

2050 年における
わが国エネルギーミックスへの
原子力の寄与

原子力システム研究懇話会

刊行のことば

原子力システム研究懇話会 (Nuclear Systems Association, NSA) は、1990 年に (社) 日本原子力産業会議の中に設立され、その後同会議が組織替えされたことに伴い、2006 年より (一社) 日本原子力産業協会のもとで活動している。その活動の一つとして、1993 年よりほぼ毎年単行本「NSA コメンタリー」を刊行している。

本年度は、コメンタリー No.23 「2050 年におけるわが国エネルギーミックスへの原子力の寄与」と題し取りまとめた。国際エネルギー機関による世界エネルギー見通しや地球温暖化対策のレポートのレビュー、さらにわが国のエネルギー政策と国内レポートのレビューを行い、次いでそれらを基にわが国の 2050 年エネルギー需給シナリオの検討を行った (第 1 ～ 3 章)。続いて、今後の原子力技術の展開の見通しを論じ (第 4 章)、さらに、わが国の 2050 年温室効果ガス 80%削減を可能とするエネルギー構成について検討した結果 (付録) を示している。

今世紀におけるエネルギー需給問題と地球温暖化問題は、世界的、人類的に極めて重要な課題であるが、特にわが国にとってその深刻度は大きいと言わざるをえない。21 世紀半ばまでを目処としてわが国エネルギー需給シナリオの予測を試み、その中での原子力の役割について検討を行っているので、本書が一般の方々を含め、理解の一助になることを願ってやみません。

本書の企画は、堀会員が中心になって行われたもので、それに部分的に本項の筆者山脇が協力する形で進められた。執筆者としては会員外の専門家の真摯なご協力もいただきました。ここに深甚なる謝意を表します。

なお、9 年前には「原子力と地球環境」(NSA コメンタリー No.16) が取りまとめられている。あわせて読んでいただければ幸いです。

平成 30 年 2 月

原子力システム研究懇話会
運営委員長 山脇 道夫

まえがき

本書は、2050年におけるわが国エネルギーミックスへの原子力の寄与について、次の趣旨により検討したものである。

1. 地球温暖化への対応における原子力エネルギーの重要性は OECD や IAEA など世界のエネルギー／原子力に関係する機関から提示されている。そこで、先ずこれらの機関が提示している資料をもとに、地球温暖化問題の解決のために原子力はどの程度の役割を期待されているかを整理する。
2. COP21 に向けて日本は 2030 年温暖化対策目標（約束草案）提出している。また、日本はこれまでの計画・政策において 2050 年温室効果ガス 80%削減の目標を発表している。そこで、①日本の 2030 年温暖化対策目標（約束草案）のエネルギーミックスにおける原子力の寄与、②日本の 2050 年地球温暖化対策に関わる政府関係機関によるエネルギーミックスにおける原子力の寄与、についての整理・検討する。
3. 日本の 2050 年地球温暖化対策のエネルギーミックスにおける原子力の寄与をできるだけ定量的に示し、原子力利用の必要性・効果を説明する。また、2050 年およびそれ以降に必要な原子力供給を可能にするためのプラント容量・運用などの条件を示す。なお、本書においては電力・非電力を含んだ検討はせず、電力供給の中の原子力の部分について説明を行う。
4. エネルギーミックスの中で原子力が上のような期待される役割を果たすには多くの課題がある。今後の研究・開発・実証の方向のためにその中の重要な課題について考察・検討をする。
5. わが国が想定している 2050 年温室効果ガス 80%削減の目標は、世界の温暖化対策の一環として設定されたものである。しかし IPCC や COP による最近の長期温暖化予測ではより厳しい CO₂排出削減要請が示唆されており、21 世紀後半には世界全体として実質ゼロ排出から負排出が必要になると想定される。そこで付録として、2050 年地球温暖化対策を 21 世紀後半へ続く一つの通過点として捉えて将来の環境・エネルギー事業への展開を狙った原子力と再生可能エネルギーによる電力・非電力エネルギー供給構想を示す。

上記の主旨による第 1 章～第 4 章＋付録の概要と執筆者は次のとおり。

第1章 「世界の地球温暖化対策における原子力の役割 ― エネルギー関係国際機関による展望」(小野章昌)

地球温暖化対策における原子力の役割は、2015年のCOP21に向けたOECDやIAEAなどの国際機関の資料や、COP21以降「パリ協定」を踏まえて検討・作成された世界のエネルギー展望の資料などに示されている。そこで、これらの資料をもとに、世界の地球温暖化対策におけるエネルギーミックスと原子力の寄与を示した。

第2章 「日本の地球温暖化対策における原子力の役割 ― エネルギー政策と国内レポート」(小野章昌)

- ① COP21に向けて提出した日本の2030年温暖化対策目標(約束草案、INDC)の整理・解説を行い、その中で原子力の役割について評価する。
- ② 日本はこれまでの計画・政策において2050年温室効果ガス80%削減を表明しており、2050年に至る地球温暖化対策を80%削減を目標として作成する方策が検討されている。これらの検討で示されている原子力の役割を整理・解説する。

第3章 「日本の2050年のエネルギーミックス ― 電源構成と原子力利用の効果」(1~3節 小野章昌、4節 石井正則)

日本の2050年の地球環境条件を満たすエネルギーミックスから、原子力に期待する量を定量的に示し、原子力利用の必要性・効果を説明する。2050年(およびそれ以降)に必要とする原子力供給を可能にするためのプラント容量・運用などの条件・方策を示す。

なお、2050年の地球環境条件を満たすエネルギー需給の値は、二次エネルギーとして電力・非電力を含み、さらに非エネルギー排出の温暖化影響をも考慮したものである。本章においては、これら全てを含んだ定量的検討はせず、他の機関で実施した総合的定量評価結果を参照・引用して電力供給の中の原子力の部分について説明を行うことにする。

第4章 「今後のエネルギー供給における原子力の役割・課題・方策」(松井一秋)

2050年およびそれ以降に向かって地球環境制約の元で原子力が期待される役割を果たしていくには、多くの課題がある。これら課題について考察し、国際的な関係も含めて論じ、今後の方策を示す。

付録 「日本の2050年温室効果ガス80%削減の方策 ― 世界の地球温暖化対策への展開を視野に」(堀 雅夫)

世界の地球温暖化対策への技術および事業の展開を視野に、21世紀後半に至る地球温暖化対策の通過点として日本の2050年温室効果ガス80%削減方策を考察し、原子力と再生可

能エネルギーの協働的プロセスによる電力＋非電力のエネルギー供給構想を示す。

なお、本書では研究開発や政策立案の関係者などとの討論の資料として直接的・簡潔な表現を用いている。

(原子力システム研究懇話会・堀 雅夫)

◇ 目 次 ◇

◆刊行のことば	i
◆まえがき	ii
◆編集・執筆者一覧	viii
第1章 世界の地球温暖化対策における原子力の役割	1
-- エネルギー関係国際機関による展望 --	
1. IEA「Energy and Climate Change Special Briefing for COP21」	1
2. IAEA「Climate Change and Nuclear Power 2015」	2
2.1 将来の原子力の見通し	2
2.2 GHG(温室効果ガス)削減能力	3
3. IEA「Energy Technology Perspectives 2014」	4
4. IEA「World Energy Outlook 2015(世界エネルギー見通し2015)」	7
4.1 新政策シナリオにおける世界の一次エネルギー需給	7
4.2 世界の電力需要見通し	9
4.3 IEAが見る日本のエネルギー・電力の需要	11
5. IEA「World Energy Outlook 2016(世界エネルギー見通し2016)」	14
6. まとめ	16
第2章 日本の地球温暖化対策における原子力の役割	17
-- エネルギー政策と国内レポート --	
1. 日本政府の約束草案	17
1.1 エネルギー起源二酸化炭素	17
1.2 最終エネルギー消費量と総発電電力量の目標	17
1.3 省エネルギーの内訳	18
2. 経済産業省「長期エネルギー需給見通し」	21
2.1 エネルギー需給の基本的考え	21
2.2 省エネルギー	23
2.3 電源構成(エネルギーミックス)	24
2.4 再生可能エネルギーについての考え方	25
2.5 火力発電についての考え方	26
2.6 原子力発電についての考え方	26

3.	環境省「温室効果ガス削減中長期ビジョン検討会のとりまとめ」(2015年12月)・・・	28
3.1	2050年80%削減の低炭素社会の方向性	28
3.2	2050年の具体的な絵姿	29
3.3	イノベーションの必要性	30
3.4	2050年80%削減に向けた試算の一例	30
4.	RITEの2レポート	30
4.1	RITEの指摘する我が国エネルギーミックス計画の問題点	31
4.2	2050年80%排出削減のシナリオ	33
第3章	日本の2050年のエネルギーミックス	35
	— 電源構成と原子力利用の効果 —	
1.	基本的考え方	35
2.	2050年エネルギーミックス(電源構成)	36
3.	エネルギーミックスの考察	38
3.1	原子力発電の目標達成可能性	38
3.2	再生可能エネルギーの目標達成可能性	40
4.	2050年およびそれ以降の原子力プラント容量の検討	48
4.1	2050年の電力供給量に対する原子力発電量の割合	48
4.2	必要とされる発電所数	50
4.3	発電所新設の実現可能性	50
4.4	新增設、リプレース発電所建設の課題	51
4.5	次世代原子力発電の導入	52
4.6	21世紀後半における原子力容量	53
第4章	今後のエネルギー供給における原子力の役割・課題・方策	55
1.	基本的考え方	55
2.	利用可能な原子力技術；大型軽水炉	55
3.	新型炉あるいは第4世代原子力(Generation IV)	57
4.	原子力エネルギー導入の課題	60
5.	将来に向けて	62

付録：日本の2050年温室効果ガス80%削減の方策	63
― 世界の地球温暖化対策への展開を視野に ―	
1. 地球温暖化対策検討の観点	63
2. ゼロ～ネガティブ・エミッションのエネルギー供給システム	64
2.1 ゼロ排出～負排出の方法	64
2.2 原子力を利用する負排出の方法	65
3. エネルギー供給利用における革新	67
3.1 電力化によるエネルギー利用の効率化	67
3.2 電力貯蔵による変動電源＋ベースロード電源システムの供給安定化	68
3.3 電力系統と自動車のエネルギー統合	69
4. 2050年におけるエネルギー構成	70
4.1 2050年の最終エネルギー構成の参考	70
4.2 2050年最終エネルギー構成	71
4.3 2050年エネルギー構成作成におけるポイント	71
4.4 エネルギー源の構成・量のRITEによる評価との比較	73
4.5 2050年CO ₂ 排出量の推定	74
5. 2050年目標を道標としてその先へ	75
5.1 日本が優位にある技術の積極利用による事業の国際展開	75
5.2 バイオ炭生成による炭素循環からの隔離と炭素材料の産業利用拡大	75
◆あとなぎ	77

◇ 編集・執筆者一覧 ◇

(執筆順、敬称略、所属は執筆時)

編集

山脇 道夫 (原子力システム研究懇話会)

堀 雅夫 (原子力システム研究懇話会)

執筆

小野 章昌 (エネルギー・コンサルタント) 【第1章、第2章、第3章1～3節】

石井 正則 (原子力学会シニアネットワーク連絡会) 【第3章4節】

松井 一秋 (一般財団法人エネルギー総合工学研究所) 【第4章】

堀 雅夫 (原子力システム研究懇話会) 【付録】

第1章 世界の地球温暖化対策における原子力の役割

-- エネルギー関係国際機関による展望 --

1. IEA「Energy and Climate Change Special Briefing for COP21」

国際エネルギー機関（IEA）は2015年12月のパリCOP-21会議の直前に、各国代表者が議論を進めるための補助資料として特別ブリーフィング・レポート“Energy and Climate Change; World Energy Outlook Special Briefing for COP21”^{（脚注1）}を作成した。そこで述べられている主な内容は次の通りであった。

- ・ レポートの目的は、2015年10月中旬までに提出された各国の約束草案がすべて実行されたら2030年のエネルギー分野の姿はどうなるか、合意された気象変動目標達成の軌道にエネルギー分野を乗せることができるかという2つの大きな問題に答えることであった。
- ・ 150か国以上が草案を提出した。世界経済のおよそ90%を占め、CO₂排出量の90%近くを占めるものであった。
- ・ 約束の内容は色々な形で行われている。例えば温室効果ガスの絶対量削減目標を示すもの、排出強度（経済単位当たりのガス排出量）の改善目標を示すもの、1人当たりの排出量削減を目指すもの、政策目標や手段のみを示すものなどである。
- ・ 多くの草案に共通の削減政策は再生可能エネルギーの増大（提出草案の40%）とエネルギー消費効率の改善（草案の1/3）であった。他にも短期の目標としては非効率な石炭火力の削減、油田・ガス田からのメタン漏洩の低減、ガソリン・軽油などへの政府援助低減などがあり、長期のエネルギー分野における変革としては原子力、炭酸ガス回収貯留（CCS）、輸送燃料代替（先進バイオ燃料、電気自動車など）が挙げられていた。
- ・ 約束草案の内容すべてが実行された場合の分析を行うと、それでも温室効果ガスは2014年から2030年までの累積で37億トン（CO₂相当）増加することになる。これは2000年から2014年までの増加量112億トンの1/3に相当する。
- ・ EU、米国、中国、日本、韓国、南アなど多くの国で2030年までに排出量はピークを迎え、経済成長と排出量増加をデカップリングさせることができる。
- ・ 一方で発電分野においては2030年までの電力需要が40%以上伸びるため、約束草案の削減努力があってもCO₂排出量は2030年までフラットな形を続ける（P2図1）。

（脚注1） https://www.iea.org/media/.../WEO_INDC_Paper_Final_WEB.PDF

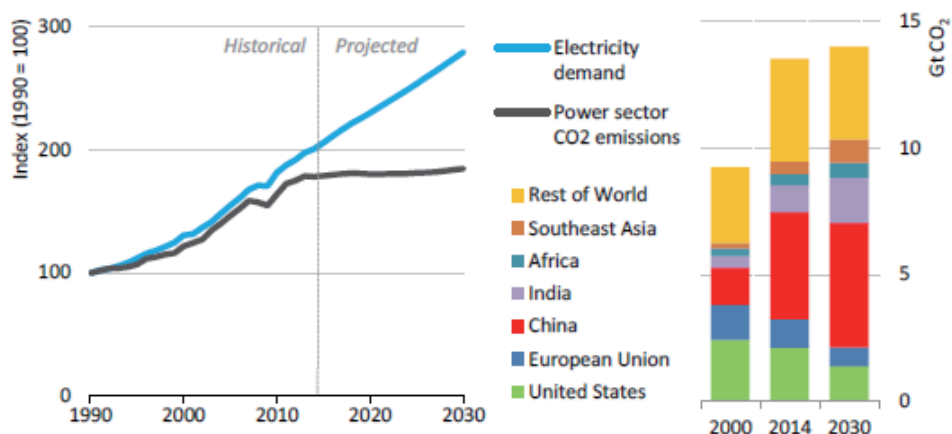


図1 世界の電力需要伸長とCO₂排出量ならびに各地域の排出量

結論：COP21 に提出された約束草案はエネルギー分野での CO₂ 削減にポジティブな影響を与えるが、合意された気象変動目標達成のいずれの軌道にも乗ることはできない。約束草案で出された政策では 2100 年までに地球の平均温度が約摂氏 2.7 度上昇することになる。

2. IAEA 「Climate Change and Nuclear Power 2015」

IAEA（国際原子力機関）は 2015 年 12 月のパリ COP21 会議に先立って「Climate Change and Nuclear Power 2015」^{（脚注2）}と題するレポートを 2015 年 9 月に発表した。エネルギー全般というよりも原子力に焦点を絞って将来の役割を述べているものである。その内容をまとめると下記のようになる。

2.1 将来の原子力の見通し

将来のエネルギー需要見通しについては IEA（国際エネルギー機関）のシナリオを参考にしている。IEA は各国政府の新政策を基準にした「新政策シナリオ」の場合には世界の一次エネルギー需要（石油当量）が 2012 年の 133.61 億トンから 2040 年には 182.93 億トンへと 37% 増え、2°Cシナリオでは 156.29 億トンへと 17% 増える同時に世界の原子力発電の設備容量は新政策シナリオでは 2012 年の 3.92 億 kW から 2040 年には 6.24 億 kW へと 59% 増え、2°Cシナリオでは 8.62 億 kW へと 125% 増えると予測している。

これを受けて IAEA は 2050 年の原子力発電の規模を検討し、高低 2 つのケースを予測している。低ケースは現状延長ケースで気象変動対策の政策を考慮しない場合であり、高ケースは各国の対策促進政策を考慮に入れたケースとなっている。

（脚注2） <http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/10928/Climate-Change-and-Nuclear-Power-2015>

図2が各地域における高ケース、低ケースの設備量を示すもので、2050年の世界の原子力発電設備量は高ケースが9.64億kW、低ケースが3.71億kWと予想している。

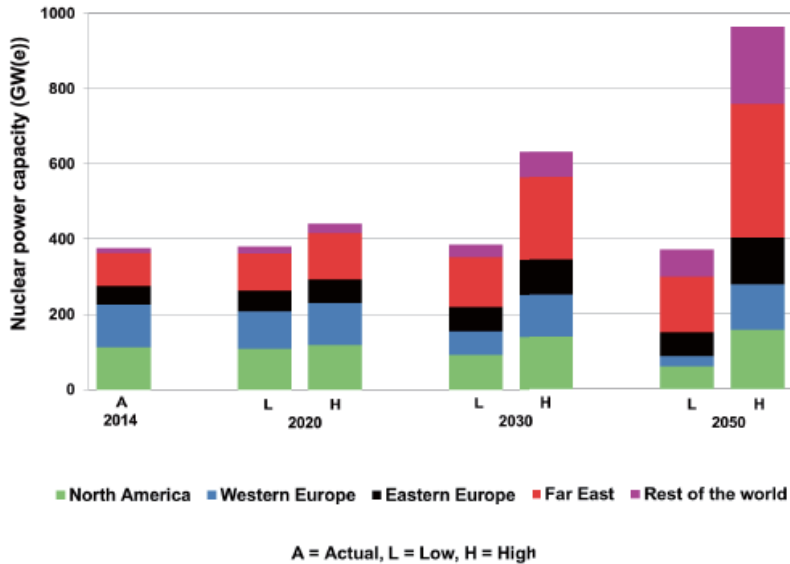


図2 世界の地域別原子力発電設備容量見通し(単位:GW)

2.2 GHG(温室効果ガス)削減能力

気象変動対策として原子力発電を伸ばす必要がある最大の理由は排出CO₂が圧倒的に少ないことを挙げており、図3の電源別ライフサイクルGHG排出量のグラフを示している。

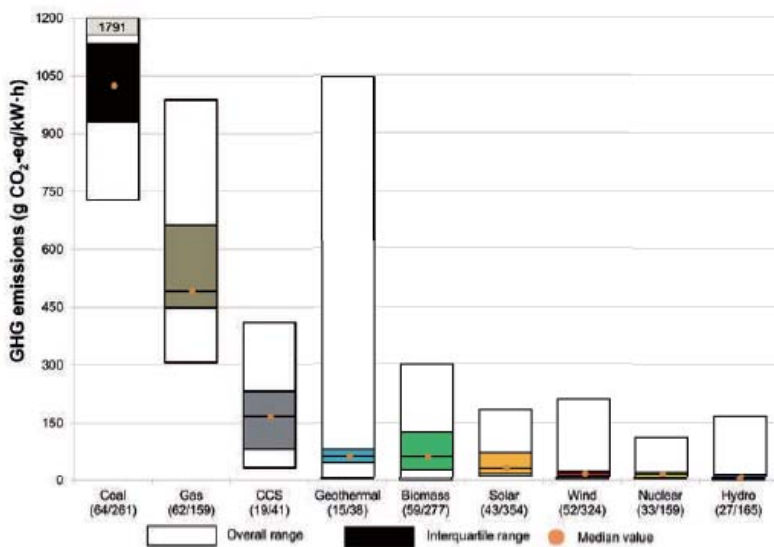


図3 電源別ライフサイクルGHG排出量

(棒グラフは種々スタディー結果の幅を示し、黄色丸は中間値を示す。色付きの中間幅はスタディー数値の25%~75%幅を示し、カッコ内の数字はスタディーの数/ケースの総数を示している。)

原子力(右から2番目の棒グラフ)は太陽光(27.3グラム/kWh)、風力(16.4グラム/kWh)を下回り、種々のスタディーの中間値で14.9グラム/kWhとなっている。

3. IEA「Energy Technology Perspectives 2014」

IEAの「エネルギー技術展望」“Energy Technology Perspectives”レポートは2050年までの長期の技術展望をシナリオ別(地球温暖化2°C、4°C、6°C)に行っている。中心となるのは2°Cシナリオであるので、以下“Energy Technology Perspectives 2014 – Harnessing Electricity’s Potential”(脚注3)の主要点を紹介する。

- ・2°Cシナリオでは大規模なエネルギー効率化を図る必要があるため、他のシナリオ(6°C、4°C)に比べて世界の一次エネルギーの需要量は大幅に低いものとなる(図4)。6°Cシナリオでは2050年の世界一次エネルギー需要量が2011年比で70%増大するのに対して、2°Cシナリオでは25%強の増大にしかない。

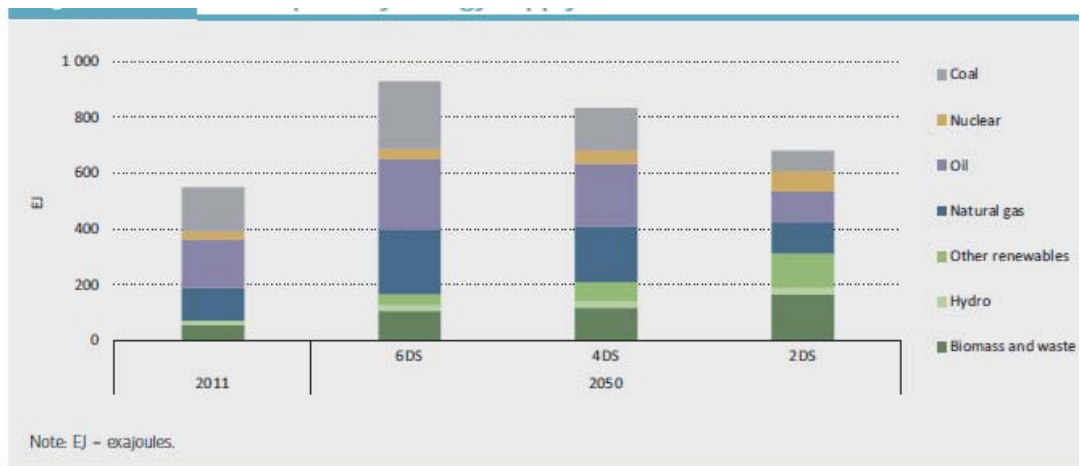


図4 2050年の世界一次エネルギー供給

- ・現状延長に基づく6°Cシナリオに比べて2°CシナリオではCO₂排出量の大幅減少が見込まれているが、削減手段の内訳としてはエネルギー効率改善によって38%、再生可能エネルギーによって30%、CCSによって14%、原子力と燃料変更によって残りの18%となっている。図5(P5)は各シナリオにおける炭素強度指標の1970年から2050年までの推移を示すものである。

(脚注3) <http://www.iea.org/etp/etp2014/>

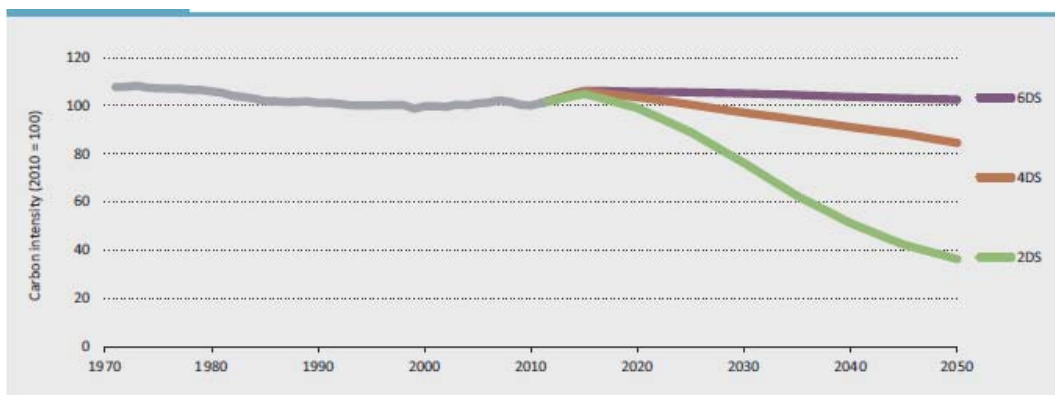


図5 エネルギー部門の炭素強度指標の推移

- 最終消費に占める電力の割合は1970年には9%であったが、2012年には17%になった。これが2050年には25%まで増大すると予想される。2°Cシナリオの場合に電力需要量は2012年から80%増大する。OECDメンバー国の平均需要増が16%であるのに対して、非OECD諸国の平均需要増は300%にも増大する。
- 電力単位当たりのCO₂排出量は2050年までに90%削減する必要がある。電力部門の排出量が1990年～2011年の間に75%も増大していることを考えると増加から減少へと逆向きに大きな変更を必要とするものである。
- 発電容量で見た場合、2011年には火力発電が65%以上、再生可能エネルギーが25%弱を占めていたが、2050年までにこれを逆転する必要がある。すなわち再生可能エネルギーを70%以上とし火力発電を20%強に留めて、火力発電にはCCSを備える必要がある。原子力発電は現在のシェア7%を維持するであろう（電源別発電容量の推移は図6）。

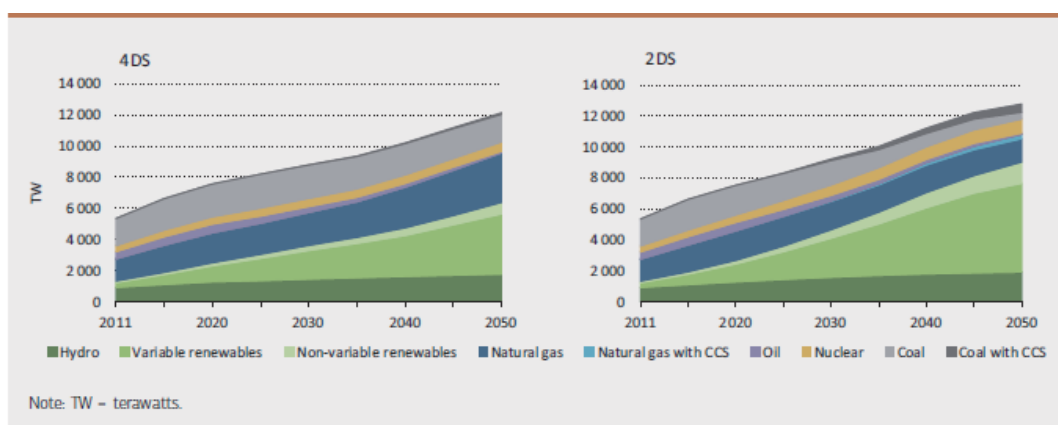


図6 電源別発電容量の推移（右側グラフが2°Cシナリオ）

- ・ 2011 年の排出 CO₂ 量のうち 38%が発電分野で排出されていたが、これを 2050 年までに 5%に落とす必要がある（図 7）。
- ・ 輸送分野ではどのシナリオにおいても 2050 年の化石燃料のシェアがまだまだ大きいことが予想されるが、そういう状況下でも電化は重要な役割を果たすであろう。例えば電力は 2050 年の輸送エネルギー需要のわずか 10%を占めるに過ぎないが、輸送分野のエネルギー効率改善の約 50%を占めるものである。

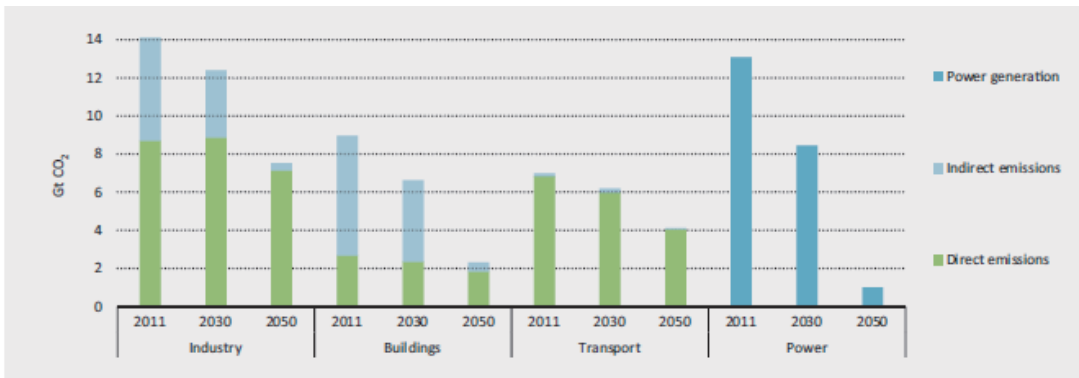


図 7 2°Cシナリオにおける分野別 CO₂ 削減

- ・ 輸送部門の電化などによる電力化率の上昇はエネルギー利用効率向上に効果があり、図 8 の最終エネルギー需要にあるように電力需要が 2050 年までに約 2 倍に伸長する。

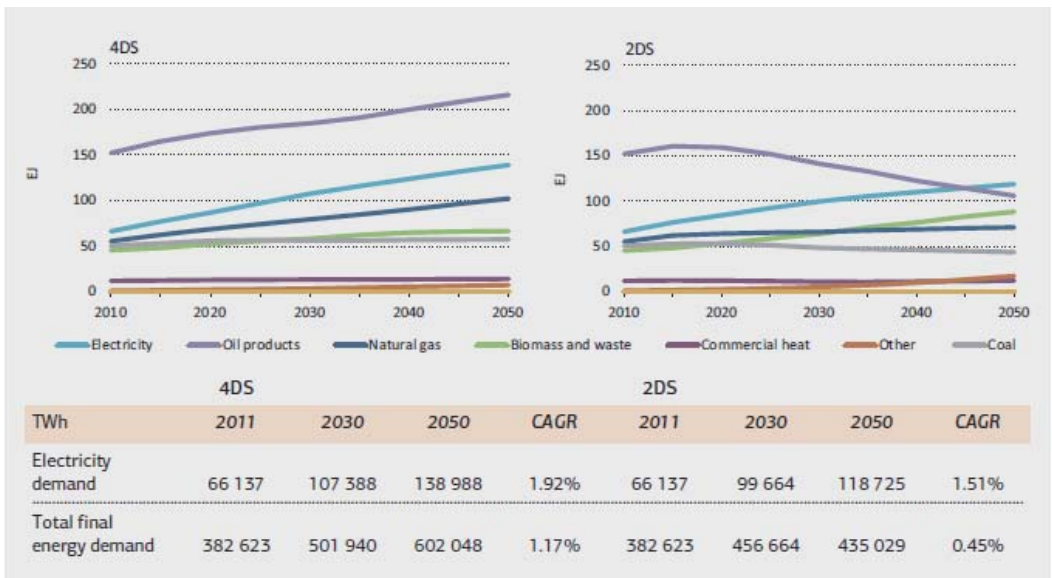


図 8 最終エネルギー需要量（電力および燃料別）

4. IEA「World Energy Outlook 2015（世界エネルギー見通し 2015）」

パリ COP-21 会議の直前に発表された IEA「世界エネルギー見通し 2015」“World Energy Outlook 2015”^(脚注4) は各国から提出された約束草案の政策ほとんど全部を網羅して「New Policies Scenario（新政策シナリオ）」として 2040 年までのエネルギー需給を予測している。別に「450 シナリオ」があって、これは地球の平衡気温上昇 2℃以内を実現するためのシナリオで、CO₂ 濃度を 450ppm 以下に抑えるためのシナリオである。したがって従来の 2℃シナリオと同等のものである。

前提となっている世界の経済成長率は 2013 年～2040 年平均で 3.5%/年（日本は 0.8%/年）、世界の人口は 2013 年の 71 億人から 2040 年には 90 億人に増加すると予測。原油価格は 2020 年 80ドル/バレル、2040 年 128ドル/バレルに想定されている。

まず新政策シナリオの内容を紹介し、続いてこの中での日本の 2040 年の数値を紹介したい。

4.1 新政策シナリオにおける世界の一次エネルギー需給

- ・ 1990 年から 2013 年の間で世界の一次エネルギー需要は 55%増加し、135.6 億トン石油当量に達した。2040 年までにはさらに 32%増大して 179.3 億トン石油当量になると予想される。世界経済は 2040 年までに 2.5 倍の規模になることが予想されるが、エネルギー効率改善の政策によって、GDP 当たりのエネルギー消費量が 50%近く削減されると予想している（450 シナリオでは 55%を上回る削減率）。
- ・ 新政策シナリオではエネルギー需要の増加ペースを上回る形で再生可能エネルギーと原子力が伸長する見込みであり、表 1（P8）の資源別エネルギー需要において各資源が全体に占める割合で見ると、原子力が 2013 年 4.7%から 2040 年 6.7%へと 2 ポイントアップ、再エネが 13.7%から 18.7%へと 5 ポイント増加する見通しである。化石燃料消費も増加を続けるが、石炭の伸びは低位にとどまるであろう。天然ガス需要は 2040 年までに石炭とほぼ同じレベルに達するであろう。図 9（P8）のグラフで真ん中の実線が新政策シナリオの一次エネルギー需要を示し、真ん中の破線が新政策シナリオの CO₂ 排出量を示している。

^(脚注4) <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015.pdf>

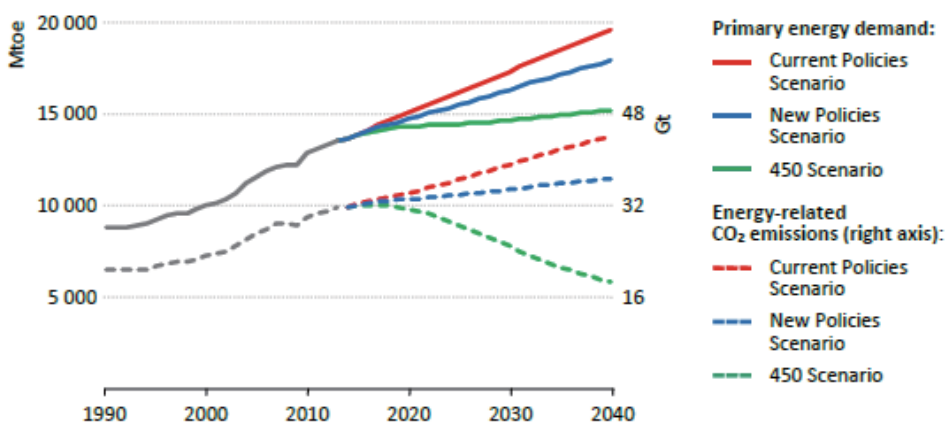


図9 世界一次エネルギー需要とCO₂排出量(シナリオ別)

- エネルギー資源別の供給量見通しは表1示されている。2013年と2040年を比べると石炭は1.12倍、石油は1.12倍、ガスは1.46倍、原子力は1.86倍、水力、バイオマスを除く再生可能エネルギー(太陽光、風力など)は5.82倍となっている。CO₂排出量も1.16倍となっており、2℃目標達成には遠ざかるシナリオとなっている。

			Current Policies Scenario		New Policies Scenario		450 Scenario	
	2000	2013	2020	2040	2020	2040	2020	2040
Coal	2 343	3 929	4 228	5 618	4 033	4 414	3 752	2 495
Oil	3 669	4 219	4 539	5 348	4 461	4 735	4 356	3 351
Gas	2 067	2 901	3 233	4 610	3 178	4 239	3 112	3 335
Nuclear	676	646	827	1 036	831	1 201	839	1 627
Hydro	225	326	380	507	383	531	384	588
Bioenergy*	1 023	1 376	1 537	1 830	1 541	1 878	1 532	2 331
Other renewables	60	161	296	693	316	937	332	1 470
Total	10 063	13 559	15 041	19 643	14 743	17 934	14 308	15 197
Fossil-fuel share	80%	81%	80%	79%	79%	75%	78%	60%
Non-OECD share**	46%	60%	63%	70%	63%	70%	63%	69%
CO ₂ emissions (Gt)	23.2	31.6	34.2	44.1	33.1	36.7	31.5	18.8

* Includes the traditional use of solid biomass and modern use of bioenergy. ** Excludes international bunkers.

表1 資源別世界一次エネルギー需要(シナリオ別)

- したがって450シナリオに近づける努力が必要であり、その鍵となる政策は、発電分野における再生可能エネルギーへの強力な支援、(発電、産業分野での)CCS、炭素に価格を付ける政策、ガソリンなどの価格補助政策の急速な削減、エネルギー効率化の強力な政策、輸送分野での低炭素政策などがある。

新政策シナリオの表 1 (P 8) の数値をグラフ化すると図 10 のようになる。

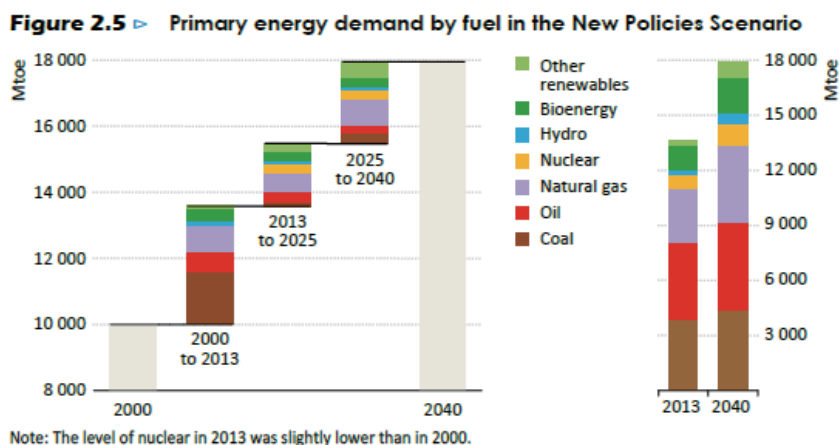


図 10 新政策シナリオにおけるエネルギー資源別需要量推移

4.2 世界の電力需要見通し

- ・ エネルギー最終需要分野で一番伸長速度が高いのは電力で、最終消費に占める電力の割合が 2013 年の 18% から 2040 年には 24% に増えることが予想される (図 11)。中国やインドの電力割合が増えて行くことが予想され、中国は日本に近づく。

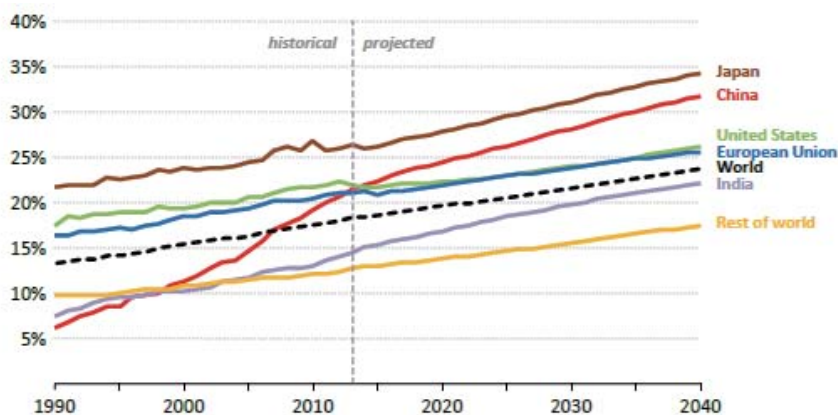


図 11 最終需要に電力が占める割合 (地域別)

- ・ 世界の電力需要は 2040 年までに 70% 以上伸長する。非 OECD 国の需要が全体の伸びの 85% を占める。中国の伸びが一番で、次いでインド、東南アジア、アフリカ、中東、南米が続く。この間の EU と日本の伸長度は 10% 弱と予想される。

- 世界の発電量で見ると石炭が最大の電源であり、2013年には41%を占めていたが、2040年になっても30%を占めて引き続き最大シェアの電源となろう(図12)。再生可能エネルギーの発電量は2014年に天然ガス火力を抜いたが、引き続き増加を続け、2040年には全体の1/3以上を占めるようになる。水力が全発電量の15%を占め、風力と太陽光を中心にその他の再生可能エネルギーが現在の6%から2040年には18%を占めるようになる。

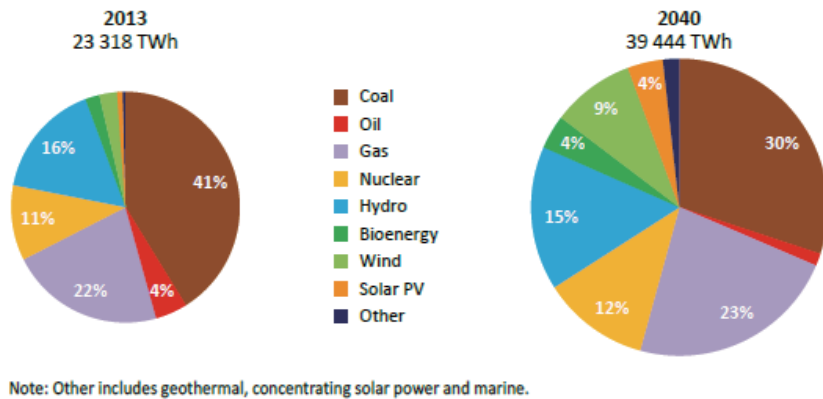


図12 世界の電源別発電量割合

- 発電設備量(容量)で見ると、世界の発電容量は2014年の61.63億kWから2040年の105.7億kWへと70%増大する(図13)。石油火力を除いてすべての電源の容量が増加するが、その伸長度には差異がある。石炭は28%増、天然ガスは61%増、原子力は55%増、水力は57%増、風力は300%増(2040年の容量は14億kWに達する)、太陽光は500%増(2040年容量は10億kW)。
- 設備容量増加の最大の国は中国(約14億kW)で、次いでインド(8億kW)、アフリカ(3.8億kW)、東南アジア、南米、中東、EU、米国となっている。

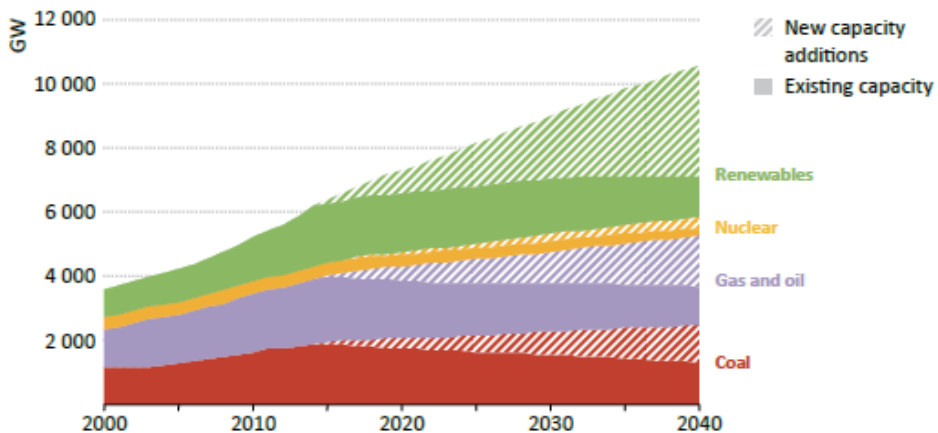


図13 電源別発電容量(既設+新設)

- ・ 原子力の発電量は 2040 年までに 85%増加して 4 兆 6000 億 kWh となる。中国の増加が全体の約半分を占める（地域別変化は図 14）。

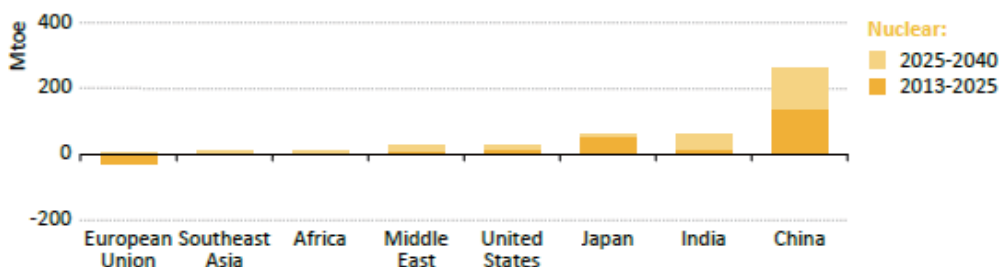


図 14 原子力発電量の地域別変化（単位：100 万トン石油当量）

4.3 IEA が見る日本のエネルギー・電力の需要

次に新政策シナリオ（約束草案の延長上）と 450 シナリオ（2°Cシナリオ）の 2 つについて IEA が日本の将来をどのように見ているかを紹介する。

(1) 新政策シナリオ

一次エネルギー需要量が 2013 年の 4 億 5,500 万トン石油当量から 2040 年の 3 億 9,900 万トン石油当量へと 12%減少する見通しとなっている（表 2）。一方電力需要は 2013 年の 1 兆 380 億 kWh から 2040 年の 1 兆 1,170 億 kWh へと 7.6%の増大が予想されている（P12 表 3）。このようにエネルギー効率アップ（省エネ）を果たすためには電力需要増が必要なことを示している。

	2013年	2030年	2040年
石炭	121	99	83
石油	202	129	107
ガス	106	86	86
原子力	2	57	62
水力	7	8	9
バイオマス	11	16	18
その他再エネ	4	21	34
合計	455	414	399

表 2 新政策シナリオにおける日本の一次エネルギー需要量（単位：100 万トン石油当量）

2040年の発電量内訳は表3の通りであり、電源別シェアは火力が49.4%、原子力が21.4%、再生可能エネルギーが29.2%となっている。発電容量は表4のように2013年の2億9,200万kWが2040年の3億4,300万kWへと17%増大している。

	2013年	2030年	2040年
石炭	337	290	254
石油	150	20	14
ガス	402	295	284
原子力	9	218	239
水力	78	95	103
バイオマス	41	55	64
風力	5	22	44
太陽光	14	77	91
地熱	3	12	22
合計	1,038	1,084	1,117

表3 新政策シナリオ電源別発電量(単位:10億kWh)

	2013年	2030年	2040年
石炭	50	48	41
石油	46	12	8
ガス	79	105	97
原子力	44	30	33
水力	49	52	54
バイオマス	6	8	10
風力	3	8	15
太陽光	14	72	81
地熱	1	2	4
合計	292	338	343

表4 新政策シナリオ電源別発電容量(単位:100万kW)

(2) 450シナリオ

極端な省エネが必要とされており、一次エネルギー消費量は2040年には26%減の3億3,500万トン石油当量まで減らす必要があるとしている(P13表5)。また電力需要量も2040年には8,920億kWhへと14%の減少が必要と見ている。電源別内訳は表6(P13)の通り。将来熱需要の相当部分を電力で賄う必要があることを考えると電力需要の減少は矛盾した考えである。電源別発電容量は表7(P14)の通りであるが、稼働率を計算すると、再生可能エネルギー優

先のため石炭火力の年間稼働率が12%、ガス火力の稼働率が17%に下がり、採算が取れなくなる。現実的ではないと言えよう。

	2013年	2030年	2040年
石炭	121	99	83
石油	202	129	107
ガス	106	86	86
原子力	2	57	62
水力	7	8	9
バイオマス	11	16	18
その他再エネ	4	21	34
合計	455	414	399

表5 450シナリオの一次エネルギー需要量(単位:100万トン石油当量)

	2013年	2030年	2040年
石炭	337	122	24
石油	150	18	9
ガス	402	236	111
原子力	9	259	312
水力	78	113	135
バイオマス	41	63	77
風力	5	40	81
太陽光	14	85	103
地熱	3	12	30
海洋	0	1	9
合計	1,038	948	892

表6 450シナリオの電源別発電量(単位:10億kWh)

	2013年	2030年	2040年
石炭	50	40	23
石油	46	12	6
ガス	79	83	74
原子力	44	36	43
水力	49	59	65
バイオマス	6	10	12
風力	3	14	27
太陽光	14	79	92
地熱	1	2	5
海洋	0	0	3
合計	292	334	351

表 7 450 シナリオ電源別発電容量(単位: 100 万 kW)

5. IEA 「World Energy Outlook 2016 (世界エネルギー見通し 2016)」

「世界エネルギー見通し 2016」“World Energy Outlook 2016”^(脚注5)においても IEA は各国の約束草案をベースにしてその延長上で需給予測を行う「新政策シナリオ」、および地球温暖化を摂氏 2 度以下に抑えるために CO₂ 濃度を 450ppm 以下に抑えるための「450 シナリオ」の 2 つのアプローチ方法は変えておらず、内容も前年レポートからの大幅変更は行っていない。したがって 2040 年の日本の一次エネルギー需給予測や電力需給予測も、若干の数字の引き下げはあるものの微調整に留まっている。

このレポートで目を惹くのは太陽光と風力の変動電源について特集を組み、これらの変動電源を電力系統システムに組み込む時の問題について、主要国別にコンピューターモデルを作って分析を行っていることである。結果として太陽光と風力を合わせた発電量の割合が全体の 25% を越えるような割合まで増えると、需要を上回る発電を行う時間帯が多くなり、それを緩和する新しい仕組み(電力貯蔵とデマンドレスポンス)が必要になるが、それでも太陽光・風力の運転を抑制する時間帯が残るとの分析である。つまり 25% というような割合以上に太陽光・風力を増やすことは運転抑制を増やすだけであることが分かる。

また変動電源は指令に応じた発電を行うことができないため、既存の安定電源を代替することができず、増やせば増やすほど電力系統システム全体の発電設備量を大きくして、過剰設備をもたらすことが IEA のコンピューターモデル解析から分かる。EU や日本で 2°C モデルを考えた

(脚注5) <http://www.iea.org/newsroom/news/2016/november/world-energy-outlook-2016.html>

場合、いずれも発電設備量が平均需要量の3.4倍となり、実業の世界ではどれかが退役する必要が生じることを示している(図15および16)。退役の最初の候補はおそらく需要に応じた発電指令に 대응できない太陽光・風力となるであろう。

EUの2040年発電設備量 (平均需要kWに対する割合)

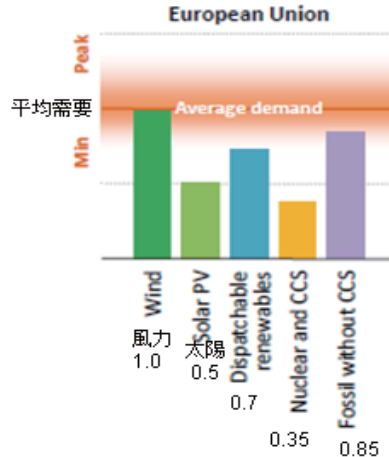


図15 EUの2040年発電設備量

注) 左から風力1.0倍、太陽光0.5倍、安定供給可能な再エネ(水力、バイオ、地熱)0.7倍、原子力+CCS付き火力0.35倍、CCSなしの火力0.85倍、合計すると3.4倍になる(各電源の数字は筆者がグラフから読み取ったもの)

日本の2040年発電設備量 (平均需要kWに対する割合)

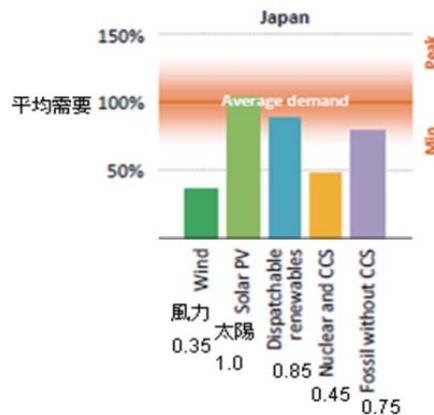


図16 日本の2040年発電設備量

注) 左から風力0.35倍、太陽光1.0倍、安定供給可能な再エネ(水力、バイオ、地熱)0.85倍、原子力+CCS付き火力0.45倍、CCSなしの火力0.75倍

6. まとめ

上記のように複数の国際機関によって複数の予測が出されているが、概して IAEA 予測はシナリオの幅が大きすぎて、読む側にとっては将来の見通しが立てにくく、IEA 予測の中にも「2050年技術展望レポート」のように採用されているシナリオ間の差異が大きすぎて、見通しが立てにくいものが見受けられる。多くのレポートに見られる 2100 年の地球温暖化を 2℃以内に収めるシナリオは、どうしてもコンピューター解析に基づく人為的（政策的）なシナリオになるため、実行面での裏付けを大きく欠いていることが懸念される。

ここでは IEA による一連の「世界エネルギー見通し」レポートにある「新政策シナリオ」が各国の約束草案をベースにして、その延長上に将来予測を行っているという意味で一番実際に近い予測と考えられることから IEA の「新政策シナリオ」に依拠するのがもっとも適切と言えよう。

なお IEA 「世界エネルギー見通し 2017」においても引き続き「新政策シナリオ」が中心シナリオとして採用されていて、それに基づき各国のエネルギー見通しが立てられているので、我が国の 2050 年見通しを立てる時には IEA 「新政策シナリオ」2040 年見通しの延長上に考えるのが一番適していると考えられる。

第2章 日本の地球温暖化対策における原子力の役割 -- エネルギー政策と国内レポート --

1. 日本政府の約束草案

日本政府は2015年7月、温室効果ガス削減に向けた約束草案を、国内の排出削減・吸収量の確保により2030年度に2013年度比26.0%の削減を行い10億4,200万トンCO₂の水準にすることに決定した。

1.1 エネルギー起源二酸化炭素

温室効果ガス排出量の9割を占めるエネルギー起源二酸化炭素排出量については、2013年度比25%減の水準である9億2,700万トンCO₂を目指す。部門ごとの排出量の目安は表1の通り。

	2030年度の各部門の 排出量の目安	2013年度 (2005年度)
エネルギー起源CO ₂	927	1,235 (1,219)
産業部門	401	429 (457)
業務その他部門	168	279 (239)
家庭部門	122	201 (180)
運輸部門	163	225 (240)
エネルギー転換部門	73	101 (104)

[単位: 百万t-CO₂]

表1 エネルギー起源二酸化炭素の各部門の排出量目安

これに加えて非エネルギー起源二酸化炭素について2013年度比6.7%減の7,080万トンCO₂水準へ、メタンについて12.3%減の3,160万トンCO₂水準へ、一酸化二窒素について6.1%減の2,110万トンCO₂水準へ、HFC等4ガスについて25.1%減の2,890万トンCO₂水準へと引き下げ、さらに森林吸収源対策により2013年度総排出量の2.0%減に相当する2,780万トンCO₂の吸収を行い、農地土壌炭素吸収源対策および都市緑地化等により0.6%減に相当する910万トンCO₂の吸収を達成する目標としている。

1.2 最終エネルギー消費量と総発電電力量の目標

上記目標達成のためには2030年までに5,000万kl石油当量の省エネルギー対策を行い、最終エネルギー消費量を3億2,600万kl石油当量まで引き下げること为目标に設定した。

また2030年度の総発電電力量を1兆650億kWhとすることを目指し、エネルギーミックスを表2(P18)のように設定した。

●総発電電力量	10,650 億 kWh 程度
再生可能エネルギー	22%～24%程度
原子力	22%～20%程度
石炭	26%程度
LNG	27%程度
石油	3%程度
(再生可能エネルギーの内訳)	
太陽光	7.0%程度
風力	1.7%程度
地熱	1.0%～1.1%程度
水力	8.8%～9.2%程度
バイオマス	3.7%～4.6%程度

表2 総発電電力量と内訳(エネルギーミックス)

1.3 省エネルギーの内訳

エネルギー起源の排出量を2013年度の12億3,500万トンCO₂から2030年度に9億2,700万トンCO₂まで25%減少させることを目指すが、各部門の省エネルギーの規模と具体的対策内容は次の通り。

(1) 産業部門

2013年度の4億2,900万トンCO₂を2030年度には4億100万トンCO₂まで6.5%削減する。省エネルギーの具体的対策下記。

- ・低炭素社会実行計画の推進・強化(鉄鋼業)
- ・電力需要設備効率の改善
- ・廃プラスチックの製鉄所でのケミカルリサイクル拡大
- ・次世代コークス製造技術(SCOPE21)の導入
- ・発電効率の改善
- ・省エネ設備の増強
- ・革新的製鉄プロセス(フェロコークス)の導入
- ・環境調和型製鉄プロセス(COURSE50)の導入(化学工業)
- ・石油化学の省エネプロセス技術の導入
- ・その他化学製品の省エネプロセス技術の導入
- ・膜による蒸留プロセスの省エネルギー化技術の導入
- ・二酸化炭素原料化技術の導入
- ・非可食性植物由来原料による化学品製造技術の導入

- ・微生物触媒による創電型廃水処理技術の導入
- ・密閉型植物工場の導入（窯業・土石製品製造業）
- ・従来型省エネルギー技術の導入
（排熱発電、スラグ粉砕、エアビーム式クーラ、セパレータ改善、堅型石炭ミル）
- ・熱エネルギー代替廃棄物（廃プラ等）利用技術の導入
- ・革新的セメント製造プロセスの導入
- ・ガラス溶融プロセスの導入（パルプ・紙・紙加工品製造業）
- ・高効率古紙パイプ製造技術の導入
- ・高温高圧型黒液回収ボイラの導入（業種横断・その他）
- ・高効率空調の導入
- ・産業 HP（加温・乾燥）の導入
- ・産業用照明の導入
- ・低炭素工業炉の導入
- ・産業用モータの導入
- ・高性能ボイラの導入
- ・プラスチックのリサイクルフレック直接利用
- ・ハイブリッド建機等の導入
- ・省エネ農機の導入
- ・施設園芸における省エネ設備の導入
- ・省エネ漁船への転換
- ・業種間連携省エネの取組推進
- ・特殊自動車における低炭素化の促進（工場エネルギーマネジメント）
- ・産業部門における徹底的なエネルギー管理の実施

(2) 業務その他部門

- ・新築建築物における省エネ基準適合の推進
- ・建築物の省エネ化（改修）
- ・業務用給湯器の導入（潜熱回収型給湯器、業務用ヒートポンプ給湯器、高効率ボイラ）
- ・高効率照明の導入
- ・冷媒管理技術の導入（フロン）
- ・トップランナー制度等による機器の省エネ性能向上
- ・BEMS の活用、省エネ診断等による業務部門における徹底的なエネルギー管理の実施
- ・照明の効率的な利用
- ・国民運動の推進（クールビズ・ウォームビズの実施徹底の促進、自治体庁舎改修）

- ・エネルギーの面的利用の拡大
- ・下水道における省エネ・創エネ対策の推進
- ・水道事業における省エネルギー・再生可能エネルギー対策の推進等
- ・地方公共団体実行計画（事務事業編）に基づく取組の推進
- ・プラスチック製容器包装の分別収集・リサイクルの推進
- ・ヒートアイランド対策による熱環境改善を通じた都市の低炭素化
- ・温暖化対策ロードマップ等による各省連携施策の計画的な推進

(3) 家庭部門

- ・新築住宅における省エネ基準適合の推進
- ・既築住宅の断熱改修の推進
- ・高効率給湯器の導入（CO₂冷媒 HP 給湯器、潜熱回収型給湯器、燃料電池、太陽熱温水器）
- ・高効率照明の導入
- ・トップランナー制度等による機器の省エネ性能向上
- ・HEMS・スマートメーターを利用した家庭部門における徹底的なエネルギー管理の実施
- ・国民運動の推進（クールビズ・ウォームビズの実施徹底の促進、機器の買換え促進、家庭エコ診断）
- ・浄化槽の省エネルギー化
- ・温暖化対策ロードマップ等による各省連携施策の計画的な推進

(4) 運輸部門

燃費改善

- ・次世代自動車の普及
- ・その他運輸部門対策（交通流対策の推進、公共交通機関の利用促進、鉄道貨物輸送へのモーダルシフト、海運グリーン化総合対策、港湾の最適な選択による貨物の陸上輸送距離の削減、港湾における総合的な低炭素化、トラック輸送の効率化、鉄道のエネルギー消費効率の向上、航空のエネルギー消費効率の向上、省エネに資する船舶の普及促進、環境に配慮した自動車使用等の促進による自動車運送事業等のグリーン化、共同輸配送の推進、高度道路交通システム（ITS）の推進（信号機の集中制御化等）、交通安全施設の整備（信号機の高度化、信号灯器のLED化の推進）、自動運転の推進、エコドライブの推進、カーシェアリング）
- ・地球温暖化対策に関する構造改革特区制度の活用
- ・温暖化対策ロードマップ等による各省連携施策の計画的な推進

(5) エネルギー転換部門

- ・再生可能エネルギーの最大限の導入促進
- ・安全性の確認された原子力発電の活用
- ・火力発電の高効率化（USC、A-USC、IGCC 等）

2. 経済産業省「長期エネルギー需給見通し」

我が国が IPCC に提出した約束草案のベースとなっているのが経済産業省が 2015 年 7 月に作成した「長期エネルギー需給見通し（2030 年エネルギーミックス）」である。エネルギー政策の基本である 3E（Energy Security, Economic Efficiency, Environment）に S（Safety）を加え、具体的目標を立てている。すなわち安全性の確保を大前提に安定供給、経済性、環境性のそれぞれについて数字を伴った目標値を設定している。

(1) 安定供給（Energy Security）

東日本大震災以降、我が国のエネルギー自給率は 6%程度まで落ち込み、OECD34 か国のうち 2 番目に低い水準にまで下がっている。これを東日本大震災前を上回る水準にまで高め、自給率 25%程度の水準を目指す。

(2) 経済性（Economic Efficiency）

東日本大震災以降、電気料金が家庭用は約 2 割、産業用は約 3 割と大幅に上昇している。雇用や国民生活を守るためにも、電気料金の抑制は喫緊の課題であり、中長期的にも安定的に抑制していく必要がある。したがって電気料金を現状よりも引き下げることが目標とする。

(3) 環境性（Environment）

東日本大震災以降、原子力発電所の停止による火力発電の焼き増しなどにより、温室効果ガス排出量の増加が継続しており、2013 年度の排出量は過去最悪となっている。したがって欧米に比し遜色のない削減目標を設定する。

2.1 エネルギー需給の基本的考え

内閣府が 2015 年 2 月に作成した「中長期の経済財政に関する試算」に示されている「経済再生ケース」を参考に 2030 年のエネルギー需給を試算した（P22 図 1）。2013～2022 年度の平均成長率が 1.7%とされているので、同じ成長率を 2014 年度以降にも適用すると 2030 年度の GDP は 711 兆円となる（人口は 1 億 1,700 万人）。



図1 経済成長見通し

上記経済成長をベースにエネルギー需要を計算すると2030年度の最終エネルギー需要は3億7,630万kl石油当量となる。しかし産業部門、業務部門、家庭部門、運輸部門において技術的にも可能で、現実的な省エネルギー対策として考えられ得る限りの省エネルギーを実施することにより5,030万kl程度の省エネルギーを実現する。その結果として2030年度の最終エネルギー需要は3億2,600万klが見込まれる(図2左のグラフ)。

この最終需要を満たすための一次エネルギー供給構造は図2(右のグラフ)となることが予想される。我が国のエネルギー自給率は24.3%程度に改善される。またエネルギー起源CO₂排出量は2013年度比21.9%減となる。

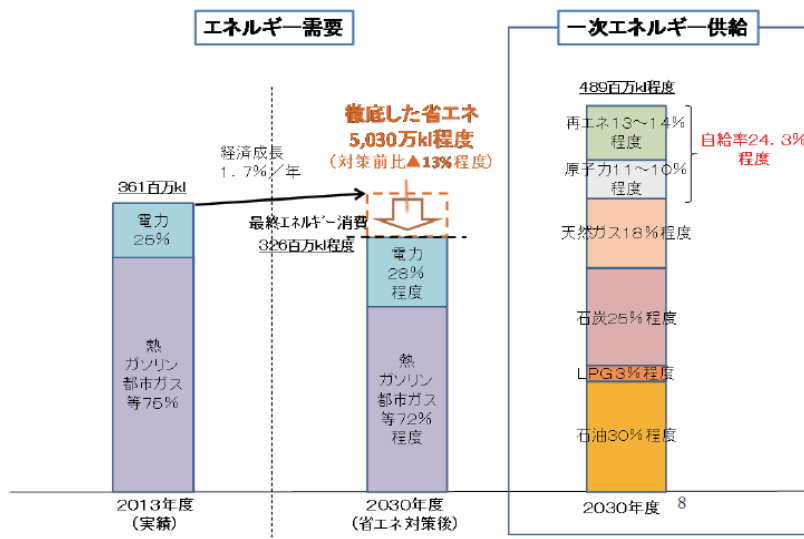
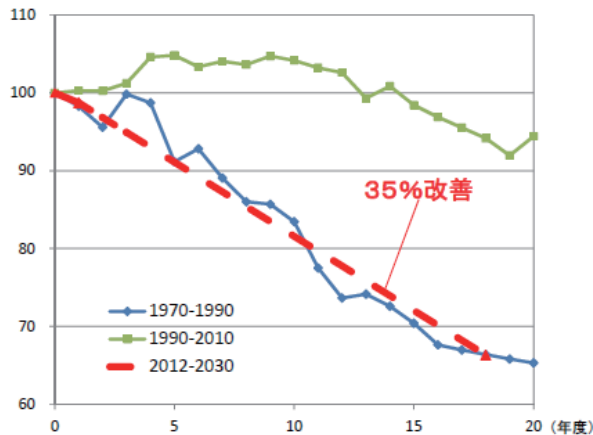


図2 2030年度の最終エネルギー需要と一次エネルギー供給構造

2.2 省エネルギー

2030年までのエネルギー効率改善は石油危機時代（1970～1990年）並みの35%の改善を目指す（図3）。具体的には、産業部門で1,042万kl石油当量、業務部門で1,226万kl、家庭部門で1,160万kl、運輸部門で1,607万klの省エネルギー（効率改善）を果たす計画である。建築物・住宅の省エネ化、LED・有機ELの導入、次世代自動車を2台に1台、HEMS（ホーム・エネルギー・マネジメント・システム）、BEMS（ビルディング・エネルギー・マネジメント・システム）によるエネルギー消費の見える化などが主な対策である（図4）。

【エネルギー効率の改善】



エネルギー効率 = 最終エネルギー消費量 / 実質GDP

図3 過去のエネルギー効率改善ペースと今後のエネルギー効率改善目標

<各部門における主な省エネ対策>

産業部門 <▲1,042万KL程度> > 主要4業種（鉄鋼、化学、セメント、紙・パルプ） ⇒ 低炭素社会実行計画の推進 > 工場のエネルギーマネジメントの徹底 ⇒ 製造ラインの見える化を通じたエネルギー効率の改善 > 革新的技術の開発・導入 ⇒ 環境調和型製鉄プロセス(COURSE50)の導入 <small>（鉄鉱石水素還元、高炉ガスCO2分離等により約30%のCO2を削減）</small> 二酸化炭素原料化技術の導入 等 <small>（二酸化炭素と水を原料とし、太陽エネルギーを用いて基幹化学品を製造）</small> > 業種横断的に高効率設備を導入 ⇒ 低炭素工業炉、高性能ボイラ 等	業務部門 <▲1,226万KL程度> > 建築物の省エネ化 ⇒ 新築建築物に対する省エネ基準適合義務化 > LED照明・有機ELの導入 ⇒ LED等高効率照明の普及 > BEMSによる見える化・エネルギーマネジメント ⇒ 約半数の建築物に導入 > 国民運動の推進
運輸部門 <▲1,607万KL程度> > 次世代自動車の普及、燃費改善 ⇒ 2台に1台が次世代自動車に ⇒ 燃料電池自動車：年間販売最大10万台以上 > 交通流対策	家庭部門 <▲1,160万KL程度> > 住宅の省エネ化 ⇒ 新築住宅に対する省エネ基準適合義務化 > LED照明・有機ELの導入 ⇒ LED等高効率照明の普及 > HEMSによる見える化・エネルギーマネジメント ⇒ 全世帯に導入 > 国民運動の推進

21

図4 各部門での省エネ対策

2.3 電源構成（エネルギーミックス）

電源構成を検討するに当たっては頭書の3条件（安定供給、経済性、環境性）を満たす3元連立方程式を解くことになる。具体的には：

- ・「徹底した省エネルギー（節電）の推進を行い、2030年度時点の電力需要を2013年度とほぼ同じレベルまで抑える。」⇒ 経済成長率1.7%で試算される2030年度電力需要1兆1,769億kWhに対して17%（1,961億kWh程度）の節電を行い、現在（2013年度9,666億kWh）とほぼ同レベルの9,808億kWhの電力需要を想定する。送電ロスを考慮した2030年度の総発電電力量は1兆650億kWhを想定する。
- ・「自然条件によって出力が大きく変動し、調整電源としての火力を伴う太陽光・風力は、国民負担抑制とのバランスを踏まえつつ、電力コストを現状よりも引き下げる範囲で最大限導入することを見込む」⇒ 2030年の電力コスト（燃料費＋FIT買取費用＋系統安定化費用）を、現状（2013年）の9.7兆円から2%程度引き下げて9.5兆円程度とする（図5）。まずは地熱・水力・バイオマスを物理的限界まで導入することで原子力を代替し、その後、電力コストが9.5兆円に達するまで太陽光・風力を可能な限り拡大させる。結果としてFIT買取費用は3.7～4.0兆円に抑えられる（経済性目標の達成）。また再生可能エネルギーの発電量が全体に占める割合は22～24%となる（P25図6）。

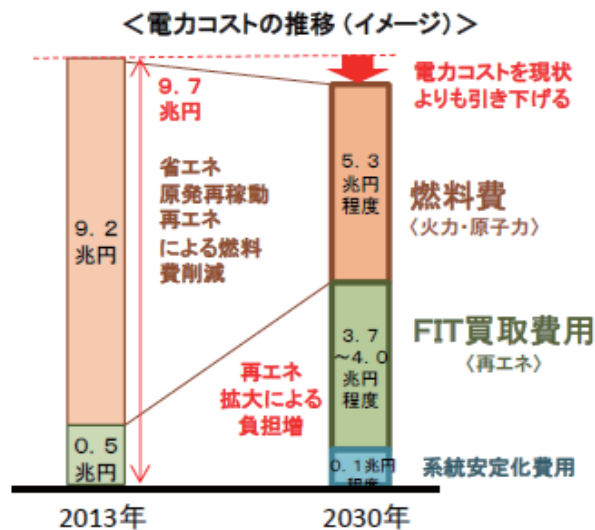


図5 電力コストと再エネ導入量の関係

- ・「原子力発電は徹底した省エネ、再生可能エネルギー（地熱・水力・バイオマス）の最大限の拡大、火力の高効率化等により可能な限り依存度を低減する」⇒ 2030年発電電力量の割合として20～22%を想定する（P25図6）。

電力需要・電源構成

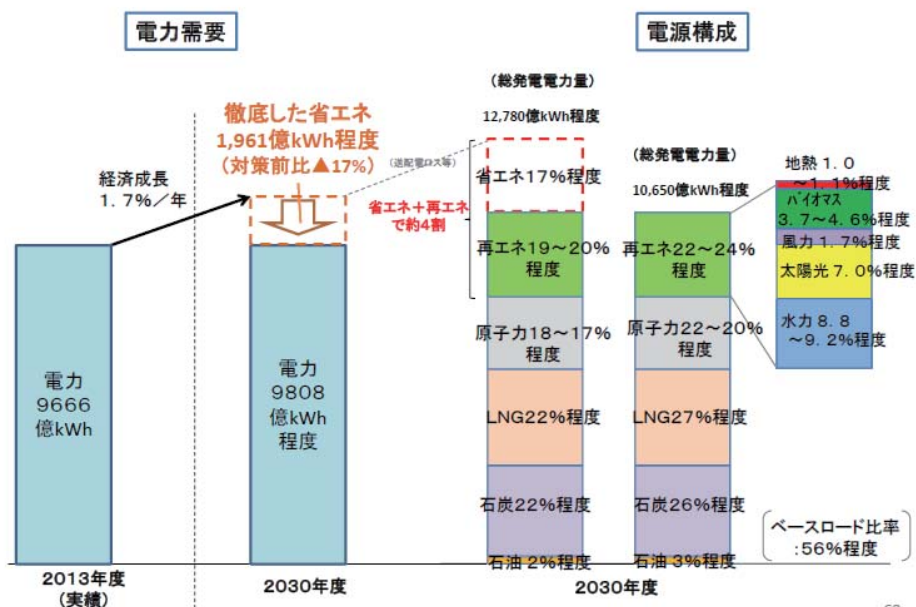


図6 2030年の電力需要と電源構成

- 「火力発電は石炭火力およびLNG火力の効率化を図り、環境負荷の低減と両立させながらその有効活用を推進する。石油火力は緊急時のバックアップ利用も踏まえ、必要最小限の量を確保する」⇒発電電力量でLNG火力27%程度、石炭火力26%程度、石油火力3%程度を想定する(図6)。この結果として、原子力、石炭火力、水力を合わせたベースロード電源比率は56%程度となる。

2.4 再生可能エネルギーについての考え方

- 「エネルギー自給率向上のために再生可能エネルギーは各電源の個性に応じて最大限導入する」
- 「2030年の電力コストを現状の9.7兆円から2%程度引き下げ、9.5兆円とする。」
- 「ベースロード電源である原子力発電を代替できる地熱、水力、バイオマスを物理的限界まで導入し、電力コストが9.5兆円に達するまで自然変動電源(太陽光・風力)を可能な限り導入する。」(P24 図5)
- 地熱発電は現行の発電設備量52万kWから環境の規制緩和を前提として2030年140万kWへ拡大することを目指し、さらに新たな空中物理探査の実施によって15万kW増の155万kWを目指す。発電電力量では102~113億kWhが想定される。電力コスト(FIT買取費用)は0.17~0.20兆円となる。

- ・水力発電は既存発電所の出力増加、未利用落差の活用拡大、さらに自然公園法や地元調整等の障害が解決される可能性がある地点の開発が半分進んだ場合、全部進んだ場合によって、既存の発電設備量 4,650 万 kW に加えて 197 万 kW ～ 280 万 kW の増加が想定され、939 ～ 981 億 kWh の発電が想定される。FIT 買取の対象となる中小水力の増加は 130 ～ 201 万 kW が見込まれ、FIT 買取費用は 0.19 ～ 0.29 兆円が見込まれる。
- ・バイオマス発電については、一般木材・農作物残さ利用の可能性が大きいですが、ヤシガラや木材チップなどの輸入については為替変動や海外との競合を考慮に入れる必要があるため、導入量を 274 ～ 400 万 kW と見込む。バイオマス全体で現在の 252 万 kW が 602 ～ 728 万 kW に拡大し、394 ～ 490 億 kWh の発電が想定される。FIT 買取費用は 0.63 ～ 0.83 兆円が見込まれる。
- ・以上 3 分野（地熱、水力、バイオマス）の FIT 買取費用は従って約 1.0 ～ 1.3 兆円が見込まれ、変動再エネ（風力・太陽光）への割り当て（買取費用）は約 2.7 兆円となる。
- ・風力発電については、現在の 270 万 kW に環境アセスメント手続き中の案件を含めると 790 万 kW が見込まれる。一方で適地の減少や系統制約が存在することから、2030 年に陸上風力 918 万 kW、洋上風力 82 万 kW、合計 1,000 万 kW の導入を想定する。発電量は 182 億 kWh が想定される。これは 2010 年の第三次エネルギー基本計画と同じ水準である。FIT 買取費用は 0.4 兆円となる。
- ・太陽光発電については、2.7 兆円から 0.4 兆円を差し引いた残りの 2.3 兆円が割り当てられる。2030 年の導入量は約 6,400 万 kW が想定され、第三次エネルギー基本計画の水準（5,300 万 kW）を上回る。設備容量の内訳は住宅が 900 万 kW、非住宅が 5,500 万 kW である。発電量内訳では住宅が 95 億 kWh、非住宅が 654 億 kWh で、合計で 749 億 kWh の発電量が想定される。

2.5 火力発電についての考え方

- ・石油火力については、燃料価格が高いが緊急時対応のためにある程度の量を維持することが必要であり、自家発と合わせて総発電電力量の 3%（315 億 kWh）程度を確保する。
- ・温室効果ガス排出量の抑制、燃料費抑制のために、高効率石炭火力・LNG 火力の導入を進め、3E の観点からバランスの取れた構成を実現する。⇒ 石炭火力は総発電電力量の 26%（2,810 億 kWh）程度、LNG 火力は 27%（2,845 億 kWh）程度を確保する。

2.6 原子力発電についての考え方

- ・エネルギー基本計画において、原子力発電依存度は「省エネルギー、（安定電源である）再生可能エネルギーの導入や火力発電所の効率化などにより、可能な限り低減させる」としている。

- (1) 省エネによる電力需要の抑制：2030年の電力需要を対策前に比べて17%削減（電力量で2,130億kWhに相当）し、2030年の総発電電力量を1兆650億kWh程度とする。
- (2) 再エネ拡大による原子力の代替：自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱、水力、バイオマスを極力拡大して332～521億kWhを発電する。
- (3) 火力の高効率化による原子力の低減：同じベースロード電源である石炭火力の発電効率を6.7%向上させ、169億kWhを発電する。
- (4) 震災前10年間の原子力発電量平均値2,868億kWh（27%）から上記(2)～(3)の代替によって2030年の原子力発電量を2,317～2,168億kWh（22～20%）程度を見込む。これを従前の原子力発電依存度と比べると図7のようになる。

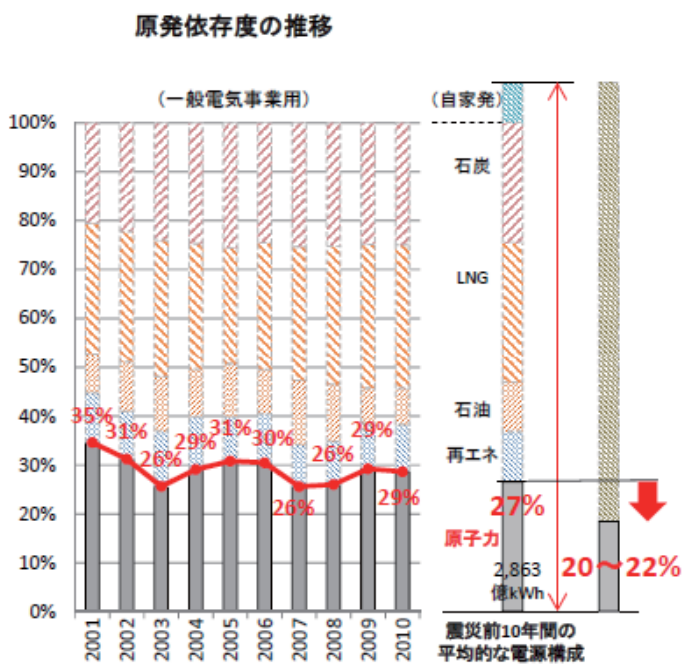


図7 原子力発電依存度の推移と2030年目標

なお40年運転制限を厳密に適用すると、2030年の設備容量は現在の半分程度、2040年には2割程度になることを示す参考図が図8（P28）に記載されている。

(参考)40年運転制限

■ 現存する全ての原子炉が40年で運転終了するとすれば、2030年頃に設備容量が現在の約半分、2040年頃には2割程度となる。

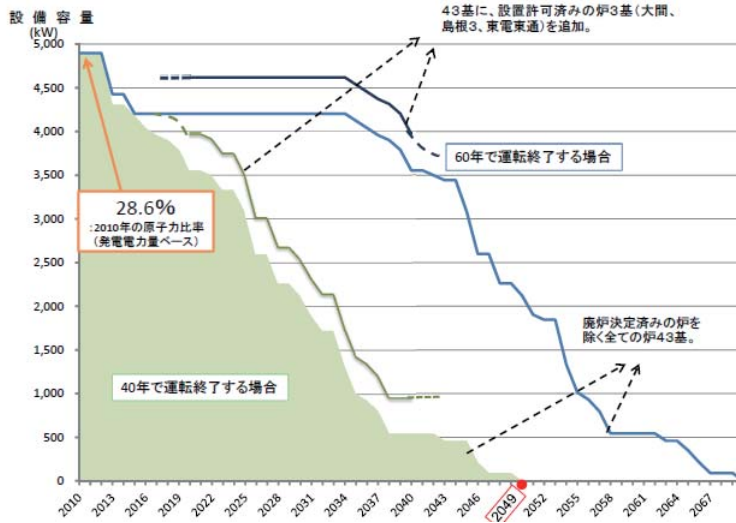


図8 40年運転制限の影響

3. 環境省「温室効果ガス削減中長期ビジョン検討会のとりのまとめ」(2015年12月)

環境省では「温室効果ガス削減中長期ビジョン検討会」を設け、2050年80%削減に向けての検討を行っている、2015年12月に発表された中間とりまとめの内容は下記の通りであるが、残念ながら定量的な分析やシナリオ作成は行われていない。

3.1 2050年80%削減の低炭素社会の方向性

- ・エネルギー消費量の削減：我が国において温室効果ガスの80%削減を実現するためには、まずはライフスタイルの見直しや建物の断熱性能の向上等を通じて可能な限りエネルギー需要を削減することが重要である。その上で、エネルギーを消費する機器を使用する場合には、エネルギー消費効率の良いものが選択されるとともに、エネルギー消費の効率改善が継続的に実施されていく必要がある。
- ・エネルギーの低炭素化：最終消費部門で消費されるエネルギーを可能な限り非化石燃料に置き換え、化石燃料への依存度を限界まで少なくしていく。電気はほぼ全て低炭素電源により供給される。再生可能エネルギー発電やCCS付き火力発電、安全性が確認された原子力発電等が含まれる。
- ・再生可能エネルギー利用拡大の必要な措置：安定的な運用が可能な地熱発電や水力発電、バイオマス発電に加え、変動性が高い太陽光発電や風力発電などを安定的に利用できるような対応が必要である。そのためには需要量の自律的な制御、蓄電装置の効率的な稼働な

どの需要・供給の横断的な取組を実施すべきである。また広域連系によって変動を少なくする「ならし効果」を利用し、さらに再生可能エネルギーから水素を製造し、それを利用する機器を普及させることは、発電の変動性を吸収する手段として有効である。

- ・ CCS 付き火力発電：2050 年及びそれ以降の炭素制約を考えると、火力発電については CCS が行われなければならない。実現できなければ、その他の低炭素電源にエネルギー源を求めることになる。CCS 導入では火力発電の経済的優位性が損なわれることになり、将来にわたる投資リスクが生じうる。

3.2 2050 年の具体的な絵姿

2050 年 80%削減が実現した社会の絵姿の一例は以下の通り。

- ・ エネルギー転換部門：発電部門については、再生可能エネルギー等の低炭素電源が大量に導入され、火力発電には CCS が設置されている。需給バランスについては、需要量に応じた需要側の自律的な制御、需給双方に設置する蓄電装置の効率的な稼働、揚水発電や火力・水力の調整能力を用いての再生可能エネルギー発電の最大限活用。再生可能エネルギー電気の変動性を吸収する仕組み（例えば蓄電装置、水素等）を組み合わせたシステムのコストが火力や原子力と十分に競争できるようになっており、コスト面での再生可能エネルギー導入普及の障壁はなくなっている。
- ・ 家庭部門：ゼロエミッション化がほぼ達成されている。HEMS や情報通信技術を用いつつ、電気自動車やヒートポンプ式給湯器等を活用して、エネルギー需要・供給が連動した低炭素なエネルギーシステムが成立している。
- ・ 業務部門：断熱性の向上、省エネ機器の利用等によって低炭素な建物が普及している。エネルギー需要の多くは低炭素化した電力、水素、再生可能エネルギーで賄われており、ゼロエミッション化がほぼ達成されている。BEMS、電気自動車等を活用してエネルギー需要と供給が連動した低炭素なエネルギーシステムが成立している。
- ・ 運輸部門：乗用車ではモーター駆動の自動車が主流となっており、そのエネルギー源は低炭素化した電力や水素である。貨物車やバスではバイオ燃料、電力や水素をエネルギー源とするモーター駆動の自動車の普及により、石油の消費は大幅に削減されている。電気自動車のバッテリーや燃料電池自動車が消費する水素は電力需給の調整力としても機能している。
- ・ 産業部門：CO₂ 大規模発生源には CCS が設置されている。素材産業分野では製造工程のエネルギー効率を改善する革新的技術や、循環可能な資源の有効利用、低炭素原料（例：バイオマス）による代替等を通じて、新たな素材生産プロセスが確立されている可能性がある。業種横断的な技術についても、高効率モーターやインバーター制御がなされるとともに、産業用ヒートポンプの導入や低炭素燃料への転換等により温室効果ガス削減が進んでいる。

3.3 イノベーションの必要性

具体的な絵姿を達成するためにはイノベーションが必要であるとして、以下のように述べている。

- ・ 技術のイノベーション：要素技術の開発、複数技術の組み合わせ、システム全体の変革が必要であり、我が国は、大幅削減のカギとなるような低炭素技術を磨き上げ、世界に先んじて実装して行くことが重要である。
- ・ ライフスタイルのイノベーション：国民が低炭素な商品・サービス・行動を選択することが必要である。そのための国民への情報提供、企業、NPO、メディア、地方公共団体、国等のステークホルダーによる効率的な協働が重要である。
- ・ 経済社会システムのイノベーション：都市圏・地方圏の政策との連携、複数の対策・施策の組み合わせ、市場のグリーン化、人材育成などが重要である。

3.4 2050年80%削減に向けた試算の一例

最終エネルギー消費、発電電力量、温室効果ガス排出量の試算の一例として「2013年以降の対策・施策に関する小委員会」の「技術ワーキング・グループ」がとりまとめた資料から図9のグラフを掲示している。

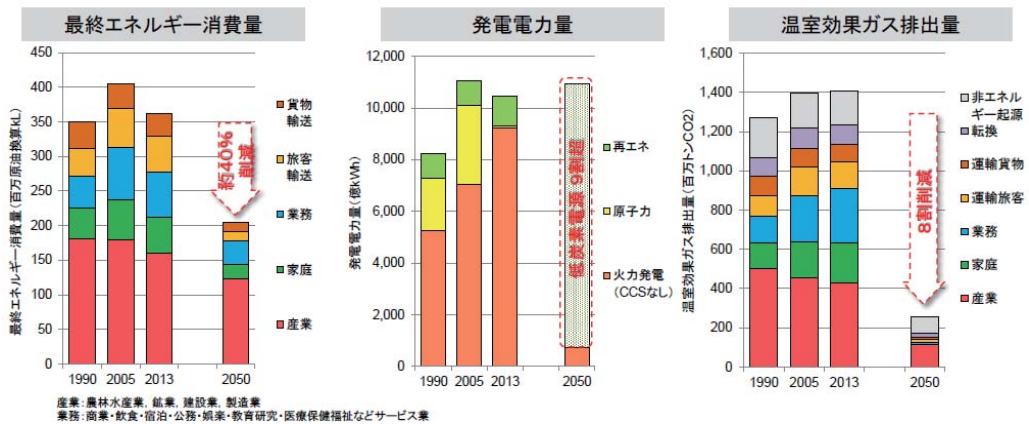


図9 環境省技術ワーキング・グループの試算の一例

4. RITEの2レポート

RITE（地球環境産業技術研究機構）は我が国がIPCCに提出した約束草案に関連して2つのレポート①「日本のエネルギーミックスと約束草案の評価（2015年7月）」と②「2℃目標と我が国の2050年排出削減目標との関係（2016年3月）」を発表している。どちらも長期のエネルギー計画を踏まえた上でのものであるため、大変示唆に富んだ内容となっている。

4.1 RITE の指摘する我が国エネルギーミックス計画の問題点

RITE レポート「日本のエネルギーミックスと約束草案の評価」では 2030 年の CO₂ 排出量を 2013 年比で 26%削減する目標を技術的制約、コスト面での課題などを十分に考慮した裏付けのあるものであり、エネルギーミックス計画と整合性のあるものとして評価している。

また CO₂ 濃度が倍になった場合の気温上昇度合である平衡気候感度を従来の 3°C ではなく 2.5°C と想定した場合には、日本の約束草案は IPCC の温暖化目標 (2°C) 以内を期待できる排出経路に沿っていると推計している (図 10)。

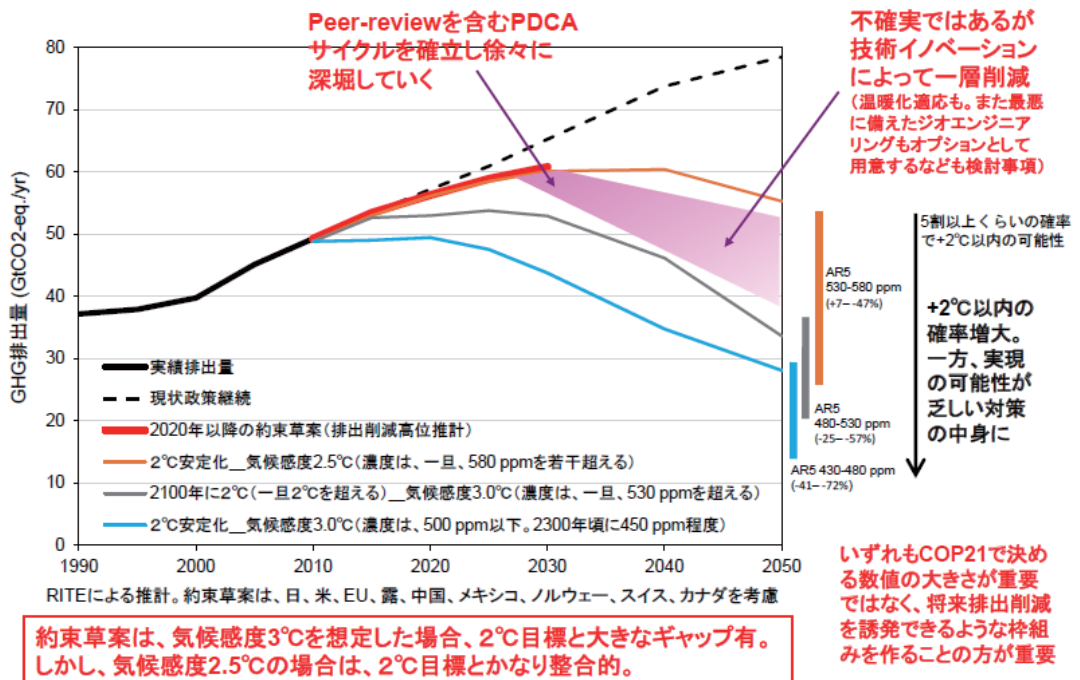


図 10 2°C 目標の排出経路と約束草案見直し

一方エネルギーミックス計画の弱点としては経済成長と電力需要の関係を上げ、省エネによって電力需要を 17%引き下げると計画 (P24 図 5) を達成困難な目標ではないかと次のように批判している。「GDP は毎年 1.7%の成長を見込みながら、電力需要は 0.1%の成長しか見込んでいない。これは GDP 弾性値が 0.05 となることであり、過去の日本の電力の GDP 弾性値が 1.0 近くで推移して来たこと、OECD 主要国を見ても多くの国で弾性値は 0.5 ~ 1.0 程度であることからあまりにかけ離れている。」「電力コスト (国民負担) は現状よりも引き下げながら省電力を実現し、需要を大幅に抑制することは、少なくともこれまで世界でほとんど事例がないチャレンジである」と述べてその困難さを指摘している。

そして 2030 年の電力需要 (総発電電力量) は 1.7%の経済成長に見合った 1 兆 2,780 億 kWh を見込んでいる。これは IEA (国際エネルギー機関) の世界エネルギー見通し 2014 の新

政策シナリオに示されているレベルに近いものであるとしている。通常時（2010年）のベースロード電源比率が60%であったことから、原子力、石炭、水力（約10%）を合わせて60%となるよう図11のシナリオを提示している。

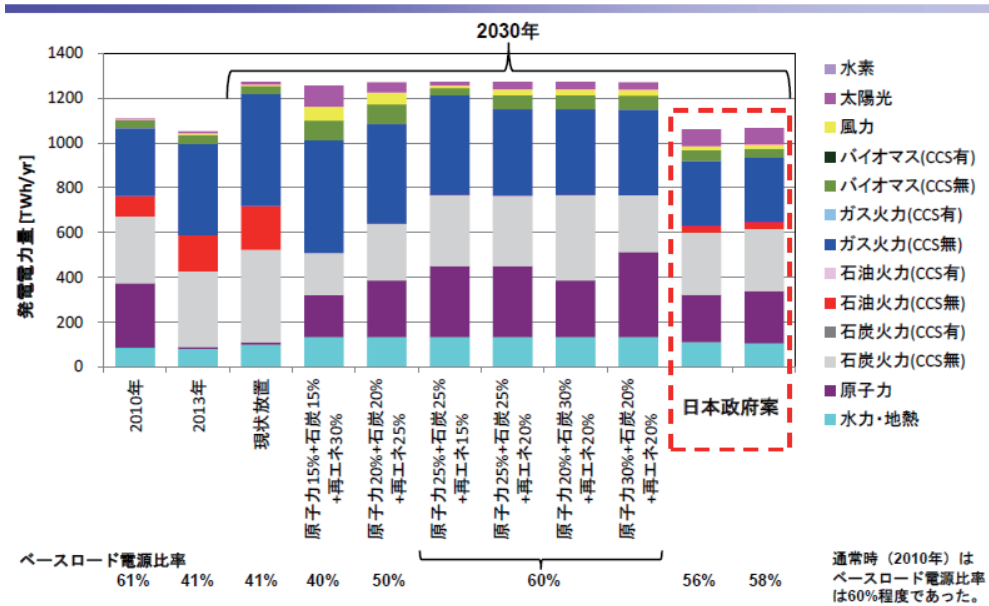


図11 2030年の発電電力量（シナリオ別）

また2030年の一次エネルギー供給量については上記のシナリオ別に図12のように予測している。ほとんどのシナリオにおいて2030年の一次エネルギー供給量は2010年のレベルにほぼ等しい5億トン石油当量を見込んでいる。

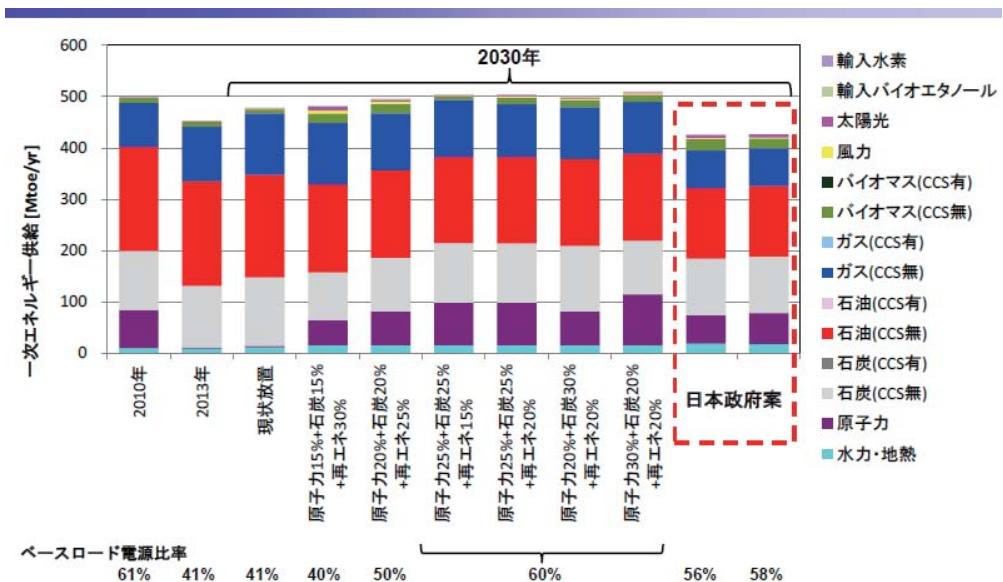


図12 2030年の一次エネルギー供給（シナリオ別）

4.2 2050年80%排出削減のシナリオ

RITEは「2℃目標と我が国の2050年排出削減目標との関係」と題するレポート(2016年3月)で「政府環境基本計画で言及されている2050年80%削減目標については、限界削減費用は6,000ドル/t CO₂程度と計算され、成り行きケースに比べて年間43～72兆円の追加費用が必要で、許容できるレベルの排出削減費用では全くない。(GDP増加は2030～2050年間で13兆円程度であり、それを大きく超える費用である)」として達成不可能な目標としている。また「達成時点と削減率の両者を決め打ちする目標設定は好ましくなく、利用可能な範囲の技術とその規模についての目標を、時間軸を意識しながら決めて行くことが重要である」と指摘している。

上記限界削減費用6,000ドル/t CO₂程度は将来考えられる5つの電源構成シナリオについてそれぞれの限界削減コストを計算して得られた数字が6,231ドル～5,836ドル/t CO₂の範囲に収まった結果として得られたものである。参考までに5つのシナリオの内容を下記する。

- シナリオ1：約束草案電源構成比率継続
- シナリオ2：電源構成最適化
- シナリオ3：電源構成最適化+原子力発電フェーズアウト
- シナリオ4：電源構成最適化+CCS拡大
- シナリオ5：電源構成最適化+水素国際輸出入

それぞれのシナリオについて電源構成(図13)、一次エネルギー供給量(P34図14)、最終エネルギー消費量(P34図15)を以下示す。

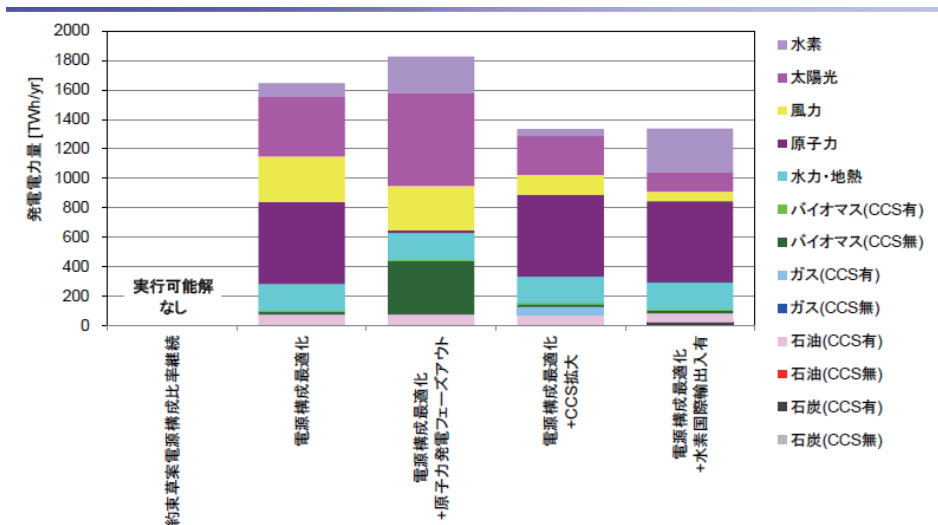


図13 2050年80%削減時の日本の電源構成

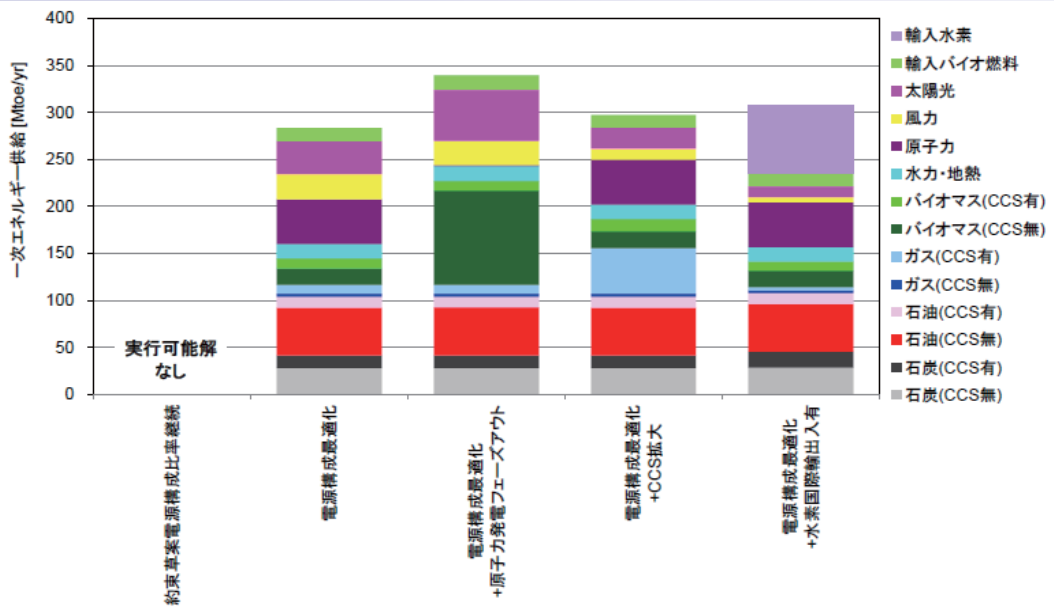


図 14 2050 年 80%削減時の日本の一次エネルギー供給量

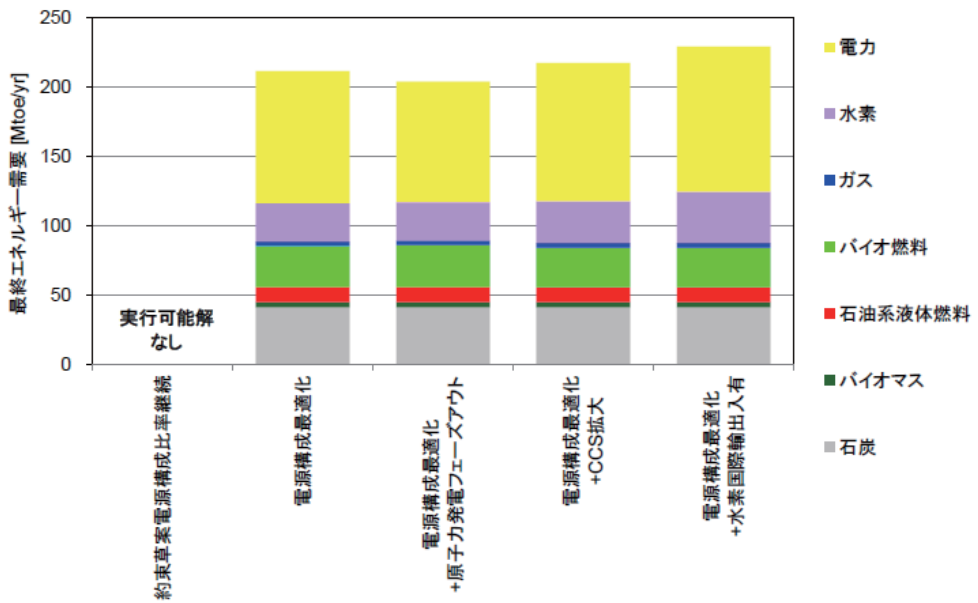


図 15 2050 年 80%削減時の日本の最終エネルギー消費量

第3章 日本の2050年のエネルギーミックス -- 電源構成と原子力利用の効果 --

国際機関、日本政府および国内機関のレポートを参考にして2050年の我が国エネルギー需給の姿を描いてみたい。

1. 基本的考え方

- IPCCが目指す産業革命以前に比べて大気温度上昇を2°C以内に収めるには世界の温暖化ガス排出量を2050年までに半減させる必要があり、日本のような先進国では80%以上削減する必要がある。特に発電分野では排出量ゼロを目指す必要がある。
- 我が国の長期エネルギー計画（エネルギーミックス）はCO₂排出量が最も多い電力分野（電源構成）で立てられている。したがってまず2050年の電源構成からシナリオを組み立てる。
- 経済産業省が2015年7月に作成した長期エネルギー需給見通し（エネルギーミックス）では2030年までの経済成長率1.7%/年を前提としながら、電力需要は0.1%の成長しか見込んでいない。これはRITEレポート（「日本のエネルギーミックスと約束草案の評価」）が指摘しているように、GDP弾性値が0.05であり、過去の我が国の弾性値推移1.0に比べて余りに低すぎ、OECD主要国の0.5~1.0と比べても低すぎる。
- 政府が注力している産業部門、業務部門、運輸部門のエネルギー消費効率アップ（省エネ）は熱源や動力源の電化に負うところが大きいと考えられるため、一次エネルギー消費は減っても、電力需要は増加することが予想される。
- したがって2050年にはIEA「世界エネルギー見通し2015」レポートにある日本の2040年電力需要（現政策延長シナリオ）1兆1,117億kWhよりも上回る数字になることを予測し、2050年の電力需要として1兆2,000億kWhを見込むこととする。
- 電源構成は80%を非炭素電源である原子力と再生可能エネルギーとし、残りの20%を化石燃料（石炭、ガス）を使う火力発電とするが、火力にはすべてにCCS（炭酸ガス回収貯留）を備えることを前提とする。非炭素電源の割合は原子力45%、再生可能エネルギー35%とした。これは後述の電力グリッドにおける太陽光・風力発電の導入限度、電力大量貯蔵の困難さなどを考慮したものである。
- 一次エネルギー供給量はIEA「世界エネルギー見通し2015」レポートにある2040年3億9,900万トン石油当量がほぼ横ばいで推移するとして4億トン石油当量を見込んだ。CO₂削減を果たすためには産業分野での主排出源である鉄鋼、セメント、化学工業分野でCCSを備える必要が出て来よう。

2. 2050年エネルギーミックス（電源構成）

発電分野でのゼロエミッションを果たすために、前述の基本方針に則り非炭素電源を80%、火力発電（CCS付き）を20%とする。非炭素電源の構成割合としては原子力45%、再生可能エネルギー35%を見込む。これは日本政府の長期エネルギー需給見通し（2030年エネルギーミックス）作成の基本方針である安定供給、経済性、環境性を同時に満たす方針に則るものでもある。

原子力の45%は、2010年に民主党の鳩山政権下で作成されたエネルギー基本計画で目標とされた54%を相当下回るものであるが、安定供給に欠かせないベースロード電源を60%程度確保し、同時にCO₂排出削減を果たすという現政府基本方針を遂行するためにはどうしても必要になるものと言えよう。45%という数字は発電量で5,400億kWh、発電設備量で7,300万kWという規模に置き換えられるが、今後原子炉のリプレースや新規建設に対する理解が深まり、社会的受容性が改善されれば、実現可能な数字と言えよう。

再生可能エネルギー35%については、現政府基本方針通りに、安定供給電源である水力、バイオマス、地熱発電の開発を最大限進め（既存のものを含め全体の18%）、残りの17%を太陽光、風力の変動電源で埋めることを想定した。我が国は中緯度に位置することもあって欧米諸国と比べて風力資源に恵まれていないこと、比較的容易に建設できる太陽光発電が余りにも先行している現状も考慮して、太陽光、風力を2：1で建設することを見込んだ。

電源	発電量(億kWh)	発電容量(万kW)
火力 ガス	1,800	8,200
石油	600	3,400
原子力	5,400	7,300
再エネ 水力	1,200	5,500
太陽光	1,360	12,900
風力	680	3,900
バイオ	720	1,000
地熱	240	300
合計	12,000	42,500

表1 日本の2050年エネルギーミックス（電源構成）

火力発電は変動電源（太陽光、風力）のバックアップが主たる役割となるであろう。したがって長期および短期の変動を吸収するミドル+ピーク電源としてのガス火力（CCS付き）を発電量割合で15%、短期の変動吸収を専らとするピーク電源として石油火力（CCS付き）を5%とすることを見込んだ。水力、バイオマス、地熱発電を適宜ベースロード電源として活用できれば原子力と合わせて必要なベースロード電源の割合60%を確保できよう。年間設備利用率は原

子力 85%、ガス火力(ミドル+ピーク電源) 25%、石油火力 20%、太陽光 12%、風力 20%と想定した。

以上の結果は表 1 (P36) にまとめられている。またグラフ化したものが図 1 および図 2 に示されている。

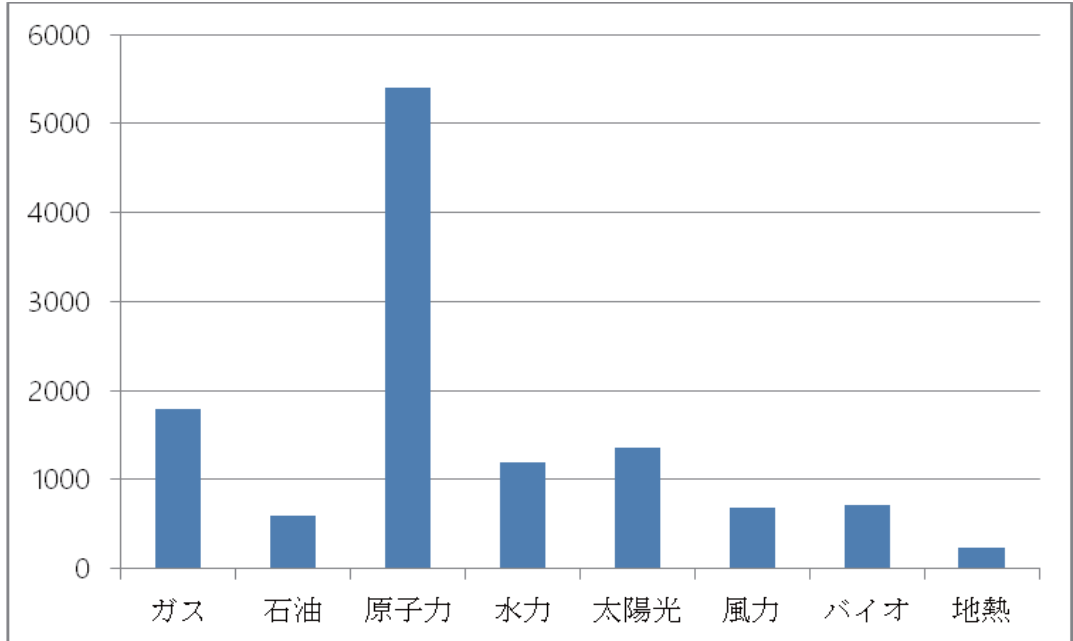


図 1 2050 年電源別発電量 (単位 : 億 kWh)

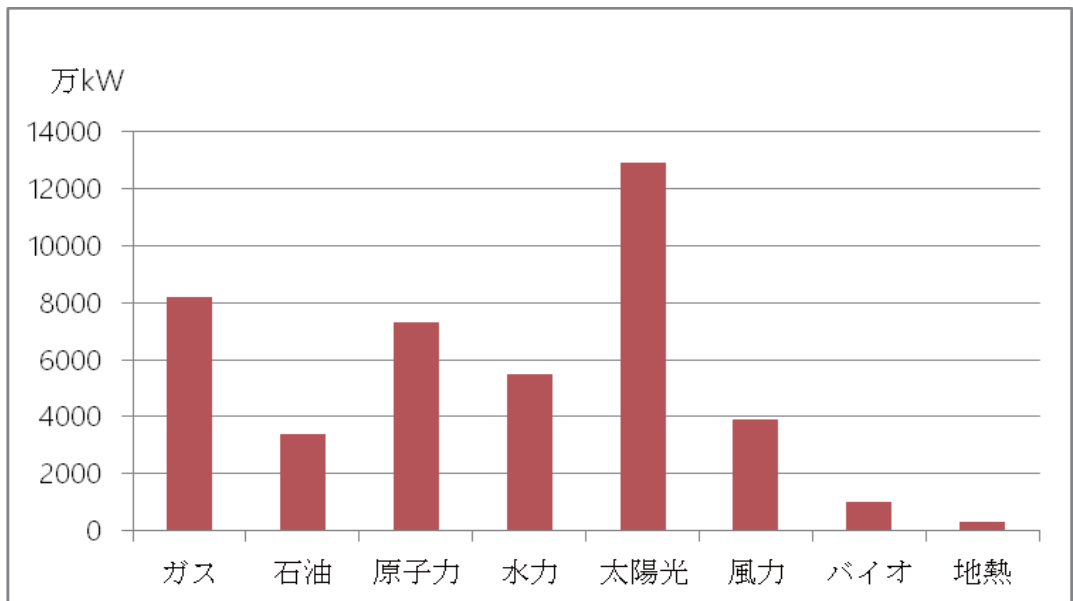


図 2 2050 年電源別発電容量 (単位 : kW)

3. エネルギーミックスの考察

前頁のようなエネルギーミックスを実現することは可能であろうか？ 一番の問題点は発電容量が現在の 1.5 倍以上の 4 億 2,500 万 kW を必要とすることであるが、以下で詳細に検討したい。

3.1 原子力発電の目標達成可能性

原子力発電所の状況（2017 年 11 月 16 日現在、原子力産業協会編「日本の原子力発電所」）によれば、現在の原子力発電設備容量は 42 基 4,148 万 kW、建設中の発電所 3 基 414 万 kW および着工準備中のもの 6 基 880 万 kW を加えると、全部で 51 基 5,442 万 kW となる。2050 年目標の 7,300 万 kW には 1,860 万 kW 程度不足する。将来建設されるのは 1 基 150 万 kW 程度の大型設備であることが予想されるので、これは約 12 基程度に相当する。

既存の原子力発電所 42 基については仮に 20 年間の運転延長が認められれば 2050 年時点で約 2,100 万 kW が運転していることが予想される（図 3）。したがって 2,050 万 kW 程度のリプレースが必要となろう。150 万 kW の大型設備でリプレースするとすれば、これは 14 基程度に相当する。このようにリプレースと新增設で 26 基 3,900 万 kW 程度の建設が必要となろう。リプレースには既存の発電所敷地の余裕部分を使用することができると思われるが、新設には東北電力および東京電力が持つ青森県東通り発電所の建設余地を含めてあと 2~3 か所の新規立地点が必要になると思われる。実現のためには偏に社会的受容性の改善が鍵となるであろう。

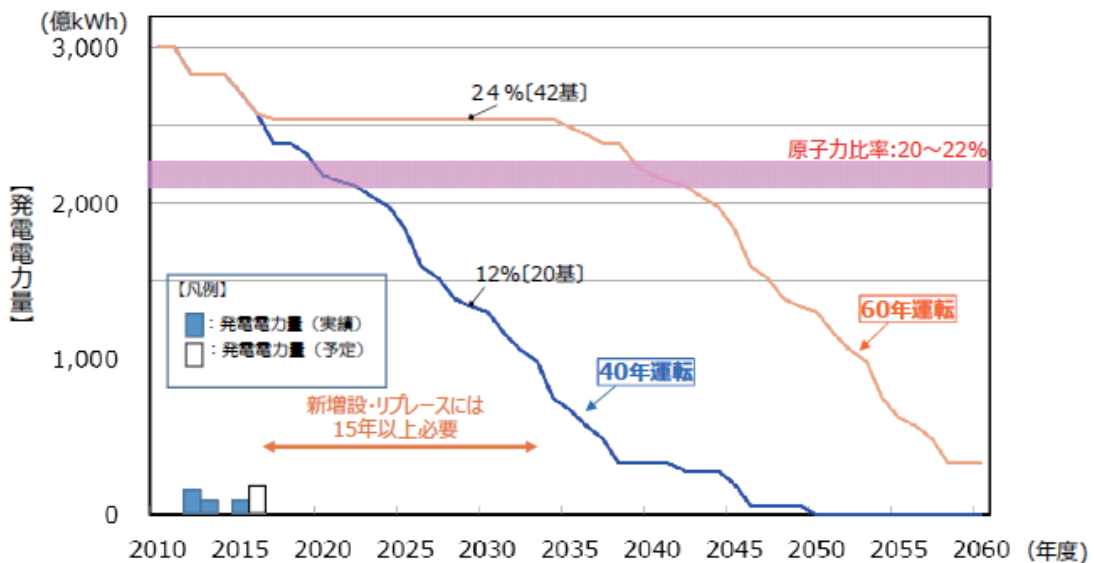


図 3 既存原子力発電所の運転期間 20 年延長ケース

（出典：「原子力発電の課題について」2017 年 1 月 18 日、NRA と事業者の打ち合わせ資料）

2050年というような長期の見通しを立てる際には、原油を中心とする化石燃料の生産見通しがエネルギー需給を判断する大きな要素となるであろう。国際エネルギー機関（IEA）の「世界エネルギー見通し2015」によれば、世界の既存油田からの原油生産量は2040年には現在の1/3にまで減少するという（図4）。これを補うのはこれから開発される油田、これから発見される油田からの生産であるが、年々新規発見量が減少し、生産量を下回る状況が続いていることから見て、完全に補うことはできないであろう。また現在のような新規投資が減退している状況が続くと2035年にも既存油田からの生産量は2割以下に減少することを図5（P40）は示している。

人口が今後とも増加して行く世界にあって、産業や運輸、生活の柱となっている石油の生産減退は大きなインパクトを社会全体に与えることが考えられる。第一次、第二次のオイルショック後に原子力発電の大きな伸長が見られたことから考えても、原子力に対する社会的受容性は化石燃料生産減退と密接な関係にあることが予想されるので、現在の状況だけから社会受容性を判断することは危険と言えよう。

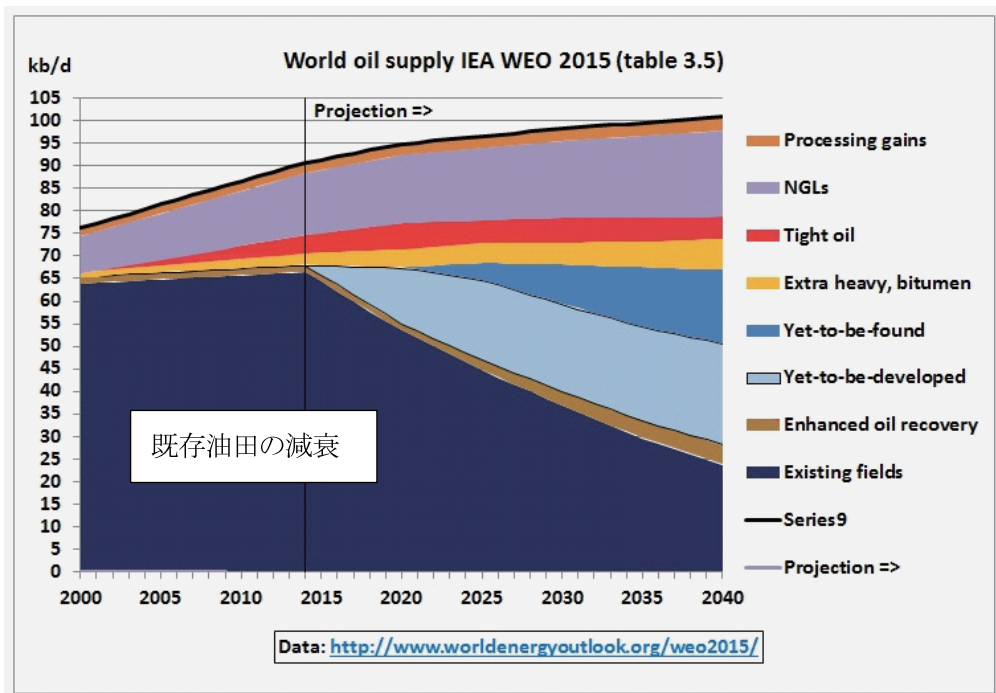
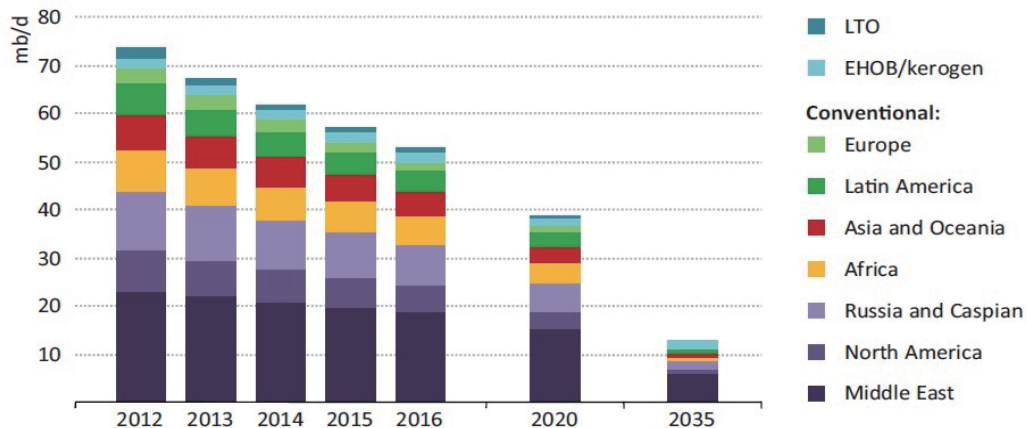


図4 IEA「世界エネルギー見通し2015」で示された既存油田の生産減退（濃いブルー）

Figure 14.6 ▶ Production that would be observed from all currently producing fields in the absence of further investment (excluding NGLs)



Note: EHOB = extra-heavy oil and bitumen.

図5 投資不調ケースの既存油田からの生産減退
(出典：IEA「世界エネルギー見通し2013」)

3.2 再生可能エネルギーの目標達成可能性

我が国の再生可能エネルギーとしては水力、バイオマス、地熱、太陽光、風力、波力、潮力などがある。これらのうち波力は希薄なエネルギー源で世界的に見ても商業化されているものではなく、潮力は適地が必要であるが、国内の適地は少なく、大量の開発は望めないであろう。

電源には指令に応じて供給が可能 (dispatchable) なもの (いわゆる「安定電源」) と指令に応じる供給が不可能 (undispatchable) なものがある。水力、バイオマス、地熱は指令に応じて供給可能な安定電源であり、太陽光、風力は必要な時にあるとは限らないため指令に応じる供給が不可能な「変動 (variable) 電源」である。我が国の再生可能エネルギーを資源量で見た場合には太陽光と風力が圧倒的に多いことから、先ず変動電源の特徴から始めて再生可能エネルギーの開発可能性を検討したい。

変動電源の特徴

(1) 変動電源はパワー (kW) で貢献できない

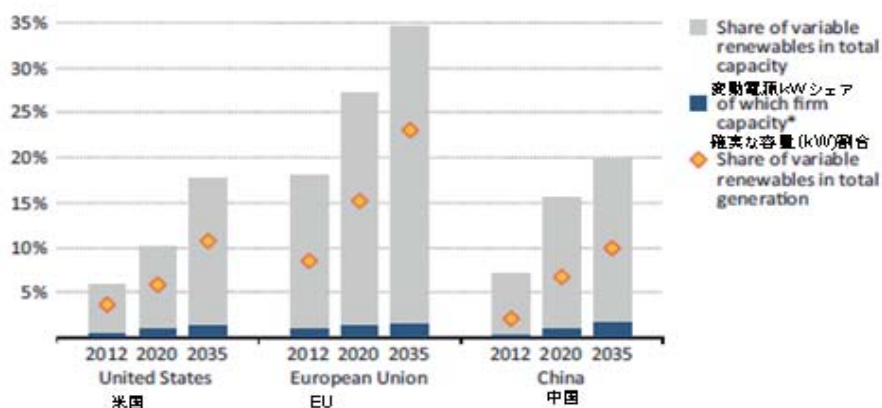
「電力」とは文字通り「電気と呼ばれる仕事をする力 (kW)」である。スイッチが入るとモーターが回って機械を動かす、電灯が点く、電磁調理器が熱を出す。これらの仕事はすべて電気の持つパワー (kW) が供給されて初めて行われるものである。一方「パワー (kW) と時間 (h) の積」を取ると「エネルギー量 (kWh)」が得られる。通常の代価の支払いはこのエネルギー量 (kWh) に対して行われる。

これまではほとんどすべての電源が安定供給可能な電源であったため、一定したパワー(kW)を提供することができ、パワー(kW)と時間(h)を掛け合わせたエネルギー量(kWh)はパワー(kW)に比例する場合がほとんどで分かりやすかった。しかし太陽光、風力などの変動電源が入ると、この関係が崩れてしまう。つまり変動電源は不特定な時間に不特定な量の発電を行うため、パワー(kW)の供給は不定であり、したがってエネルギー(kWh)の供給も不定である。しかし供給されたエネルギー量(kWh)を累積して行くと、ある程度のまとまった数量となる。これに対して代価の支払いが行われる。人々はkWhに対して支払いを行っているので、kWも過去と同じように供給されているように錯覚してしまうことになる。

専門家は電源のパワー(kW)面での貢献度を「キャパシティー・クレジット(capacity credit)」という形で表している。正確には「ピーク需要時において設備容量(kW)のどれだけの割合が貢献できるか」を示すもので、言葉を変えると「ピーク需要時にその電源のkWを依存できる割合」と言えるものである。

例えば、ドイツのピーク需要は冬季の夕方であるので、太陽光発電のキャパシティー・クレジットは0%であり、風力発電のキャパシティー・クレジットは5～10%と言われている。つまりドイツの太陽光・風力発電はkW面でほとんど当てにできず、他の安定電源(例：火力発電)が必ず必要になることを意味している。図6は国際エネルギー機関(IEA)の「世界エネルギー見通し2013」に掲載されているグラフであるが、米国、EU、中国いずれでも将来太陽光・風力発電は大きく伸長することが考えられるが、そのうち安定供給を期待できる割合は濃色で示されたわずかな部分しかないことが示されている。

太陽光・風力のCapacity Credit



出典：IEA「World Energy Outlook 2013」

図6 太陽光、風力のキャパシティー・クレジット

(2) 変動電源はシステム全体に過剰設備をもたらす

太陽光・風力発電は上記のようにkW面で依存できないので、既存の安定電源（火力、原子力など）を代替することができない。既存の発電設備（kW）が十分あるのに加えて太陽光・風力発電設備が建設されるため、結果的に過剰な発電設備が生じることになる。ドイツでもスペインでも最大電力需要（kW）の2.5倍の発電設備を抱えることになっている。ここで安定電源を退役させたら、電力系統の需給調整や周波数維持が困難になり、停電のリスクが増すことになる。したがって既存の安定電源の退役も不可能であり、消費者全般の負担が増大する結果を生む。

(3) 変動電源は既存電源の稼働率低下をもたらす

太陽光・風力発電は上記のように仕事をする力（kW）の面では貢献できないが、発電量（kWh）の面では貢献できる。しかしそのkWh分だけ既存電源の発電量が減り、稼働率が下がる。結果として既存の安定電源（火力、原子力）の採算が悪化し、退役を望むところが出てくる。しかし安定電源が不足すると、電力の品質が低下し、停電の危険が増すことになる。ドイツではしたがって最近の例として、老朽化して退役を希望する270万kWの褐炭火力の退役を政府が認めず、代わりに「戦略的予備電源」と位置付けて補助金を出すことにしている。これは最終的には消費者に付けがまわり、消費者の負担が増すことになる。

(4) 変動電源は市場価格の低下をもたらす

太陽光・風力発電は多くの政府が固定価格買取制度（FIT）や再生可能エネルギー導入割合基準（RPS: Renewables Portfolio Standard）などの政策の下に市場への優先導入、優先受け入れを行っている。FIT、RPSともに太陽光・風力発電の電気は卸売市場で優先的に売買される。具体的には例えば30分のロット毎に、太陽光・風力発電の電気が最初に「成り行き売り（いくらでも良い）」で市場に売りオファーされ、次いでランニングコスト（通常は燃料代）の安い順番で売りオファーと買いオファーとの見合いが行われる。最終的に見合った価格が当該ロット全体に適用され、もちろん成り行き売りに出された太陽光・風力発電の電気にも適用される。通常安い順番に売買が成立して行くこのようなやり方はメリットオーダーと呼ばれているが、太陽光・風力が優先的に導入されるとその分だけランニングコストの高い電源の電気は売買が成立せず、玉突き効果で市場から排除されるようになる。結果として市場価格は太陽光・風力の電気が入れば入るほど下がって行くことになる。

図7（P43）に見るようにドイツでは卸売市場価格が下がり続け、ガス火力、一般炭火力、褐炭火力、原子力のいずれの発電コストをも下回るようになっている。これでは既存の電源を抱える電力会社の赤字は嵩む一方であり、ドイツ最大の電力会社エーオン社は2016年決算で161億ユーロ（1兆9,300億円）、第2位のRWE社も57億ユーロ（6,800億円）

という巨額の赤字を計上している。

Strompreis am Terminmarkt und Wirtschaftlichkeitsgrenzen verschiedener Kraftwerkstypen



Quellen/Anmerkungen: Strompreis von European Energy Exchange 2013, Wirtschaftlichkeitsgrenzen sind geschätzte Durchschnittswerte anhand von Branchenangaben (einzelne Kraftwerke können davon deutlich abweichen)

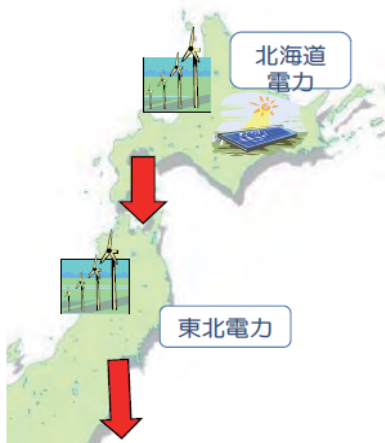
図7 ドイツの電力卸売市場価格の低下（出典：Die Welt）

(5) 変動電源は新規送電線建設を必要とする

ドイツでは緯度の高い北部に風力資源が集中しており、逆に南部に自動車製造などの産業が集中しているため、風力発電を増やすには北部と南部を結ぶ送電幹線の新設が必要となっている。しかし建設沿線に当たる住民による強い反対運動のために計画された送電幹線3本、総延長1,800kmの建設は遅々として進んでいない。

我が国でも発電に適する風力資源は北海道北部の海岸地帯と東北地方の日本海沿岸に集中しているが、いずれの地方も人口が少なく、自己消費はできないため大量の発電を考える場合には首都圏に電気を送る必要がある。2012年に経済産業省が行った検討結果では、仮に北海道に270万kW、東北に320万kW、合計570万kWの風力発電を建設するには、北海道電力、東北電力管内の送電網強化と地域間連系線（東北—北海道、東北—東京）の増強に1兆1,700億円の投資が必要となるという（P44 図8）。誰が資金を負担するかという問題が生じることになる。

【北海道電力・東北電力からの送電イメージ】



【北海道・東北地域に風力発電など約590万kWを追加導入するための系統増強概算費用】

追加系量	北海道(風力+再生エネルギー)	東北(風力)	北海道+東北 計
追加系量	270万kW	320万kW	590万kW
地内送電網増強	2,000億円程度	700億円程度	2,700億円程度
地域間連系線増強等	5,000億円程度	3,300億円+700億円程度	9,000億円程度
概算工事費計	7,000億円程度	4,700億円程度	1兆1,700億円程度 [10円/kWh程度]*

※ kWh単価は、設備利用率を風力発電20%、太陽光発電12%、送変電設備年経費率8%として、以下のとおり試算。

①年間発電電力量:(500万kW×20%+90万kW×12%)×8760時間=97億kWh

②年経費:1兆1700億円×8%=936億円

③kWh単価:936億円÷97億kWh=9.65円/kWh程度。なお、我が国の平成21年度の総発電量は約9070億kWhであり、全体で負担する場合は0.1円/kWh程度となる。

図8 北海道 / 東北地区に風力発電を新設する場合の送電線拡張の必要性

(6) 変動電源は火力による調整能力が追い付かない懸念を生じさせる

変動電源とりわけ太陽光発電は一日のうちでも昼夜の変動が激しく、大量に導入された場合には調整役を務める火力発電の調整能力が追い付かないケースが懸念される。例えば米国カリフォルニア州では州法によって2020年までに発電量の33%を再生可能エネルギーとするよう決められている。

カリフォルニアで主力となるのは太陽光発電であるため図9に示すように、今後太陽光発電が増えるにつれて昼間の正味負荷(既存の電源が負担する需要量のことで、その時点の

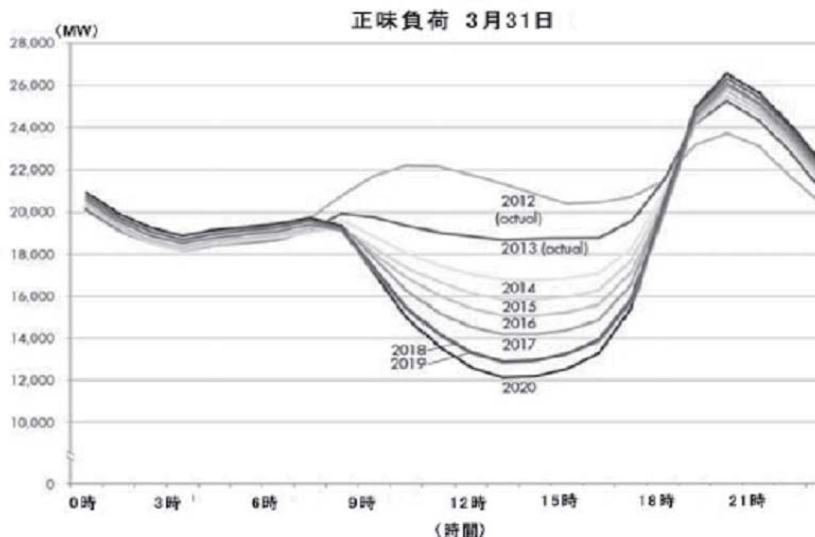


図9 カリフォルニア州の太陽光発電増加によるダックカーブ問題 (出典: 浅野浩志「電力システムにおける再エネ活用策」)

需要量から太陽光発電量を差し引いたもの)は急減し(谷が深くなり)、その一方で夕方のピーク需要に向けて正味負荷が急激に増大することになる。落差の大きさと傾斜の強さから、調整用火力の起動や発電量増加が追い付かない現象が生じる恐れがあり、それを示すグラフ(P44 図9)がアヒルの形に似ていることから「ダックカーブ問題」と呼ばれている。

(7) 変動電源は追加のシステムコストを生じさせる

前項(1)～(6)に述べたように、太陽光・風力発電はその変動の調整役を担うバックアップ電源や送配電系統網(電力グリッド)の拡張などに要するコストを発生する。電力システム側で発生するコストであるので、通常「システムコスト」と呼ばれている。世間では往々にして太陽光や風力発電の発電端コストだけを取り上げて他の電源と比較しているが、実際にはこのシステムコストを加えないと実態を反映しないことになる。

国際エネルギー機関(IEA)とOECD原子力機関(OECD/NEA)が共同で作成した「発電コスト予測2015」レポートでは今後このようなシステムコストの研究が進むことを示唆している。例えば、変動電源の間欠性を補うバックアップ電源の価値は変動電源が増大するとともに増大するとして、「平均容量コスト(Levelised Costs of Capacity)」という概念を導入している。発電プラントの建設費を年間に均等分配した数字で、通常はガスタービンやコンバインドサイクル・ガス火力などの資本費が比較的安い電源が計算の対象とされている。米国で割引率(金利)7%の場合には、ガスタービンの平均容量コストは70ドル/kW、コンバインドサイクル・ガス火力の平均容量コストは106ドル/kWと計算されている。

さらに上記共同レポートによると、変動電源が増大すると、発電量の変動に加えて需要予測や天候予測の誤差が加わり、スイング幅が大きくなるが、そのような変動に対処するための能力は「フレキシビリティ」と呼ばれている。フレキシビリティを提供するプラントのコストを正確に計算することは難しいが、電力量(kWh)取引市場の価格、容量(kW)市場の価格、アンシラリーサービス(電圧や周波数の調整に資するサービス)市場の価格などを参考にすることが1つの方法であり、米国の典型的なガス火力の場合では、フレキシビリティ提供のコストは10ドル/kW/年程度で、平均容量コストの10%程度が毎年のコストになっているという。

米国電力研究所(EPRI: Electric Power Research Institute)は「系統の統合:分散電源のフルコスト」と題するレポートの中で図10(P46)に示すグラフを紹介し、家庭用電気料金(110ドル/月)のコスト内訳としてエネルギー部分が59ドル(54%)、パワー部分が51ドル(46%)となっていることを示している。発電部門でのエネルギーコスト(56ドル)は燃料費に相当するものであるが、同時にパワー(kW)の提供に要するコストも20%程度(14ドル)発生すること、電力系統(送配電)部門に要するコストはほぼパワーの提供に要するコストで

あり、送電ロス（3ドル）がエネルギーのコストであるとの分析を行っている。このように変動電源を受け入れるにはそれ相当のシステムコストが掛かっていることを示唆している。

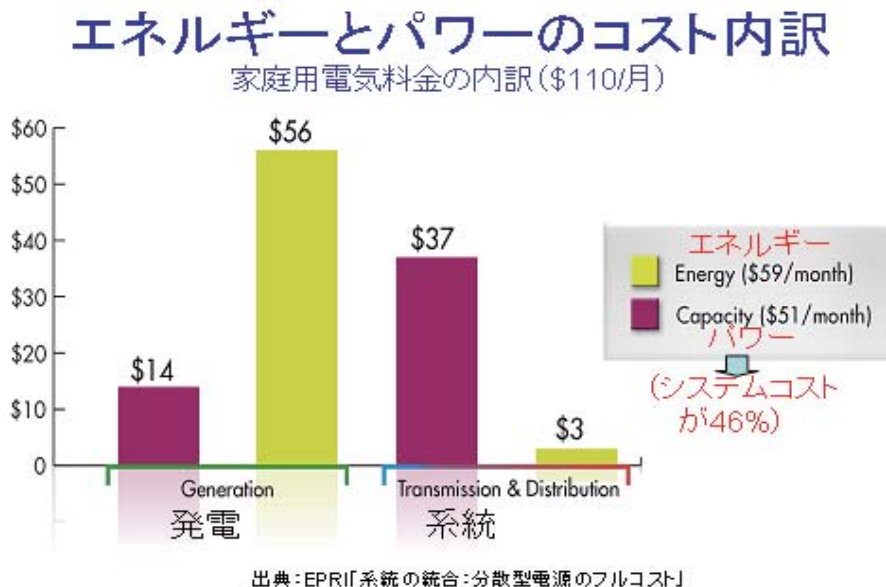


図 10 家庭用電気料金のエネルギーコストとシステムコスト

(8) 変動電源が増えると自身の市場価値が低下する

前項(7)で紹介した IEA/OECD・NEA の共同レポート「発電コスト予測 2015」には次のように太陽光・風力発電が増えると自身の価値が下がって行くことを紹介している。これは太陽光・風力発電が複数存在するとお互いに同じ時間帯に発電を行う「自動相関」の関係があるからで、風力・太陽光発電が大量に導入されると同じ仲間の発電が重なり合っ、市場価格を引き下げることになるからという。

上記共同レポートはその中で Hirth, L (2013) のレポートを紹介している。それによると、風力発電の割合が 0 から 30%に増えるにつれて風力発電の価値が 50 ~ 80%へ下がり、太陽光はその割合が 15%に増えたところで同様のレベル(50~80%)まで価値が下がるとして図 11 (P47)、図 12 (P47) のグラフを示している。

風力発電の市場価値低下

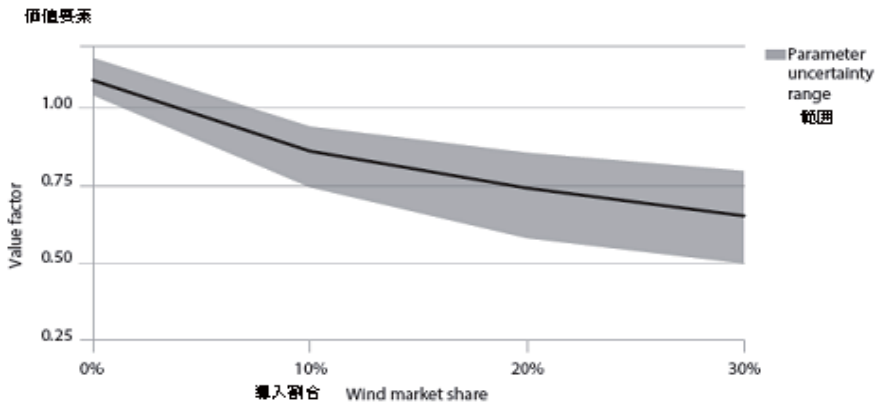


図 11 風力発電の市場価値低下

太陽光と風力の価値要素低下

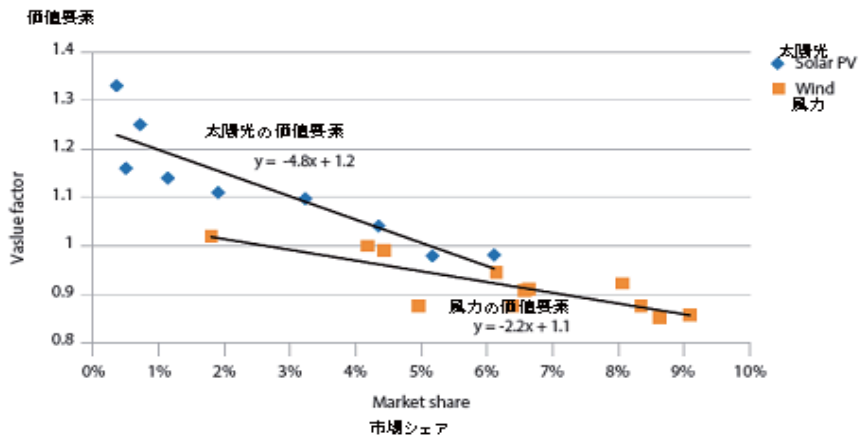


図 12 太陽光と風力発電の価値要素低下

変動電源導入（17％）の可能性（結論）

本章のエネルギーミックス計画では発電量で17％（太陽光1,360億kWh、風力680億kWh）の変動電源導入を見込んでいる。これを発電容量で見ると太陽光発電は1億2,900万kW、風力発電は3,900万kW、合計で1億6,900万kWという膨大な設備の建設が必要である。風力発電をこの規模（3,900万kW）まで拡大するには全国を横断する送電幹線の建設が必要となり、膨大な投資が必要となるが、国民の理解があれば可能であろう。一番の問題は変動電源の設備量が現在の最大需要量1億6,000万kWを上回るものとなり、火力や原子力と合わせると設備量が4億2,500万kWとなって、最大需要の2.7倍近い設備量を持つことになることである。必然的に国民負担の増大が最大の問題となるが、電力の安定供給と地球温暖化対策（ゼロエミッション）を実現するためには避けられない負担であるとして、国民理解を得る他ないであろう。

固定価格買取制度（FIT）は変動電源の新設やリプレースには不可欠のものと考えられるので、2050年まで継続することを前提としている。一方変動電源の大量導入による自身の市場価値低下や電力システムコストの上昇、結果としての国民負担増などを考慮すると、本章の導入割合（17％）以上の変動電源導入の余地はないであろうと考えられる。水力、バイオマス、地熱などの導入も目いっぱいに見積もっているため、我が国での再生可能エネルギーの導入は本レポートで示した35％が限度であろうと考えている。

4. 2050年およびそれ以降の原子力プラント容量の検討

2050年における温室効果ガス80％削減目標に対するエネルギー・ミックスの検討では、原子力発電の比率は45％と試算されている（前項参照）。これを達成するためには、2030年の比率20～22％を継続的、段階的に増強する必要がある。

一方、現存する原子力発電設備は2030年代以降運転期間を終了し廃止される（以下退役と表現）。原子力発電の比率の増強は、この退役発電所を代替する発電所を建設しながら進めなければならない。比率増大分の新增設だけではすまない。既存発電所の廃止はこの後も続き、2050～70年には既存発電所はほぼゼロになる。発電所の新增設は21世紀後半までを俯瞰した中長期の展望の中で計画する必要がある。2050年はその一断面である。

ここでは既存発電所の運転期間を当初の認可期間である40年に延長期間20年を加えた60年とし、原子力比率45％を基準にして60％、80％のケースについても必要となるリプレース、新增設の基数を試算し、その実現可能性を検討した。

4.1 2050年の電力供給量に対する原子力発電量の割合

2050年の総電力供給量を12,000億kWh/年（1項参照）とし、これをもとに原子力発電比率45％、60％、80％の場合の原子力発電量を試算した結果を表3（P49）に示す。

原子力発電比率 45%の供給電力量は 5,400 億 kWh/年、これに必要な発電容量は 7,300 万 kW となる（発電所の稼働率 85%で算定、2 項参照）。

表 3 2050 年に必要とされる原子力発電量と発電容量（設備容量）

電源	原子力比率 %	供給量 億 kWh	発電容量 万 kWh	備考
全電源	—	12,000	—	
原子力	45	5,400	7,300	設備稼働率 85%
	60	7,200	9,700	設備稼働率 85%
	80	9,600	12,900	参考値

一方、既存の発電所は当初の認可期間 40 年の場合は 2050 年にすべてが廃止される。運転期間を 20 年延長の場合でも 2070 年にはすべてが廃止される。残るのは現在建設中の 3 基が 2020 年代に運転開始すれば、この 3 基のみとなる。このままだと、21 世紀中葉からは実質的に原子力フェードアウトに近い状態といってもよいであろう。

このため 2030 年から退役代替発電所の運転を開始し、2050 年に発電量 5,400 億 kWh/年となるよう段階的に増強、2050 年以降は 21 世紀を通してこの状況を維持するとして原子力発電量の推移を図 13 に示す。

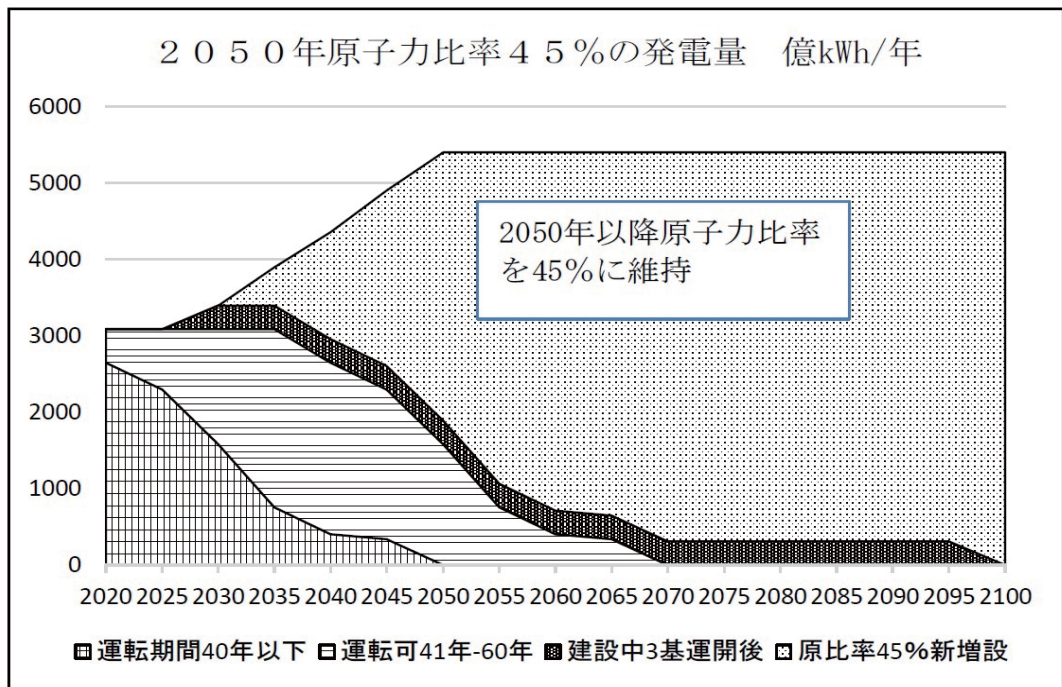


図 13 2050 年原子力比率 45%の発電量

4.2 必要とされる発電所数

2050年以降原子力比率を45%とした場合の2050年、2075年、2100年における発電設備容量と必要な原子力発電所の新設基数は表4のようになる。

表4 必要な発電容量

西暦年		2050	2075	2100	備考
原子力発電量 万kW		7,300	7,300	7,300	
運転年数 40年	既存容量万kW	414	0	0	
	新設容量万kW	6,886	7,300	7,300	
	新設基数	46	49	49	150万kW級
運転年数 60年	既存容量万kW	2,537	414	0	
	新設容量万kW	4,763	6,886	7,300	
	新設基数	32	46	49	150万kW級

新設の発電所の発電容量（定格出力）を150万kW級とすれば、2050年の時点でみれば運転期間40年の場合は46基、全ての発電所を20年延長した場合の新発電所の必要数は32基である。現在建設中の発電所の運転開始時期次第であるが、2090年代には廃止が予想されるので、21世紀後半には49基の新設が必要となる。150万kW級の発電所は既存のABWR（約136～139万kW）の出力増強、計画中のAPWR（約154万kW）で対応可能である（4.5項参照）。

4.3 発電所新設の実現可能性

地域社会の理解など相当な困難が予想されるなかでの新規立地点の選定には、既存計画の実現とともに、退役代替発電所の近隣敷地や跡地の活用を積極的に推進して行く必要がある。

この場合、図14（P51）に示すように、新設発電所の建設、既存発電所構内や近隣敷地への増設、退役号機の跡地へのリプレース建設の3つの手法がある。

退役号機の廃炉跡地利用の場合は、廃炉作業後新号機の建設となるため、運転停止から新設号機の運転開始まで発電に空白が生ずる。このため空白期間対策が必要になる。一方、隣接敷地が確保できる発電所では、退役号機の跡地を次の代替敷地として交互に活用ながら、継続的に電力を供給するシステムとすることができる。

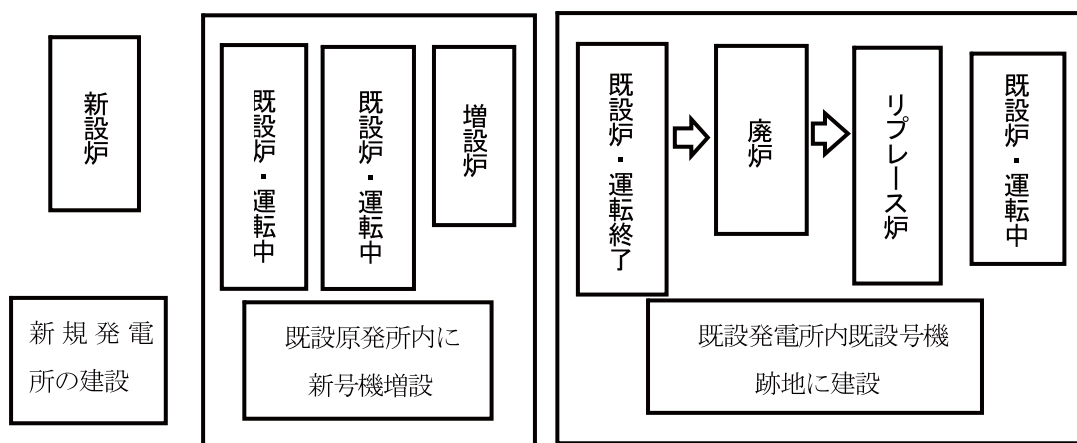


図 14 新設、増設、リプレースの区分

これまでの新增設計画や廃炉進行状況を踏まえると、想定される立地点には以下の地点がある。

☆ 計画中的の新增設 6 基

⇒新設発電所として計画中的の上関1、2号

⇒既存発電所内に増設予定の敦賀3、4号、川内3号、東北東通2号

☆ 廃止発電所の代替として発電所敷地内もしくは近隣敷地への増設またはリプレース建設 54 基

⇒廃止決定発電所 9 基と 2050 年までに廃止となる発電所 22 基の合計 31 基
(福島第一の 6 基を除く)

⇒2050 年以降廃炉となる既存 20 基および現在建設中の 3 基の合計 23 基

これらの合計は 60 地点となり、前述のように発電所内もしくは近隣に増設地点がない場合で退役地点でのリプレース建設を行う場合の発電空白期を考えると十分とは言えない。リプレース地点がない場合、新たな発電所立地点や増設地点の確保が必要となる。

4.4 新增設、リプレース発電所建設の課題

新設、退役号機代替の増設とリプレース建設には、前述の敷地問題の他、建設能力の面からも制約がある。

これまでに建設した商業用原子力発電所号機は 57 基ある。これらの運転開始時期を 10 年間隔で年代別にまとめると表 5 (P52) のようになる。

表 5 運転開始年代別発電所基数

年代	期間	運開基数	現存基数	廃炉基数
1960	1960～1969	1	0	1
1970	1970～1979	20	6	14
1980	1980～1989	16	16	0
1990	1990～1999	15	15	0
2000	2000～2009	5	5	0
合計		57	42	15

この経験から、技術者、技能者、工場や発電所の製造、建設設備を勘案した、10年間に建設可能な発電所基数は多くて15基から20基程度と言えよう。

これらを含め、新発電所の増強には下記のような課題があり、政産業界が一丸となって取り組む必要がある。

- ☆ リプレース炉近傍（同一発電所内など）における代替立地点設定
- ☆ 退役跡地を継続利用する場合の空白期間の手当て
- ☆ 設備や人的資源を考慮した段階的新規建設
- ☆ 新規発電所建設には15年～20年程度のリードタイムが必要。投入開始を2030～40年頃とみなした早急な計画開始
- ☆ 長期的視点にたった大規模事業推進のインセンティブ
- ☆ 社会的受容性の醸成など

4.5 次世代原子力発電の導入

この試算では発電所の出力を150万kWとし、1970年代の改良標準化設計で実現した第3世代炉であるABWR、APWRをベースとし、福島第一原子力発電所事故を反映、安全性を強化した改良型軽水炉を想定した。

これらには、

- ✓ ABWRの発展型（ABWR2）、単純化BWR（ESBWR）、高転換BWR（HC-BWR）など
- ✓ APWRの発展型（APWR+）、受動安全機能を有するAP600やAP1000、ヨーロッパ型PWR（EPR）

などがある。これらは「第3世代+」ないしは「第4世代炉」と呼ばれる範疇に属するものである。この他、下記に示す第4世代炉も候補となろう。

- ✓ ナトリウム冷却高速炉
- ✓ 超高温ガス炉（VHTR）など

なお、米国エネルギー省が支援している低い初期投資で発電コストが安く信頼性も高い小型モジュール炉（SMR、Small Modular Reactor、概ね 300MWe 程度）は柔軟性があり、需給構造によっては一定の役割が期待されよう。軽水炉タイプ、高温ガス炉タイプ、高速炉タイプ（4S 炉、PRISM 炉など）、熔融塩炉タイプなどが検討されている。熱利用もかねた活用や、スマートグリッドと連携した活用が想定される。

一方、原子力発電の増大には核燃料の供給問題を考える必要がある。軽水炉使用済燃料の再処理により生成される MOX 燃料が核燃料供給問題の緩和に寄与する。我が国のような資源小国にとって軽水炉から高速増殖炉への発展は、21 世紀後半のエネルギー・資源問題解消の最重要課題であろう。

核燃料サイクル路線は当面の MOX 燃料としての軽水炉利用で一定のプルトニウムを消費できることに加え、将来の高速炉時代を見越した燃料確保を考えると、必要不可欠な路線である。備蓄プルトニウムは将来の高速増殖炉 2～3 基分の立ち上げの燃料として必要となる。

4.6 21 世紀後半における原子力容量

温室効果ガス削減への要求は 2050 年以降さらに厳しくなると想定される。2050 年に 80% 削減を目指すとして、21 世紀後半にはゼロ・エミッションからネガティブ・エミッションを目指してさらなる削減の必要性が高まり、原子力によるエネルギー供給の役割がさらに拡大・増加することも考えられる。

ここではまず 2050 年から 2075 年に向けて原子力発電の比率を 60% に、さらに 2075 年から 2100 年に向けて 80%（現時点のフランスの原子力発電比率と同程度）に増強するケースを試算した。その結果は表 6 と図 15（P54）に示すとおりである。

表 6 運転開始年代別発電所基数

西暦年	2050	2075	2100	備考
原子力比率	45%	60%	80%	
原子力発電容量 万 kW	7,300	9,700	12,900	
必要な発電所基数	49	65	86	
既存発電容量 万 kW	2,537	414	0	
差引必要な追加発電容量万 kW	4,763	9,286	12,900	
差引必要な追加発電所基数	32	62	86	
当該年までの差引増強基数	32	30	24	運転期間 60 年

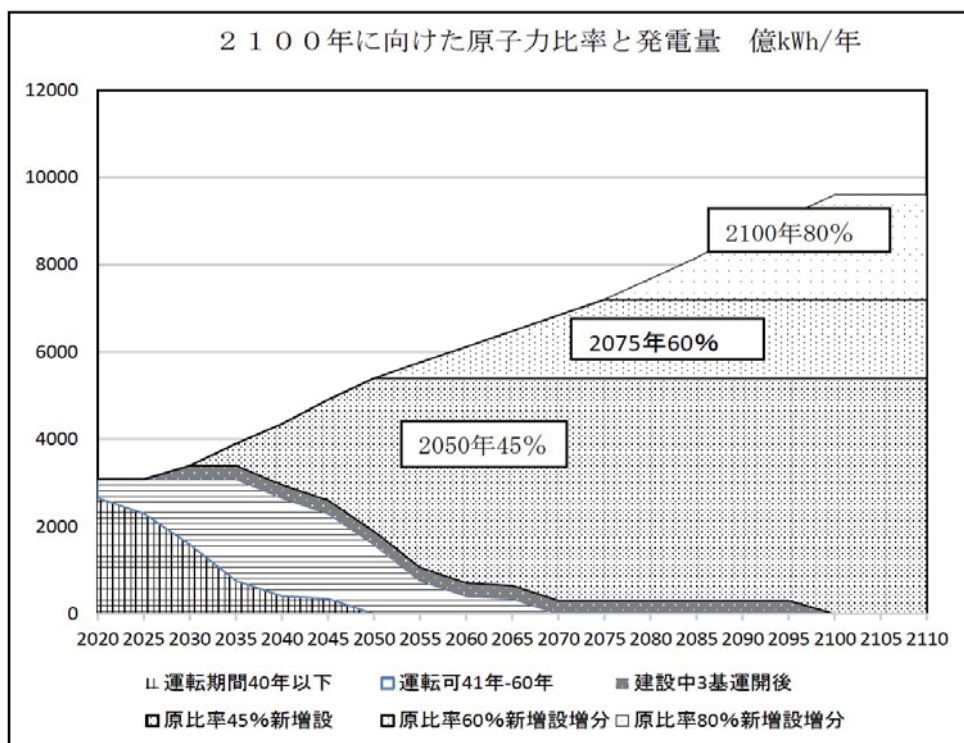


図 15 2100 年に向けた原子力比率と発電量

これらの結果、原子力比率 45%の場合に加え、2075 年には 150 万 kW 級 30 基（合計 65 基）、2100 年には更に 24 基（合計 86 基）の発電所のリプレース、新增設が必要となる。

第4章 今後のエネルギー供給における原子力の役割・課題・方策

2050年およびそれ以降に向かって地球環境制約の元で原子力が期待される役割を果たしていくには、多くの課題がある。これら課題について考察し、国際的な関係も含めて論じ、今後の方策を示す。

1. 基本的考え方

前章までに議論されてきているように、全地球的な温暖化の防止、少なくとも減速のために、さらには地域的な環境汚染（大気汚染）を低減するには、いくつかの方策を全世界的にかつ全力を傾けて取っていかねば、世紀を超えての持続可能性は危機的な状況に陥るという認識がある。

百億人に迫ろうとする我々人類は、他の生物種の多くを絶滅に追いやりかつ、大量の炭酸ガスを異常に急速に大気に放出して、温暖化をもたらしいわゆる地球環境は破壊しつつあり、地球史上第6番目の絶滅期を迎えつつある。これが現代の人類文明の姿である。確かに公害問題などの地域的な環境問題について、人々の英知が改善、改良に結び付いてきた例があるが、さて地球全体のいわゆるグローバルな問題、低あるいはゼロさらにはネガティブの炭素放出に向けての現実的な障壁はかなり高い。

人間の英知、知識、科学技術で対応できないのか？可能だと我々は信じている、そうでなければ人類の未来はない。いろいろな手段やら対応策が考えられているのだが、その能力、現実的かつ科学技術的に信頼がおける手段として原子力がある。確かにかなり思い切った改良なり改善が望まれる課題が原子力にも存在するが、社会制度的なものを除くと確度をもって頼りにできる唯一の手立て、しかも目の前にあるいは確かに手に届くところにあるとあってよい。

ここでは、現在われわれが手にしている原子力技術、軽水炉技術、ついで開発中あるいは構想段階の新型炉、さらにこれらの導入に関わる課題、最後に将来に向けての手立てについての考察という形でまとめてみようと思う。

2. 利用可能な原子力技術；大型軽水炉

いわゆる第3世代炉として、最新鋭の水炉を表1（P56）に示す。重水炉（カナダのキャンドゥ炉）、ABWRとESBWRの沸騰水型軽水炉（BWR）を除くとすべてPWR（加圧水型軽水炉）である。最右欄に示すようにこれらの多くは世界各国で、福島事故後の過酷事故対策を備えたうえで建設にかかっており、そのうち何基かは2017年、2018年に運転開始が予定されている。

一時、150万kWを超える超大型炉の設計が多かったが、現在は110,120万kW級の新鋭炉が幅を利かせているように見える。先進国（欧米）の設計として、全面的に静的安全を取り入れているとするAP1000（WH）とゴリゴリの動的安全系重装備のEPR（Areva、EdF）はいわゆる

初号機の建設で手間取っているが、どちらも中国でのプロジェクト（三門、海陽、台山）が先に完成しそうである。

韓国の APR1400、ロシアの VVER1200、中国の HFR1000 などは国内のみならず積極的に海外展開を図っており、主として開発途上国だが、建設中あるいは計画中も相当ある。これらの国は例えば中国の「一帯一路」のように、海外インフラ建設輸出の目玉として丸ごと建設資金融資も含めて取り組んでいる。いいも悪いも、安全が心配だどうのこうの言っても、これが世界の原子力プラント市場の現実であり、そこに目をつぶったうえでのきれいごとの机上の空論は無意味どころか害をなす。

表 1 エネルギー起源二酸化炭素の各部門の排出量目安

Vendor	Country	Design	Type	Net capacity (MW)	In operation	Under construction
AREVA	France	EPR	PWR	1,600	0	4 (Finland, France, China)
AREVA/MHI	France/Japan	ATMEA1	PWR	1,100	0	0
CANDU Energy	Canada	EC6	PHWR	700	0	0
CNNC-CGN	China	Hualong-1 (華龍1号)	PWR	1,100	0	4 (China) 2 (Pakistan, Argentina)
GE Hitachi - Toshiba GE Hitachi	United States/Japan	ABWR ESBWR	BWR BWR	1,400-1,700 1,600	4 (Japan) 0	4 (Japan, UK) 0
KEPCO/KHNP	Korea, Republic of	APR1400	PWR	1,400	1	7 (Korea, UAE)
Mitsubishi	Japan	APWR	PWR	1,700	0	0
ROSATOM	Russia	AES-92, AES-2006, VVER1200	PWR	1,000-1,200	2	6 (Russia, Belarus), (Finland, Hungary, Bangladesh, etc.)
SNPTC	China	CAP1000, CAP1400	PWR	1,200-1,400	0	1
Westinghouse/Toshiba	United States/Japan	AP1000	PWR	1,200	0	6 (China, US) 2 dropped (US)

これらのプラントの設計認証はその設計を生み出した国の安全規制当局の承認を得ているばかりではなく、原子力安全規制当局の国際的な集まりである MDEP^(脚注6) で議論されてきており、欧州の事業者による性能要求を満たしているかどうかの認証機関 EUR^(脚注7) あるいは IAEA による一般的な安全機能の確認などがなされているものが大部分である。もちろん、実際のプラントでは、立地地点の特性への対応、機器コンポーネントや据え付けの品質保証などなど、さらには建設や運転管理なども見逃せない要素ではある。

翻って、非炭素エネルギー生産設備としての原子力発電プラントは、多額の初期投資と長い準備期間があるものの、その期待に応えるだけの能力と容量を持っていると言える。さらには、その金と時間に取り組むべき課題の一つだとも言えよう。

3. 新型炉あるいは第 4 世代原子力 (Generation IV)

第4世代原子力システムとは、前述の最新鋭原子力発電技術たる軽水炉に続いて、先進国だけではなく大幅なエネルギー需要の拡大が見込まれる途上国の将来市場も視野に入れた次世代原子力システムイメージである。

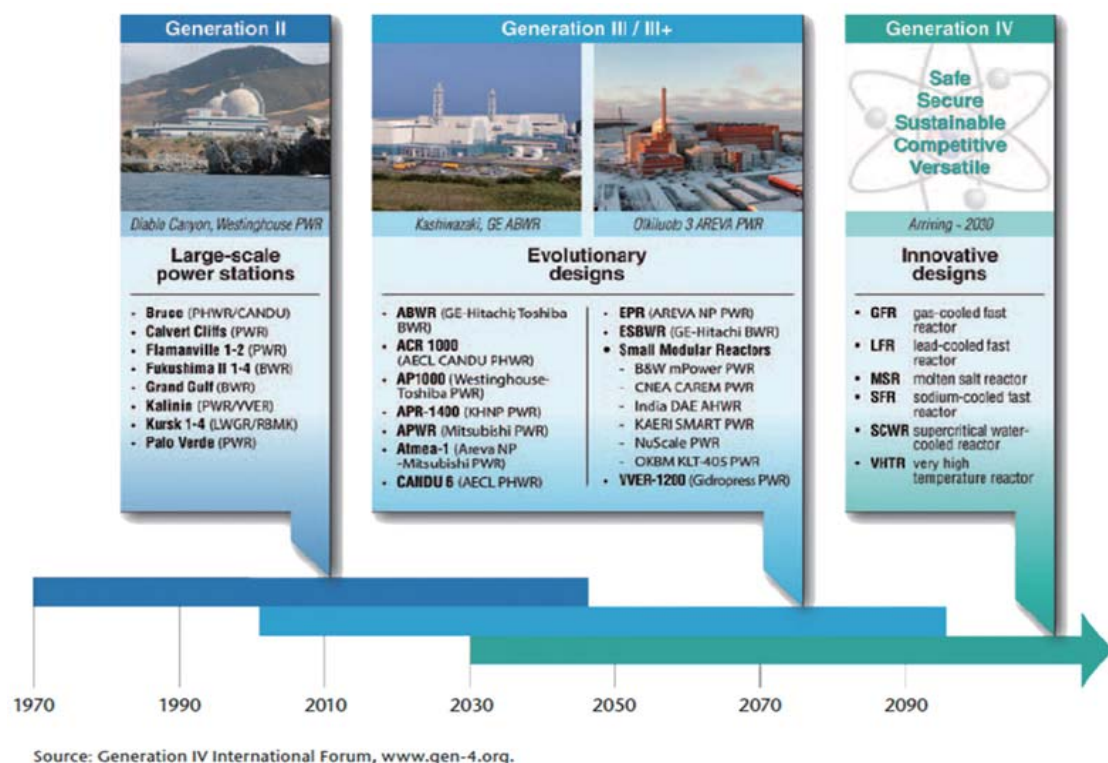


図1 原子力発電の進化

(脚注6) <https://www.oecd-nea.org/mdep/>

(脚注7) <http://www.europeanutilityrequirements.org/Welcome.aspx>

1950、60年代における初期原型炉、1970、80年代における商業炉（PWR、BWRの軽水炉、カナダの重水炉、ロシアの軽水炉であるVVERやRBMK）の建設（第2世代）、そして1990年代における改良型軽水炉（大型化による経済性追及の我が国のABWR、ヨーロッパのEPRや静的安全性を取り入れたAP1000など）の開発と実証（第3世代）に続いて、21世紀の持続的発展に寄与する可能性としてのコンセプトが第4世代である。

2000年春より、第4世代原子力システム開発の国際協調・連携の枠組みを規定する憲章の策定作業が始まり、現在10か国（カナダ、フランス、日本、韓国、南アフリカ、英国、米国、スイス、EU、ロシア、中国、オーストラリア）が第4世代国際フォーラム（GIF）を形成し原子力システムの開発に協力している。

第4世代原子力発電（GEN-IV）システムの開発目標、要件と特性レベルを討議し、経済性、安全性、廃棄物、核拡散抵抗性の各々について目標と具備すべき性能、特性などを次のように定義している。

表2 第4世代原子力の性能目標

項目	目標
経済性 (Economics)	<ul style="list-style-type: none"> ・他エネルギー源に対し、明らかなライフサイクルコストの優位性 ・他のエネルギープロジェクトに匹敵する投資リスクのレベル
持続可能性 (Sustainability)	<ul style="list-style-type: none"> ・システムの長期稼動と効率的な燃料利用による持続的なエネルギーの生産 ・放射性廃棄物を最小限に管理し、将来の負担を著しく低減
安全性・信頼性 (Safety & Reliability)	<ul style="list-style-type: none"> ・卓越した安全性と信頼性 ・低い炉心損傷の可能性と程度 ・オフサイトの緊急時対応の必要性の排除
核拡散抵抗性と物的防護 (Proliferation Resistance & Physical Protection)	<ul style="list-style-type: none"> ・兵器使用可能な材料の転用や盗難に対し、極めて魅力的でない手段（強化された物的防護）

GIF参加国は2030年までの実用化を目的とする国際共同研究開発の対象として、6つの次世代原子力システム概念を選定した。発電のみならず水素製造や海水淡水化などに利用できるこれらの概念とは、ナトリウム液体金属冷却炉（SFR）、超高温ガス炉（VHTR）、超臨界圧水冷却炉（SCWR）、鉛金属冷却炉（LFR）、ガス冷却高速炉（GFR）、熔融塩炉（MSR）である。

この第4世代6コンセプトのうち、実に三つ、半数が高速炉である（MSRもSCWRも高速炉タイプがある）。水炉系がひとつ、ガス炉が二つ、液体金属冷却が二つ、非古典炉から一つということになる。高速炉は必ずしもリサイクルを前提としない場合もありうるが、しかし、基本的には余剰中性子を利用するプルトニウムなどの核燃料の生産及び長寿命核種の転換、というリサイクルが本筋であり、次項にまとめてそれらの特徴を記載する。

GIF 参加国は 2030 年までの実用化を目的とする国際共同研究開発の対象として、6つの次世代原子力システム概念を選定した。発電のみならず水素製造や海水淡水化などに利用できるこれらの概念とは、ナトリウム液体金属冷却炉（SFR）、超高温ガス炉（VHTR）、超臨界圧水冷却炉（SCWR）、鉛金属冷却炉（LFR）、ガス冷却高速炉（GFR）、熔融塩炉（MSR）である。

この第 4 世代 6 コンセプトのうち、実に三つ、半数が高速炉である（MSR も SCWR も高速炉タイプがある）。水炉系がひとつ、ガス炉が二つ、液体金属冷却が二つ、非古典炉から一つということになる。高速炉は必ずしもリサイクルを前提としない場合もありうるが、しかし、基本的には余剰中性子を利用するプルトニウムなどの核燃料の生産及び長寿命核種の転換、というリサイクルが本筋であり、次項にまとめてそれらの特徴を記載する。

	炉型	冷却材	温度(°C)	燃料サイクル	出力(MWe)
超高温ガス冷却炉 (VHTR)	熱中性子炉	ヘリウム	900-1000	ワンスルー	250-300
ナトリウム冷却高速炉 (SFR)	高速中性子炉	ナトリウム	550	クローズド	30-2000
超臨界圧水冷却炉 (SCWR)	熱中性子炉/ 高速中性子炉	軽水	510-625	ワンスルー/ クローズド	300-1500
ガス冷却高速炉 (GFR)	高速中性子炉	ヘリウム	850	クローズド	1200
鉛冷却高速炉 (LFR)	高速中性子炉	鉛	480-800	クローズド	20-1200
熔融塩炉 (MSR)	熱外中性子炉/ 高速中性子炉	フッ化塩	700-800	クローズド	1000

「ワンスルーサイクル」(=オープンサイクル)：ウランを原子炉で1回だけ「燃焼」した後、使用済み燃料を地下の処分場に埋める。

「クローズドサイクル」：使用済み燃料に含まれる燃え残りのウランと新たに生み出されたプルトニウムを抽出して、再び核燃料として利用する。

表3 第 4 世代 6 概念

技術開発計画であるロードマップは 2002 年に策定され、およそ 10 年後の 2013 年にその改訂が開発の進捗状況に合わせて実施されている。改訂版は GenIV のサイト^(脚注8)から入手可能である。

これらの技術は歴史的にも多くの経験やあるいは、原型炉などによる試験が積み重ねられているものも多く、いろいろ新しいコンセプトや技術を取り入れるにしても、実証炉などへの技術的課題は大きくないものもある。かなり楽観的と思われる各々のシステムの開発予定を図 2 (P60) に示す。

(脚注8) <https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2014-03/gif-tru2014.pdf>

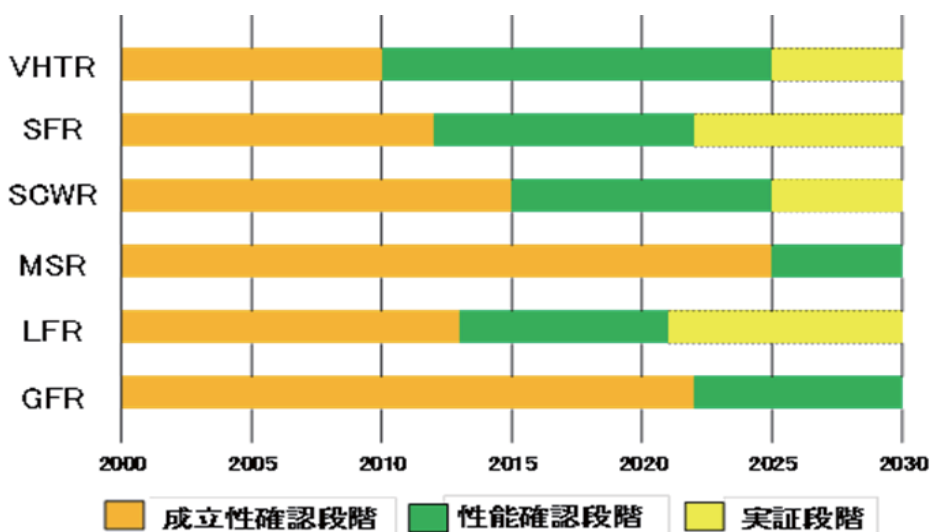


図2 各システムの開発予定(2013年の改定ロードマップより)

しかしこれらの新型炉の概念が描いてみせた世界は今も生きているのだろうか？ 急変する電力市場、自由化や再エネの大量導入、の中でどう立ち位置を主張するのか？

4. 原子力エネルギー導入の課題

原理的には、電力も熱需要もさらには輸送用エネルギーもすべて、非炭素エネルギーで賄えるように思えるかもしれない。すなわちオール電化にして、その電気は再生可能エネルギーで作る！ 石油、石炭も原子力もいらないではないか？ 確かに膨大な電力貯蔵システム（揚水発電、電池など）と送電システムの増設ができるのであれば遠い将来、また莫大な投資をして可能になる日が来るかもしれないが、これはほとんど悪い冗談に近い。

電力ベストミックスを考えてみよう。まず単純化のため、間欠性の再生可能や電力貯蔵がない、ごく普通の指令可能な（Dispatchable）ガスタービン、石炭火力と原子力で構成されたグリッドでの例が OECD/NEA の研究にある。大まかなところと言えば、需要に合わせて安い順から入れていくと、設備としては約半分が原子力で、残りがガスと石炭、電力量で言うと、7、8割が原子力で残りがガスと石炭という絵姿になる。これはフランスでの状況をおおむね模擬した格好になっている。さてここで政策的に風力ないし太陽光の間歇性電源を電力量ベースで3割入れるとすると、どうなるか。

まず、3割のために間歇性電源は指令可能電力とほぼ同量の設備が必要となり、原子力発電設備容量はほぼ半減、その分をガス、石炭でバックアップする。したがってガス、石炭の稼働率はがた落ち、短期的には炭酸ガス発生量は落ちるが長期的にはかえって増加してしまうなどの明瞭かつ甚大な欠陥を露呈することになる。（Nuclear Energy and Renewables, System Effects in Low-carbon Electricity Systems, NEA, 2012, p134~より）

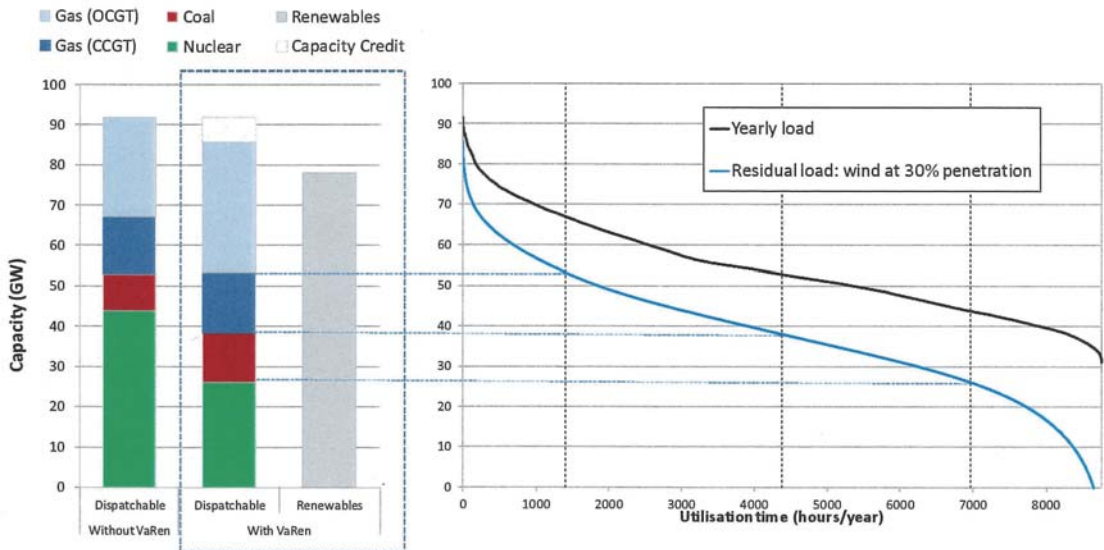


図3 シェアで3割の間歇性電源を入れた場合の模式的な電力ベストミックス

したがって前章までの議論も踏まえ、電力貯蔵、輸送技術の格段の進歩やインフラ整備が行われるまでは間欠性はせいぜい1割のシェアが妥当であり、そうなると、原子力の役割はフランス並みの発電量の7、8割はあっても合理的と言える。また間歇性ではなくむしろ調整能力のある水力やバイオマスを含む再生可能エネルギー全体としては20%程度もありうるであろう。しかしそれでも負荷変動を吸収するための手段があることは間違いない。いずれにしても、エネルギー政策として、特に電力に対してはいわゆる再生可能の能力を過大評価することなく、冷静かつ可能な温暖化対策としての原子力に対する理解を深める必要がある。エネルギー貯蔵能力、例えばEVのバッテリー、を活用して個人あるいはコミュニティーレベルでの自立型のシステムもありうるし政策的にも支援されて結構と思える。しかし、世界の都市化の趨勢を見ても、集中による効率化は明白であり、全体としてみた場合、個別の自立システムは一種の省エネ、エネルギー消費の節減とみなせるのではないだろうか。集中と分散の共存はありうるはずである。

次いで安全規制の合理化という課題もある。福島事故もあって口幅ったいことではあるが、最小の規制で最大の安全を確保することが理想であり、何をどこまでという基本的なところへの追求は常に怠るべきではないが、事の軽重をわきまえない形式的な案件での不合理がわが国ではいまだに横行している。欧米を見ると、規制としてはかなり強固ではあるが、我々が見ても理解できる説明責任性は具備しているように見える。それでもトランプ政権は一層の合理化をNRCに要求しているが、少なくとも理解のできる最少で合理的な安全規制が原子力の導入に当たっては必要不可欠である。

新設プラントの完成遅延が欧米では蔓延しているが、これは建設コストの増加と投資資金の離脱に直結しているので大きな問題である。日、中、韓ではおおむね良好な実績であるが、フィン

ランド、フランス、米国における建設では、一部プロジェクトが破たんしてしまっている。そのため親会社たる東芝は膨大なる補償金を負担せざるを得なく、本体の屋台骨が揺らぐ事態。EPRのケースでは仏原子力大手のアレバ社は原子炉部門をフランス電力に引き受けてもらう始末となっている。すなわち、プラント建設、運転に関わるプロジェクト管理の適正化、確立の問題ではないか。

現在建設中の欧米の大型炉は完成遅れもあって1基あたり5千億円超と言われている。kW単価で50万円ともなると高いと言われたわが国のプラントの25万円の倍になる。福島もあって重装備になっているところもあるようだが、特に安全系が膨大になっている。安全のために必要なものということではあろうが、本質的な見直しを含め、高コストからの脱却を図る必要がある。

5. 将来に向けて

原子力エネルギーは人類が世紀を超えて存続するために必須の科学技術であることに鑑み、国民をはじめ政治家を含むステークスホルダーの理解、信頼の回復と醸成が求められる。関係者の当事者意識の一層の向上が鍵ではなかろうか。

規制合理化は原子力のみならず、世界的にも大きな政治的な課題でもある。国民の安全と公平なる競争のためには規制は必要だが、自由闊達な人間の活動を妨げてはならない。

しかしその自由闊達な活動も合理的かつ透明性のあるマネージメントの下で、低廉なサービスを提供するべきである。

付録：日本の 2050 年温室効果ガス 80%削減の方策 -- 世界の地球温暖化対策への展開を視野に --

本書の第 1 章～第 4 章において、地球温暖化対策における原子力の役割についてこれまでの世界および日本を対象として検討されたレポートを整理し、その上でわが国の 2050 年エネルギーミックスにおける原子力の寄与について検討した。

本付録では、世界の地球温暖化対策への技術および事業の展開を視野に、21 世紀後半に至る地球温暖化対策の通過点として日本の 2050 年温室効果ガス 80%削減方策を考察し、原子力と再生可能エネルギーの協働的プロセスによる電力＋非電力のエネルギー供給の構想を示す。

1. 地球温暖化対策検討の観点

以下に示す観点から、日本の地球温暖化対策を考察し 2050 年温室効果ガス 80%削減が可能なエネルギー構成を検討する。

①世界の地球温暖化対策は、当面は CO₂ 排出削減から CO₂ の Zero Emission（ゼロ排出）を目標とし、その後は CO₂ の Negative Emission（負排出*）へ進むものと見る。

* 大気中の CO₂ を除去する負排出は Carbon Dioxide Removal（CDR）とも言う

②この世界規模の地球温暖化対策の一環として日本の 2050 年温室効果ガス 80%削減目標（以下「2050 年目標」）があり、この日本の 2050 年目標は世界の温室効果ガスのゼロ排出～負排出へ至る過程の一つの通過点と考える。

③地球温暖化対策は世界規模で実施していくものなので、日本はゼロ排出から負排出に至る先導的な技術確立により世界規模での温暖化対策実施に技術的に先行し、国際的事業に展開することを考える。

④温暖化対策、とくに CO₂ 除去の実施は、世界規模の巨大な公共的事業と考えられ、CO₂ 除去プロセスに伴って新しい燃料生成があれば、その燃料の供給事業も含めて新しい大きな環境・エネルギー産業になると考える。

⑤CO₂ 排出削減→CO₂ ゼロ排出→CO₂ 負排出のプロセスの各技術展開をスムーズに進めるために、これら一連の技術開発を共通する技術の採用など発展的・体系的に計画する。

⑥CO₂ 排出の大半を占めるエネルギー供給は、世界的には途上国のエネルギー需要の増加から今世紀後半にかけて増加していく。そこで CO₂ 除去プロセスをエネルギー供給に統合して全体としてゼロ排出～負排出になるシステム^{（脚注9）}を構築する。

（脚注9）堀 雅夫「カーボン ネガティブ・エネルギー システム」（原子力システム研究懇話会 2015.6 発行 76 ページ）
ファイルのダウンロードは <http://syskon.jp/nsacoms2.html>

⑦このエネルギー供給システムは、当面（2050年目標では）ゼロ排出で運用し、21世紀後半は負排出で運用するなど、段階的に計画する。

2. ゼロ～ネガティブ・エミッションのエネルギー供給システム

2.1 ゼロ排出～負排出の方法

ゼロ排出のエネルギー供給は、一次エネルギーに再生可能エネルギー（太陽光、太陽熱、風力、水力、地熱、波力、バイオマスなど）あるいは原子力を使用することにより可能である。

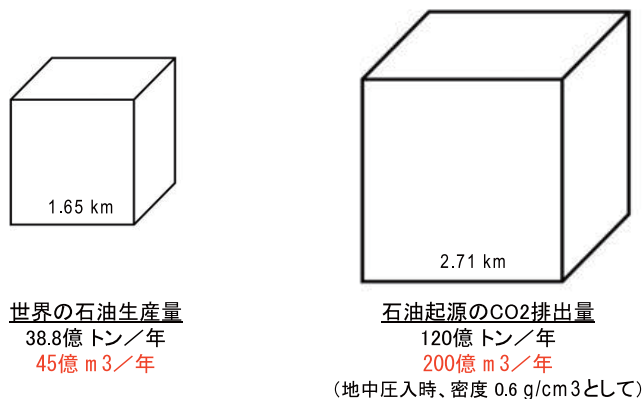
バイオマスは、燃焼などのエネルギー転換時に発生するCO₂量がバイオマスが成長する際に吸収するCO₂量とバランスしているため、「カーボンニュートラル」とされており、ゼロ排出となる。

負排出のエネルギー供給は、バイオマスによる発電とその際に発生するCO₂を回収貯留する方法（Bio-Energy with Carbon Capture and Storage、BECCS）などにより可能である。IPCCでは、BECCSを21世紀後半に大気中炭素濃度目標を達成するためのキーテクノロジーと位置づけている。

このCO₂を回収して地中に貯留するCO₂回収貯留（Carbon dioxide Capture and Storage、CCS）の方法は、火力発電プラントのCO₂の処分でも使用が考えられており、各国で開発・試験が進められている。将来大気中CO₂の除去など大量のCO₂をこの方法で処分することは、貯留可能量の限界、回収貯留プロセスのエネルギー消費、社会的受容性などの問題があり、より難度の低い別の方式の検討が必要と考える。

図1は、CO₂を貯留のために圧縮して超臨界流体にし地中へ圧入する時の体積を元の石油の体積と比較したもので、扱うCO₂の体積は石油の4～5倍になり、CCSを実施するとしたら非常に大きい作業規模になることが判る。

図1 石油とその燃焼から排出するCO₂
超臨界流体に圧縮してもCO₂の体積は元の石油の4～5倍になる！



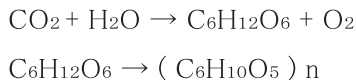
出所： Oxford Conference on Negative Emission Technologies, September 2013
における発表をピントに作成

2.2 原子力を利用する負排出の方法

筆者は、原子力を利用してバイオマスを炭化および燃料化してバイオ炭 (Biochar) とバイオ燃料を製造して、大気中 CO₂ の除去とエネルギー (燃料) の供給を行う方法を提案してきた。(P66 図 2、一連の発表・論文は P76 参考文献1)

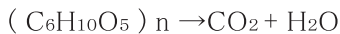
この方法における炭素の関わる反応を以下単純化して説明する。

- 大気中の CO₂ と水から太陽光をエネルギーとして光合成反応でグルコース (ブドウ糖) と酸素を生成し、グルコースはバイオマスを構成するセルロースなどの炭水化物 (多糖類) になる。

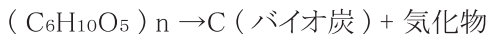


ここで、C₆H₁₂O₆ はグルコース、(C₆H₁₀O₅)_n はバイオマスを構成する炭水化物。

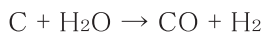
- 自然の炭素循環では、バイオマスは土壌中で微生物などにより分解して CO₂ になって大気中に戻る。



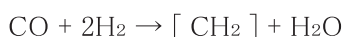
- 本方法では、放置すれば分解して CO₂ になるバイオマスを炭化反応 (空気を遮断した状態での熱分解) により固体の炭素「炭 (すみ)」(バイオ炭) と炭素を含む気化物 (Volatile、成分は C、H、O など) にする。バイオマス中の炭素分は炭化の条件により最大約 5 割までバイオ炭になる。



- 気化物は、温度を下げると凝縮して乾留液・木酢液になる成分と CO・メタン・水素などの気体から成り、この気化物中の炭素成分を水蒸気ガス化反応させると合成ガス (CO + H₂) になる。

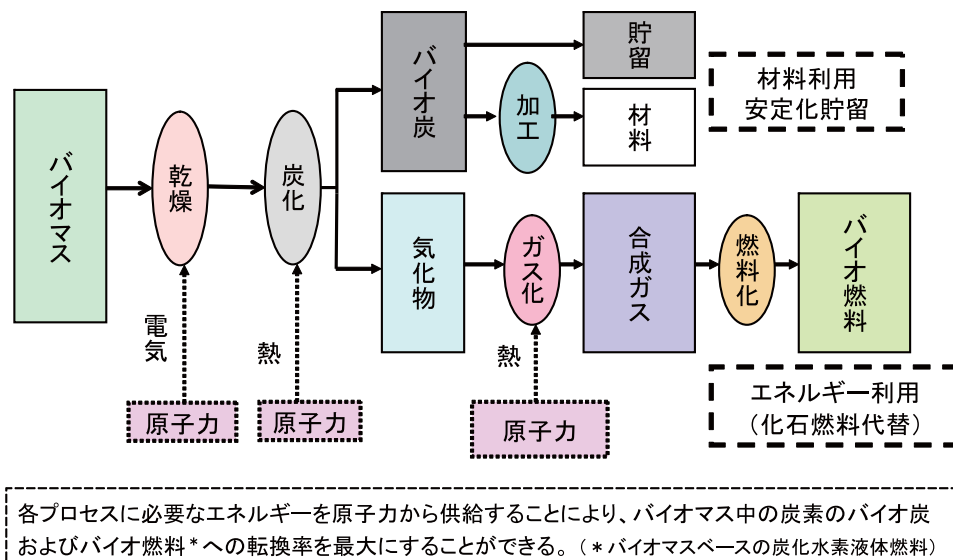


- 合成ガスはそのままで気体燃料であるが、この水素分を調整してフィッシャー・トロプシュ (Fischer-Tropsch、FT) 合成反応などにより炭化水素の合成燃料にすることができる。



ここで、[CH₂] は FT ディーゼル軽油など合成燃料の代表的組成比。

図2 バイオマス・原子力利用のCO₂除去+燃料製造プロセス
 バイオマス+原子力→バイオ炭+バイオ燃料



出所：M. Hori “Nuclear Carbonization and Gasification of Biomass for Effective Removal of Atmospheric CO₂”
 Progress in Nuclear Energy Vol.53, 1022-1026 (2011)

バイオ炭は、空気中に放置しても数百年～数千年間安定なので貯留が容易であり、土壤改良材・工業材料・構造材料など農業・工業などの用途に安定に使用できるので、バイオ炭生成量は地球規模の炭素サイクルから除外される。また、同時に製造されるバイオマス起源の合成燃料は、化石燃料を代替するのでその分 CO₂ 排出量を削減できる。

原料のバイオマス中の炭素分は炭化反応の条件設定により最大約 5 割までバイオ炭に転換することができる。このバイオ炭への転換量をゼロにすればバイオマス中の炭素分を全部燃料製造に使用できる。後に述べる 2050 年のゼロ排出目的の場合はバイオ炭生成はせず全部を燃料製造に使用することになっている。将来の負排出目的の場合は適切な割合のバイオ炭生成をさせる。

バイオマスからバイオ炭とバイオマス起源の合成燃料へ転換する方法では、バイオマスの乾燥・炭化反応・水蒸気ガス化反応・炭化水素燃料製造の各プロセスでエネルギーを必要とする。その中でも、水蒸気ガス化反応は大きな吸熱反応であり、このプロセスに熱供給する際に CO₂ 排出を避けるには、再生可能エネルギーまたは原子力による熱を使用することになる。

バイオマスから燃料を製造するプロセスにおいて一部の原料バイオマスの燃焼により必要なエネルギーを供給する場合はプロセスの収率（原料中の炭素量に対する製品中の炭素量の割合）が燃焼分だけ低下する。水蒸気ガス化反応などのプロセスが必要とするエネルギーを原子力から供給すれば、バイオマス燃料転換プロセスの収率が向上する。

原子力利用の効果として、典型的条件で「バイオマス+原子力のプロセス」と「バイオマスの

みのプロセス」の収率を比較すると、原子力利用の収率は約 1.6 倍高くなる。すなわち、同じ CO₂ 除去効果あるいは燃料製造を達成するのに、原子力を利用すればバイオマス必要量は約 6 割で済むことになる。

3. エネルギー供給利用における革新

ゼロ排出から負排出に至るエネルギーシステムを構築するには、上に述べたように再生可能エネルギーと原子力のみによる発電、バイオマスと原子力の協働的プロセスによるバイオ燃料供給（さらにバイオ炭生成による CO₂ 除去）のほかに、エネルギー供給利用における各種の革新が必要である。

以下、2050 年目標達成のために重要な革新として、「電力化によるエネルギー利用の効率化」、「電力貯蔵による変動電源＋ベースロード電源システムの供給安定化」と、これらの実現のための「電力系統と自動車のエネルギー統合」を取り上げる。

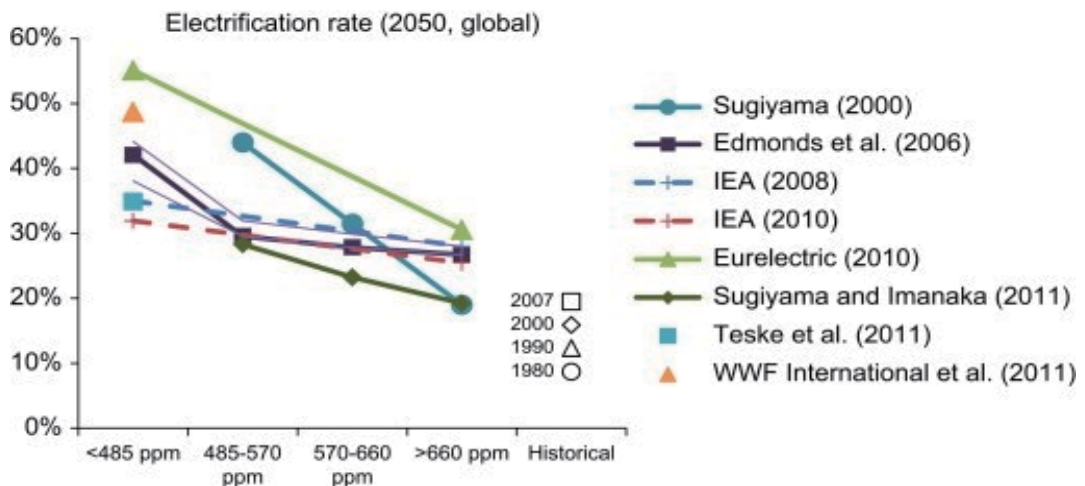
（P76 参考文献2「カーボン ネガティブ・エネルギー システム」参照）

3.1 電力化によるエネルギー利用の効率化

CO₂ を大規模に削減しようとする、電源の低炭素化とともに最終エネルギーに占める電力の割合を増加させてエネルギー利用効率を向上させる「電力化」が重要な手段となる。

図 3（P76 参考文献3）は、世界の 2050 年における最終エネルギーに占める電力の割合（電力化率）と大気中 CO₂ 濃度の関係についての複数の研究グループによる評価結果を整理したものである。電力化率が高くなるほど大気中 CO₂ 濃度が低くなる傾向があることが異なる研究グループの評価結果から読み取ることができる。

図 3 電力化率と大気中 CO₂ 濃度の関係



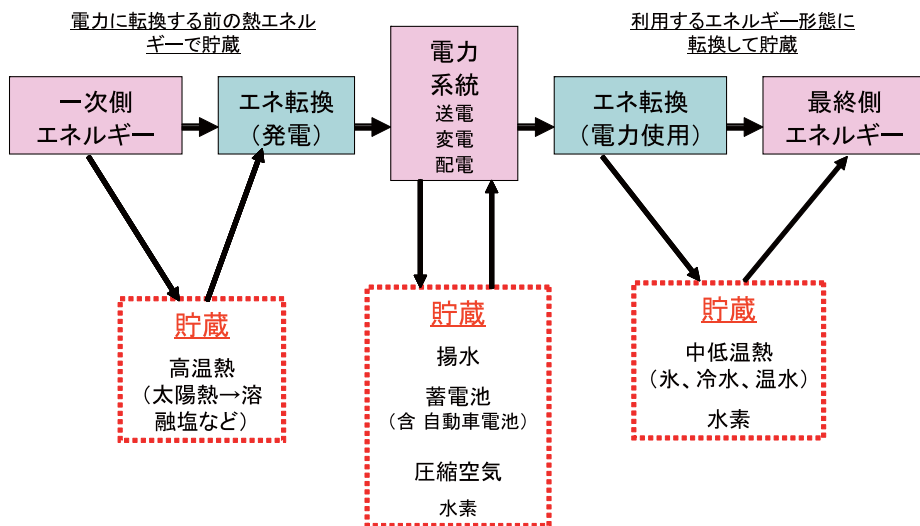
今後、系統電力充電による自動車の駆動、ヒートポンプによる熱供給など電力化を進めて、エネルギー利用の効率化を図ることが重要になってくる。

3.2 電力貯蔵による変動電源＋ベースロード電源系統の供給安定化

天候の影響により出力が大きく変動する太陽光・風力発電と、定格出力運転が経済的・技術的に有利なベースロード電源の原子力によって主に構成される電力系統の供給安定には、電力貯蔵が重要な役割を担う。

電力貯蔵では、現在揚水発電が世界の電力貯蔵量の99%を占めているがその容量は発電量の約3%で今後大幅な容量増加は難しく、主として変動電源とベースロード電源からなる系統には図4に示すような電力貯蔵方法を導入する必要がある。

図4 系統から司令可能な(Dispatchable)各種の電力貯蔵方式



堀 雅夫「カーボン ネガティブ・エネルギー システム」原子力システム研究懇話会発行 (2015.6) p.58の図を編集

系統からの司令可能な(Dispatchable)電力の貯蔵方式として、揚水や蓄電池など貯蔵後に元の電力に戻す方式のほかに、電力系統の上流側で電力へ転換する前の熱の形態の貯蔵や利用側で最終利用のエネルギーに転換した後の熱の形態の貯蔵を行う方式を導入することにより、貯蔵容量を拡大することができる。水素の形態での貯蔵には、水素のままの最終利用と電力に転換して系統に戻す方式がある。

3.3 電力系統と自動車のエネルギー統合

電力系統の供給安定化には、プラグイン自動車（電動パワートレインを有して系統と接続可能な自動車、電気自動車・プラグインハイブリッド車など）とのエネルギー統合が重要になってくる。プラグイン自動車は、2030～2040年に販売台数の過半に達し、2040年～2050年には保有台数で大半を占めると予想される。

表1は、乗用車が全部プラグイン自動車になったとした場合に、自動車電池が融通可能な電力(kW)を系統の平均電力と比較したもの。これらの国では自動車の持つ電力は系統平均電力の7倍以上の大きさになっている。自動車の平均走行時間は1日62分(米国統計)すなわち1日23時間駐車している自動車の大きな電力を電力系統の調整に利用する効果は大きい。

表1 プラグイン自動車が供給可能な電力 [kW]

- ▶ 全乗用車の電池の電力 (KW) は系統平均電力 (KW) の 7 倍！
- ▶ 自動車は1日23時間駐車中！ [1日の平均走行時間は62.3分 米国統計]

乗用車が全部プラグイン自動車になった時の
全自動車の電池電力と系統の平均電力の比較

国	乗用車 台数 [万台]	自動車の全電力 @15kW/台 [GW]	系統の平均電力 (平均) [GW]	自動車/系統電力 [—]
フランス	2922	438	50	8.85
ドイツ	4465	670	58	11.49
イギリス	2845	427	40	10.81
米国	19100	2865	417	6.86
日本	5444	817	115	7.10

Kempton, W. and A. Dhanju, "Electric Vehicles with V2G: Storage for Large-Scale Wind Power"
Windtech International 2 (2), pp 18-21 (March 2006)の図に日本のケースを加筆・編集

プラグイン自動車電池が持つこの電力は、自動車を系統に接続して系統からの指令により双方向の電力流通 (V2G) を行わせることにより、系統の短時間 (～分オーダー) 変動を調整するアンシラリー・サービスが可能になる。(米国東部13州の電力系統運用機関 PJM で実証済)

太陽光・風力発電の変動による系統の時間オーダーの変動に対しては、自動車電池の電力貯蔵量 (kWh) によって対応することができる。日本の乗用車6千万台がプラグイン自動車になり、その電池容量の内の10kWh/台を系統に融通可能とすると、後述の2050年再エネ発電平均電力の5～6時間分を供給可能である。

太陽光・風力などの日オーダーの変動に対して上記の各種電力貯蔵方式に加えて、プラグインハイブリッド車のエンジン・燃料電池による発電機能を系統から利用することも考えられる。6千万台のプラグイン自動車の内3/4をハイブリッド車とし、各車のタンク内の燃料の平均20リ

ッターを使用して発電する場合には、2050年再エネ発電平均電力約20時間分の供給が可能である。

このような自動車から系統への電力サービスは、プラグイン自動車が駐車中は系統に接続（プラグイン）していて、また自動車と系統が情報的に繋がっていて（コネクテッド）、デマンドレスポンスの充電が行われている状況においては、ハード的に大きな変更なしに実現可能と考える。

これらの自動車から系統へのサービスに対しては、充電料金とは逆に系統側から自動車に対価が支払われることになる。このような自動車と系統の双方向電力流通は、自動車のプラグイン場所は不特定で且つ多数の少額取引の集積になるので、取引の記録～決済にはブロックチェーン技術の利用が効果的と考えられている。

4. 2050年におけるエネルギー構成

2050年の温室効果ガスを2010年比80%以上削減が可能なエネルギー構成を検討する。本検討においては、2050年の最終エネルギー量を経済活動から積み上げる評価法は採らず、既存のレポートにある値を参考に最終エネルギー量を設定し、それに対するエネルギー供給構成を考察する簡易な方法を用いる。

4.1 2050年の最終エネルギー構成の参考

日本の2050年の最終エネルギー構成に関して、表2に示すOECD/IEA“World Energy Outlook 2015”（P76参考文献4）のJapan Current Policies and 450 Scenario（2040年の値）とRITE「2℃目標と我が国の2050年排出削減目標との関係」（P76参考文献5）の「電源構成最適化+CCS拡大」のケースを参考として検討する。

表2 日本の2050年最終エネルギー検討の参考

	電力	非電力	最終エネルギー合計
IEA「WEO2015」 2040年の値	70	141	211
RITE「2℃目標・・・」 2050年の値	99	118	217

（単位：Mtoe、エネルギーの単位で百万トン原油換算）

本検討における2050年最終エネルギー需給構成には、評価が新しいこと、2050年の値として算出していることなどから、RITEの「2℃目標・・・」の「電源構成最適化+CCS拡大」ケースの値をベースとする。

4.2 2050年最終エネルギー構成

RITEの「電源構成最適化+CCS拡大」ケースの値をベースに、先に述べた「地球温暖化対策検討の観点」に基づき、「エネルギー供給利用における革新」を取り入れて、次の考え方により2050年目標の最終エネルギー構成を作成する。

- ① 発電には石油・石炭・天然ガスなどの化石燃料を使用せず、再生可能エネルギーと原子力のみで電力生産を行う。
- ② 燃料（非電力エネルギー）の製造には石油・石炭・天然ガスなどの化石燃料を使用せず、バイオマスに原子力熱を供給して合成ガス（CO+H₂）を製造し燃料化して使用する。
- ③ 運輸動力や熱用の燃料需要を、電動推進やヒートポンプなどにより電力に置換して必要な燃料の量を抑制する。最終エネルギーに占める電力の割合（電力化率）の上昇はエネルギー利用効率の向上に効果的であり、本構想における電力化率（最終エネルギーベース）はRITE「電源構成最適化+CCS拡大」ケースの45.8%に対して54%と高い。
- ④ 製鉄・セメント製造などへのエネルギー供給はRITEと同じ石炭（40Mtoe相当）によることとし、これによるCO₂は当面CO₂回収貯留（CCS）を行わずそのまま排出する。将来的には鉄鋼・セメント製造などのプロセスの革新やバイオマス起源の合成ガス／合成燃料の余剰分供給によりCO₂排出・CCS量を抑制していく。

RITE「電源構成最適化+CCS拡大」ケースをベースに、上記の考え方により作成した2050年の最終エネルギー需給の値を表3（P72）に示す。この表には、一次エネルギーへ換算した値も示してある。

4.3 2050年エネルギー構成作成におけるポイント

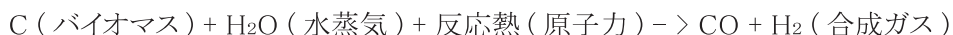
前節の2050年最終エネルギー構成の作成における仮定・方法などポイントについて以下説明する。（具体的な計算式、数値についてはP73注1を参照）

- 太陽や風力による発電が無視できない割合で入ってくるようになると、太陽・風力による電力の一次エネルギーへの換算方法により一次エネルギーの値が変わる。そのため、最終エネルギーの値を基本として使用し、一次エネルギーの値を参考として示す。
- 「2050年の最終エネルギー需給」の表においては、電力の一次エネルギーへの換算はBP統計で使用している「4.4TWh（最終エネルギー・電力）←→1Mtoe（一次エネルギー・熱）」の換算を一次エネルギーの種類に関係なく一律に用いている。1Mtoe（熱）←→11.63TWh（熱）なので発電の熱効率は一律に37.83%となる。最終エネルギー202Mtoeの内の電力分112Mtoeをこの熱効率で一次エネルギーに換算すると296Mtoeになる。

表3 2050年の最終エネルギー

	電力		非電力		エネルギー 合計
			燃料用	鉄鋼 セメント用	
最終 エネルギー	105 Mtoe 1221 TWh		90 Mtoe		195 Mtoe
	原子力 60% 63 Mtoe 733 TWh	再生可能 40% 42 Mtoe 488 TWh	合成ガス 50 Mtoe	石炭 40 Mtoe	
一次 エネルギー (参考)	277.6 Mtoe		65.6 Mtoe	42.1 Mtoe	385.3 Mtoe
	原子力 60% 166.5 Mtoe 1936.8 TWh熱	再生可能 40% 111.0 Mtoe 1291.2 TWh熱	バイオマス 50.0 Mtoe 2093 PJ 原子力 15.6 Mtoe 181.9 TWh熱	石炭 42.1 Mtoe	

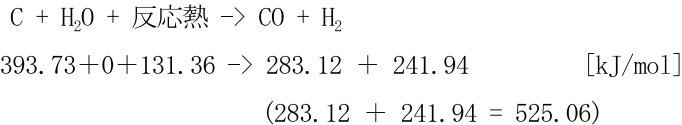
- 最終エネルギーの内の非電力エネルギーの燃料は一次エネルギーのバイオマスから製造した合成ガス (CO+H₂) とする。合成ガスの製造は次の水蒸気ガス化反応による。(C はバイオマス中の炭素) 反応熱は高温原子炉 (850 度 C 以上) からの熱供給による。



- このバイオマスの水蒸気ガス化反応の収率を 75%、高温原子炉の加熱効率を 80% として一次エネルギーを算出した。合成ガス 50Mtoe 製造のための一次エネルギーはバイオマス 50Mtoe と原子力 16Mtoe で合計 66Mtoe となる。非電力エネルギー生産に必要な一次エネルギーは、バイオマスと原子力と石炭の合計で 106Mtoe になる。
- 「バイオマス日本総合戦略」(P76 参考文献 6) によると日本のバイオマス資源の年間賦存量は 1800PJ=43Mtoe なので、必要なバイオマス資源 50Mtoe はこの賦存量の 1.16 倍となる。また、必要な原子力熱量の 16Mtoe を設備利用率 80% で供給する場合に必要な原子力プラント容量 (熱出力) は 26GW となる。
- 最終エネルギー (電力 112Mtoe+燃料 50Mtoe+石炭 40Mtoe=202Mtoe) を生産するのに必要な一次エネルギー (参考値) は 296+106Mtoe=402Mtoe になる。

注1： 非電力・最終エネルギーの具体的計算

バイオマス中の C の水蒸気ガス化反応に原子力の熱を供給して合成ガス (CO+H₂) を製造する時の熱収支は、



必要なバイオマス量

反応の収率を y とすると、50Mtoe の合成ガス生成に必要なバイオマスエネルギーの値は、

$$50 \times (393.73/y/525.06) = 37.5/y \text{ [Mtoe]}$$

収率 $y=0.75$ とすると、必要なバイオマスのエネルギーは 50.0Mtoe。

「バイオマス日本総合戦略」によると日本のバイオマス資源（年間賦存量）は 1800PJ、1PJ = 0.02388Mtoe なので 43.0Mtoe となる。必要なバイオマス量 50.0Mtoe は賦存量の $(50.0/43.0) = 1.16$ 倍となる。

必要な原子力量

反応熱供給における原子力加熱の効率を e とすると、50Mtoe の合成ガス生成に必要な原子力熱の値は、

$$50 \times (131.36/e/525.06) = 12.51/e \text{ [Mtoe]}$$

加熱効率 $e=0.8$ とすると、必要な原子力熱量は 15.64Mtoe。

必要な原子力熱量の 15.64Mtoe は 1Mtoe=11.63TWh なので 181.9TWh となる。設備利用率 80% で供給する場合の必要なプラント容量（熱出力）は $181.9 \times 10^3 / (24 \times 365) / 0.8 = 25.9\text{GW}$ となり、熱出力 600MWt 高温ガス炉 43 基が必要になる。なお、25.9GW は 100 万 kW 加圧水型原子力発電所約 9 機分の熱出力に相当する。

4.4 エネルギー源の構成・量の RITE による評価との比較

本検討の「2050年の最終エネルギー構成」の表で示した最終エネルギーの電源の構成および燃料製造源の構成について、RITE「電源構成最適化+CCS拡大」ケースと比較をする。

電源構成

- RITE「電源構成最適化+CCS 拡大」ケースにおける電源構成は、化石燃料（石油、天然ガス）10%、再生可能エネルギー（バイオマス、水力・地熱、風力、太陽光）48%、原子力 42%。
- 本検討における電源構成は、再生可能エネルギー（水力・地熱、風力、太陽光）40%、原子力 60%。
- RITE「電源構成最適化+CCS 拡大」ケースにおける原子力供給量は 47.9Mtoe、本検討の原子力供給量は 56Mtoe。

燃料製造源構成

- RITE「電源構成最適化+CCS 拡大」ケースにおける非電力エネルギーの構成は、産業部門へのエネルギー供給の石炭 41.1Mtoe と燃料 76.5Mtoe から成り、燃料 76.5Mtoe の製造源は化石燃料（石油系液体燃料、ガス）19%、バイオマス（バイオマス、バイオ燃料）42%、太陽光（水電解水素）40%から構成される。
- 本検討における非電力エネルギーの構成は、産業部門へのエネルギー供給の石炭 40Mtoe と燃料の合成ガス 50Mtoe から成り、この合成ガス 50Mtoe の製造には原料のバイオマス 50 Mtoe と反応に必要な熱の供給を行う原子力 16Mtoe が使用される。なお、最終消費は合成ガスを液体燃料（炭化水素）や水素などに転換して行う。
- RITE「電源構成最適化+CCS 拡大」ケースのバイオマス供給量は 31.2Mtoe、RITE「電源構成最適化+原子力発電フェーズアウト」ケースのバイオマス供給量は 110.4Mtoe、本検討のバイオマス供給量は 50Mtoe。

4.5 2050 年 CO₂ 排出量の推定

本検討のエネルギー供給における CO₂ 排出は石炭によるのみ。石炭使用量 40Mtoe の CO₂ 排出量は $40\text{Mtoe} \times 3.75 [\text{tonCO}_2/\text{toe}] = 150 \text{ MtonCO}_2$ となる^(脚注10)。

これに RITE の評価と同じプロセス起源の CO₂ の 37 [MtCO₂] と排出削減の対象となっているメタンなど温室効果ガス（5 種類）の CO₂ 換算値の 60 [MtCO₂] を加えると、2050 年の CO₂ 排出量は $150+37+60=247$ [MtCO₂] となる。

これは 2010 年の日本の温室効果ガス排出量^(脚注11)（CO₂ 換算値）1305 [MtCO₂] に対して 81%の削減となる。

^(脚注10) 石炭の CO₂ 排出量（「総合エネルギー統計」「輸入一般炭」）3.7482[tonCO₂/toe]（1toe=107kcal）

^(脚注11) 日本の温室効果ガス排出量（環境省）2010 年 1305 MtCO₂

5. 2050年目標を道標としてその先へ

5.1 日本が優位にある技術の積極利用による事業の国際展開

日本は、2050年温室効果ガス80%削減目標を世界の地球温暖化対策への重要な道標として、ゼロ排出のエネルギー供給利用計画を設定し、同時にその先の世界規模の負排出・エネルギー技術 / 事業への展開を、下記に留意して図っていくことが重要と考える。

- 日本が研究・開発・産業で優位にある技術（例えば下記分野）の積極利用
 - ☆ 高温原子炉技術（約950℃の高温熱供給）
 - ☆ 陸上バイオマス・海洋バイオマス（藻類）栽培技術
 - ☆ 木質炭化・燃料化技術（バイオ炭、バイオ燃料製造）
 - ☆ 自動車電動化技術（電気自動車、プラグインハイブリッド車、コネクテッドカー）
 - ☆ 情報通信技術（次世代通信、ネットワーク、AI）
- 実用化・事業化・国際化を円滑に進めるための規制・基準の合理化
- 競争的環境による経済性注視の開発・事業化・国際展開支援
- 炭素プライシングによる負排出事業化推進

5.2 バイオ炭生成による炭素循環からの隔離と炭素材料の産業利用拡大

大量の人為起源CO₂の排出によって地球規模で循環している炭素の量が増加し、大気中のCO₂濃度の増加により大気温度上昇・気候変動などの影響が顕著になってきている。2050年目標達成で用いたプロセスは

バイオマス + 原子力 → バイオ燃料

であるが、このプロセスの炭化反応ではバイオマス中炭素分の5割程度までをバイオ炭（炭、固体の炭素）として生成することができるので、その分は地球規模炭素循環から隔離され負排出とすることができる。

バイオマス + 原子力 → バイオ炭 + バイオ燃料

バイオ炭は、土壌改良材などの農業・林業での利用のほか炭素材料を利用している各種工業で従来の炭素材料に代わって利用が可能である。さらに負排出の量の増大に伴って大量のバイオ炭が供給可能になると、グラファイト化やナノカーボン材料（カーボンナノチューブ、グラフェン、フラーレンなど）にすることによって新しい利用分野が開かれ、高機能・高強度・軽量の材料として各種製造工業・建設工業・土木工業など広範な分野で鉄鋼・セメントなどの従来材料に代わる利用が期待される。

【参考文献】

1. 堀 雅夫「バイオマスの原子力炭化・ガス化による大気中炭酸ガスの削減」木質炭化学会・第5回研究発表会（2007年5月）
Hori, M., “Nuclear Carbonization and Gasification of Biomass for Removing Atmospheric CO₂” 2007 American Nuclear Society/European Nuclear Society International Meeting (Washington DC, November, 2007)
Hori, M., “Nuclear Carbonization and Gasification of Biomass for Effective Removal of Atmospheric CO₂”, Progress in Nuclear Energy (Published by Elsevier) Volume 53 Issue 7, p.1022-1026 (September, 2011)
堀 雅夫「バイオマス・原子力協働プロセスの地球規模炭素循環における効果」日本原子力学会「2012年春の年会」発表（2012年3月）
Hori, M., “Nuclear Carbonization/Gasification of Biomass to Produce Biochar and Biofuel for Effective Removal of CO₂ from Atmosphere”, Oxford Conference on Negative Emissions Technologies (Oxford, UK, September 2013)
2. 堀 雅夫「カーボン ネガティブ・エネルギー システム」（原子力システム研究懇話会 2015.6 発行 76 ページ）ファイルのダウンロードは <http://syskon.jp/nsacoms2.html>
3. 杉山大志「2030年の電力化率はどうあるべきか」（2015、国際環境経済研究所サイト <http://ieei.or.jp/2015/03/sugiyama150303/>）
4. OECD/IEA “World Energy Outlook 2015” (Released on 10 November 2015) <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/>
5. 地球環境産業技術研究機構（RITE）「2℃目標と我が国の2050年排出削減目標との関係」（2016年3月）<http://www.rite.or.jp/>
6. 「バイオマス・ニッポン総合戦略」平成18年3月閣議決定 <http://www.maff.go.jp/j/biomass/>

◆ あとがき ◆

21 世紀の人類にとっての重大課題である地球温暖化問題への対応は、エネルギーミックスの構成をどう設定するか依存すると言える。2050 年におけるわが国エネルギーミックスを決める支配的な条件は、太陽光・風力発電をどれだけ増やせるか、原子力発電はどれだけ投入可能か、火力発電に設置する CCS の実用性は如何ばかりか——これらの設問に支配される。

太陽光・風力発電を過大に持ち上げるセクターも見られるが、ドイツ、スペインなどの先例に見られるように、技術的な課題に加え、FIT に伴う経済的な制約など、問題点が顕現しており、ばら色だけのエネルギーとは考えられなくなっている。火力発電の CCS については、経済性を含め、いまだ実用化の域に至っていないとは言えない。

そこで、原子力の安定性、準国産エネルギーとしてのエネルギー保障性は、わが国にとって手放せない魅力となる。原子力の弱点とされる事故危険性、放射性廃棄物処理処分問題に対して、十分な対策を施した上で、原子力をエネルギーミックスにうまく取り込むことがこれからの重要な地球温暖化対策になると考えられる。

このような観点から、斯界の権威者の方々に、2050 年におけるわが国エネルギーミックスへの原子力の寄与について、世界の諸データと比較しつつ検討を加えていただき、提言として出来上がったのが本コメントリーである。広く参照いただき、本重要課題の今後の検討を各所で進められる上で、少しでもお役に立てていただくことを念願しています。

(山脇 道夫)

人為起源の CO₂ による地球温暖化の進行を止めるためには、エネルギーシステムに大きな変革が必要である。21 世紀後半には CO₂ ゼロ・エミッション～ネガティブ・エミッションが必要と想定され、そのためには石炭・石油・天然ガスなどの化石燃料のフェーズアウト、そして原子力と再生可能エネルギー（水力・太陽光・風力・バイオマスなど）の電力および非電力供給における適切な組合せによる利用が必須と考えている。

当面の世界および日本の 2050 年のエネルギーミックス評価では、原子力と再生可能エネルギーを最大限に使用しても化石燃料を CCS（CO₂ 回収貯留）により使用していくことで計画せざるを得ない。しかし 21 世紀後半の BECCS（バイオマス発電＋CCS）による大量の CO₂ 除去まで想定すると、その実現不確実性から CCS に依存しない新しい環境保全・エネルギー供給システムの構築が待たれる。

日本の 2050 年温室効果ガス 80%削減プロジェクトでは、その先までを考えて先導的に技術開発し、地球規模環境保全という巨大な世界規模の公共事業に展開・貢献ができるように計画できたらと思っている。

(堀 雅夫)

— NSA COMMENTARIES —

原子力システム研究懇話会 編著

- No.1 「原子力と環境」(1700円)〔品切れ〕 平成5年6月23日発行
- No.2 「原子力と先端技術〔Ⅰ〕」(1750円) 平成6年6月20日発行
①材料関連
②バイオ関連
- No.3 「原子力と先端技術〔Ⅱ〕」(1950円) 平成7年6月21日発行
①原子力への先端的計算機技術の応用
②核融合技術開発の最前線
- No.4 「原子力と先端技術〔Ⅲ〕」(1950円)〔残部僅少〕 平成8年6月18日発行
①放射線利用による新材料開発
②レーザー応用
- No.5 「原子力と先端技術〔Ⅳ〕」(1950円) 平成9年6月18日発行
○原子力におけるロボット技術の動向
- No.6 「原子力と先端技術〔Ⅴ〕」(2160円) 平成10年6月29日発行
○加速器の現状と将来
- No.7 「中性子科学」(2160円) 平成11年6月29日発行
- No.8 「放射線利用における最近の進歩」(2160円) 平成12年6月27日発行
- No.9 「原子力利用の経済規模」(2160円) 平成13年6月26日発行
- No.10 「原子力による水素エネルギー」(2160円) 平成14年6月18日発行
- No.11 「放射線と先端医療技術」(2160円) 平成15年6月23日発行
- No.12 「原子力とそのリスク」(2160円) 平成16年6月21日発行
- No.13 「原子力施設からの放射性廃棄物の管理」(2160円) 平成17年6月21日発行
- No.14 「軽水炉技術の改良と高度化」(2160円) 平成18年6月20日発行
- No.15 「原子力による運輸用エネルギー」(2160円) 平成19年6月19日発行
- No.16 「原子力と地球環境」(2160円) 平成20年6月17日発行
- No.17 「原子力国際人材育成の必要性と戦略」(1080円) 平成21年12月1日発行
- No.18 「原子力開発の光と陰を見つめて」(2160円) 平成22年6月15日発行
- No.19 「対談集：原子力の利用」(2160円) 平成23年9月30日発行
- No.20 「核燃料サイクルと高速炉開発」(2160円) 平成25年3月29日発行
- No.21 「福島第一原子力発電所事故と原子力のリスク」(2160円) 平成26年6月17日発行
- No.22 「放射性廃棄物低減化・有害度低減の技術開発」(2160円) 平成28年3月30日発行
- No.23 「2050年におけるわが国エネルギーミックスへの原子力の寄与」平成30年3月20日発行
(2160円)

別冊シリーズ

- No.1 「原子力のリスクと安全の確保」内藤奎爾著(1500円)〔品切れ〕 平成18年12月19日発行
- No.2 「カーボン ネガティブ エネルギー システム」(1080円) 平成27年6月16日発行

2050年におけるわが国エネルギーミックスへの原子力の寄与
—NSA/COMMENTARIES : No.23—

平成30年3月20日発行

編集・発行 (一社) 日本原子力産業協会

原子力システム研究懇話会

〒105-0001 東京都港区虎ノ門1-7-6 升本ビル4階

電話 : (03) 3506-9071

URL : <http://www.syskon.jp>

E-mail: syskon@syskon.jp

印刷 有限会社 トック 東京都港区虎ノ門1-11-10

ISBN978-4-88911-309-9

《 NSA コメンタリーシリーズ No.23 》

2050 年における わが国エネルギーミックスへの 原子力の寄与

編集：山脇 道夫・堀 雅夫

執筆：小野 章昌・石井 正則・松井 一秋

原子力システム研究懇話会 2018.3.20 発行

B5 版 本文 78 頁 ISBN978-4-88911-310-5

カラー版 PDF ファイル：<http://syskon.jp/NSAcomNo23.pdf>

- ✓ 2050 年の世界のエネルギーミックスへの原子力の寄与は？ 2050 年の日本のエネルギーミックスへの原子力の寄与は？
- ✓ 発電における CO₂ 排出の削減にはベースロード電源を担う原子力の役割が重要。2050 年およびそれ以降の日本の原子力供給のプラント容量・運用は？
- ✓ わが国の「2050 年温室効果ガス 80%削減」目標はその先のゼロ・エミッション～ネガティブ・エミッションへの通過点。世界の地球温暖化対策への展開を視野に、電力・非電力供給に原子力を用いた先導的なエネルギーシステムの構築を！

内容

- ◆ 世界の地球温暖化対策における原子力の役割 -- エネルギー関係国際機関による展望
- ◆ 日本の地球温暖化対策における原子力の役割 -- エネルギー政策と国内レポート
- ◆ 日本の 2050 年のエネルギーミックス -- 電源構成と原子力利用の効果
- ◆ 今後のエネルギー供給における原子力の役割・課題・方策
- ◆ 日本の 2050 年温室効果ガス 80%削減の方策 -- 世界の地球温暖化対策への展開を視野に