする CO2 排出量スコープ3の範囲(サプライチェーン排出量算定の考え方 <a href="#">環境省 2017年11月</a> )まで含めたバリューチェーン全体で最適になるよう検討してきた。
SAF について、目標リッター100円という話があったが現状はどれ位の水準なのか？また、100円に持っていくためのハードルは何か？	P.7に記載の通り、現行のジェット燃料の2倍から4倍というのが IATA や協会等で言われている現状の SAF 生産コスト。コスト減を実現するには大型化と原料調達も含めたバリューチェーンの構築が必要。実際にアメリカやイギリスなどでは計画中、または建設されている大型プラントがあるのでコストの低下の状況もわかるのではと思う。

<p>国内のバイオマス発電所のマーケット等も補助金がないと全然成り立たないような状況だと思うが、そういう意味で SAF もハードルは高いのではないかな？</p>	<p>間伐材が豊富なアメリカ等と比べると日本国内でのプラント建設は厳しいが、日本の航空産業に対して SAF を安定供給するという観点から国内のバリューチェーンを整えていかねばならない。日本政府も同様の考えを持っており、カーボンプライシングなど社会の仕組みをどう構築していくかということになるだろう。何もしないと日本の航空会社の飛行機は欧州に飛べなくなってしまうということがまずは起こりうる。</p>
<p>現在既に欧州等で SAF を作っている会社があるが結局コストの点も含めてどう違うのかな？</p>	<p>技術的な面での違いはない。欧州、アメリカで計画中・建設中というのが数件ある。日本での SAF 製造コストの低減においては、日本にプラントを建設する、事業体を立ち上げて SAF を供給するという燃料供給システムを構築する、原料を調達できるバリューチェーンを構築できる、などの点が鍵になってくるだろう。</p>
<p>SAF をトータルなエコシステムとして捉える場合の違いはどうか？ヨーロッパでは廃油を回収するような社会的仕組みがそれなりに出来始めているようなところがあるが、それを考えると日本は不利なのではないかな？</p>	<p>欧州で今確立されているのは廃食油からの SAF で既に売られている。ただ欧州から日本に持ってくるまでの輸送費を考えると欧州勢にも輸送コストという追加コストがかかってくる。従って、日本または日本周辺で SAF を生産する検討には意味があり、経済的にも優位性が出てくると考えている。</p>

### 3. 燃料アンモニア事業について

質問	回答
<p>燃料アンモニアは石炭火力発電所で混焼させるという話だが、実証レベルでさえ安定して燃焼させることは難しいというのが現状ではないのか？</p>	<p>20%の混焼までは技術的には確認が取れている。そのレベルを上げて 100%専焼までというのは現在の課題でありバーナーメーカーやボイラーメーカーが実証をやっているところ。</p> <p>燃焼の安定化は課題の一つ。一方、例えば日本の全ての石炭火力発電所の燃料を 20%アンモニア混焼に置き換えるだけでも 1,400 万トン/年という供給が必要になる。そうすると現在のロードマップより早く、多量の燃料アンモニア需要が伸びて来る。</p>
<p>重油や石炭を燃料とした既存の発電設備にアンモニアを 20%混焼する場合、設備のアップグレードにどの程度の設備投資が必要か？</p>	<p>バーナーの設備を一部分リプレースする、アンモニアを保管するといった設備投資は必要となるが、発電所やボイラー本体に対しては既存の設備を大きく変更することなく対応できる。</p>
<p>P.15、燃料アンモニアの件で、各地域からの問い合わせが増えているという話があった。見積もり段階なのか、もうちょっと話を聞いてみたいという段階なのか、需要家などバリューチェーン内の各会社の熱量について伺いたい。</p>	<p>現時点で具体的に説明できるステージではなく回答できない。公表できる段階になり次第積極的に情報開示していく。</p>
<p>石炭火力発電は廃止という流れの中で石炭混焼が続く前提でアンモニアが将来一億トン必要と言われても理解できないところがある。直接水素を開発すれば良いのではないのか？</p> <p>また、アンモニアをガスタービンでの混焼で使用という話もあるようだが、そうすると LNG で良いのではないかと思える。アンモニアは本当にこんなに必要になるのかという点に関して解説いただきたい。</p>	<p>P.14 にある通り、アンモニアは現状のコストが水素換算で 20 円台前半。そして目標は 2030 年前半に 10 円台後半にするとアンモニア協議会でも話されている。</p> <p>一方、水素は 2030 年に 50 円、2050 年でも 30 円が目標というレベルであり、コスト差が大きい。アンモニアは現状 10 円台後半の LNG 位に近いところまで下げられるのではと今活発に議論されている。さらにカーボンニュートラルの観点から、LNG は燃焼するときに CO<sub>2</sub> を出すので、CO<sub>2</sub> を出さないアンモニアが一つのソリューションと認識されてきている。</p> <p>なお、燃料アンモニア導入官民協議会の 2021 年 2 月 8 日付け報告書(P.8)を参照すると、「現時点」という但し書き付きだが水素とアンモニアコストが非常に大きいことが示されている。同条件下において水素のまま日本へ輸送すると N m<sup>3</sup>当たり 162 円、アンモニアの場合 2.3 円なので桁が 2 つ違う(下図参照)。2~30 年かけて水素の輸送コストを削減していったとしても、その差はなかなか埋ま</p>

らないだろうと考えている。従って、2050年のカーボンニュートラルの達成を現実的に考えると、エナジートランジションの過渡期においてアンモニアは十分に活用できると考えている。

	水素発電 (2020年時点試算)	アンモニア発電 (2018年時点試算)
製造	海外水素製造 (天然ガス+CO <sub>2</sub> 販売 (EOR用途)) <b>11.5円/Nm<sup>3</sup></b>	海外水素製造 (天然ガス+CO <sub>2</sub> 販売 (EOR用途)) <b>11.5円/Nm<sup>3</sup></b> (=201ドル/トン) 海外アンモニア製造 <b>4.3円/Nm<sup>3</sup></b> (=76ドル/トン)
輸送	水素輸入 (ローリー輸送+液化+積荷+海上輸送) <b>162円/Nm<sup>3</sup>*</b>	アンモニア輸入 (積荷+海上輸送) <b>2.3円/Nm<sup>3</sup></b> (=40ドル/トン)
発電	水素発電機 <b>7万~9万円/kW**</b>	アンモニア専焼設備 <b>46万円/kW</b> (参考) アンモニア混焼設備 <b>29万円/kW</b>
発電コスト	専焼 <b>97.3円/kWh***</b> 熱量ベース (参考) 10%混焼 <b>20.9円/kWh***</b>	専焼 <b>23.5円/kWh</b> (参考) 20%混焼 <b>12.9円/kWh</b>

(出典)

- \* 事業者ヒアリングに基づき試算
- \*\* 富士経済「2020年版水素利用市場の将来展望」水素ガスタービン発電
- \*\*\* 発電コスト検証WGより試算

(出典)

- ・ アンモニア製造・輸入コスト：日本エネルギー経済研究所 SIP「CCS・EOR技術を軸としたCO<sub>2</sub>フリーアンモニアの事業性評価」をもとに資源エネルギー庁試算
- ・ アンモニア混焼設備、発電コスト価格：電源開発SIP「火力発電燃料としてのCO<sub>2</sub>フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」
- ・ アンモニア専焼設備、発電コスト：事業者へのヒアリング等をもとに資源エネルギー庁試算

<引用元：燃料アンモニア導入官民協議会の2021年2月8日付け報告書(P.8)>

#### 4. CO2-EOR、CCS について

質問	回答
<p>P.19-20 の CO2-EOR に関して、TOYO の競争力は Baker Hughes の技術とのコラボに依拠しているところがあるように感じた。その他の競合がそれ以上の技術力を持ち合わせているのか、TOYO 以外に Baker と協力している会社があるのか等、機会とリスクを整理して教えていただきたい。</p>	<p>Baker Hughes、Halliburton、Schlumberger が井戸元の地下を中心にビジネスを行っている大手 3 社になる。P.22 当社の実績に示している通り、東南アジア案件以降からは Baker Hughes と協力してやっているが、トルコ・欧州・日本の案件では当社単独で実施しているように TOYO 単独でもある程度の地下解析ができる。一番下のロシアでは Baker Hughes とは異なる他企業との協業も実施している。Baker Hughes との協業を第一選択肢とするが、イニシアチブは当社が持つ。複数社との協業等の合意もあるので、CO2-EOR 実施について問題ない。</p>
<p>先日 8 Rivers と包括協定書を締結したという御社リリースがあったが、その意図や今回の内容にどう絡んでくるのかを教えていただきたい。</p>	<p>8 Rivers はガス中の不純物を取り除く技術を持っている。P.19 の井戸元のフロー図で 2 段階の CO2 Removal とあるが、H2S（硫化水素）や CO2 をいかに経済的に取り除くかというのがひとつのポイントとなる。8 Rivers はこの部分で、優れた新しい技術を持っているので包括協定を締結した。</p>
<p>P.21 に CO2-EOR の実績 50 件以上とあるがマーケットの中でシェアが何パーセントあると言えるのか？あるいは他社より多いのかなど、御社 TOYO のポジションを判断できるヒントをいただけないか？</p>	<p>CO2-EOR は地下と地上の共同作業。もともとは国際石油資本(IOC)が全体管理をし、地下・地上を別の契約で管理していた為、こういう全体計画を担当するエンジニアリング会社は少ない。油価が 100\$/バレルを超えた時期に産油国の国営石油会社(NOC)が EOR を自社にて計画する様になった。NOC は地下と地上両方の技術知見を同時にカバーできる会社を探し、包括契約という枠組みの中で展開していった。信頼関係も含め、現在では世界でこの種の関係を保持しているエンジニアリング会社は 10 社程度で日本企業では TOYO だけである。</p> <p>昨今は環境調和を視野に油田開発や鉱区取得の際には EOR まで含めた開発計画を作らないと産油国政府が認めてくれないのが実情である。従ってその計画を作成できる会社が優先的に NOC との包括契約者として選ばれることになる。</p>
<p>CO2-EOR が普通の CCS と違うのは単に CO2 を閉じ込めるだけでなく、CO2 を吹き込むことによって油が取れるという副産物みたいなものがあるのが良いことだという理解で正しいか？</p>	<p>CCS を導入するに当たっては非常に大きな初期コストがかかる一方、CO2 クレジットはそれほど高く設定できないという経済性が課題となり、ブルーアンモニアは通常のグレーアンモニアより高くなってしまふ。事業者としては、CO2-EOR を導入して増産した原油を販売することが出来れば設備導入時の初期投資負担を低減することができ、CCS 導入の障壁を低くすることができる。また、</p>

	<p>CO2-EOR 終了後にその設備を CCS へと転用ができる利点もある。</p> <p>CO2-EOR と CCS では2つ違う点がある。P.17 の資料でご説明する。</p> <p>1 点目として、CCS の場合は油層よりも浅い帯水層に CO2 を入れることが可能である。CO2 は水の中に溶解し易く、地下の帯水層には流れが有る為、圧入 CO2 が離散する可能性がある。これに対して、CO2-EOR を適用した油田は帯水層に比べて深く、地表までに多くの不透水層がある為に CO2 が漏れる恐れが殆どない。</p> <p>2 点目として、P.18 の絵にあるような油層の中に孔隙（こうげき）と言われる小さな空間があり、そこに CO2 を貯蔵することができる。その結果 CO2-EOR 段階でも CO2 が地中に残ることになり、CO2-EOR は CCS と並行してできることになる。</p> <p>P.17 の絵に戻って、油層の下にある Water Reservoir（水層）も油層と同じ構造であり CO2 貯蔵可能な層なので、EOR 終了後の CO2 の圧入層をこの水層に拡大すれば CO2 の貯蔵量が大いというものが、油層及び油田に対する TOYO の考え方である。従って、CO2 の地下貯蔵という CCS の目的からも、油田は最も理想的と考えている。</p>
<p>普通によくあるタイプの CCS は浅いので漏れる可能性があるかもしれないが浅いからコストが安い。一方で CO2-EOR は深い、副産物で油が出てくるのでその収入も入れるとペイするという理解は正しいか？</p>	<p>浅いから CCS が安くて、深いから油田用の CO2-EOR が高いとは一概には言えない。CO2-EOR が行われる鉱区には、もともと原油生産用の設備がある。一番投資コストがかかるのは大深度の掘削だが、この井戸が既に存在する油田に CO2-EOR を適用する。従って、新たに圧入井を掘る本数は CCS に比べてかなり少ない。それよりも、原油生産時のどの段階で CO2-EOR を適用するかで経済性は変わってくる。</p>
<p>CO2-EOR の技術は石炭層には使えないのか？</p>	<p>石炭層にも適応可能。過去に国内で石炭層に CO2 を圧入して石炭ガスの回収ということをやったことがある。</p>

(注)

- ご理解いただきやすいように内容については順序を入れかえ、加筆修正を行っている箇所があります。