

日本におけるアンモニアのエネルギー利用について

- 水素社会における、もう1つのエネルギーキャリア -

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

計量分析ユニット

担任補佐・研究主幹 平井 晴己

同

主任研究員

呂 正

化石エネルギー・電力ユニット 研究員

川上 恭章

1. はじめに

1.1 アンモニアのエネルギー利用

わが国では、水素のエネルギー利用を目的として、燃料電池(FC)や燃料電池自動車(FCV)の開発が進み、実用化の段階に入ってきた。また、大規模な水素発電(LNG火力と同等の規模)の検討・開発も進んできている。今後、水素がエネルギーとして本格的に利用される時代には、供給ポテンシャルが大きく安定的供給が可能で、かつ、CO₂フリーの水素が求められると考えられる。中でも、ゼロエミッション電源としての、大規模発電への利用は、我が国における厳しいCO₂削減目標を達成するための有効なツールとして期待されている。しかし、大規模発電に必要となる水素量は膨大で、生産(電気分解)、貯蔵、輸送といった、サプライチェーン全体を大規模に(新たに)構築する必要が生じる。このため、規模の適正化やコスト削減目標を適切に設定することが重要となる。

一方、アンモニアは、水素と空气中から分離した窒素を原料として、ハーバー・ボッシュ法を用いて製造され、化学肥料や化学原料として、国際市場を形成している。水素と異なり、若干の加圧あるいは冷却で容易に液化することからハンドリングが極めて容易であり、設備の新設増強は必要となるものの、技術的に新しいサプライチェーンの構築は必要としない。また、アンモニアは水素と同様、燃焼時にCO₂を発生しないことから、水素と並んで、CO₂フリーのエネルギーキャリアとして注目されるようになってきた。特に、大規模発電への利用の場合は、アンモニアガスタービンや既存火力発電所での混焼技術が確立すれば、既存の供給システムの延長線上で対応が可能で、経済性の点では、相対的に早い段階からの導入が可能と判断される。勿論、燃料電池(FC)や燃料電池自動車(FCV)の燃料¹としては、水素を利用するが、現段階では、技術的にもコスト的にも現実的な選択と考えられる。このように、水素とアンモニアは競合する面があるものの、利用機器の特徴や供給システムの規模に応じて棲み分けをするなど、双方の長所を生かした柔軟な組み合わせ(「ベストバランス」)が可能と考えられる。

¹ アンモニアを直接利用する燃料電池の研究が行われている。また、アンモニアを再度分解して水素を取り出すルートも考えられるが、サプライチェーン全体の効率性の点では賛否が分かれている。

1. 2 CO₂フリーのアンモニアの導入について

1. 2. 1 炭化水素起源のアンモニア生産

水素を製造するには、主として、(1)水を電気分解するか、あるいは、(2)天然ガスなど炭化水素から、水蒸気改質等²を用いて取り出す、2つのルートがある。したがって、アンモニアの製造方法³も、原料となる水素の製造ルートに従って、2通りのルートが存在する。商業的に確立しているルートは、天然ガスなど炭化水素から水素を取り出すルートである。

この商業ルートには、2つの制約が存在する。第1は、炭化水素、特に天然ガスの供給可能量及び供給コストに依存すること、第2は、アンモニア自体は燃焼時にCO₂を発生しないが、水素製造のための改質工程でCO₂が発生することである。

第1の制約条件は、米国や中東地域等、埋蔵量が豊富で比較的コストの安い天然ガスを確保することにより緩和することができる。第2の制約条件は、CO₂をCCS(Carbon Capture and Storage)か EOR(原油の3次回収: Enhanced Oil Recovery)等を利用して、貯蔵・固定化することで対応できる。特に、原油の3次回収の技術の1つであるCO₂-EORは、EORによるメリット(排出者のCO₂の販売によるメリット)を利用して、CCSコストの過半を占める、CO₂の分離・回収コストのかなりの部分を相殺することができるので、CCSの重要な1つ「付帯的貯留」としても注目されるようになってきた。

1. 2. 2 CO₂-EORの利用について

CO₂-EORは、米国における原油生産においては長い実績を有するが、CO₂の供給源は、主として、Natural CO₂(以下、「天然CO₂田⁴」と訳す)が中心であり、今後、EORによる増産を考える場合、Natural CO₂の供給に制約があるため、産業部門から回収されるCO₂の利用が必要となってきている。このように、CCSとしてのCO₂-EORばかりでなく、EOR増産のためのCO₂回収という両面で、重要性が高まってきている。2015年には、米国DOEは、CCSとしてのEOR、EOR増産としてのCO₂確保を目的として、CO₂パイプライン(全体として、CO₂サプライチェーン⁵)の整備拡大に関する検討を行い、その報告書を公開した。これについては、本稿の続編にあたる、別稿「米国におけるCO₂フリーのアンモニア生産の可能性」において、改めて、詳細な検討報告を行う予定である。

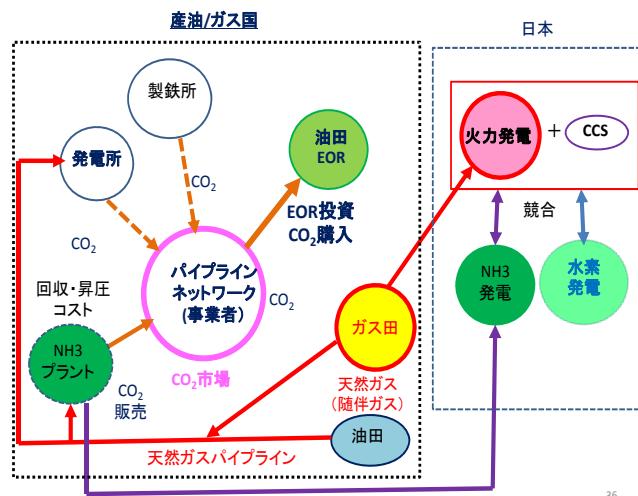
² 現段階では、石油精製の脱硫用水素は、精製工程時に分解等により発生する軽質ガス(C1、C2、LPG)や軽質ナフサを原料として、また、化学原料用水素では、その大半は、天然ガスを原料として、水蒸気改質等のプロセスを利用して製造されている。

³ 商業的に確立し普及しているアンモニア合成法(NH₃)は、天然ガスや石炭から水素を製造し、次に、ハーバー・ボッシュ合成プロセスを用いる2段階となっている。現在、水素製造を経由しない「アンモニア電解合成法」が研究されており、長期的には、再生可能エネルギーを利用した、水の電気分解による水素と並んで、「電解合成法」がアンモニア製造の中心になると期待されている。

⁴ 米国のガルフ・コースト、ロッキー山脈付近には、CO₂が大量に自然貯留されている(硫化水素や不純物を含む)地層があり、これを開発して(CO₂パイプラインを敷設)、EORに利用している(別稿参照)。

⁵ 米国以外にも、中東のアブダビにおいても、ADNOC(石油、天然ガス生産及びCO₂-EORの実施)とMASDAR(CO₂の分離回収・輸送)が協力して、CO₂のサプライチェーンの形成に向けた取り組みが始めた。しかし、サウジやイランといった、中東の大産油国では、原油の回収は2次回収の段階であり、3次回収(EOR)に、進むのは相当程度先のことであると考えられる。

図 1-1 CO₂ フリーのアンモニアのエネルギー利用
(概念図)



36

1.2.3 非エネルギー利用からエネルギー利用に向けて

本稿では、CO₂フリーのアンモニアを海外から調達するという前提以外に、特に制約を設けていない。アンモニアの調達方法、調達先については、様々なパターンが考えられるが、網羅的な検討を行わずに、以下の考えに基づき、一定の絞り込みを行っている。

- (1) 市場価格が存在し物流体制が確立していること、また、国際貿易の拠点が利用可能であり、既存市場を基礎として発展することがアンモニアの調達先として重要と想定⁶する。
- (2) 世界全体のアンモニア生産は、70%以上が天然ガスを原料として生産されており、アンモニア貿易の大半は、米国ガルフ・コースト地域、中東地域、黒海沿岸地域で行われている。
- (3) 日本への大量輸送や EOR の利用を考えた場合（油田とガス田が近接していることが重要）、米国や中東が中心となる。更に、CO₂-EOR の進展や、技術革新、市場へのアクセスを考慮すると、米国が重要となると考えた（別稿、参照）。

2. 検討の枠組みと分析手法

2.1 検討目的

我が国における 2050 年の CO₂ 排出量を、2013 年比で 80% 減達成を前提とした場合、エネルギー供給部門や最終重要部門において、エネルギー利用技術の選択（特に、下記の点を軸として）がどう変化するか、について、以下の（1）、（2）を主眼とした定量的評価を行うことを目的とした。

⁶ インド、中国では、国内産の石炭を利用したアンモニア生産（地産地消）が中心であり国内市場は確立しているものの貿易の拠点とはならない。

(1) 電源部門

CO₂フリーの水素発電、アンモニア発電の導入量及びCCSの投入必要量

(2) 最終需要

既存技術も含め電化の進展や水素利用技術の既存技術との競合関係

2.2 検討の枠組と留意点

(1) 対象時期

検討の対象期間は、2030年から2050年としたが、出発点となる2030年は、政府が発表した資源エネルギー庁の「長期エネルギー需給見通し」(以降、「長期見通し」という)との整合性を図った。

(2) CO₂の制約条件

エネルギー起源CO₂の排出量は、2013年比で、2030年で約25%削減とし(長期見通し)、2050年に80%削減を達成することを前提とした。

(3) アンモニア発電の効率・コスト

アンモニアガスタービンは、我が国のLNG火力で利用されている高効率のCC(コンバインドサイクル)発電と同等の効率と同等の機器コストとし、2030年までに商業化されると仮定した。また、アンモニアは既設火力との混焼も想定した。液化水素を利用した水素発電についても、効率、機器コストについては、アンモニア発電と同等の条件を設定した。

(4) カーボン・フリーとしてのアンモニア及び水素について

アンモニアは、海外において、天然ガスから水蒸気改質で製造した水素を原料として合成し、生産工程で発生するCO₂は、CO₂-EOR(原油の3次回収)またはCCSを利用して貯蔵・隔離を行う。水素は海外から液化水素⁷の形で輸入するものとした。国内の既設火力は、発電所に隣接地にCCSを設置してCO₂排出量の削減を図ることができると仮定した。

(5) アンモニア価格と水素価格

エネルギー利用のアンモニア価格と既存の化学肥料用のアンモニアの価格は、「一物一価」の原則に従い、同一市場では同一価格を前提とした。従って、図2-1に示すように、エネルギー利用としてのアンモニアの導入が拡大するにつれ、アンモニアの市場価格は徐々に低下し、あるレベルで均衡すると考えられる。

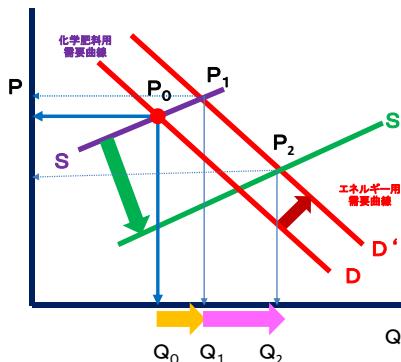
但し、本稿では、将来のエネルギー利用のアンモニアについては、利益を含む市場価格⁸ではなく、生産コストの積上げによる価格をもって輸入価格とした。これは、水素の市場価格(エネルギー利用)が存在しないため、技術開発の目標となっているコストの積み上げをもって、日本への輸入価格としたことから、アンモニアと水素、双方の価格に含まれ

⁷ 製造プロセスとしては、水の電気分解による水素製造以外に、天然ガスの改質や褐炭のガス化による水素製造(CO₂はCCSで貯留)もある。中でも、再生可能エネルギーを利用した、水の電気分解技術の向上と低コスト化は、いずれの形にしても、海外に依存しない国産エネルギーとしての可能性を開くものであり、エネルギーキャリア技術の中核技術の1つとして開発が進められている。

⁸ 別稿「米国におけるCO₂フリーのアンモニア生産の可能性」で、IRRを設定して工場出荷価格を算出しており、第4章の検討では、その一部を利用して感度分析を実施した(「高価格ケース」)。

る費用項目⁹を統一化したためである。

図 2-1 アンモニアの需給・価格の均衡条件(概念図)



(注)化学肥料を中心とした均衡点(価格 P_0 、数量 Q_0)から、エネルギー用に大量に利用された場合は、需要曲線が上方にシフトし価格は P_1 まで上昇する。やがて、生産量が増加し供給曲線は右側にシフトし、十分に生産能力が拡大すると、価格は下落し、(価格 P_2 、数量 Q_2)で均衡する。何らかの理由で生産能力の増加が少ない場合は(供給曲線の右側へのシフトが小さい場合は)、価格は元の価格 P_0 より高い水準にとどまる可能性がある。

(6) 水素とアンモニアの競合及び棲み分け

最終需要分野(燃料電池自動車(FCV)や定置式燃料電池(FC)、ボイラ、加熱炉等)では、アンモニアの直接利用技術¹⁰は対象外とし、水素の利用技術と既存のエネルギー利用技術が競合するものと仮定した。一方、大規模発電の分野では、水素発電とアンモニア発電が、既存の火力(CCS 設置)と競合するものと考えた。

2.3 分析手法

分析手順を図 2-2 に示したが、分析の主要部分は、以下の 3 つのパートから構成される。

- ①マクロ計量モデルによるエネルギーサービス需要の予測¹¹
- ②価格や CO₂ 排出量等、最適化モデルで必要な制約条件または前提条件の設定
- ③最適化モデル(MARKAL)によるアンモニア導入量分析

(1) マクロ計量モデル

所得分配、生産市場、労働市場、一般物価など経済全体の相互作用を整合的に記述するモデルであり、エネルギー需要に直接または間接的に影響を与える指標を含む関連マクロ経済指標を推計する。その後、得られる諸指標を利用して、エネルギー需給モデルでエネルギーサービス需要を推計する。

⁹ 設備、原料・ユーティリティ、触媒・薬品、人件費・修繕費等に、輸出経費・フレートを加算したものとコストとした。

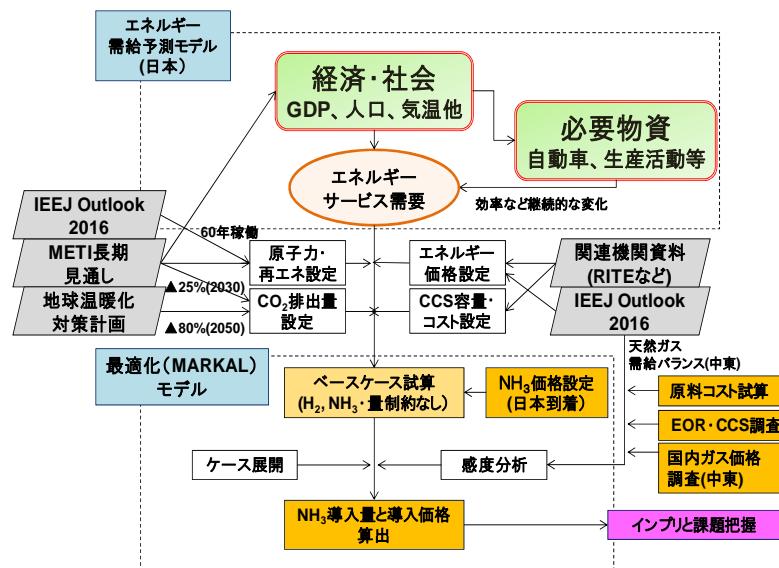
¹⁰ 今後の技術開発の進展状況を十分に踏まえ、様々なアンモニア利用技術の導入を勘案した検討を、後日、実施する予定である。

¹¹ IEEJ「アジア/世界エネルギーアウトロック 2016」(レファレンスケース)のマクロフレームに準拠。

(2) 最適化分析前提条件の設定

最適化モデルは、エネルギー技術選択モデルとも呼ばれるが、エネルギーの生産から加工、流通、最終消費に至るエネルギーシステム全体を統合した観点から考へるので、部門内に限定した、個別の技術選択の評価ばかりでなく、部門間における技術選択の評価を行うことができる。例えば、輸送部門のEVとFCVの評価の場合、仮に水素を利用するという選択をしても、水素発電をしてEVにするか、水素発電はしないでFCVを選択するかという選択の評価が可能となる。但し、この評価を正確に行うためには、想定するエネルギーシステムとそれを構成する技術について、適切な制約条件の設定や、的確なデータ入力が必要となる。図2-2に示すように、輸入エネルギーの価格、コスト（投資コスト、固定維持管理コスト、変動維持管理コスト）、設備の寿命、エネルギー入出力（効率）、残存設備容量、利用開始可能年といった様々なデータがあるが、多くのデータは、入手困難か、将来想定が難しいなどの制約があり、諸データをバランスよく設定することが肝要となる。

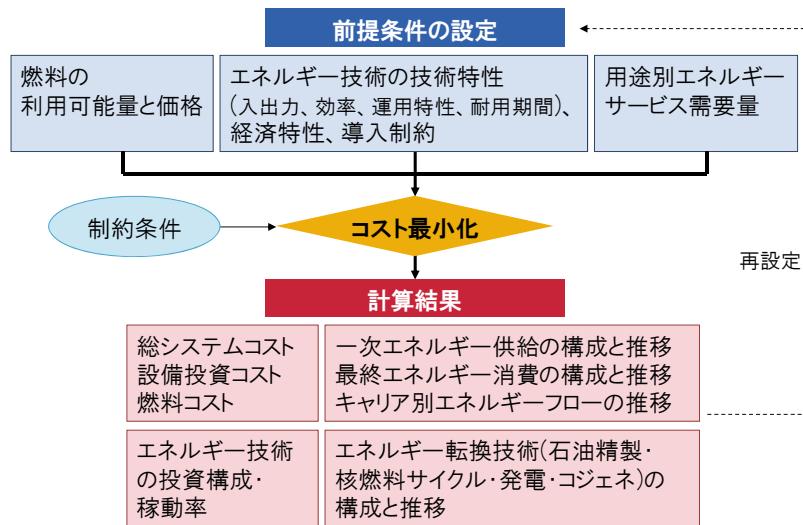
図2-2 分析の手順（全体図）



(3) 最適化モデルによる分析

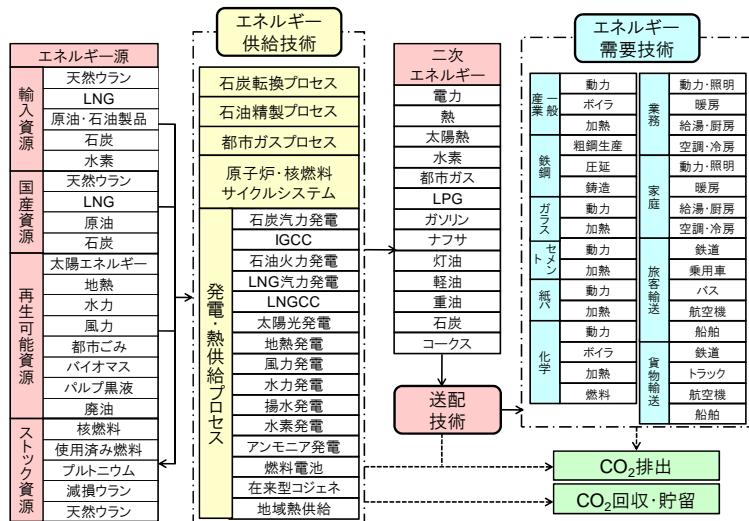
設定した前提条件のもとに、エネルギー需給最適化モデル（MARKALモデル）を用いてアンモニア導入に係る分析を実施した。MARKAL（Market Allocation）は、国際エネルギー機関（IEA）のシステム分析プログラム（Energy Technology Systems Analysis Program: ETSAP）のもとで開発されたモデルである。動学的最適化モデル（線形計画モデル）であり、本稿の分析では、1期を5年として2050年まで、外生的に与えられたエネルギーサービス需要（有効需要）を満足するエネルギー供給システムの総費用を最小化（最適化）して、各部門におけるエネルギー技術の選択やエネルギーフローの決定を行った。

図 2-3 MARKAL モデル検討手順・分析の流れ(概念図)



具体的には、図 2-3 に示すように、輸入エネルギーや国産一次エネルギーの価格や利用可能量（上限）、エネルギー技術の技術特性・コスト等を前提条件として、エネルギーバランス式や CO₂ 排出量などの制約条件下のもとでコスト最小化の計算を行う形となる。

図 2-4 本検討におけるエネルギーシステム構造の概念図



2.4 ケース設定

表 2-1 に示す、分析のベースラインとして、2つのシナリオを設定した。

表 2-1 設定する 2 つのケース

	レファレンスケース (アンモニア最大導入)	電源制約ケース (水素・アンモニア上限)
CO ₂ 制約	2050年80%削減 (2013年比)	同左
アンモニア	発電(上限なし)	同左、ただし、アンモニア、 水素発電の合計シェアは 総発電量の25%以内
水素	発電・最終消費(上限なし)	
CCS	発電、一部の産業部門 (上限は中位推計)	同左

1 つは、最適化において、アンモニアや水素の導入量に制約条件を設けない「レファレンスケース」で、アンモニア導入量の最大ポテンシャルを把握するものとして設定した。もう 1 つは、発電部門における導入レベルに上限・制約を設けた「電源制約ケース」である。具体的には、海外からの資源調達リスクを考慮して、2050 年における CO₂ 排出量(80% 削減)が実行可能¹²な範囲で、電源構成に占める比率の上限を 25% に抑える場合を想定した。

3. 分析の前提条件

3.1 エネルギーサービス需要

エネルギーサービス需要推計を行うための、マクロ計量モデルの主な前提条件を表 3-1 に示した。人口・世帯数は国立社会保障・人口問題研究所「日本の将来推計人口平成 24 年 1 月推計」の出生中位・死亡中位推計に従って想定した。日本の人口は 2011 年より減少に転じており、将来も世界で最も早く減少していく。2050 年までの平均人口減少率は 0.7% であり、2050 年には 1 億人を割り込む。

国内総生産額 (GDP) については、2030 年までは、エネ庁の「長期見通し」との整合性を図る一方、2030 年以降については、国際機関等の予測を参考にしつつ、計量経済学的手法を用いて推計を行った。実質 GDP は、2030 年まで年率 1.7% 程度で成長し、2030 年に 711 兆円となる。2030 年から 2050 年までは年率 0.8% 成長に鈍化し、2050 年の実質 GDP は 827 兆円になる。

¹² 最適化モデルの試算において、アンモニアまたは水素発電の電源構成(発電量)に占める上限比率を、15%、20%、25%、30% と変化させると、20% 以下では、実行可能解が得られなかつたため、1 つのケースとして 25% の設定とした。

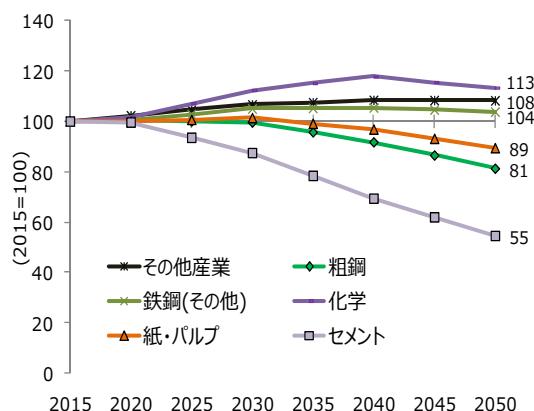
表 3-1 マクロ計量モデルの主な前提条件

		2013	2020	2030	2040	2050
人口	百万人	127	124	117	107	97
世帯数	百万世帯	56	56.5	54.7	51.2	47.2
実質GDP	2005年価格兆円	531	607	711	780	827
粗鋼生産量	百万トン	112	113	115	112	106
業務延床面積	百万m ²	1,845	1,910	1,993	2,035	1,995

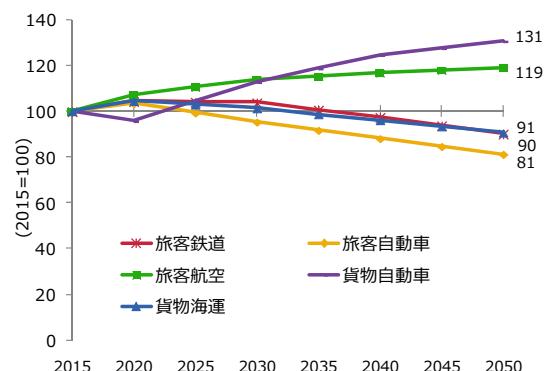
これらの前提条件から算出されるエネルギーサービス需要の一部を図 3-1 に示した。産業部門では、第 3 次産業への産業構造の変化などを背景に、世界経済成長による輸出増を見込む鉄鋼や、高付加価値製品(機能化学)の生産増が見込まれる化学などを除いて、素材系産業の活動量は概ね減少傾向で推移する。エネルギーサービス需要も同傾向で推移する。運輸部門では、人口減や高齢化に伴う自動車保有台数の減少を背景に、旅客自動車のエネルギーサービス需要(人キロ)は減少推移する一方、GDP 成長に伴う物流の活発化などから貨物自動車では増加して推移する。

図 3-1 エネルギーサービス需要

(産業)



(運輸)



3.2 エネルギー価格

(1) 国際エネルギー価格

原油や天然ガスの国際市場価格については、表 3-2 に示すように、IEEJ が発表した、「アジア/世界エネルギーアウトロック 2016 年」の見通しを採用した。概略すると次の通りである。

中長期的には、石油需要は非 OECD 諸国を中心とする世界経済の堅調な成長に伴って増加を続ける。一方、供給側では、米国などの非 OPEC の石油生産も増加傾向にあるが、地

政学リスクの高い中東地域等に依存する構造には変化がなく、供給能力の持続的拡大の点では不安定さが存在するため、原油価格は、中長期的には上昇していくと想定した。また、天然ガス価格は、原油価格との連動性が弱い地域では廉価な状態が続くものの、全体としては、原油に連動して上昇していくと考えた。

表 3-2 国際エネルギー価格の前提

			2015	2020	2030	2040	2050
原油	ドル/bbl	実質	52	75	100	130	130
		名目	52	83	135	213	260
	日本 ドル/t	実質	536	554	663	730	751
		名目	536	611	892	1,197	1,501
	天然ガス ドル/百万Btu	実質	10.4	10.7	12.8	14.1	14.5
		名目	10.4	11.8	17.2	23.1	29.0
	欧州(英国) ドル/百万Btu	実質	6.5	8.5	9.8	11.7	12.2
		名目	6.5	9.4	13.2	19.2	24.4
	米国 ドル/百万Btu	実質	2.6	4.5	5.6	6.3	6.9
		名目	2.6	5.0	7.5	10.3	13.8
一般炭	ドル/t	実質	80	89	106	132	138
		名目	80	98	142	217	275
(参考)							
原油価格	ドル/百万Btu	実質	9.0	13.0	17.3	22.5	22.5

(出所) IEEJ「アジア/世界エネルギー・アウトロック 2016」

(注) 暦年での価格、実質値は 2015 年価格、日本のエネルギー価格は輸入 CIF 価格

(2)水素及びアンモニア価格の前提

アンモニア及び水素の導入は 2030 年以降に導入されると仮定した。表 3-3 には、2030 年から 2050 年の水素及びアンモニアの想定価格 (\$1=110 円換算) を示した。2030 年時点では、水素が 51.2 円/Nm³、アンモニアが約 4.6 万円/t-NH₃、そして、2050 年には、水素が 33 円/Nm³、アンモニアが約 5.1 万円/t-NH₃ となる。

アンモニア、水素価格の試算方法については、以下の通りである。

① アンモニア

関係者からのヒヤリングをもとに、2030 年時点のアンモニア生産コスト (フレートを加算) を試算した。原料となる天然ガス価格は表 3-2 の米国の天然ガス価格を採用した。2030 年以降については、アンモニアの生産技術、特に、ハーバー・ボッシュ法に限れば、成熟した技術であることから、生産コスト中、原料コスト (天然ガス価格) の変動のみを反映させる形とした。

②水素

水素の供給コスト (生産コストの他、インフラコストを含む) は、関係者からのヒヤリング等をもとに、今後の技術開発の進展やコストダウンを織り込んで、2030 年から 2050 年にかけて価格を設定した。2050 年には、概ね目標とする価格が実現すると仮定した。

表 3-3 水素・アンモニア価格の想定 (CIF 価格)¹³

		2030	2040	2050
水素	(\$/Nm ³)	0.47	0.38	0.30
アンモニア	(\$/ton)	419	441	459
水素	(\$/10 ⁶ Btu)	38.4	31.7	25.1
アンモニア	(\$/10 ⁶ Btu)	20.0	21.1	22.0
LNG	(\$/10 ⁶ Btu)	12.8	14.1	14.5

(注)LNG 価格は表 3-2 に基づく。

3.3 発電技術

(1) 原子力

原子力発電の設備容量は東日本大震災後の「新設なし+60 年稼働」の規則に従って推移すると考えた。2035 年まで 40GW を超える水準で推移した後に減少を始め、2050 年には約 20GW となる。2050 年までの設備容量と稼働率上限の想定を表 3-4 に示す。発電コストは資源エネルギー庁の発電コスト検証ワーキンググループ (WG) の試算結果を踏まえて設定した。

表 3-4 原子力発電に関する前提条件

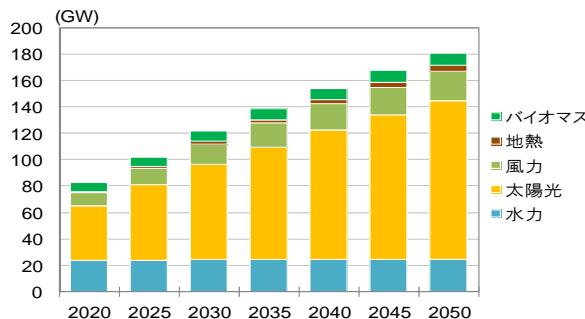
	2025	2030	2035	2040	2045	2050
設備容量(GW)	42	42	41	36	31	21
稼働率上限(%)	60%	60%	80%	80%	80%	80%

(2) 再生可能エネルギー発電

再生可能エネルギー発電容量は、政府の「長期見通し」(2030 年まで)および IEEJ アウトルックの見通しに従い図 3-2 のように設定した。太陽光発電の設備利用率は 12%、風力は 20% でいずれも分析期間共通とする。コストは原子力と同様、発電コスト検証 WG の結果をもとに設定した。

¹³日本への到着価格で比較すると、2050 年には、水素とアンモニアの価格差は相当程度縮小するが、輸入基地経費、国内輸送費、発電所受入費等を加算した炉前価格は、依然として格差があると考えた。

図 3-2 再生可能エネルギー発電の設備容量想定



(3) 火力発電

大規模火力発電のコストおよび効率は、原則として、発電コスト検証 WG の見通しと整合性をとって設定した。表 3-5 に LNG 火力発電、水素発電・アンモニア発電、表 3-6 に水力、原子力を含むその他の大規模発電の投資コストおよび効率の諸元を示す。

また、アンモニアは、石炭または天然ガスの混焼設備（熱量ベース混焼比率 20%）の新設も検討対象とした。それぞれの投資コストと発電効率等は、石炭火力（専焼）、LNG 火力発電（専焼）に対し、混焼による設備、効率の変化を考慮した数値を設定した。

表 3-5 LNG 火力・水素・アンモニア発電の諸元

投資コスト	
LNG火力	12 万円/kW
水素発電	12 万円/kW
アンモニア専焼	12 万円/kW
発電効率(送電端)	
LNG発電	49% HHV
水素発電	49% HHV
アンモニア専焼	49% HHV

表 3-6 その他大規模発電の諸元

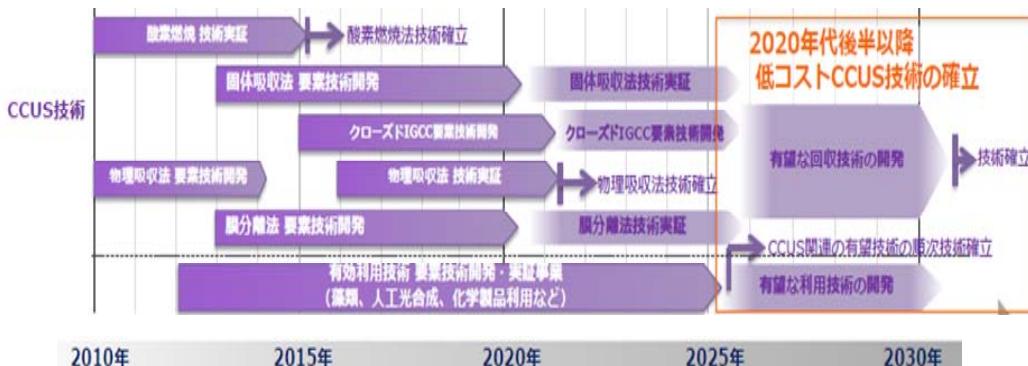
投資コスト		2014	2030	2050
石炭火力	万円/kW	25	25	25
石油火力	万円/kW	20	20	20
原子力	万円/kW	37	37	37
水力	万円/kW	64	64	64
発電効率(送電端)				
石炭火力	%-HHV	42%	48%	48%
石油火力	%-HHV	39%	39%	39%

3.4 CCS の容量

火力発電所や鉄鋼製造、セメント製造などの大規模 CO₂排出源から発生する CO₂を回収し地下に貯留する CCS は、CO₂排出の大幅な削減を実現するために重要な技術である。日

本においては「エネルギー基本計画」(2014年4月)で、「温室効果ガスの大気中への排出をさらに抑えるため、(中略)、2020年ごろの二酸化炭素回収貯留(CCUS)技術の実用化を目指した研究開発や、CCUSの商用化の目途等も考慮しつつできるだけ早期のCCS Ready導入に向けた検討を行う」とされており、「次世代火力発電に係る技術ロードマップ中間とりまとめ」(2015年7月)では、図3-3に示す通り、実用化に向けた工程表が示された。

図3-3 CCS技術の実用化に向けた工程表



(出所) 経済産業省次世代火力発電の早期実現に向けた協議会「次世代火力発電に係る技術ロードマップ中間とりまとめ」(平成27年7月)

将来のCCSの導入料の水準は、アンモニアの導入量に大きな影響を与えると予想される。表3-7に、RITEによる、国内CCSのCO₂貯留ポテンシャルの推計値を示した。この試算は、地質学的な様々な構造パラメータをもとに推計したものであって、石油の探査・開発と同様に、必ずしも実現可能性を保障するものではない。

表3-7のうち、CO₂の排出地点と貯留地点のロケーションを考えれば、関東平野にも広く分布する層位トラップ、カテゴリーB1が重要であるが、地質構造に関する各パラメータを利用して推計しており、必ずしも試掘に基づいた評価ではない。一方、カテゴリーA1+A2は、トラップ構造が背斜構造で、過去に石油・天然ガスが生産されたか、あるいは、試掘が行われており、相対的に確実性が高い。カテゴリーA1+A2のCO₂の貯留ポテンシャル推計値87億t-CO₂（以下、「トン」のみの表示）のうち、約3分の1程度¹⁴が貯留可能、すなわち、ストックで約30億トン（全カテゴリー合計の約2%）が貯留可能と想定した。

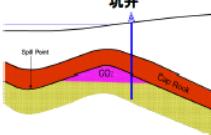
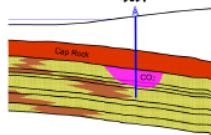
一方、2016年に稼働を開始した大規模CCSである、カナダのQuestプロジェクト（年間100万トンで25年間注入、累計で約0.25億トンの貯留規模）¹⁵を参考にすると、2030年から2050年にかけて、このクラスの貯留規模のCCSが数十か所稼働して、累計で10億から30億トン貯留という設定は、国内の発電所や製鉄所等のサイト数から判断して違和感がな

¹⁴ 報告書（表3-6の注）によれば、カテゴリーA1の低位推計値は14億t-CO₂である。

¹⁵ 別稿「米国におけるCO₂フリーのアンモニア生産の可能性」の付録参照。

い水準と考え、最適化モデルにおいては、2050 年までに累計で約 10 億トンを前提条件の第 1 段階として設定した。かわりに、第 4 章の検討では、CCS の貯留能力の水準を上下させて感度分析¹⁶を行い、需要側から見た必要能力の評価を行った。フローでは、図 3-4 に示すように、貯留ポテンシャルが技術の進歩に応じて、毎年増加していくものとした。

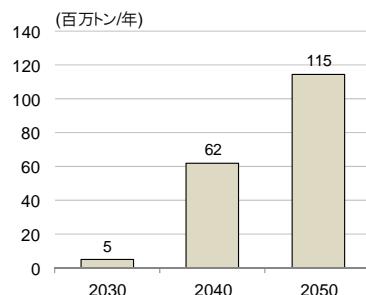
表 3-7 CCS の貯留ポテンシャル（国内）

地質データ		カテゴリーA (背斜構造への貯留)	カテゴリーB (層位トラップなどを有する 地質構造への貯留)
油ガス田	坑井・震探 データが豊富	A1 35億t-CO ₂	B1 275億t-CO ₂
基礎試錐	坑井・震探 データあり	A2 52億t-CO ₂	
基礎物探	坑井データなし、 震探データあり	A3 214億t-CO ₂	B2 885億t-CO ₂
貯留概念図			
 			
小計		301億t-CO ₂	1, 160億t-CO ₂
合計		1, 461億t-CO ₂	

*内陸盆地ならびに内湾（瀬戸内海、大阪湾、伊勢湾など）は対象とせず
*地下800m以深かつ、400m以後が対象

(出所) RITE 「二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書（2007 年度）」

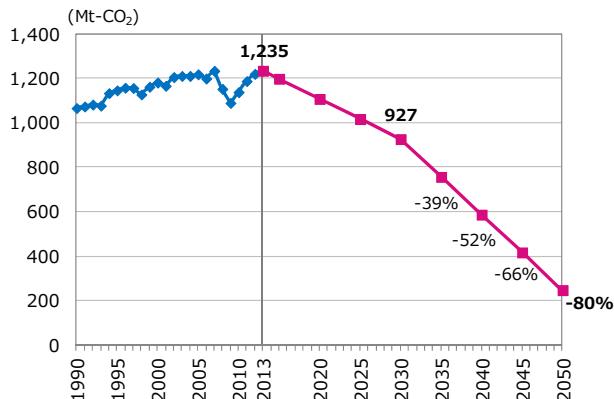
図 3-4 CCS 貯留可能量上限（年間）



3.5 CO₂排出量制約

図 3-5 に、CO₂排出量制限の時間的推移を示した。CO₂排出量は、2013 年度実績の 12.4 億トンから、2030 年には「長期見通し」で示された 9.27 億トンまで削減される。その後、2050 年の「温暖化対策目標」で示された 80% 削減までの削減経路は線形で進むと仮定した。

¹⁶ CCS のコスト（分離・回収・昇圧・輸送・注入）は、CCS に投入されるエネルギー費用が変動するので、一義的には言えないが、CO₂ 1 トンあたり約 100 ドルとなる。従って、最適化モデルでは、量的制約がない場合、日本全体のエネルギーシステムにおける CO₂ の限界削減費用が CCS コストを上回れば、CCS の導入が進み、反対に CCS コストを下回れば、CCS の導入が抑制されるということになる。

図 3-5 CO₂排出量の前提条件

4. 検討結果

4.1 各ケースにおけるエネルギー需給構造とアンモニア導入量

レファレンスケースの主要結果を表 4-1 に、電源制約ケースの結果を表 4-2 に示した。2 つのケースについて、アンモニア導入量、水素導入量、電源構成および CCS 導入量を比較したのが、図 4-1、図 4-2、図 4-3、図 4-4 である。

(1) レファレンスケース

イ. 表 4-1 及び図 4-3 に示す電源構成のうち、CO₂ 排出量が 80% 削減になる 2050 年を見ると、CO₂ 排出量の過半を占める電源部門では、可能な限りゼロエミッションに近づく結果となった。一方、表 4-1 や図 4-2 に示す最終需要部門では、水素導入量がほぼ 0 となった。これは、電化の推進（産業部門や運輸部門で、化石燃料から低炭素燃料への転換が高コストであることと相まって）と電源のゼロエミッション化が、最も効率的でコスト最小であると理解できる。2050 年の最終需要部門における電化率は 46% に達した。

表 4-1 レファレンスケース主要結果

		2030	2035	2040	2045	2050
発電量構成 (%)	原子力	20	25	23	22	14
	再生可能(含水力)	24	27	31	34	33
	火力(除CCS)	55	47	35	17	1
	CCS火力	0	0	0	2	2
	水素	0	0	0	0	0
	アンモニア燃焼	0	0	0	0	0
	アンモニア導入	0	0	10	24	51
水素導入量 (億Nm ³)	その他	0	0	0	0	0
	合計	0	0	0	0	2
	産業	0	0	0	0	0
	民生	0	0	0	0	0
	運動	0	0	0	0	2
アンモニア導入量(百万トン)	発電	0	0	0	0	0
	発電	0	0	35	81	186
CCSによるCO ₂ 貯留量(百万トン)		5	19	62	67	63

表 4-2 電源制約ケース主要結果

		2030	2035	2040	2045	2050
発電量構成 (%)	原子力	20	25	23	22	15
	再生可能(含水力)	24	27	31	34	36
	火力(除CCS)	53	44	32	14	1
	CCS火力	0	0	1	11	18
	水素	0	0	0	0	0
	アンモニア燃焼	2	3	4	3	2
	アンモニア導入	0	0	9	16	25
水素導入量 (億Nm ³)	その他	0	0	0	0	4
	合計	0	0	0	1	708
	産業	0	0	0	0	342
	民生	0	0	0	0	277
	運動	0	0	0	1	88
アンモニア導入量(百万トン)	発電	0	0	0	0	0
	発電	1	2	35	54	85
CCSによるCO ₂ 貯留量(百万トン)		5	19	62	96	115

図 4-1 アンモニアの導入量
(百万トン)

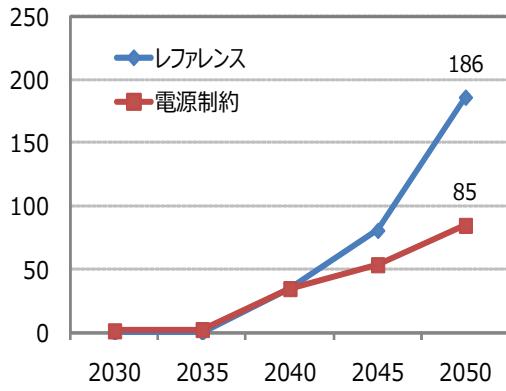


図 4-2 水素の導入量

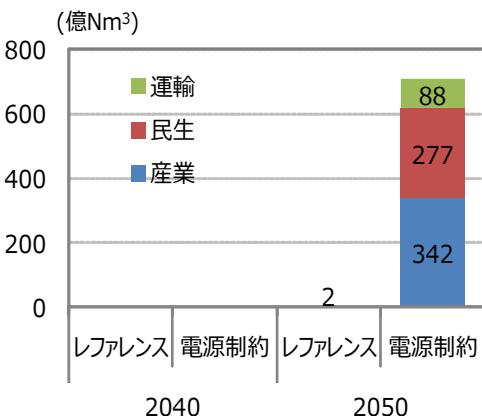
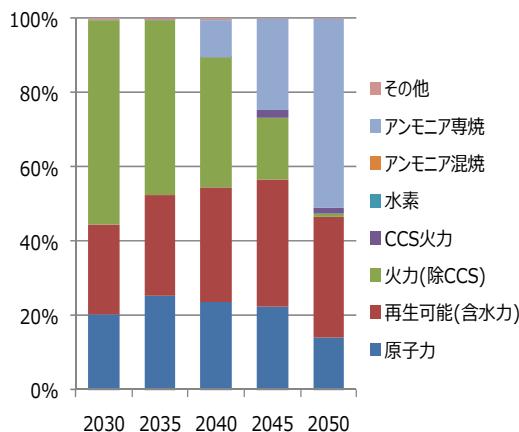
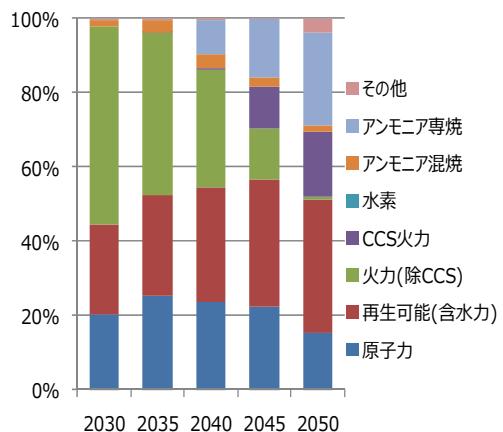


図 4-3 発電構成

レファレンスケース



電源制約ケース



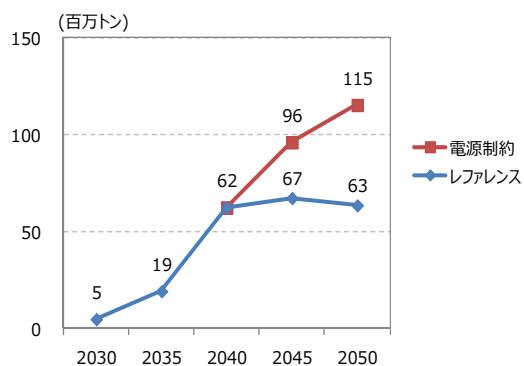
ロ. 表 4-1 及び図 4-3 に示す電源構成が示すように、水素発電とアンモニア発電の選択という観点から見ると、アンモニア発電 100% という結果となっている。第 3 章で設定した前提条件に従えば、最適化モデル上では、発電所の炉前価格の差で決まり、100 か 0 かの 2 者択一となる。しかし、将来における各発電所の個別の制約を考えると、アンモニア利用に限定される場合や、その逆の場合も考えられる。本最適化モデルにおいては、炉前価格以外には、水素発電とアンモニア発電の利用技術に関し格差を設けていないので、マクロ的に考えれば、アンモニア発電と水素発電の合計で水素系発電として捉えた方が適切かも知れない。

ハ. 表 4-1 及び図 4-3 に示すように、電源の選択では、ゼロエミッション電源である原子力や再生可能エネルギー¹⁷が上限まで利用された後、アンモニア発電（または水素発電）と CCS+火力発電の選択が検討される形となる。前者はゼロエミッションに対し、後者は

¹⁷ 再生可能エネルギーは利用量を固定したことから生じる。

低エミッション（CCS における CO₂回収率は 90%程度であるため、残りは大気へ放出される）であるので、CO₂ 制約が厳しい時期（場合）には前者が、比較的緩やかな時期には、コスト的に有利な CCS¹⁸が選択される。図 4-4 に示すように、CO₂ の削減率が厳しくなると、CCS が選択されず、アンモニア発電（または水素発電）が、2040 年で発電量の 10%、CO₂ 削減率が厳しい 2050 年には、発電量シェアで 51%と、急増する結果となつた。

図 4-4 CCS の導入量



(2) 電源制約ケース

図 4-3、図 4-4 に示すように、2040 年以降は、ゼロエミッション電源（アンモニア発電（専焼）と水素発電）が、制約条件の上限（発電量構成比の 25%）まで利用された後は、火力発電用として CCS が容量上限まで導入される結果となる。さらに、図 4-2 に示すように、最終需要部門では、FCV・FC ばかりでなく、これまででは、相対的にコストが高いため選択されなかった分野（ボイラ・加熱炉等）でも、大量に水素が利用され、電化がある程度抑制される結果となつた。レファレンスケースと比較して、ゼロエミッション電源（アンモニア発電（専焼）と水素発電）に制約がある場合、それを補填するために、第 1 段階として、CCS の利用率が上昇し、次に、最終需要部門での水素の導入が進むと考えられる。

4.2 アンモニア導入量の感度分析

4.2.1 CO₂削減制約緩和ケース

CO₂削減目標の水準がアンモニア導入量に与える影響を分析するために、2050 年の CO₂ 削減率 80%から緩和されて、図 4-5 に示すように、70%になる場合と 60%になる場合の 2 ケースの検討を行つた。最適化の結果（レファレンスケースと比較）は、図 4-6、図 4-7、図 4-8 に整理した。

¹⁸ エネルギー供給システム全体における CO₂排出量の水準があるレベルにある時、更に、1 単位の CO₂ 削減を行う際、CCS の限界費用とアンモニア発電の限界費用のどちらが安いかということを意味している。大雑把に言えば、CO₂ 制約が緩い状態から厳しい状態へと変化する場合、HEV（ガソリンハイブリッド車）が優位な状態（コスト最小）から、CCS が優勢な状態へと変化し、最後に、アンモニア・水素発電が優位な状態となる。

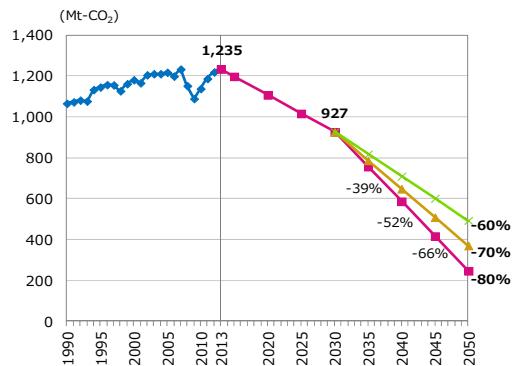
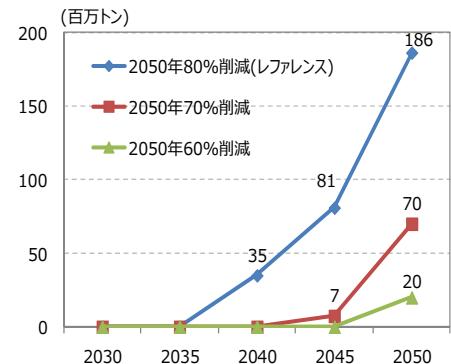
図 4-5 CO₂削減制約に関するケース設定

図 4-6 アンモニアの導入量（感度分析）



CO₂削減率が緩和するに従い、アンモニアの導入量は急激に減少する。アンモニアが本格的に導入される時期は、レファレンスケースでは2040年である一方、70%減ケースでは2045年に、60%削減ケースでは2050年にそれぞれ先送りされる。2050年における導入量も、70%削減ケースでは発電量シェア約20%に、60%削減ケースでは、わずか8%まで減少する結果¹⁹となった。

図 4-7 水素の導入量（感度分析）

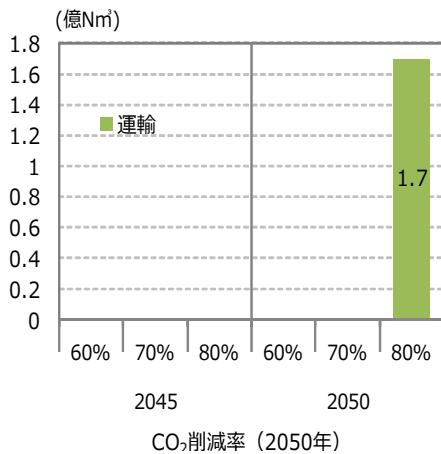
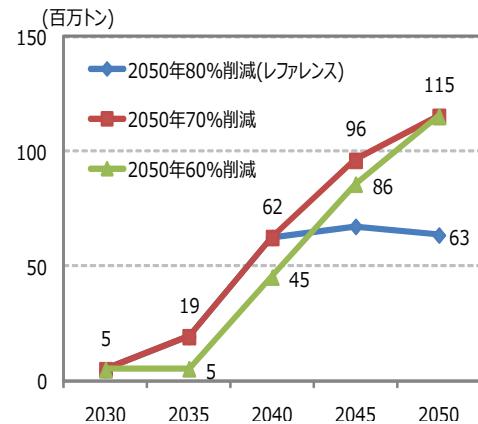


図 4-8 CCS導入量（感度分析）



一方、CO₂を排出するCCS（CO₂の分離・回収効率は90%程度なので、残りは大気へ放出される）を設置した火力が、上限能力まで導入されるという結果は、CO₂制約が比較的緩い段階では、経済性が高い（CO₂の限界削減費用が相対的に低い）こと示している。さらに、最終需要部門では、コストのかかる水素への燃料転換が進まないという結果となつた。これは、電化の進行と同時に、既存のエネルギー利用の中で、より効率性の高い技術（内燃機関からハイブリッド車への転換等）への移行で対応可能と解釈できる。

¹⁹ 既存技術において、より効率の高いものへ移行する。例えば、石炭ボイラから天然ガスボイラへ、あるいは、内燃機関専用の車から、ハイブリッド車への移行する形となる。

4.2.2 国内の CCS の導入可能量の制約

CCS の貯留能力の相違が、アンモニア導入量に与える影響度を分析するため、貯留能力ゼロの場合と制限なしの場合について検討し、結果を図 4-9、図 4-10、図 4-11 に整理した。

イ. 図 4-9 に示すように、2050 年時点では CCS の貯留能力の相違によるアンモニア導入量は、最大で 1.97 億トン、最小で 1.40 億トンと、レファレンスの 1.86 億トンと比較して（レファレンスを 100 として）、75～106 の範囲の振れ幅となった。2045 年では、最大 1.15 億トン、レファレンスで 8,100 万トン、最小 4,400 万トンとなり、52～142 の範囲の振れ幅となった。さらに、2040 年では、最大 6,500 万トン、レファレンスで 3,500 万トン、最小 0 となり、0～186 の範囲の振れ幅となった。

このことは、大量導入の開始時期となる 2040 年頃では、CO₂ 削減率は、2050 年と比較して、まだ余裕度があり、CCS の導入水準がアンモニア発電（または水素発電）に与える影響は大きい。しかし、2050 年（80% 削減率）になると、アンモニア発電（または水素発電）に与える影響が小さくなることを意味している。

図 4-9 アンモニアの導入量（感度分析）

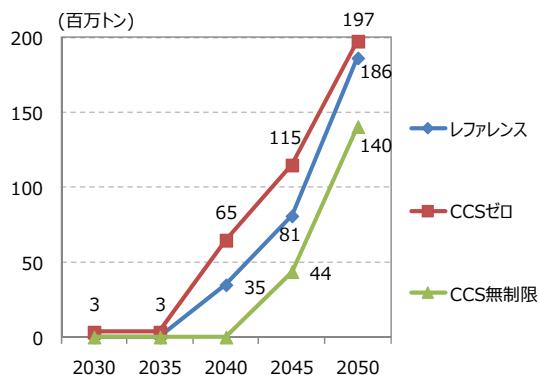
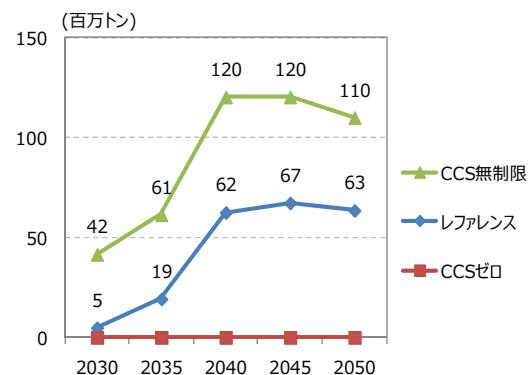
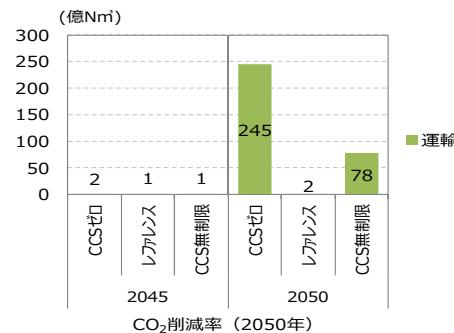


図 4-10 CCS 導入量（感度分析）



ロ. CCS の貯留能力が 0 の場合は、図 4-9 に示すように、アンモニア発電（水素発電）の発電量がさらに増加し、同時に、鉄鋼やセメント産業で CCS が実施できない分を、輸送部門で水素の導入（FCV を投入する）という選択（図 4-11）で相殺する形をとっている。逆に、CCS の貯留能力に制約がない場合には、図 4-9 で示すように、アンモニア発電（水素発電）の発電量が減少し、CCS の貯留量を増加させる（図 4-10）。但し、これで相殺できない分があり、輸送部門で FCV を投入する選択（図 4-11）で対応するという結果となっている。

図 4-11 水素の導入量（感度分析）



4.2.3 アンモニアの高価格ケース

表 4-3 に示すように、コストベースのアンモニア価格に一定の利益を加算した、高価格のケース設定し最適化を行った。結果を表 4-4 及び図 4-12、図 4-13、図 4-14 に整理した。

表 4-3 アンモニア価格に関するケース設定

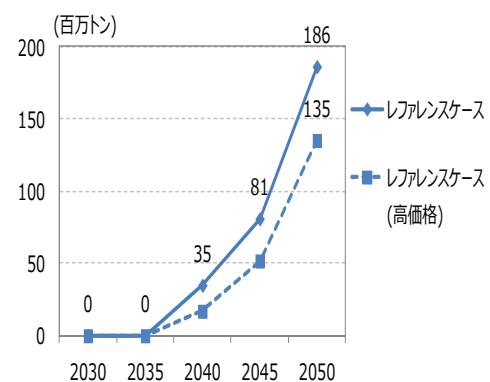
		2030	2040	2050
レファレンス	(\$/ton)	419	441	459
高価格	(\$/ton)	519	547	569

アンモニア導入量は、図 4-12 に示すように、2050 年時点を見ると、1.86 億トンから 1.35 億トンへと 5,000 万トン減少し、発電量のシェアはレファレンスケースの 51% から 37% へと減少した。

表 4-4 高価格ケース主要結果

		2030	2035	2040	2045	2050
発電量構成 (%)	原子力	20	25	23	22	14
	再生可能(含水力)	24	27	31	34	33
	火力(除CCS)	55	48	40	17	1
	CCS火力	0	0	1	11	16
	水素	0	0	0	0	0
	アンモニア混焼	0	0	0	0	0
	アンモニア専焼	0	0	5	16	37
	その他	0	0	0	0	0
水素導入量 (億Nm³)	合計	0	0	0	2	77
	産業	0	0	0	0	0
	民生	0	0	0	0	0
	運輸	0	0	0	2	77
	発電	0	0	0	0	0
アンモニア導入量(百万トン)	発電	0	0	17	52	135
CCSによるCO ₂ 貯留量(百万トン)		5	19	62	96	115

図 4-12 アンモニアの導入量(感度分析)



一方、CCS の貯留量は、図 4-14 に示すように貯留能力上限まで増加し、最終需要部門(輸送部門)では、FCV の導入が進むという結果となった。

図 4-13 水素の導入量（感度分析）

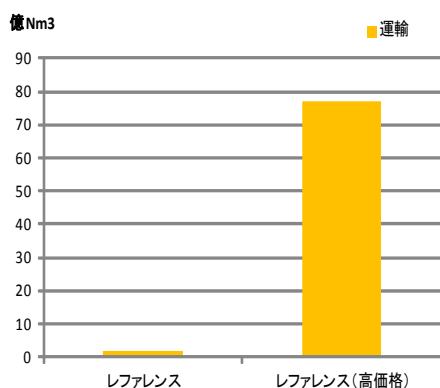
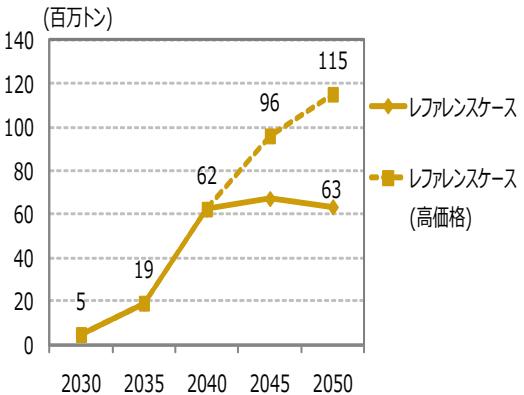


図 4-14 CCS 導入量（感度分析）



5. 論点の整理と今後の課題

5.1 論点の整理とインプリケーション

5.1.1 論点の整理

第4章において、最適化モデルを利用して得られたレファレンスケースの結果を整理すると、以下のような、やや極端な結論となる。

(1)電源のゼロエミッション化

2050年におけるCO₂排出量の削減率が80%（2013年比）という、極めて厳しい制約のときには、電源部門の排出量は概ねゼロエミッションに近づけねばならない。

(2)アンモニア発電（または水素発電）の大量導入

CCSは、鉄鋼やセメント産業で排出されるCO₂を可能な限り貯留する必要があるが火力発電+CCSの利用は選択せず、アンモニア発電（または水素発電）を選択し最大限に導入される。結果、2050年では、約1.86億トンのアンモニアが導入され、電源構成（発電量のシェア）では51%となる。また、CCSの必要貯留能力は10億トンの半分程度で済む。

(3)最終需要部門における電化の徹底

最終需要部門では、水素等への燃料転換は実施せず可能な限り電化を推進する。

電源の多様化とは反対方向であり、アンモニアや水素の海外からの供給の持続可能性や安定した価格の維持という点では、リスクが高く現実性に欠ける面がある。また、最終需要部門においても、エネルギーの効率化を電化1本に絞り込む選択となっており、系統電源のブラックアウトに対するリスクヘッジや、エネルギー効率化に向けた社会全体の適応能力（柔軟性）の低下など問題点も多い。

この意味をどう解釈するかであるが、我が国のように、省エネが進み、極めて効率的なシステムを既に構築している場合、2050年に80%削減という目標が如何に難しいか、すなわち、如何に、国全体のCO₂削減の限界費用が高いかということであり、悲観的に言えば、ドラスティックなオプションしか残されていないとも読める。

5.1.2 「ベストバランス」に向けて

しかし、感度分析や各ケースでの結果を慎重に分析すると、更なる「ベストバランス」に向けた手段が見えてくることが分かった。その要点を抽出すると、以下の通りである。

- (1) 電源部門では、原子力や再生可能エネルギーによる安定した供給能力を踏まえつつ、アンモニアや水素利用によるゼロエミッショング電源の発電量シェアで、約 25%（アンモニア換算 0.85 億トン）程度は少なくとも必要となる。従って、CO₂フリーのアンモニア利用は、水素発電への集中を緩和し、電源構成のバランス改善に貢献する。
- (2) CCS は、火力発電でも可能な限り利用すれば、産業部門と合計で、累計 10 億トンの CO₂ の貯留能力（2030 年から 2050 年）が必要となるが、これを大きく上回ることはなく、実現可能なレベルでの数値設定が可能となる。
- (3) 最終需要部門では、原則的には、FC や FCV のように、更なる、エネルギーの高効率化や、大幅なコスト低減が期待できる技術の導入に傾注して、電化の進展と適正なバランスを図ることが望ましい。

5.2 期待されるアンモニア製造技術のブレークスルー

レファレンスケースでは、2050 年に 1 億 8,600 万トンのアンモニアが導入されるという結果が出たが、現在の世界のアンモニア生産量に匹敵する量であり、世界の需給バランスに劇的な変化をもたらす可能性がある。

一方、アンモニア合成の原料である水素は、大半は、天然ガスから水蒸気改質で製造されているが（中国・インドを除いて）、アンモニア 1 トンの製造に必要な天然ガス量を 1,000Nm³ とすると、アンモニア生産量が年間 3,000 万トンの場合、天然ガスは約 300 億Nm³ が必要となる。従って 20 年稼働のプラントを考えれば、アンモニア生産量は累計で約 6.0 億トンとなり、投入される天然ガス量は、埋蔵量で見て約 6,000 億Nm³ が必要となる。

表 5-1 に、アラブ湾岸諸国（ペルシャ湾）のうち、サウジ、イラン、カタール、UAE（アラブ首長国連邦）の 4 か国と米国における、石油及び天然ガス埋蔵量を示した。

天然ガスを原料として、CO₂フリーの発電を考えた場合²⁰、①LNG+CCS（消費国）で行くのか、②アンモニア+EO（生産国）でいくのかの選択となる。マクロ的に見れば、システム全体の効率差による投入量の変化はあるとしても、複数の国からのアンモニア輸入を前提にすれば、埋蔵量的な観点からは、それほど大きな影響を与えるとは言えないであろう。問題は、CO₂フリーとなるように、EO や CCS と組み合わせることができる（CO₂サプライチェーンが確保できる）ガス田を、個別に確保できるかどうかというミクロの問題がより重要であると考えるべきであろう。

²⁰ 主として、天然ガスを出発点として考えているが、当然、石炭から水素を製造する場合や再生可能エネルギーの利用による水の電気分解での製造の場合は、別の議論が必要である。

表 5-1 主要湾岸諸国・米国における天然ガス・石油埋蔵量比較

	天然ガス		石油
	(兆m ³)	(10億bbl)	(10億bbl)
イラン	34.0	219	158
カタール	24.5	158	26
サウジ	8.2	53	267
UAE	6.1	39	98
米国	9.8	63	49

(出所) BP 統計 2015

その意味で、レファレンスケースの場合、2040年頃には、電源構成の10%を占めるようになるので（アンモニアの輸入量3,500万トン）、特定の電源ソースを特定の海外地域に、大きく依存するという事態は、どこで境界線を引くかは難しいが、リスクの面からは注意が必要であろう。勿論、水の電気分解を行い、ハーバー・ボッシュ法でアンモニア合成するルートは、技術的には、ほぼ確立しているので、資源論的には、十分なリスクヘッジの手段を持つと考える。但し、現状では、エネルギー・システム全体のコストが高いため、アンモニアにおける供給インフラ（物流）上の利点を相殺する傾向にあるのは否めないが、今後の大幅な効率改善²¹で、その弱点を克服することを期待したい。また、本稿の第1章の注記3で述べたように、最終的には、再生可能エネルギーを利用した、水素製造を経由しない直接合成となる「アンモニア電解合成法」の登場が鍵を握ると考えられる。

5.3 最後に

開発途上国にとり、電化（電源開発、系統の整備）は最優先課題である。人的、技術的および資金的な制約を考えれば、水素社会へのアプローチのハードルは高いであろう。しかし、アンモニア発電は、ガスタービンの利用技術や既存火力発電所での混焼技術が確立すれば、供給インフラ投資の負担が小さく（アンモニア輸入も含め）、電化と環境が両立する可能性がある。ビジネスモデルとしても途上国支援としても、その可能性を秘めていることを指摘しておきたい。

参考文献

- 1) 平井晴己,呂正,高木英行,村田晃伸,「アンモニアの需給および輸入価格の現状について
- アンモニアのエネルギー利用に関する予備的調査 -」,2015年10月
- 2) Jeffrey Ralph Bartels, A feasibility study of implementing an Ammonia", 2008
- 3) NEXANT, Strategic Business Analysis – Ammonia and Urea Report ", 2014

²¹ 製造した水素を液化水素として利用する場合も同じである。

- 4) 日本エネルギー経済研究所, 「アジア/世界エネルギーアウトロック 2016」
- 5) 公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE), 「二酸化炭素地中貯留技術研究開発」成果報告書, 2007 年度
- 6) 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会長期エネルギー需給見通し小委員会発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト等の検証に関する報告」, 2015 年 5 月

お問合せ: report@tky.ieej.or.jp