

2019（令和元）年5月8日（水曜日）第7794号

特集号

「炭素循環エネルギーシステムについて
―前編―

Substantial CO₂ Emission
Reduction of Carbon
Energy System

エネルギー総合工学研究所
プロジェクト試験研究部
炭素循環エネルギーグループ部長

橋崎 克雄

Katsuo Hashizaki

▼はじめに

▼日本の一次エネルギーフロー構造とCO₂排出量

▼わが国のエネルギー供給の選択肢

▼ はじめに

18年7月に発表された我が国の第5次エネルギー基本計画では、30年のエネルギーミックスの確実な実現へ向けた取り組みの更なる強化を行うとともに、新たなエネルギー戦略として50年のエネルギー転換・脱炭素化に向けた挑戦が謳われている。パリ協定を批准した日本は中長期計画として、「30年度までにCO₂排出量を13年度比26%減とする」「50年までに同80%減とする」などの目標を立てているが、その期限は刻一刻と迫りつつあり実用化水準にある技術を駆使し、経済性についてはFIT制度のようなものを取り入れつつ社会実装可能な分野から早期実行に移していく状況下に来ていると考えられる。

日本のCO₂排出量は、年間12・7億t(14年度)に上り、中国、アメリカ、インド、ロシアに次ぐ世界第5位の排出量である。その削減対策としてこれまで「CO₂固定化有効利用分野の技術戦略マップ2010(経産省)」を基に、CO₂分離回収を含むCCUS(Carbon Capture and Storage)技術の開発、人工光合成技術や藻類バイオ燃料製造などのCCU(Carbon Capture and Utilization)技術の開発が行われてきた。CCS技術は大量のCO₂処理が可能であり、「全国貯留層賦存量調査(RITE)」などの報告書に因れば日本の貯留ポテンシャルは凡そ1461億t・CO₂との報告もある。単純計算上は100年以上対応可能な技術ではあるが、現状圧入圧は20MPa程度と高く、その動力を配慮すると貯留実効量は小さくなってしまうことや、貯留後の維持・監視費用も継続的に発生し、コストとしてエネルギー価格に付加され続けられるだけで、そこには新たな価値が

生まれる訳ではないため、サステイナビリティの観点からも同量規模のCO₂処理が可能なCCU技術の確立が望まれるところである。このような大量のCO₂排出量削減の実現に向け人為的に極めて短いタイムスパンでCO₂をリサイクル利用する炭素循環 (Anthropogenic Carbon Cycle : ACC) エネルギーシステムの検討は非常に有用と思われる。

そのためには、まず日本の一次エネルギーフロー構造を十分理解した上で効果的な手段を検討する必要性がある。

▼ 日本の一次エネルギーフロー構造とCO₂排出量

日本の一次エネルギー消費量は、石油約9000PJ、天然ガス約5000PJ、石炭約4200PJ、その他も含め約20000PJである(15年)。これは中国、米国、インド、ロシアに次ぐ世界第5位の消費量であるものの、その自給率は7%強と低く、それゆえ日本のエネルギー政策は国際情勢の影響を受けやすい環境にある。最終的には、産業分野で約3450PJ、輸送分野で約3000PJ、民生用途を含むその他で約4150PJ、非エネルギー分野で約1650PJが消費され、このうち大きなエネルギーロスとして約4000PJが発電プロセスで失われる構図となっている(図1、図2)。

それゆえ、日本では長らく発電の高効率化、省エネルギーが、一次エネルギー消費量の削減、それによるCO₂排出量の削減に大きく寄与してきた。しかしながら、CO₂排出量を30年度に26%減や、50年までに80%減とすることは、もはや従来技術の延長線上では成し得ない目標となっている。

これに対し、今回のエネルギー基本計画においては、再

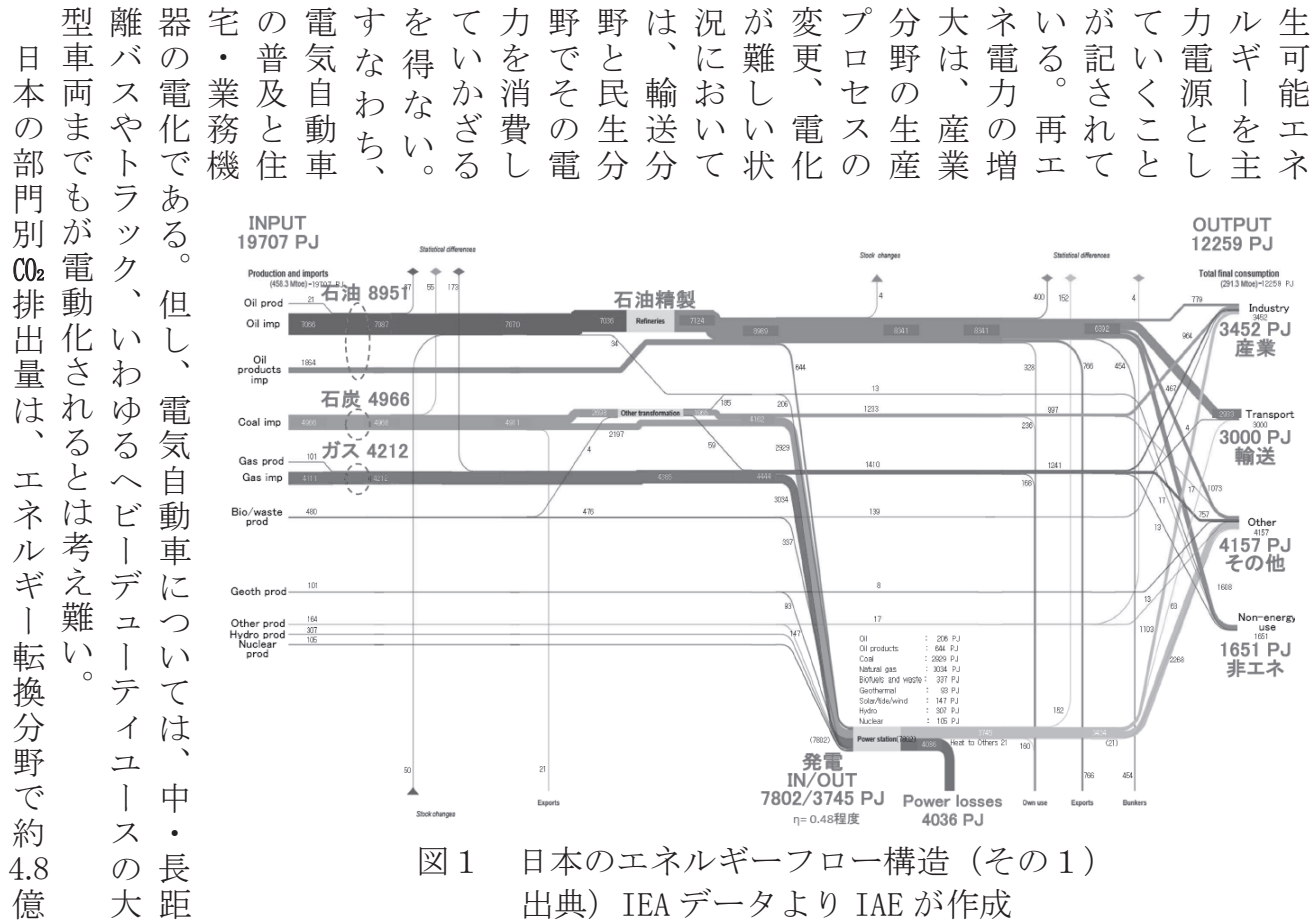
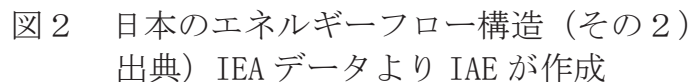


図1 日本のエネルギーフロー構造 (その1)
出典) IEA データより IAE が作成



▼ 我が国のエネルギー供給の選択肢

前述のような日本のエネルギーフローに対し、第5次エネルギー基本計画策定の中で、将来の脱炭素化、低炭素化を目指し野心的な複数のエネルギー供給の選択肢が描かれている（図3）。

これらの選択において、我が国の再エネ導入可能性についてはどうなっているのだろうか。これについては、環境省により09～16年度に「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」が行われており、これに因れば、条件は様々あるが、①太陽光1748万kW（年間発電量74PJ）程度、②陸上風力2億707万kW（年間発電量1993PJ）程度、③洋上風力1億1396万kW（年間発電量1276PJ）程度――の設備容量が導入可能と推測される。

しかしながら、そもそも日本の電力需給容量は約1億kW前後であり、それを越える容量については、出力抑制や蓄電、H2転換などの蓄エネルギーが必要となる。

例えば、陸上風力の導入可能量に対し日本の電力供給容量を超え

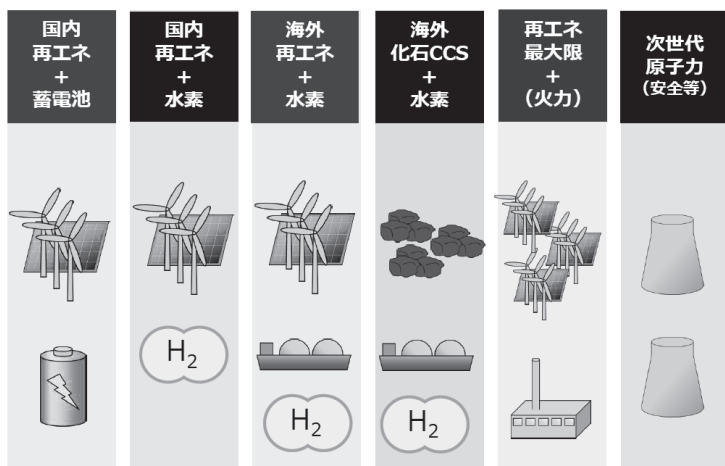


図3 我が国のエネルギー供給の選択肢
（出典）第5次エネルギー基本計画（案）より抜粋

る年間発電量の約半分の1000PJを天候に応じ、凡そ1日毎に充放電を繰り返す蓄電池システムを導入しようとした場合、約280兆円（蓄電池システムコスト@10万円／kWh）の費用が必要と試算される。これに陸上風力設備の費用約62兆円（風車コスト@30万円／kW）を加えると、再エネシステムとしてはトータルで凡そ342兆円が必要となる。

陸上風力の導入可能量に対し日本の電力需給容量を超える年間発電量の約半分の1000PJをH2転換した場合、発生H2量は約560億Nm³／年（H2製造原単位@5kWh／Nm³）となる。これが凡そ1日毎にH2発生し積算された量と仮定すると、水電解設備費は約146兆円（水電解設備費@26万円／Nm³）と試算される。これに前述陸上風力設備の費用を加えると、再エネシステムとしてはトータルで凡そ208兆円が必要となる。

但し、洋上風力も含め、陸上風力の導入可能量の約8割は北海道に偏在しており、エネルギー大消費地である関東圏までエネルギーを輸送し、上述再エネシステムを実現しようとする、系統費用（含、土地代、周波数変換設備など）やH2ガスパイプラインなどのH2輸送費用をさらに積算する必要がある。エネルギー輸送を避けたのであれば、首都を北海道に移すしかない。日本はこのように再エネ利用に対し、地勢学的に非常に不利な状況にある。

なお、この時のCO₂排出の削減量は、発電プロセスから排出されるCO₂量の半分強の約2.3億tに相当する。

海外では現在、水素エネルギーに関する国家プロジェクトとして動いているものに、豪州の褐炭をガス化してH2を

製造し、日本に輸送して利用するプロジェクトがある。本システムについては、NEDO「水素チェーンモデルの実現可能性に関する調査研究」の中で詳しく検討されている。この中で、25年の商用化をターゲットに22万5540t／年のH2の日本への揚荷が想定されている。このH2量で発電した電力量は、現在の日本の発電電力量の約0.5%に相当する。

この時に要する費用は、同調査研究報告書の中において、流動床ガス化炉(固定費)で7436億円(含、水素製造プラント、パイプライン、液化プラント、積荷基地、液体H2輸送船など)、年経費(変動費)450億円(含、褐炭、CO₂貯留費、ユーティリティなど)となっている。さらに、H2ガスタービンコンバインドが、現状の天然ガス焚ガスタービンコンバインド並み(12万円／kW、発電効率60%、設備利用率70%を前提)の設備費で出来たとして、約1050億円程度を要する計算となる。すなわち、日本の発電電力量の約0.5%を賄うためにトータル約9000億円の費用を要す。

また、この時の発電量について、石炭火力に代替してH2ガスタービンコンバインドを導入した場合、CO₂の削減量は約450万tとなる(石炭火力CO₂排出原単位…860g／kWhと仮定)。現在、石炭火力から排出される約2.7億tのCO₂を全てH2ガスタービンコンバインドで削減しようとした場合、単純に約60倍のH2量約1400万t、および設備費用約54兆円が必要になる試算となる。

なお、これに水素エネルギーシステムの開発費用を別途要すことは言うまでもない。

(後編に続く)