

[イベント名] エナジートランジション説明会
[開催日] 2023年5月24日
[回答者] 取締役副社長執行役員 加口 仁(以下、加口)
常務執行役員 ドメイン CEO、エナジードメイン長 土師 俊幸(以下、土師)

【質問者①】

Q: 二点伺いたい。一つ目は、ガスタービンについて、受注も売上も非常に伸びているが、これは先ほど説明された取り組みが背景にあると理解している。例えば、他社との競争力の差、J形の効率性については理解しているつもりだが、とくに水素についてはGEやシーメンスも取り組んでいると思う。ガスタービンでの競争力について、本日説明された内容がどのように影響しているのか聞きたい。二つ目は、開発が順調に進んでいると理解したが、2025年から2030年になると思うが、商用化するなかで、新しいプラント案件となると、なかなか苦労もあると思う。プロジェクトの採算性の考え方、ないしはリスクをどう抑制していくのかという点について、商用化を見据えたところで説明してほしい。

土師: GTCCの受注、売上が伸びているが、他社との関係で、我々のガスタービンが最近お客様から評価されて順調に受注を伸ばしている一番大きな理由は、やはり信頼性にあると思う。スライドを使って説明したように、当社は開発、設計、製造、そして、我々は第二T地点と呼んでいる実証発電設備で、しっかり検証してから最新鋭機を市場に投入している。最新鋭のJ形のガスタービンは信頼性が99.5%であり、他社のガスタービンより圧倒的な信頼性があることが評価されて受注が伸びている。加えて、JAC形のガスタービンが高効率であることも理由であると思う。水素に関連した開発状況については、例えばGEは5%を実機で混焼したとプレスしているが、昨年、当社は米国のプロジェクトでボリュームにして20%の混焼をしており、我々は一步先をいっていると考えている。今日ご紹介したように、高砂水素パークで実機の最新鋭のJAC形のガスタービンを使い、水素の混焼を今年は30%まで進めることにしており、中小型では40MWの実際のガスタービンを使い高砂地区で水素100%を2023年度中に行うといったことが、評価されていると考えている。

次に、水素焚きを開発して、投入した当初は相当苦労するのではないかという話だが、先ほど説明したとおり、当社には高砂に実機のガスタービンがあり、そこで水素焚きを実際に運転して、膿を全部出してから商用機に展開する。そのため実証なしに商用化する場合と比べて、不適合発生の確率を下げるができると考えている。当然、新規に受注したプロジェクトは、今までのプロジェクトもそうだが、事前にリスク管理をおこない、建設を遂行している間にも常にプロジェクトの進捗状況を把握し、リスクを洗い出して即座に不具合に対応していくというルーチンをしているため、そうしたことによりリスクの発生を防いで、お客様に迷惑のかからないよう品質の高い発電設備をきちんと納期どおりに対応していくという考えでいる。

加口: 当社にはCCSの技術もあって、この組み合わせを社内で行える。GEやシーメンスはとくにCCS、CO₂回収は自社ではやっていないと理解している。彼らはほかのメーカーとのパートナーリングが必要になるため、その点で当社は有利である。水素ガスタービンのプラントにおいて、燃焼器を変えたり、配管も若干の引き回しを変えたり、あるいは水素の貯留設備をつくるなど、水素ガスタービンに変更するのは軽微な変更で可能であり、大きな投資を必要としない。そういう意味でリスクは少ないと考えている。あとは水素の供給側のバリューチェーン次第と理解している。

【質問者②】

Q: JAC形は競争力があるという話だが、水素転用できるところが評価されていると話があった。他社は真似できず、優位性は結構長く続き得るものなのか。燃焼器を交換するだけでできるという強みがどれくらい続くのか。

土師: おそらく他社も燃焼器交換で済むのではないかと、我々も考えている。実機でいつまでに回すことができるかという点で、我々は高砂水素パークに実際のガスタービンを持っていて、他社に先んじて混焼を進めている。専焼に向けた開発のレースになっていくと思っている。我々は実機のガスタービン、実証するためのガスタービンを持っている。インフラを持っているという強み、それにCCSを付けたりするときに、当社は一社で水素焚きのガスタービンの開発に加えてボイラも設計しており、その後に出てくる排ガスとCCUSの組み合わせも自社でできる。CCSはただ単に煙道にCCSを組み込むだけではできないため、発電設備側との蒸気のやり取りといったインテグレーションの検討も必要になる。そうしたことを当社は一社で検討できるのが強みではないかと考えている。

Q: 8ページの高効率ガスタービンプラスCCUSによりCO₂を9割以上削減できるという部分と、水素専焼にしたときにそもそもCO₂を出さないという選択がある。お客様からするとイニシャルコスト、ランニングコストで考えると、どちらがどれくらい優位で、どちらのほう将来伸びるのか。いろいろな条件があるため比較が難しいと思うが、どのあたりがポイントになるのか。

加口: 正直、皆さんが検討しているところと思っており、IEAのレポートやガスタービンの業界のレポートを見ると、やはり水素専焼のほうが比率的に大きいですが、CCSも残っている。CCSは貯留する場所に近いなどの条件によると思う。貯留所が遠く、そこまで延々運んでいくのであれば、当然水素を運んできたほうが安く、お客様次第かと思う。全体的には2050年頃になれば、水素が若干多いと理解している。

【質問者③】

Q: 一つ目の質問だが、13ページについて確認したい。燃焼器にはType 1、2、3と、基本的に燃焼器を交換するタイプがあり、それぞれアプローチの仕方が異なるとのことだが、Type3で水素専焼100%というのは2025年の商用化に向けて検証中とあるため、確度は高いのか。質問の背景として、水素混焼の比率に対して、今まではIRA (Inflation Reduction Act) はインセンティブであったが、米国EPA (米国環境保護庁: Environmental Protection Agency) の方は、今はまだガイドラインの段階であるものの規制強化という形になる。もしMHIができるということになると、MHIしかできないという理解になるのか、その辺りを言及いただきたい。

土師: Type1、Type2、Type3とあるが、Type1は拡散燃焼型である。燃料を投入すると燃焼性はよいが、NO_xを低減するために通常であれば水や蒸気を噴射してNO_xを低減するタイプになる。このタイプは、昔というか、今でもそうだが、1970年ぐらいに我々が水素焚きを始めた頃から使っていた燃焼器である。これであれば、これまでに小型のガスタービンで、我々は水素100%近くの燃料を燃焼させた実績がある。その次にあるType2は予混型の燃焼器で、いわゆるDry Low-NO_x combustorというものである。おもに天然ガス焚きの燃焼器に使われている。これは水や蒸気を噴射することなく、低NO_xが達成できる。この燃焼器であれば30%から50%くらいまでの水素の混焼が可能になる。これを2023年内に高砂水素パークのJAC形ガスタービンを使って30%の実機による検証をおこなうことにしている。水素100%まで上げると、水素の燃焼速度が速くなり燃焼器のフラッシュバックが懸念される

ため、それに対応する燃焼器がType3のマルチクラスタ燃焼器になる。中小型向けのマルチクラスタ燃焼器は、先ほども説明したが、2022年に水素100%の専焼を完了している。これは燃焼器単体の試験であったが、当社は必ず実機で検証することにしており、2023年度中、2024年のはじめに、高砂にある40MWの実機のガスタービンで100%の専焼試験を行う予定である。そうした意味では、中小型であれば2024年のはじめに100%専焼試験をするため、その後2025年以降に100%の水素専焼機の商用化が可能だと考えている。インフラとの関係もあるが、大型は2030年まで水素専焼が商用化できるように開発を進める。

加口： EPAの話については、詳細はまだ議論しているところであると理解しているが、たしかに追い風になる。インセンティブだけではなく、規制側でCCSを付けるなり、水素を焚かないと駄目になると言われており、非常に重要である。当社だけではなくて、競合もいるので、負けないように頑張りたい。

Q： EPAのガイドラインでは、2032年に水素混焼を30%にして、2038年に100%専焼できるガイドラインが提案されていると理解している。そうするとMHIは2030年頃に大型の開発ができれば、規制に対応できると理解しておけばよいか。

加口： 今のスケジュールでは、技術的には2030年までには商用化できていると思っている。実際は水素インフラがそこまで整備できるかという問題のほうが大きいと理解している。

Q： 二つ目の質問だが、ターコイズ水素がどれくらい普及するのか考え方を示唆してほしい。たしかにメリットがあり、水素製造のなかでポジティブな部分もあるが、課題としては、熱源とメタンをどう取ってくるのかの二点だと思う。普及しやすそうに見えて、製造できる場所の制限が地理的要因として限られてくる印象もあるので、その辺りをMHIはどのように見ているのか教えてほしい。

加口： いろいろなスタディをしているというのが正直なところで、やはり場所によると考えている。例えば、遠くから水素を液化して持ってくる、MCH(メチルシクロヘキサン)にする、そういうことを考えるケースと、既存のインフラを使って天然ガスを持ってきて、ターコイズ水素を製造してCだけどこかに埋めるケースなど、どのような水素バリューチェーンが得かという計算はいろいろしている。正直なところ、例えば、日本の場合であれば、競争できていると思っている。ほかの場所、例えば、水素をパイプラインで持ってこられるところはグリーン水素が有望になるなど、場所ごとに違うと理解している。

【質問者④】

Q： 一つ目は、技術的なことを二つ簡単に教えてほしい。基礎的な話で恐縮だが、一つはIGCCの位置づけについて教えてほしい。IGCCに新たな展開があるのか、IGCCの技術が活用できるのかどうか教えていただきたい。もう一つは水素混焼について、昔から分からないのだが、自動車のエンジンは水素燃焼を普通にできているが、なぜ発電プラントだとできないのか教えてほしい。

加口： 水素エンジン、車ではできて、なぜガスタービンではなかなかできないのかという後の質問だが、定置用のガスエンジンでも、なかなか水素エンジンはできず、実用化されていない。大きな理由は、エンジニアに聞くと、車のエンジンは動かしている時間はそうはいつでも短い。耐久性という点で、発電用の設備と車のようなモビリティとでは要求される耐久性が異なる。そのために1つずつ検証しているところと理解している。

IGCCのガス化炉は、石炭からの水素製造も可能であり、エナジートランジションにおいて活用でき

る有効な手段と考えている。ガス化技術は難易度が高いが他社の追従が困難なものであり、当社の競争力になることから、きちんと実用化に結び付けていきたい。

Q: 水素にしてもアンモニアにしても、いろいろなプレーヤーが今いろいろと試行錯誤していると思うが、国内でMHIがもう少し旗を振って、コンソーシアムを一本化していくような動きをしていないのか。もしくは、先ほどから、MHIであれば何でもできますという話があるが、グローバルで見たときに日本での過剰な競争、補助金の結果的な細切れのばらまきはさすが無駄に見えるが、それを排除できるようにMHIとして何かトライしていることはあるか。

加口: 明確に何かそういう動きをしているかということであれば、とくにしていない。当社も国からの補助も受けてさまざまな開発をしていくので、ご提言としてお伺いし、無駄のないように取り組んでいきたい。

【質問者⑤】

Q: 最初にグローバル規模でのエナジートランジションの加速という話があったが、もともと2030年の目標として、水素とCCUSなどの売上目標が3,000億円と設定されていた。マクロ的にエナジートランジションが加速するのであれば、どのくらい上振れするのか、イメージがあれば教えてもらいたい。もう一つは、いろいろなポジティブな話があるが、逆にこれからリスク要因は何があるのか。例えば、仮にウクライナ戦争が終わるなど。米国ではIRAがポジティブな追い風となっているが、万が一、トランプ氏が出てきて、また逆方向になることはないのか。リスク要因としては、どのようなものがあるのか。

加口: エナジートランジションがグローバルに加速しているという点で、2030年に3,000億円というのは、もったいけるのではないかと、もったいきたいと思っている。今はFEED(基本設計:Front End Engineering Design)の受注をしていて、まだ見えていないというのが正直なところである。山谷あると思うが、期待としては大きなプロジェクトがFID(最終投資決定:Final Investment Decision)していくなかで、大台に近い値は割と早い時期に来るのではないかと期待している。2030年にいくらかは言えないが、もう少し早い時期に達成できたらよいと思っている。ウクライナや米国政治が変わるなどリスク要因が何かということだが、世界的に紛争が多発して、それどころではないというシナリオを別にすれば、ウクライナの影響は今後それほど大きくなりはないと思っている。一方、米国の政治、IRAはバイデン政権においてマンチン上院議員が形をつくったが、共和党政権になって逆側に振れるリスクはないかという指摘かと思う。この点については、いろいろな人がさまざまな懸念をしていると思う。我々が米国の人たちにも聞いているところでは、こういう制度については、大統領が変わったからといってそれほど簡単に変わるようなものにはできていないと理解している。IRAでコミットされている2032年ぐらいまでの期間のインセンティブは、ある程度確率の高い、蓋然性の高いものとして認識している。

【質問者⑥】

Q: 今日、紹介された技術は、だいたい2030年以降が主な主戦場というか、2030年以降にこうした技術を活用する時期が来ると思う。しかし、気候変動対策としてのエネルギー転換は、2030年まで、もしくは2035年までの脱炭素の目標がどんどん上がっていく動きもあり、そうなると必然的に今ある技術でどうにか対処していく必要があるように思う。こうした動きについて、MHIの技術の市場への影響、採算性への影響について、なにか懸念している部分があるのか伺いたい。

加口: とくに懸念していることはないが、技術的には25年以降であれば、いろいろな技術そのものはほぼできていると考えている。それを社会実装していくのに、従来のエネルギーよりお金がかかるため、それを誰が払うかなども含めた社会の制度設計が重要になってくると考えている。

Q: そうすると新しい技術を導入する旗振り役として政府や政策の影響が大きくなるという理解か。

加口: そう考えている。IRAがでてきて、10年、12年の期間で投資しても回収できる見通しができるようになった。今は投資家の人たちが、どんどん投資していて、プロジェクトが立ちあがろうとしている。そのなかで、1つでもプロジェクトがうまくいくと、その数がどんどん増えていく、というのが今の米国だと思っている。今、プロジェクトがいろいろと検討されているところで、2024年、2025年ぐらいに投資の意思決定がなされて、実際にプロジェクトが2020年代後半に立ちあがり、代表的なプロジェクトができて、そのプロジェクトがどんどんコピーされる形で進んでいく、そういう世界を想像している。

Q: 米国以外の国についてはどうか。

加口: カナダは米国に近い。アジアは石炭火力をかなり持っていて、まず石炭から天然ガス化してガスタービンへ向かうと思っている。アンモニアも選択肢としてはあり得ると思う。いろんなパターンがあるだろう。日本も社会の制度設計ができて、それに沿うかたちで進むだろう。

【質問者⑦】

Q: GTCCの脱炭素化について、二つの考え方、一つは既存のGTCCにCCSをつける形、もう一つは水素焚きに変えていくという形、この二つが有力なものとして今日は提案されたと思う。おそらく社会のインフラの状態であったり、水素は調達に課題があったり、CCSは貯留や利活用などに課題がある。こう踏み込んで考えていくと、それぞれのお客様にも考え方があろうかと思う。この二つを比較して、その優位性、あるいは技術面や市場環境の難しさ、地域的特性などを説明願いたい。

土師: やはり地域性の影響が一番大きい。例えば、先ほど加口から説明した北米において、米国のユタ州のようなところであれば、再生エネルギーを使って、それで水電解してグリーン水素を作る。その水素を岩塩層に貯留して、再生エネルギーがないときに水素を使って発電する。こうした地域では、水素を貯留することができるし、それから水素焚きもできるため、メリットは大きい。しかし、世界中どこでもそうした貯留するところがあったり、再生可能エネルギーの余剰分を使えたりするわけではない。やはり各国の事情に応じて、水素焚きの混焼から始めていくのか、それともCCUSをつけるのか、最終的に水素100%に持っていくのか、など本当に千差万別であり、その国々の特性が一番大きく影響してくるものだろう。先ほどの説明のとおり、我々は技術的には大型で水素100%の専焼を2030年以降に商用化するというところをまで計画として目指している。いろいろな地域のお客様のニーズに応えられるよう準備しておくのが、我々の責務だと思っている。

加口： GTCCプラスCCS案件のお話があるところはやはりCO₂の貯留地に近い。湾岸であったり、オイルの掘削があって空の油田があるところで、とにかくGTCCプラスCCSをやってみたいというお客様が多い。そうしたところが経済的に成り立つのだろうと考えている。

Q： 水素焚きガスタービンの開発状況について説明があったが、中小型ガスタービンの水素専焼について高砂で2023年度ぐらいに目処がついていて、商用化も見えてくると思うが、現状の引き合いの状況や客先の関心具合についてはどうか。

加口： 小型は扱う温度も低いいため、水素100%になりやすい。今、引き合いがあって、具体的なプロポーザルを出しているものがある。例えば、南オーストラリアでは水素ガスタービン100%などを提案させていただいている。これから実際にそうしたプロジェクトが立ち上がってくる段階にある。

【質問者⑧】

Q： 二点お伺いしたい。一つ目は、エナジートランジション分野でMHIの研究開発の投資額のイメージがあれば教えてもらいたい。ガスタービン、水素バリューチェーン、CCSなど2030年に向けて、どのように見ているのか教えてほしい。

加口： 絶対額は正確に伝えられないが、ガスタービンにしても、高砂水素パークにしても、これまで投資している。高砂水素パークでは、いろんな設備の整備をしていて、カーボンニュートラルに関連した投資額は他の投資に比べても増えている。今後、CCSなども含めて成長分野であるため投資していきたいと考えている。

Q： 二つ目は、サマリーのところで、エコシステムの実現に向けた法的な整備の話があったが、やや大きな質問になるが、例えば2月にGX推進法案が可決されて国内で追い風になるような話ができています。MHIは、どういう法整備を期待しているのか、考えがあれば教えてほしい。

加口： 国内のGX推進基金となる国債については、総額が決まり、粗々の振り分けが決まっていると理解している。これから何をやっていくのかといった中身に関する議論が進むと理解している。そうしたなかで、我々としても委員会などに参加して意見を述べてプロポーザルを出している状況にある。

【質問者⑨】

Q： ExxonMobilとの提携について、貯留の適地を見つけるのにオイルメジャーと組むことが大事とあるが、提携から時間も経っており、具体的にこういうケースで貯留の話し合いをしている、どういう方向を目指しているなど、もう少し具体的な内容を伺いたい。SAIPEMとCCS、CO₂回収の分野で提携したとあるが、その狙いをもう少し詳しく説明してほしい。SAIPEMを含め各社とも単独でもプラント建設の実績あると思うが、今になってパートナーシップを組む理由を知りたい。

加口： 一つ目のExxonMobilとの協業については、昨年の末に締結してからまだ半年ぐらいで、具体的に皆様にご報告できるようなものはない。いろいろ定期的にディスカッションしながらやっているところ。SAIPEMとの提携については、今回ライセンス契約を結んだのは、やはりCCSのプラントを作る、もしくは標準化されたやり方を固めて売るという点。小規模なのとはともかく、火力発電につける大型のものになると、かなり複雑なエンジニアリングが必要になる。我々のリソースだけではカバーできない。そのため我々のプロセスや吸収液を使って、広くCCSをやってもらおう。パートナーシップはグローバルでやっていく必要があると考えている。

Q: ExxonMobilが貯留地を持っている。彼らが米国にもつ大きな資産を使うようなことなのか。貯留についてどういう方向性で考えているのか、もう少し詳しく知りたいと思う。

加口: やはりオイルメジャーはさまざまな提案ができる。ヨーロッパであればエクイノールなどが貯留地を持っている。アジアであれば、インドネシアなど。貯留の話はいろいろとあって、それらが繋がっていくと考えているが、場所や地域ごとに違うだろう。

【質問者⑩】

Q: 水素のエコシステム実現に向けた取り組みについて、長い目線での見立て、外部環境を含めた変化の見通しについて見解を伺いたい。現時点で2030年の手前の水素の用途として、製造工場の製造過程、水素還元製鉄とか、あと船や航空などの輸送など、大きなサプライチェーン上の部分における用途が想定されると思うが、昨今では自動車でもe-fuelといわれる合成燃料などが2035年前後に検討されはじめていて、容認されると思う。水素の供給が需要に対して追いつかないかもしれない。今申し上げたような用途で水素の需要はいつぱいのイメージをもっているのか、それとも実際その先の自動車向けみたいなどころまで含めてボリューム効果がでてくるのか。競争環境が厳しくなって、ライバル数が増えるのか、そのあたりの長い目で見て、どのように考えているのか聞かせてほしい。

加口: 必ず正解があるわけではないが、私の思っていることを話すと、やはりhard-to-abateの分野はグリーン電力だけでは賄えない世界であり、まず水素が使われるだろうと思っている。例えば航空燃料などは、値段が高くても使わざるをえない。あるいは、ケミカルの原料、eケミカル、eメタンなど、そういう分野で水素は利用されると思っている。一方、例えば電気自動車などで代替できる世界は、やはり水素でなくてもよい。そのように水素が求められる順番を考えていて、産業で水素が使われることが非常に多くなり、グリーン水素からグリーン電力を作り、グリーン電力からグリーン水素を作る世界になれば、余剰な電力がたくさん出てきて、それにより水素の価格はどんどん下がっていくだろう。カリフォルニアの場合、すでに何MWという余剰電力を充電しない状態になっている。それを使って、殆どOPEXにおいて電気代が無料の世界も成り立ってくる。Advanced Clean Energy Storageプロジェクトも発電用として水素を平坦化するだけでなく、長距離トラック用の水素を供給するという話もあるくらいなので、そういう使い分け方をしていくことになると思います。

以上