

次世代エネルギーシステム選択の岐路

発送電分離・次世代原子炉・非在来型天然ガスをめぐる可能性と諸問題

The Turning Point of Choosing the Next-generation Energy System:
perspectives and uncertainties of unbundling of electricity generation and
transmission services, future models of atomic reactor and unconventional natural gas

聖心女子大学

古川純子

はじめに

東日本大震災による福島第 1 原子力発電所の事故を経て、原子力を電源として用いることに対する国民的・国際的な関心が高まっている。日本と世界は原子力推進路線を続けるか、もしくは方向を転換して縮小に向かうのか、次なる電源をどう選択するのか、すなわちこれからのエネルギーシステムかたちと問題点について考察したい。本稿では、エネルギーシステムという用語を、電力システムの意味で用いている。次世代エネルギーシステムは、電力の受給システムを越えて社会システムやライフスタイルにまで影響を与えることを想定している。

I では、日本が原子力からの転換を図り再生可能エネルギーに転換するシナリオを想定し、そもそも日本にはどれくらいの再生可能エネルギーのポテンシャルがあるのかを試算する。

II では、再生可能エネルギーの実現可能性にかかわる諸問題、特にスマートグリッドを整備するための前提となる、日本における発送電分離という政治的課題について議論する。

III では、世界のエネルギー政策動向を踏まえ、分散型・環境適合型の次世代エネルギーシステムが直面するであろう陥穽を指摘し、経済性について考察をしながら次世代エネルギーシステム選択の要諦を考えてみたい。

I 日本のエネルギー政策と再生可能エネルギーのポテンシャルティー

1 新エネルギーシステムの特徴

新しいエネルギーシステムをデザインするにあたっては、供給安定性、環境適合性、経済性の三つの要素を考慮することが求められる。

今後の経済は ICT(情報通信技術)への依存度がますます高まる。社会の主要な情報が ICT に依存すればするほど停電の意味は重くなり、かつては停電が食卓の灯りを失うことにすぎなかったのに対し、今後の停電はインフラや財産の喪失や、医療機器などの電源に及べば命の喪失に直結する。電力の安定供給は今まで以上に不可欠である。

これまで電力を安定供給するためのインフラの常識は、原子力や大型火力に代表される一元的に管理しやすい集中的な大量発電・一方的送電であった。これは大量生産による規模の経済性を活かし生産性を最大化する 20 世紀の工業部門の生産様式に呼応していた。この方法は規模の経済性を活かしやすい固定資本の大きな電源開発には向くものの、発電システムとして唯一かつ最善の安定供給の方法ではない。

現在日本の電力需要の約 25%は原子力で賄われているが、今回の大震災で人為による原子力の管理には限界があることが改めて認識された。もう一つの安定供給の方法として、小規模・分散のネットワーク型が浮上する。小規模・分散のネットワーク型のメリットはインターネットを例にすると分かりやすい。インターネットは、回線が寸断し情報伝達が途絶える有事への対応を目的に開発された。今回の震災が起きた直後も、携帯電話も固定電話も通じない中でツイッターならば通信が可能であった。同様に電力供給でも、エネルギー源を多様化し、電源配置を分散化して、相互融通できるネットワーク型システムならば、電源が壊れ送配電線網が寸断した際にもリスクを分散することができる。

21 世紀のエネルギーに求められるもう一つの要素は環境適合性である。一般には、CO₂ 排出に関連する低炭素化に議論が集中する。その実現のためには、省エネおよびエネルギー使用の高効率化と、低炭素電源への切り替えとの 2 方向性があり、低炭素電源として有望視されてきたのは原子力と再生可能エネルギーである。ここではさらに、放射能汚染や非伝統的天然ガスを採掘する際の水質汚染・土壌汚染など、確認されている環境負荷をも考慮することにする。

したがって次世代エネルギーシステムの構築にあたっては、安定供給と環境適合、この二つの要素をいかに経済的に受容可能な範囲で実現していくかという枠組みで考察することになる。

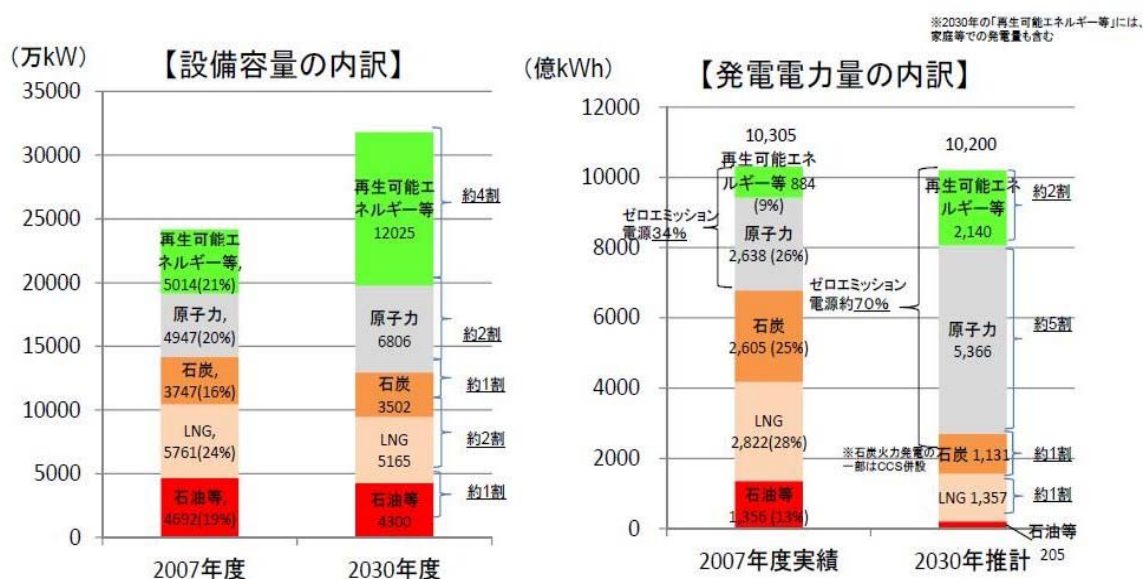
2 エネルギー基本計画と原子炉の経年廃炉の規模

(1) エネルギー基本計画

2010年策定の「エネルギー基本計画」は、東日本大震災後に白紙撤回されて2011年10月から見直しに入り、2012年夏までにとりあえずの結論を出す段階にある。今回の見直しは、福島第一原子力発電所の事故を受け、原子力政策をどう位置づけるのかという点が議論の中心になることであろう。この新基本計画がまだ確定をみていない現在、とりあえずは2010年策定の「計画」に基づいて考察を始める。

現在日本の電力需要は年間約1兆キロワット時（以下 kWh で表記）であり¹、その電源構成比は原子力約25%、再生可能エネルギー10%、化石エネルギー65%で供給している。日本の人口増加は2006年にすでに減少に転じ、GDPは2020年頃にピークを迎え、日本の電力需要も2020年頃にピークを迎えらる。経済産業省見通しでは、日本の総電力需要量は2030年に10200億 kWh である。生活の向上や高齢化、産業構造の情報化が想定されても、現在とさほど大差のない微増の電力需要量である。

図1 日本の電力エネルギー基本計画（万 kWh）



※大幅な省エネルギーや、立地地域を始めとした国民の理解及び信頼を得つつ、安全の確保を大前提とした原子力の新增設（少なくとも14基以上）及び設備利用率の引き上げ（約90%）、並びに再生可能エネルギーの最大限の導入が前提であり、電力システムの安定度については別途の検討が必要である。
 ※石炭火力については、商用化を受けて、リプレース時には全てCCSを併設すると想定。今後の技術開発やCO2の貯留地点の確保等によって変動しうる点に留意が必要。
 ※ゼロエミッション電源約70%には、再生可能エネルギー等のうち、廃棄物発電及び揚水発電を除く。

出所：（経済産業省資源エネルギー庁，2011）

2010年の「エネルギー基本計画」では、2030年に電力供給の約50%を原子力、20%を再生可能エネルギー、30%を化石エネルギーで賄う構想であった（図1）。つまり政府は、「2030年に化石燃料への依存を半減させる」という目標を、原子力の25%強の上積みと再

¹ 2010年実績で9064億 kWh であった。kWh(キロワット時)は時間あたりの電力量であり、kW(キロワット)は瞬間の出力値である。

生可能エネルギーの 10%上積みで達成する計画であった。そのため電力各社は建設中の 2 基を含み、新たに 14 基以上の原子炉増設を計画していた。

(2) エネルギー政策に関する国民世論

しかし今回の災禍で原子炉の新規増設ならびに運転再開に対して疑問を持つ声が高まっている。震災後の 2011 年 5 月 13-15 日に行われた NHK による原子炉に関する世論調査では、①すべて廃止 14%、②減らすべき 43%、③現状維持 32%、④増やすべき 3%（電話調査、全国 20 歳以上 1095 人 回答率 64.2%）となり、現状維持から撤退を期待する国民世論は 89%となった。別の世論調査では、①原発を増やしていくべき 11.0%、②現在ある原発の稼働だけ続けるべき 29.2%、③現在ある原発も減らしていくべき 45.0%で、現状維持から減衰を希望する世論の数値は 74.2%であった（NetMile リサーチ、2011）。

震災から 4 カ月経った 7 月の日本の企業経営者に訊いたアンケート調査では、短期（今後 2~3 年）では「原発の安全性基準を明確にして稼働継続」が 72.9%、「天然ガスによる火力発電の拡大」に 52.9%であった。一方で中長期（2020~30 年）の優先課題としては、「太陽光など新エネルギーの導入加速」が 75%に達し、「スマートグリッド（次世代送配電線網）普及の加速」は 48.6%、短期では 7 割を越した「原発稼働の継続」が中長期では 10%であった（日本経済新聞、2011b）。他の調査でもほぼ同様の回答が確認され、当面は既存の原子炉を安全確認の上稼働させて電力の安定供給を確保し、原子炉の新規増設を再検討して、既存炉も漸次廃炉にしながら再生可能エネルギーで代替していくという方針が、2011 年現在の日本では国民的総意になっている。

現在、再生可能エネルギーによる電力供給はわずか 10%であり、その内訳は、水力 8.3%、地熱、太陽光、風力、中小水力、バイオマスなどの新エネルギー 1.6%である²。今後、再生可能エネルギーの利用を拡大するには、電源開発の拡充と並んで送配電線網の整備が不可欠である。集中生産した電力を一方向的に配電するのが主目的の既存の送配電線網では、再生可能エネルギー発電量の 10~20%しか利用できない。地熱発電や流れ込み式水力発電、海流発電など、継続的に安定した発電を行うベースロードに向く再生可能エネルギーもあるが、主力と目される風力、太陽光などは出力が不安定だからである。再生可能エネルギーを実用化するには、①電力が毎瞬どのようになっているかの需要と供給をトレースし、②供給不足が起きないように必要な電力を需要の多い地域に瞬時に送り、③余剰の電力

² 経済産業省によると、新エネルギーとは、「技術的に実用段階に達しつつあるが、経済性の面での制約から普及が十分でないもので、石油代替エネルギーの導入を図るために必要なもの」と定義される。新エネルギーの種類は、太陽光発電、風力発電、バイオマス発電、中小規模水力発電、地熱発電、太陽熱利用、温度差熱利用、雪氷熱利用、バイオマス熱利用、バイオマス燃料製造、有機廃棄物発電、有機廃棄物燃料製造、有機廃棄物熱利用がある。再生可能エネルギーは、主に化石燃料や鉱物資源を用いない再生可能な資源をエネルギー源に使用する場合の総称で、新エネルギーに加え、従来からの水力発電や、まだ技術が開発途上の海洋発電や燃料電池など、多くの電源を含む概念である。さらに資源エネルギー庁は「革新的なエネルギー高度利用技術」として、クリーンエネルギー自動車、天然ガスコージェネレーション、燃料電池を指定している。

は蓄電池に充電しておくなどして調節する ICT を駆使した送配電線網の機能が必要となる。この次世代電線網がスマートグリッドである。スマートグリッドに関する議論は第 II 章で改めて行うことにする。

(3) 40 年経年廃炉で失う原子力設備容量

いま、上記のエネルギー基本計画において、原子炉の新規増設なしに経年廃炉を待って、原子力発電で賄っていた電力の減少分を中長期で再生可能エネルギーによって漸次代替することの実現可能性を考えてみよう。中長期の期間として約 20 年間、2030 年を想定し、スマートグリッドの整備と技術革新が進むことを想定する。まず、日本に代替可能な再生可能エネルギーが存在するのか、そのポテンシャルの確認から始めたい。

原子炉の耐用年数は 30 年で設計されているが、実際には検査を実施しながら 40 年から 60 年使用することが期待されている。ここでは安全性を重視して 40 年で廃炉にすることを想定する。

表 1 再生可能エネルギーで代替する原子力設備容量と発電量

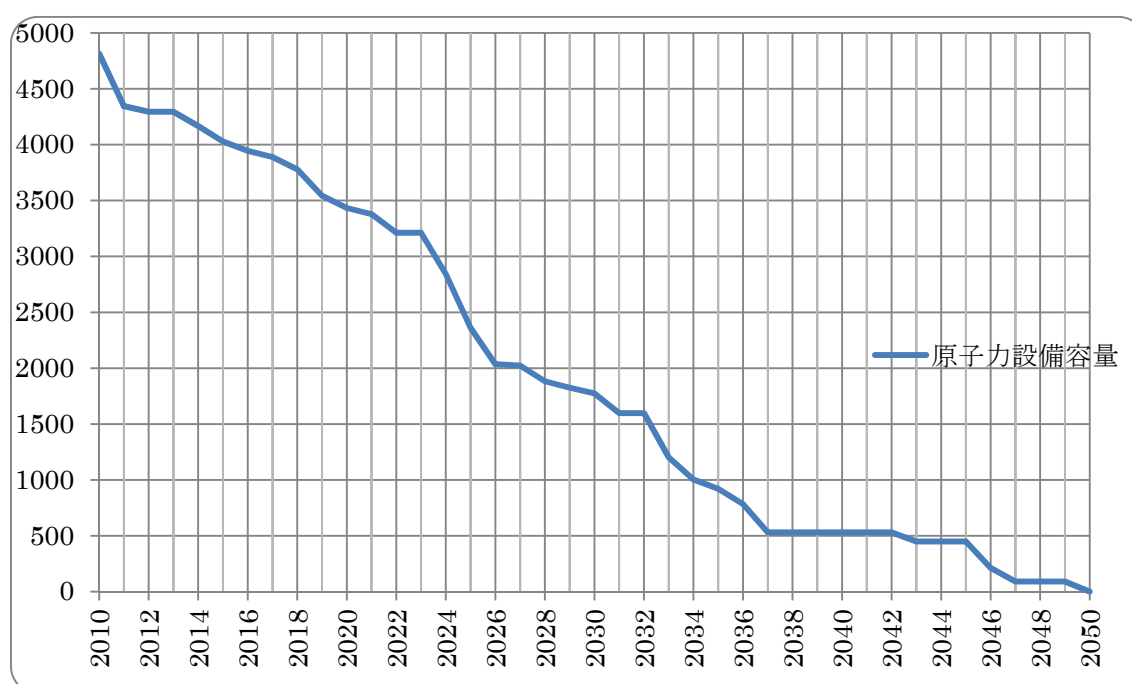
	設備容量 (万 kW)	原子力発電量合計 (億 kWh/年)	
既存の原子炉 54 基+新規 14 基の合計設備容量	6815.5		
稼働率 90%×24h×365 日=		5373	①
2030 年現在 60 年経過炉を差し引く設備容量			
2030 年現在 60 年経過炉を差し引く設備容量	6745.8		
稼働率 90%×24h×365 日=		5318	②
稼働率 70%×24h×365 日=		4136	③
新規増設をしない場合			
40 年廃炉のケース			
既存の原子炉の合計設備容量	4884.7		
2030 年まで 40 年廃炉で失う分	3111.4		
2030 年 40 年廃炉での原子力設備容量	1773.3		
稼働率 90%×24h×365 日=		1398	④
稼働率 70%×24h×365 日=		1087	⑤
②-④ (2030 年度 14 基増設案と 40 年廃炉稼働率 90%ケースの発電量の差)		▲3920	
③-⑤ (2030 年度 14 基増設案と 40 年廃炉稼働率 70%ケースの発電量の差)		▲3049	

資料：電気事業連合会（2011）より筆者算出。

原子力の設備容量(瞬間の最大発電能力)は2011年3月1日時点で、全国54基で4884.7万キロワット(以下kWで表記)であった(表1)。2010年の「エネルギー基本計画」が想定していた14基を増設すると、原子力の設備容量は6815.5万kWになる。2030年時点で60年を経過した炉を除くと原子力の設備容量は6745.8万kWと想定される。

一方、新規増設せず既存の原子炉を40年使用で廃炉にする場合には、2030年までに福島第一原子力発電所の6基を含めて3111.4万kW減少する。2023年頃から急激に減り始め、2030年での設備容量は1773万キロワットと現在の1/3まで低下する(図2)。

図2 40年廃炉での原子力残存設備容量 (万kW)



資料：(電気事業連合会，2011)より筆者算出・作成。

さて、この設備容量の稼働率を90%として2030年の原子力による年間発電量を計算する。現在の稼働率は60%程度であるが、「エネルギー基本計画」は米国・韓国並の90%まで引き上げることを想定している。新規増設をせずに40年廃炉で稼働率90%の場合には2030年時点での原子力による年間発電量は1398億kWhとなる³。

2030年に再生可能エネルギーで置き換えるべき年間発電量は、14基を増設する「エネルギー基本計画」で60年を経過した古い炉は少なくとも廃炉にすることを想定して算出した発電量5318億kWhから、この1398億kWhを差し引いた3920億kWhである。昨年までの日本の原子力の稼働率は58~65%あたりで推移しており、2030年時点で老朽化が進んだ原子炉を基本計画が想定する90%で稼働するのは非現実的であるため、稼働率を仮に

³ 年間発電量は、設備容量に稼働率0.9と24時間365日をかけて算出する。

70%に下方修正して同様の計算を行うと、再生可能エネルギーで代替すべき2030年現在の原子力による年間発電量は3049億kWhである(表1)。

つまり「原子炉の新規増設なしに経年廃炉を再生可能エネルギーで代替できるのか」とは、この電力量を再生可能エネルギーで補填できるのか、という問いである。

4 経年廃炉を代替する再生可能エネルギーのポテンシャル

そこで、2011年4月に環境省が発表した「再生可能エネルギーの導入ポテンシャル調査」の数値をもとに、再生可能エネルギーをどこまで増やすことが可能なかを計算した。環境省は表2にある4つのシナリオ別に日本の再生可能エネルギーの導入ポテンシャルを

表2 再生可能エネルギー 導入可能設備容量・発電量

	賦存量	導入ポ テン シャル	FITのみ 注1)	FIT+技術革新 (設備費1/2~ 1/3に低下)	FIT+補助金	FIT+補助金 +設置範囲 拡大	試算に採 用した設 備容量の 数値	発電量 (設備容量 ×稼働率×24 ×365)
	万kW	万kW	万kW	万kW	万kW	万kW	設備容量 万kW	億kWh/ 年
太陽光(公的.工場.耕 作放棄地) 除く住宅 注		15000	0	20~7200	0~2600	6900~ 10000	7200	
太陽光住宅用 (NEDO予測, 2004)				戸建 3710~ 5310			5310	
太陽光住宅用 (NEDO予測, 2004)				集合住宅 820 ~2210			2210	
太陽光設備容量合計							14720	
太陽光発電量 稼働率12%×24h×365日								1547
陸上風力	130000	28000	2400~ 14000	27000	13000~ 26000	28000		
洋上風力		160000	0~300	14000	30~33000	120000		
風力合計		190000	2400~ 14000	41000	13000~ 59000	150000	41000	
発電量 稼働率28%×24h×365日 注3)								10056
中小水力	1700	1400	110~300	430	270~540	740	430	
発電量(稼働率 65%×24h×365日)								244
地熱	3300	1400	110~480	520	150~430	460	520	
発電量 稼働率80%×24h×365日 注4)								364
発電量合計								12211

注1) FIT (Feed in Tariff;再生可能エネルギーの全量固定価格買い取り制度)。
注2) NEDO予測の断りがない限り、数値は環境省(2011b)の数値。
注3) 風速6.5Mで24%、7.5m%をで31%。平均は27.5%。四捨五入で28%。
注4) 5000kW未満70%、2万kW以上80%、温泉発電90%。平均80%。

資料：環境省(2011b)より筆者算出。

試算しているが、その中から、①FIT (Feed in Tariff: 再生可能エネルギーの全量固定価格買い取り制度) を 15 年間実施し、②技術革新で導入コストが 3 分の 1 から 2 分の 1 減少する、という実現可能性の高いシナリオ 2 で算出を行った。結果は表 2 が示す通りである。太陽光、風力、中小水力、地熱の再生可能エネルギーは、2025 年ごろまでに年間 1 兆 2211 億 kWh を供給できることになる。先に算出したエネルギー基本計画と新規増設なしで 40 年廃炉する場合との発電量の差、3920 億 kWh (稼働率 90%) ないしは 3049 億 kWh (同 70%) を補うことができ、日本の年間電力需要 1 兆 kWh も容易に上回る電力である。

期待が最も大きいのは洋上を含む風力発電の年間 1 兆 56 億 kWh である (設備容量 4 億 1000 万 kW, 稼働率 28% で算出)。特に洋上風力の導入ポテンシャルは陸上風力の 6 倍にも上る膨大なものである。補助金を出して設備を導入するシナリオでは、洋上風力は上記シナリオのさらに 8 倍もの電力を供給できるようになる。

次いで太陽光の 1547 億 kWh/年 (設備容量 1 億 4720 万 kW, 稼働率 12% で算出) である。環境省の試算は住宅用設備を除いているので、NEDO (新エネルギー・産業技術総合開発機構) が試算した住宅用太陽光発電の導入可能量を上乘せして試算した。

数多くの再生可能エネルギーの中で太陽光、風力、中小水力、地熱という代表的な限られた再生可能エネルギーだけをみても、電源のポテンシャルは十分にある。原子炉を増設せず、経年廃炉を待つて縮小し、再生可能エネルギーで代替するという次世代エネルギーシステムを実現することは、エネルギーポテンシャルの面からは可能である。超長期でこのシナリオを実現するまでの間は、日本経済の競争力を維持しつつ地球温暖化ガスを削減するために、現存する原子炉に耐震対策と老朽化対策を施して使用する一方、化石燃料と再生可能エネルギーとのエネルギーミックスで推移する。同時に超長期的には、原子力と化石燃料への依存度を下げ、技術開発を進めつつ、再生可能エネルギーへのシフトをさらに加速させていくのが、国民世論を反映したソフトランディング・シナリオである。

ただし、出力が不安定な太陽光や風力などの再生可能エネルギーを含む多様で分散配置された電源で構成されるエネルギーシステムを稼働させるためには、先にも述べた通りスマートグリッドが必要不可欠である。分散型電源とスマートグリッドを十分に導入できるかどうかは、我々が次に見る諸課題にどう対処できるかに依存する。

II 再生可能エネルギーを用いるエネルギーシステムの政治的課題

このシナリオにおいて直面する課題の多くは技術的なものに見えるが、最も重要な問題は実は政治的なものである。スマートグリッドの実現に向けては、蓄電池の開発とコスト低減、スマートメーターの設置や、電力の受給を瞬時に調整する広域電力監視システムのソフト設計、バックアップ電源の手当て、太陽光、風力発電、海洋発電、バイオマス、地熱など各種発電設備の効率向上とコスト低減など、解決すべき技術的問題はもちろん多くあるが、開発の進捗を待つて漸次解決が進むと考えられる。

一方で、政治的な葛藤がこのシナリオの進捗を妨げる深刻な問題になる可能性は高い。電力自由化、発送電分離など、その中心は電力業界再編問題である。逆に電力自由化と送配電線網の開放が進めば、適切な政策のもと、新規参入、再生可能エネルギーの導入、送電技術・蓄電技術・発電技術など各種技術の向上と競争、コスト低下が加速されるであろう。ここでは発送電分離の問題を中心に議論する。

1 電力自由化と発送電分離問題

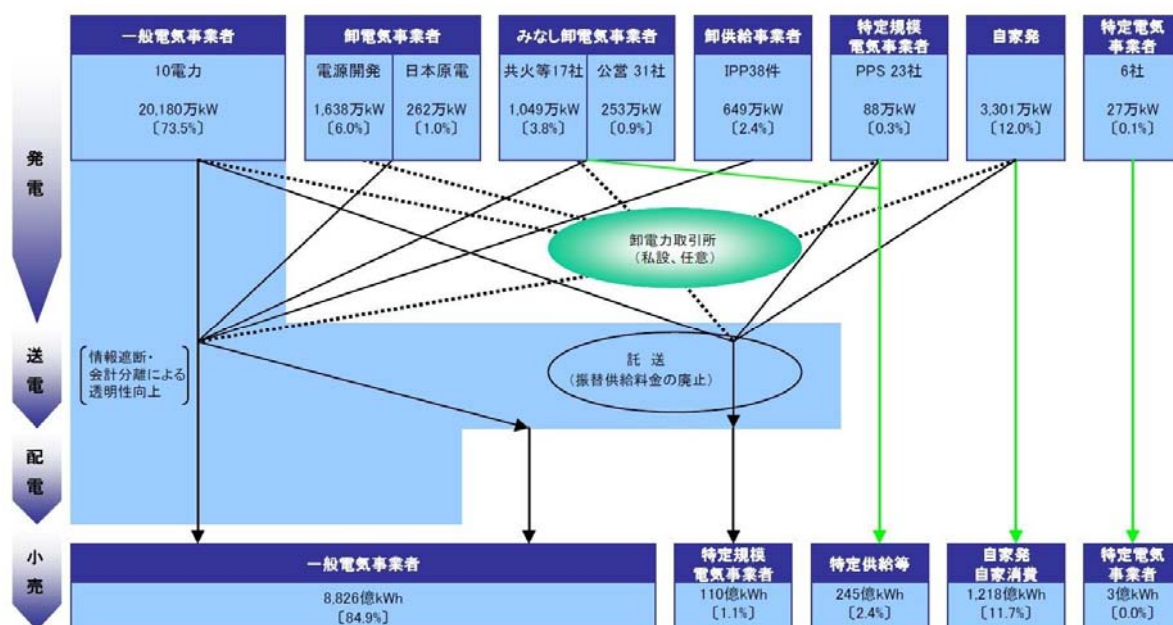
分散型電源、すなわち多くの大小の電力供給者が多様な電源で市場競争をしながら発電し、スマートグリッドで電力融通を効率化することを前提にしたシステムでは、発電した電気を需要者に届けるために電力供給者が送配電線網を自由に使えるかどうかの問題になる。現段階での我が国の電力自由化の議論は、この発送電分離が焦点である。

日本の電力自由化は 1995 年から始まり、現在では発電部門と小売り部門はすでに自由化されている。1995 年の電気事業法改正で IPP(Independent Power Producer：独立系発電事業者)による卸電力供給と、特定地点での特定電気事業者による小売りが解禁された。2000 年の電気事業法改正で PPS (Power Producer & Supplier：特定規模電気事業者)による使用規模 2000kW 以上の需要者への小売自由化が始まった。この措置により、たとえば通商産業省は入札によってダイヤモンドパワーから電力供給を受けるようになった例が示す通り、需要者が発電会社を選択する余地が拡大した。2003 年の電気事業法改正により、2004 年には使用規模 500kW 以上の高圧電力需要家（中規模工場、中小オフィスビル、デパート、スーパー）が購入する事業者を選べるようになり、2005 年 4 月には、使用規模 50kW 以上の小口需要家に自由化が拡大され、全国の電力需要の 63%が自由化の対象となっている（図 3）。しかし自由化の最終段階として 2008 年に予定されていた家庭、オフィス、コンビニなどで用いられる 100～200V 電力の自由化は、原油価格の高騰で電力価格の低下が見込めないこと、PPS シェアが伸び悩み需要家の選択肢が確保できないこと、低圧需要家への拡大にはメーター設置などの追加コストを要することを理由に、時期尚早であるとして 2013 年の再検討まで先送りされた。PPS シェアの伸び悩みは、PPS 側の責任か、政策及び一般電気事業者（10 電力会社）側の責任かは以下で見るところである。

2009年実績で、日本の発受電電力量のうち17%が一般電気事業者以外からの受電によるものである。それでもこの発電・小売り部門の自由化措置により電力料金は全体で年間1兆円減少した。

2003年の電気事業法改正により、発電事業者が自由に電力を売買できる市場や、配送部門に関するルールを策定する中立機関も整備された。2003年に日本卸電力取引所(JPEX)が設立されたが、2011年現在、取引量は総電力需要量の0.55%にとどまっており、卸売市場を通じた電力の売買はほとんど行われていないのが実情である。

図3 日本の電力自由化の現状(2005年度の改正)



資料：(みずほコーポレート銀行, 2009, p.21)

2 電力自由化に関する経済学

以上の電力自由化を経済学的に整理すると以下ようになる。費用の劣加法性があると自然独占が生まれる。費用の劣加法性とは、資源の希少性、規模の経済性、範囲の経済性、固定費用の埋没性があるため1社で生産する方が2社以上で生産するよりも費用が小さくなることから、独占もしくは寡占を形成する蓋然性が高くなることをいう。発電部門も大型火力や原子力のように大規模設備を要する電源であれば独占が合理的である。しかし小規模の分散型電源を導入するとなるとこの条件は崩れるので、発電の自由化を行い競争市場になることが望ましい。

一方、送配電部門はネットワーク供給システムである。ネットワークは規模が増大するほど膨大な固定資本を必要とするが、送電の高圧電線は高圧であるほど多くの需要家が共通に利用でき、需要家の数が多いほど 1 人当たりの固定費用が分散されて安くなるので規模の経済性が働く。このとき送電部門には独占の正当性が存続する。

したがって、発電部門も送配電部門も、ともに費用の劣加法性があれば、図 3 の最も左の列のような垂直統合的な電力システムが望ましい。実際、原子力や大型火力が主流の日本の電力システムでは、周知の通り一般電気事業者による地域独占の発電・送電・配電・小売りの一貫体制で 1995 年まで永らく推移してきたわけである。現在も 50kW 未満の家庭用電力はこの一貫体制が維持されており、自由化されている 50kW 以上でもまだ多くの大口需要家が一般電気事業者からの電力購入を選択している。

一方、発電部門が再生可能エネルギーや中小火力などの分散型電源の場合には、発電部門は自由化、送配電部門は独占という選択が合理的である。したがってスマートグリッドを介して分散型電源をネットワーク状に繋いだエネルギーシステムを構築するには、発電部門と送配電部門を切り離し、送電部門が無数の新規参入を含む発電者に開放されることが要請される。

ただし上で議論したように、送配電線網は民営であれ公営・国営であれ独占形態が維持されることには理論的な妥当性がある。したがって昨今議論されているように発送電分離が実現しても、用地取得を含めて膨大な設備費用がかかる送配電線網を二重三重に国内で投資を行うことは容易ではなく⁴、送配電線網の供給をめぐる熾烈な市場競争が起きるということは想定しにくい。最も蓋然性が高いことは、既存の送配電線網をスマートグリッドに強化した送配電線網を誰かが一元的に管理することだろう。

送配電分離の形態には次の三つがある。①所有分離は、発電部門と送電・小売り部門を、資本関係を含めて完全に別会社化する。英国、北欧 4 カ国、イタリア、スペインがそうである。送電会社は国営や旧国営の場合が多い。②法人分離は、送電部門を分社化するが、持ち株会社を設立することで資本関係を維持する。フランス、ドイツ、米国の PJM(ペンシルベニア州、ニュージャージー州、メリーランド州の頭文字を取った命名で、北東部 13 州とワシントン DC をカバーする独立系統運用会社)などに当てはまる。そして日本は、③会計・機能分離の類型に分類される。発・送・配電一貫体制を維持し、内部補助を禁止するために送電部門の会計を分離し部門ごとの財務諸表を作成するのが会計分離、情報を遮断して目的外の利用を禁止するのが機能分離である。このような行為規制によって、同一の会社の中にありながら送配電線網を発電部門から切り離し、透明性向上を図ることで公正競争を確保する。米国のジョージア州、ノースカロライナ州もこのタイプである。

海外でも電力自由化が成功している事例では、公益民営会社、公社など、送配電線網に公共的性質が関与しているケースが多い。たとえばドイツでは、送配電線網自体は民間電

⁴ 送電線の建設費は最低でも 1km1 億円、電圧、敷設状況などによって大幅に上昇する。22 年度の連結ベースで 10 電力合計の送電・変電・配電設備の資産合計は 15 兆 423 億円である。

力会社が所有しており競争もあるが、送配電の監視機構は公益事業が行っている。イタリアもそうである。アメリカのネブラスカ州は、全米唯一、供給事業者がすべて公営でありながら電力料金が国内で最も安い。テキサス州も配電部門は公益民営会社が運営している。

送配電線網は、技術革新や、自由化された発電部門・小売り部門をスムーズに繋いで自由競争を促進させる「場」として、市場機能と似た公共財と捉えることができる。

3 日本の発送電分離の見通し

(1) 発送電一貫体制の経緯

日本の現在の発・送・配電一貫体制は、第二次世界大戦中に電力国家体制が作られたことに始まる。本州全体の発電所設備と送電系統の管理と運営を行う日本発送電という公営事業体が、東京配電や関西配電などの発電設備を持たない 9 つの配電会社を上部で束ね一元化していた。戦後、財閥解体の根拠となった「過度経済力集中排除法」により GHQ はこの日本発送電を解体し、アメリカ型の地域別発送電一貫体制を導入することになる。商工省の中央電気委員会の松永安左衛門が提案した全国 9 ブロックの地域独占型民営の発送電一貫体制が 1951 年に制定された。その後 1972 年に沖縄が返還されて沖縄電力が加わり、現在の 10 電力会社すべてが実施している一貫体制が形成された。

1990 年代に入りバブル後の日本の長期景気低迷の中で、経済産業省は日本の電力料金の高さが企業の国際競争力を削ぐとして、電力の自由化に注力を始めた。経済産業省と電力会社との壮絶な政治的駆け引きの中で、2002 年に電気事業連合会の南直哉会長（東京電力社長）は最終的な全面自由化、すなわち 50kW 未満の電灯需要（一般家庭の電力需要）まで自由化を拡大することを容認する代わりに、発電設備と送配電設備を分離させない一貫体制の維持を条件として提示し概ね承認を得ることに成功した。その際、発送電分離が実施されれば、①電力の安定供給を保証できない、②原子力の推進が困難になり日本が世界に対して遵守しなければならない低炭素社会の実現が不可能になるという理由が、一貫体制の正当性の根拠として挙げられた。

翌 2003 年に、先に述べた日本卸電力取引所（JPEX）が設立され、自由化された発電部門が自由に電力を取引する市場が設立された。さらに、2003 年には「新エネルギー利用促進法（PPS 法）」が制定されて新エネルギーに傾注するかに見える法案が整備された。2004 年には、独立組織「電力系統利用協議会」も設立された。系統とは、電力を需要家の受電設備に供給するための、発電・変電・送電・配電を統合したシステムを意味する。この協議会では一般電気事業者、PPS、卸・自家発電、中立者（学者など）で協議会メンバーのバランスをとろうとしており、公平に系統利用のルールを決める機関と位置付けられている。

2011 年には、新エネルギーの全量固定価格買い取り制度（FIT）に関連した「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法案」（以下 FIT 法案と表記）が管内閣の下で成立し、実施されることになった。第三者機関が買い取り価格と買

い取り年限を決めることになっている。

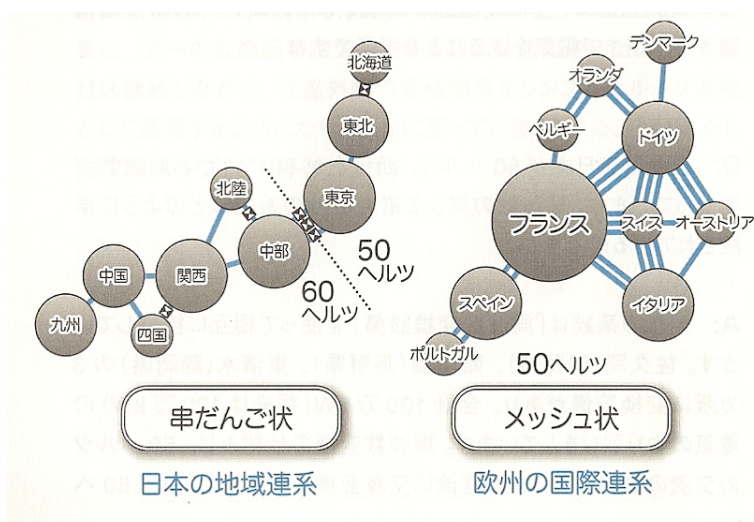
このように、次世代エネルギーシステムに適合するしくみ、すなわち再生可能エネルギーを含む多様な分散型電源により発電された電力を、市場で流通させ、系統利用のルールをオープンに決め、系統を開放し、FIT が実施されるといったしくみが着々と準備されてきているように見える。

(2) 系統開放の現状

だが、一応の電力自由化と発送電分離の形式が整ってきたかに見えて、現状は系統の「開放」からは程遠い。この章の冒頭でも述べた通り、次世代エネルギーシステムには、形態は独占でも構わないが、IPP や PPS などの電力供給者が系統にエネルギーを自由に送りこめるように系統が開放されているかどうかが決定的に重要である。系統の開放とは、送配電線網へのアクセスが物理的に可能であるということと、リーズナブルな託送料金であるという条件である。日本では事実上の一貫体制は維持されているのが現状であり、電力自由化は形だけ演出されるが中味は形骸化するという可能性が高い。形骸化の可能性を以下に見ていこう。

スマートグリッド推進に関して、いままで電力会社の言い分は次のようなものであった。
①日本は年間停電時間 14 分と国際的にも最優秀の安定供給が実現しており、日本の送配電線網は「すでにスマート」である。
②日本列島は縦長なので立地条件などから送配電線網も串だんご状になり、EU やアメリカのようなメッシュ状の敷設は立地条件などから困難で実現には向かない、というものである (図 4)。

図 4 日本の EU の系統構成の違い



出所：(岡本・藤森, 2008, p.52)

震災まで、そして震災直後には、一般電気事業者が送配電線網を開放する意思を持たな

いことが状況証拠として多く観察された。その後、状況は若干の変化を見せ始めているが、まだ長期エネルギー計画の姿も見えない現状では試みは本格的なものではない。

2010年策定の長期エネルギー需給見通し・最大導入ケースによると、2020年で491万kW、2030年660万kWを想定しているにすぎなかった。これは電気事業連合会が「電力システムの安定性を行うことなく500万kWまで受け入れ可能」としている現行の量とほぼ変化がなく、最大電力需要が1億7000万kWの日本の電力市場において極めて少ない量である。系統に新しい概念の積極的な設備投資を行って分散型電源を受け入れて行こうという意思の兆しはまだ見られない⁵。2030年の再生エネルギーの増加水準は現在の10%増が上限という長期エネルギー計画の数値は、この系統開放の考え方が基礎になっていた。

一般電気事業者はIPPやPPSの発電する電力の買い取り拒否を行っていた。発電量が過剰になる場合には系統に混雑効果が生じ、電力の質（電圧の乱れから周波数の乱れが生じる）が低下する恐れがあることが理由である。これは、2011年夏に施行が決定されたFIT法案においても同様である。太陽光発電や風力発電による電力が買い取られるということは、系統にその電力が送りこまれことが前提であるが、「当該電気事業者による電気の円滑な供給の確保に支障が生ずるおそれがあるとき」（第5条）には、一般電気事業者は変電・送配電線網に電気をつなぐことを拒否することができる⁶とされており、FITが実施されても系統へのかく乱要因を理由に買い取りを拒否することは法的にも保障される。また、買い取りの対象となる電力供給者は経産省が認可した安定供給を行える生産者に限定され（第6条）、買い取り対象に人為が入る余地も大きく残されている。現在でも風力発電に新規参入するには10倍を越す抽選を経なければならない。

IPPやPPSに頼りたくないという姿勢は福島第一原子力発電所事故後にも見られた。2011年3月11日以降の電力逼迫と計画停電の中でも、一般電気事業者の受電量は「減少」していた⁶。自家発電（4394.6万kW）、特定電気事業者、PPSの発電設備容量を合計すると5752.4万kW（電源開発を除く）に達し、これは東京電力の設備容量とほぼ同規模である。しかし自家発電の設備稼働率はわずか37%にとどまり、電力危機の中でも東京電力、東北電力など一般電気事業者はこれを積極的に活用しようとはしなかった。

しかし2012年、東京電力による電気料金引き上げに伴い、契約先を東京電力からPPSに切り替える需要者も増え、PPS電力は一転して超過不足に陥っている。今後FIT導入や原子力再稼働がならず電力供給不足が続く中で、一般電気事業者とPPSがどのような関係に変化していくか、電力自由化による将来像を描く要の一つである。

IPPやPPSなどの電力供給者にとって参入障壁および収益の負担になるもののひとつに、PPSなどの電力供給者に系統安定のために課される30分同時同量規制がある。電力会社がPPSに30分ごとに割り当てる電力需要量に対してPPSが3%以上の供給誤差を生じさ

⁵ 日本もスマートグリッドへ予算を計上しているが、そのほとんどは電線網建設よりも、まだ蓄電池の開発に向けられている段階である。2010年度予算で50億円のうち43億円が蓄電池関連であった。

⁶ これは電気事業連合会の全国規模のデータによる。

せた場合には、電力会社はその差を補正して安定供給を担保する代わりに、通常の電気料金の数倍のインバランス料金を PPS は支払わなくてはならないというルールである。

同様の負担要因として、高い託送料金がある。発電した電力は一般電気事業者の送電線を介して購入することが法律で義務づけられる。しかし送配電線網は一般電気事業者の所有のままであるため、託送料金が上乘せされる。電力会社によって託送料金は異なるが、東京電力の場合 2 万 V 以上で 1kWh あたり約 2.25 円、2 万 V 未満 300V 以上で kWh あたり約 4.24 円の託送料金がかかる。電力自由化に伴い批判も増加し、電力各社はこれでも託送料金を低下させてきているが、国際的にみてもきわめて高く送配電網を借り受けるしかない一般電気事業者以外の電力供給者にとって高負担となっている。送配電網が独占され使用が義務付けられている日本では、託送料金の在り方が PPS の参入をどの程度可能にするかを方向づけ、電力システムの発展の形を決める一つの要素となる。

また産業用の自家発電施設は、外部電力（一般電気事業者からの配電）との並列運転が必要である。単独の発電で電気使用量が一時的に急減すると電気の過剰生産になり周波数上昇からタービン停止に至り停電を起こすことがある。大工場での停電は生産および生産設備に損害を与えるので、この激変を避けるためや、自家発電設備の定期点検次期の電力需要のために並列運転をする。しかし並列運転の固定費用は一般電気事業者からの電力供給を受けない月でも発生し、使用料に応じてさらに電力量料金が請求される。高額な請求に対する一般電気事業者側の言い分は、たとえ稼働しなくてもその発電設備は維持しなくてはならない。しかしこの高負担に耐えかねて分散型発電設備建設を控える民間事業者は多い。

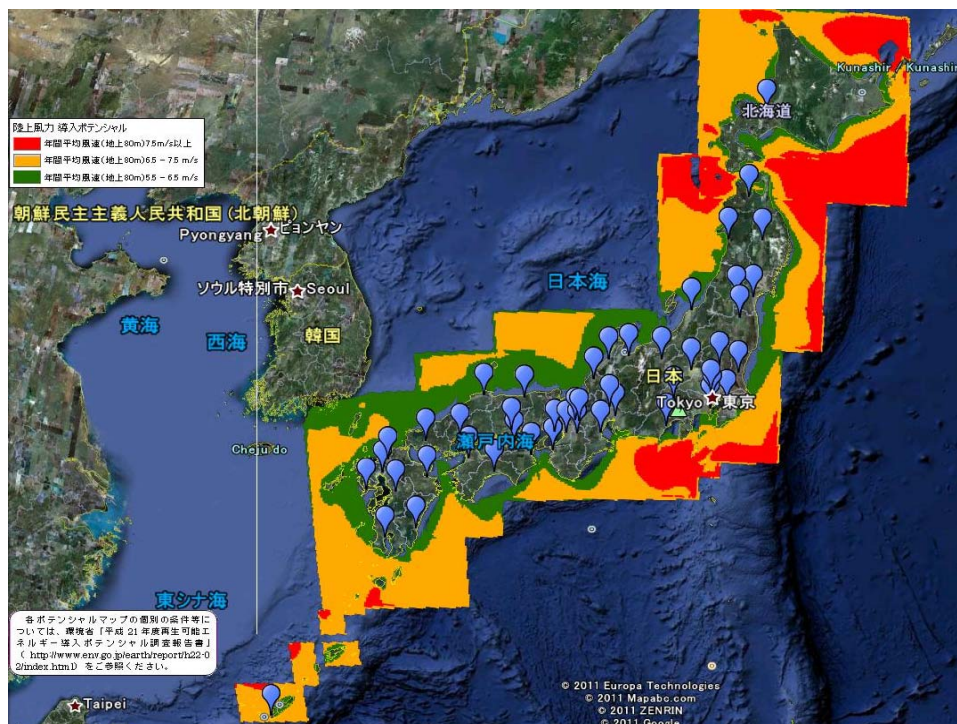
(3) 50Hz/60Hz 2 規格併存による電力融通の問題

一般電気事業者 10 社間の電力融通の上限が低く設定されていることは、串だんご状の系統構成の欠点を固定化し、系統開放を遅らせる要因のひとつになっている。日本は富士川・糸魚川を境に東西で周波数が西日本 60Hz（アメリカ系）、東日本 50Hz（ヨーロッパ系）と周波数が異なる。明治・大正の電気事業黎明期に発電機を輸入した相手国の周波数のまま、電力需要の増大に合わせて発電設備投資を行い続けて現代に至る。この 2 周波数間の変電設備容量は建設中を含め 120 万 kW で、最大電力 1 億 7000 万 kW に対して極めて小さい。電力需要の拡大の過程でも周波数統一の必要性はたびたび議論されたが、非常時にしか使用しない電力融通の変電設備に、100 万 kW あたり約 1000 億円という発電所建設と同等の莫大な費用と時間をかけることに対して、一般電気事業者にはインセンティブが働かないという理由で先送りにされてきた。しかし同じ周波数同士の電力会社間でも融通の上限が取りきめられていることは、コストでは説明がつかない。10 電力会社がそれぞれの地域を管轄して互いに互いの独占と存立を守るためには、電力融通は安易に行わない方がよい。この夏（2011 年夏）の電力危機に直面してもなお、深刻な電力不足に陥った東北電力が東京電力との間で、融通電力の上限を 140 万 kW から 200 万 kW に 60 万 kW 上げたに過ぎ

ない（日本経済新聞，2011.8.9.朝刊）。しかし一方では，2012年2月の九州電力の新大分火力発電所のトラブルの際に，30万kWに制限されている関門連携線を通して141万kWの他社電力が供給された。緊急時にはこのような融通が可能であることが証明され，融通制限の数値はかなりの余裕を含むことが明らかになった（朝日新聞2012.4.10.朝刊）。

スマートグリッドは本来，全国網とすべきである。EUで実証されているように，広域で電力を融通し合う方が需給マッチをさせやすく効率的かつ安定的な配分が可能になる。たとえば図5に見るように，日本の風況は東北・北海道そして沖縄・九州に偏在している。もしも現状の融通制限のままスマートグリッドを造れば10個以上に分割されたスマートグリッドが出来上がり，北海道・東北の風力発電による電力を大量に東京に送り消費することはできない。風力の地産地消に終わり，東京・中部・関西で使用できないのなら日本の風力にはあまり意味がない。

図5 日本の洋上風力のポテンシャル



出所：（環境省，2011a）

FIT 法案が成立した後も風力発電の買電に設けていた上限枠は，北海道電力 36 万 kW，東北電力 118 万 kW，北陸電力 25 万 kW，中国電力 62 万 kW，四国電力 25 万 kW，九州電力 100 万 kW，沖縄電力 2.5 万 kW に据え置かれているが，北海道電力と東京電力，東北電力と東京電力の間で，北海道電力 20 万 kW，東北電力 40 万 kW の風力発電受け入れ枠を拡大し，東京電力が火力で調整しながら余剰電力を受け入れる実証試験を 2014 年以降に実施することにした。この電力融通と風力の遠隔制御の実証に成

功すれば東北電力は2020年度に200万kWまで風力の受け入れの上限を引き上げる新規目標を掲げた。

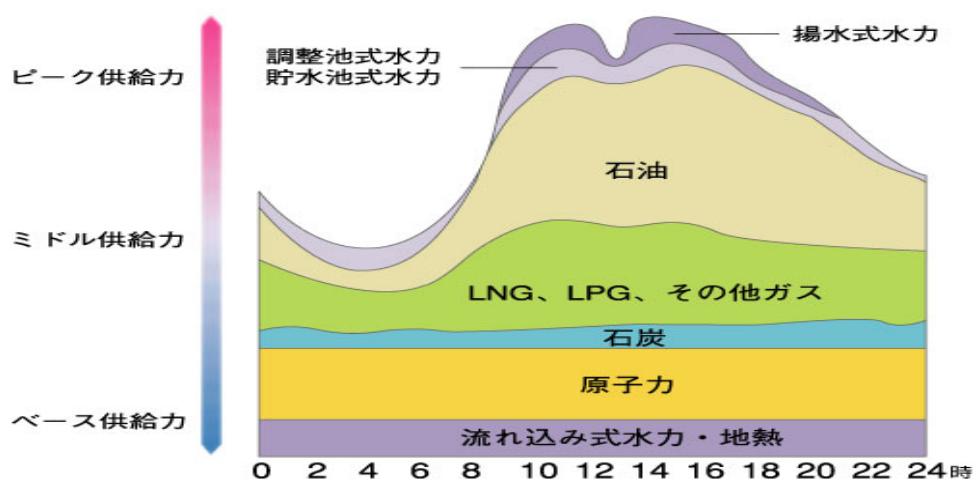
ドイツも風況が強いのは北部であり、電力需要が多いのは工業都市がある南部という状況なのであるが、同様の構造を抱えたドイツは、風況の強い北部の風力発電を南部の工業地帯に運ぶべく、資金調達などに課題を残してはいるが「電力ハイウェイ」を計画中である。日本にも直流電流で一気に3大消費地に運ぶというダイナミックな構想があれば、北海道・東北、沖縄・九州に新しい産業を興して経済活性化・地域平準化をも同時に達成することができる産業政策となる。これには、電力の地域独占の堅持を超越する日本全体での柔軟で大胆な発想転換が必要である⁷。

(4) 東京電力の発送電一貫体制堅持の意思

日本の場合、送配電線網はそもそも民間の私有財産である。送配電線網の開放とスマートグリッドへのさらなる設備投資には電力会社の意思を伴う。福島第一原子力発電所の事故までは順調すぎるほどの経営を行ってきた電力会社にとってメリットはあるだろうか。

日本の電力需要は、図6にみるように、夏場の昼間に急峻に立ちあがる（北海道は冬場がピーク）。最大電力で約1億7000万kWであり、夜間や春秋の電力使用量は少ない。一般電気事業者は安定した出力が得られる流れ込み式水力や地熱、原子力、石炭火力などのベースロード電源で24時間365日変動がない部分の電力需要を賄い、気温や天候に反応して激しく変化する電力需要部分は火力や揚水などで微調整しながら電力の安定供給という

図6 1日の電力需要変化とエネルギーミックス



出所：(電気事業連合会, 2010)

⁷ 電力の遠隔地輸送は送電ロスの少ない直流が向く。直流の電力ロス1000kmで3%である。ちなみに鹿児島から宗谷岬までの距離は1888kmである。

使命を果たしてきた。電力会社が需要家の気まぐれを正確に読みとるノウハウの蓄積は大きく、それに対応するための原子力を主なベースロード電源にした電力供給システムの完成度も高い。

そこに、利潤の源である発電部門を明け渡して他社が供給する再生可能エネルギーを買い取り、奔放に出力が変動するその再生可能エネルギーと自らの発電との供給で、天候や気温、曜日祝祭日などで気まぐれに変動する電力需要を瞬間的に一致させる責任を果たしながら安定供給を続けるインセンティブが、電力会社にはないことは容易に想像できる。電力会社は、垂直統合の一貫体制を手放す気はない。地域独占も、利益の源泉である総括原価方式も手放したくない⁸。系統開放は自社の意思とコントロール下でのみ行いたい。しかし独占の弊害を糾弾されない程度に自由化を演出する必要は認めている、というのが真意であろう。

10年前の経産省との闘いは、電力会社側の勝利で終わった。2002年の南直哉経団連会長による電灯までの「完全自由化」への言及は、それを望まない他の電力会社からの大きな反発を生んだが、東京電力として、電灯までの完全自由化を容認しても死守したかったのは、発送電一貫体制である。その背景には原子力を死守するという姿勢も感じられ、現在の電力供給システムを変更することに意義を見出していないことがうかがえる。東京電力の公式ウェブサイトでは、一貫体制の必要性を安定供給のためであると説明する。具体的には、①電力は発電設備・送電設備ともにリード時間が長く、供給の価格弾力性が小さいため電力が不足してもその需給をすぐには一致させることができない。また逆に過剰になることもあり、無責任な態勢では電力の安定供給ができない。②電力の卸電力市場（プール市場）での取引が活発になっても、電力設備は固定費用が大きく価格の操作が可能である。電力は需要の価格弾力性が小さいため、価格操作で高い値段を付けられても消費者は高い電力を買わざるを得ない。③電力需要が局所的に集中しており、大規模遠隔立地の電源（原子力）からの大容量送電に依存せざるを得ない、と述べている。実際、経済産業省の強い意向にもかかわらず、発送電分離に向いそうな試みは、この10年間、確実に淘汰され続けてきた。

(5) 発送電分離案の展望

今回の福島第一原子力発電所の事故は、東京電力に系統を開放させる最大のチャンスであると考えた発送電分離推進者は多い。長山は、東京電力国営化か、私有財産のまま開放

⁸ 総括原価方式とは、電気料金を、かかったコスト+適正利潤を元に決定する計算方法で、その適正利潤はコストに一定の比率をかけたものから算出される。したがってコストが高いほど利潤が高くなるという構造になるため、利潤を増やすにはコストを増やすことが合理的である。そのため電力各社は一般企業のようなコストに配慮する必要性に迫られず、潤沢な人件費と共に、不安要因を除いた良質の物品のみを購入することが可能であり電気料金の高さに結びついてきた。井上によるとほとんどの物品は現状の50%のコストで調達可能であるという（井上，2004，p.148）。

させることを提案した。送配電線網を国有にして運営権のみを東電が買い戻して系統運用を行うことも可能である（長山，2011）。東京電力の貸借対照表をみると，東京電力の資産は送電設備 2 兆 923 億円，変電設備 8287 億円，配電設備 2 兆 1539 億円で合計 5 兆 750 億円である（2011 年 3 月連結決算ベース）。総額で 5 兆 8860 億円に上ると試算された福島第一原発事故の賠償金，もしくはすでに東京電力への注入が決定している 3 兆 5000 億円超の国費の対価として，送配電線網の国への売却を行わせることは理論上できたはずであるが，現実はそのようなことはない⁹。

円居は，原子力損害賠償法で電力会社の東電持ち株会社化（発電・送配電・原子力に分割・子会社化）を支援の条件にして発送電分離を促すことを提案した（円居，2011）。しかし，「原子力損害賠償支援機構法案」（2011 年 8 月 3 日成立，10 日交付）では東京電力はそのままの形態で維持されることになった。政府と東電がどう賠償を分け合うかが焦点となり，賠償支援機構は，10 電力が共同出資し，政府も無利子の「交付国債」を発行する。銀行は政府保証付きでここに融資を行い，東電は 10 年以上かけてその支援を返済することになった。この法案は，原子力損害賠償法があるにもかかわらず個別事案で対処するという前例を作ったことになる。さらに東京電力という 1 電力事業会社の責任に対してなぜ他の電力会社が賠償負担をするのかも疑問が残る。これは東京電力が債務超過に陥らないため，つまりは東京電力の解体を避けるための措置と解釈された。東京電力以外の電力各社は，自分たちの出資は自らの事故の時のためにプールしておくことを希望して抵抗したが，すみやかに東京電力の賠償に使うことになった。「原子力損害賠償支援機構法案」により東京電力の法的整理は無くなった。円居の「東電を持ち株会社化し，発電・送配電・原子力に分割子会社化を条件にして賠償支援を与える」という案は実現可能であろうか。

東京電力と原子力損害賠償支援機構が提出し，経済産業省が 2012 年 5 月に認定した東京電力の「総合特別事業計画」は，機構が 1 兆円を資本注入し，原子力再稼働を前提に家庭用電灯料金の 10.2% 値上げを認める一方で 1/2～2/3 の議決権を確保し，下河辺氏の会長就任と，勝俣会長・西沢社長の退陣を明らかにした。本社ビルや保有有価証券の全額売却は盛り込まれたが，送配電部門は社内カンパニー化し，情報開示の徹底と公平性の向上，流通設備形式の客観的検証，スマートメーターのオープンな調達と導入を行うことを明記するとどめ，送電部門の法人分離は中長期的に検討するという。この方針は，発送電分離への第一歩とも取れるが，資本不足，経営方針の変換，政治的動向を理由に，発送電分離が停滞する可能性も十分にある。

自由化はいつの時代も政治的な権力抗争になるが，通信自由化はどのように行われたのかを参考までに見てみよう。中曽根首相は，産業界を味方につけて日本電信電話公社を民営化し NTT を設立すると同時に，第二電電（KDDI）をぶつけた。通信自由化が成功した

⁹ 賠償金総額は「東京電力に関する経営・財務調査委員会報告を踏まえた経営合理化策等の対処方針」の試算による。除染費用を入れれば今後さらに賠償額が上がるという見方も存在する。

要因の一つには新規参入者が古参の NTT よりも安い価格を提示できたことがある。1985 年は光ファイバーの導入期であり、技術革新の結果、新規参入の新電電の利益が確保でき、新電電の価格引き下げに引っ張られる形で NTT の価格低下が進んだ。ここでは政治的な強い意志と同時に、市場メカニズムが自由化を促進する形で働いた。

一方で電力では、今後原子力が再稼働した場合に新規参入者がつける電力価格は一般電気事業者がつける価格よりも高くなるだろう。なぜならば、新規参入者が再生エネルギーもしくは火力という高い電源に加えて、託送料金（スマートグリッド導入後託送料金は kW あたり 1~3 円上がると見込まれている）もしくは送配電線網設備を自前で行うことに比べ、すでに減価償却が済んだ既存原子炉を使う一般電気事業者が価格競争においては圧倒的に有利になるからである。市場メカニズムで新規参入者が有利になる構造はここに無い。

海外での電力自由化の成功は、各国それぞれの事情がある。アメリカの電力自由化の場合は、レーガン政権からブッシュ政権にかけての市場至上主義のイデオロギーに基づく自由化という国家政策と、特定の公益電気事業者が独占していた既得権益に対して自由化を望む企業・知識人・エコロジストたちによるロビー活動が激化し、電気事業者たちは自由化を受け入れざるを得なかった。イギリスの場合は、やはり市場至上主義のイデオロギーに基づく国家政策を背景にしたサッチャーの政治的辣腕によって、1 社国営から分割民営化への流れを作り、発送電の所有分離までの自由化を一気に行った。ドイツの電力自由化の場合は、シュヴァルトツヴァルトが酸性雨で壊滅的な打撃を受けて国内で環境への意識が高まるとともに、ソビエトでのチェルノブイリ原子力発電所の事故が起き、「緑の党」が国政で力を持つまでに高まった環境重視の国民世論が背景にあった。

一方日本で、東京電力のライバルに成り得る主体はだれか。強すぎる電力会社にたいして、国内にその存在を認めることができない。IPP や PPS の新規参入を望む企業は電力会社が「象」であるのに対して「蟻」とたとえられるほど現状では微弱な存在である。スマートグリッド関連のメーカーはどうかというと、東芝や NEC などすでに電力会社の下請け的な地位にあり、受注と円滑な仕事のためにその意向を汲むことはあっても、対抗するインセンティブはない。震災前には、「自由化」「スマートグリッド」という単語を用いた大手重電メーカーの幹部の言動が伝わり、電力会社からメーカートップへ警告が入るといった圧力が恒常的にかかっていたという（日本経済新聞社，2011a）。しかし重電各社にとっては原子力、スマートグリッドは、いずれにせよ大きな受注につながるし、国内原子力が頓挫しても原子炉輸出の需要があるので政府や電力会社の意向に逆らう必要がない。

通信自由化で KDDI を用意したように国内に対抗馬を新たに作りだすことも難しい。電力技術に精通した技術者はなんからの形で電力会社に関与しているし、外資に電力インフラを委ねることは安全保障上危険であるので望ましいことではない。電力会社間の競争の促進という事例は実際行われているが（例えば東京電力が関西電力管轄地域の企業に売電する）、それは形だけのわずかな量である。中央官庁は、電力の管轄官庁である経済産業省が最も有望であるが、その角逐はすでに見た通りである。再生エネルギーを推進する立場

の環境省に期待はするが、その政治力は弱い。政界はどうかと見ると、自民党は原子力推進を進めてきた主体であり、民主党は電力労組との関係が深い。

現在、地方自治体の首長とソフトバンクなどの有志が、その対抗勢力になろうとしているが、最もコストの高い太陽光発電に着目する戦略は、現在日本が直面している核心から少し論点がずれている印象を受ける。東京都は PPS の新規参入を促すと同時に、独自に電線網を敷設し（6km で 6 億円のコスト）、託送料金を無料にして PPS に開放し東京電力に対抗する第 2 東電の構想を示した。財源がどれだけ続くか、他の地方自治体も追随できるかが疑問視される一方で、東京電力へのメッセージになることが期待される。しかし電力会社のプレゼンスは、雇用、固定資産税や法人事業税、政治的発言力を背景に、地方にいくほど大きい。地方自治体の首長たちの闘いは厳しいものになることが予想される。

送配電部門自由化は、福島第一原子力発電所の事故という未曾有の災害を通じてこれから進むであろうか。これは、産業構造の大幅な改変を伴う政治経済的駆け引きになる。研究者が考えるほど、事は容易ではない。今の日本で送配電部門開放を起こすことができる契機は、①再生可能エネルギーを望む世論が盛り上がり、それをバックに政治決断を行うか、②政治もしくはビジネスの分野からカリスマ的な革命的主体が登場するか、③外圧、すなわち日本のグリーン市場を狙ったアメリカや中国の門戸開放への外圧によるか、④東京電力の自発的意識変革を待つか、のいずれか、もしくはその組み合わせになるだろう。

いずれにせよ、発送電分離がもたらすものは、日本が誇ってきた既存の発電・送配電線網を一度否定し、分散化された電源からの逆潮流を制御するスマートグリッドを再建するという、エネルギーシステム的设计概念を 180 度転換させる革命である。しかも、それを望んでいない所有者の私有財産上で行うという仕事である。スマートグリッドの設備投資の負担は誰が行うのか、一般電気事業者以外の、開放を望む各主体も、その責務は深慮すべきである。

Ⅲ 世界のエネルギー政策動向と次世代エネルギーシステムの展望

安定供給を理由に、発送電分離をしないため、次世代エネルギーシステムに転換しないための説得的なロジックを唱えることはたやすい。しかし発送電自由化が形だけ整い形骸化することによって日本が失うものもまた大きい。第一に中期的な経済の有効需要である。第二には長期的な国とエネルギーシステムのかたちである。

1 有効需要の源：スマートシティー

経済が新規の需要が見出しにくい先進国では、エネルギーシステムの転換は最大の需要創出の要因と捉えられている。新興国でも、経済社会のしくみを築き上げる基本デザインの中に次世代エネルギーシステムを当初から組み込んでおり、この需要がさらに高度経済成長の一翼を担うと期待されている。

再生可能エネルギーとスマートグリッドの導入は、単なるエネルギーシステムの選択にとどまらず、ライフスタイルの変更を伴う社会システムの改変へとつながることが特徴である。スマートグリッドをはじめとする IT 技術を駆使することによってエネルギーを効率的に運用すると同時に、そこに交通システムなどの都市基盤が効率的に組み込まれ、CO₂ や廃棄物の排出量を抑えることで持続的な成長を可能にする機能を具現した都市をスマートシティーと呼ぶ。世界各地で既に実験が始まっており、プロジェクトの数は 400 にのぼる。EU、北米、中国が 3 大地域になると予測され、プロジェクト数は表 3 の通りであるが、金額はほぼ拮抗する。

表 3 スマートシティー400 プロジェクトの世界地域別数（単位：ヶ所）

中国	165
北米	87
欧州	72
東南アジア・太平洋	30
日本	24
インド	11
中東	5
南米	4
アフリカ	2

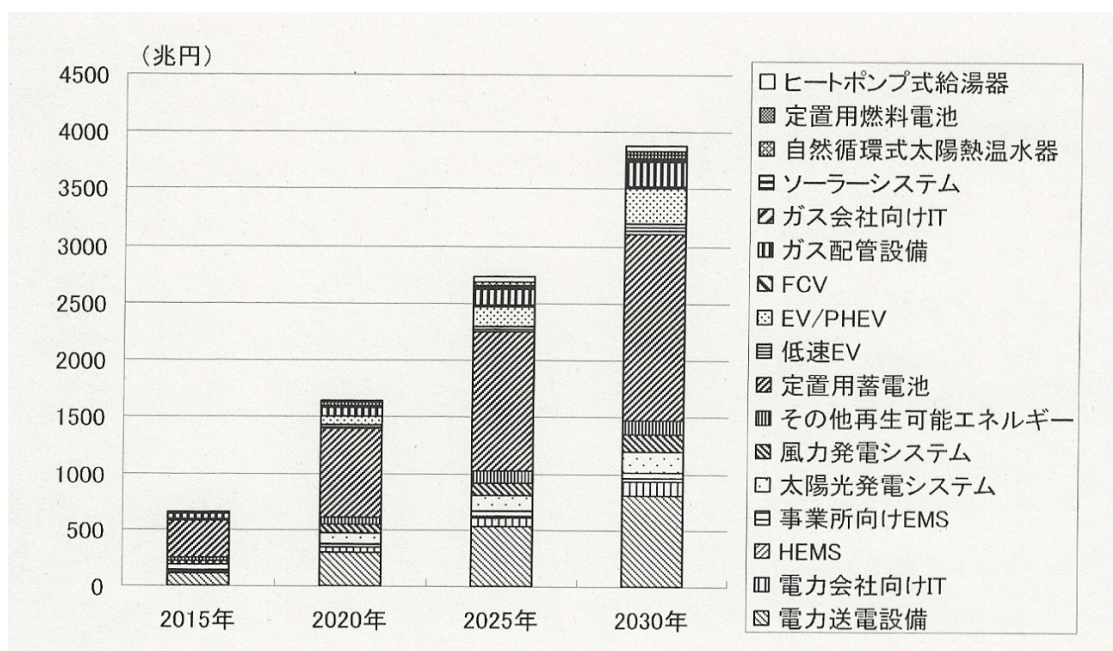
資料：（日経 BP クリーンテック研究所，2011，p.3）より作成。

アメリカ・ボルダーの「スマートグリッド・シティー」、UAE の「マスタートール・シティー」、オランダの「アムステルダム・スマートシティー」、中国の「曹妃甸国際生態城」「中新天津生態城」などは代表的な事例である。日本でも経済産業省が主導し、福岡県北九州市、愛知県豊田市、京都府関西文化学術研究都市（けいはんな学研都市）、などで小規模な実

証が始まっている。

スマートシティの2030年までの累積世界市場規模は日経BPの調査によるとエネルギー関連だけで3880兆円と予測されている(図7)。この他に上下水道インフラ関連, 道路・港湾などのインフラ関連, 各インフラのメンテナンス, インフラ上でのサービス, スマートハウスなどの建築市場, スマート家電などの新しい家電市場, 機器の運用・管理や電力消費の「見える化」サービスなどの派生需要を加算すると市場規模は倍以上になると言われる。

図7 スマートシティの構成要素別世界市場規模(2030年までの累積)



注：世界のスマートシティ400を精査して世界市場を予測。スマートグリッド, 太陽電池, 風力発電, その他再生可能エネルギー, 蓄電池, 次世代自動車, 充電器, IT投資の市場規模を合計した金額。水事業, 廃棄物処理, 道路, 鉄道, 空港などのインフラ市場, サービス市場は含んでいない。

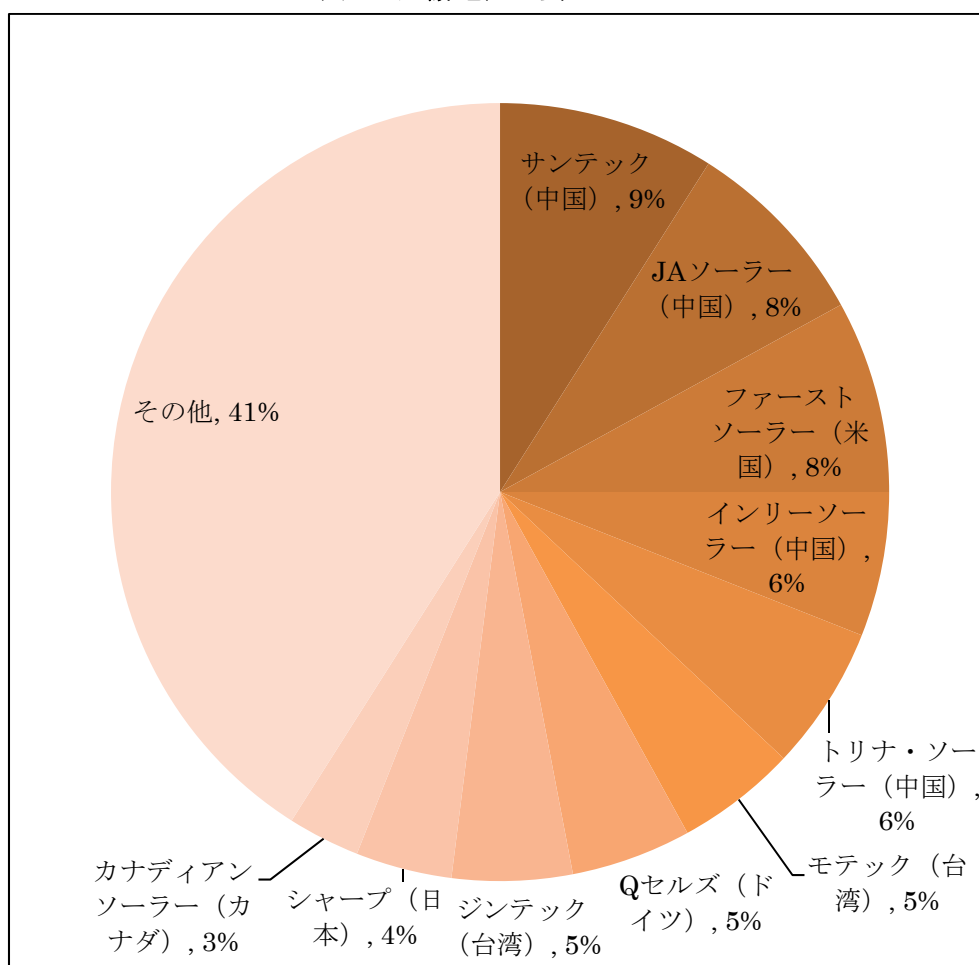
出所：(日経BPクリーンテック研究所, 2011, p.9)

要素別に見ると, 一番大きな需要が発生するのが蓄電池の1630兆円であり, ついで電力送電設備である。スマートグリッドへの財政から投資額は, 中国, アメリカ, 日本の順に多いのであるが, 日本がこれを未来につながるスマートグリッドへ有効に使えるかどうかは, 先にも議論した通り政策と一般電気事業者の意志による。

太陽電池や電気自動車に関する2000年から2006年の世界の特許出願件数の7割が日本によるもので, 日本はこの分野でまだ技術的リードを保っている。しかし国家方針が曖昧で, 政策が中途半端であると, 技術革新も投資も需要家の行動変化も覚悟が決まらず, 民間活力を引き出し切れないことになる。

政策が企業の動向を左右した事例として太陽電池がある。日本は1970年代から太陽電池の開発に力を入れ2004年頃には京セラ、シャープを中心に世界の4割近い太陽電池を生産していたが、2005年に国内助成金制度が中止されると世界首位から転落し、FIT制度を導入したドイツに、次いでアメリカに抜かれ、2008年に助成金政策が復活した後も元には戻らない。2010年の上位5社は中国4社、アメリカ1社であり、オーストラリア大学で太陽光発電を研究していた科学技術者施正栄（シ・ジェンロン）CEOが率いる中国サンテックが、低価格を武器に世界首位で9%のシェアを得ている（図8）。日本企業としては、シャープが世界9位にかろうじて入っている¹⁰。

図8 太陽電池主要メーカー



¹⁰ Qセルズは2011年12月期に8億4600万€（約920億円）の最終損益を出し、2012年4月2日、法的整理の手続きを申請した。

図 9 風力発電主要メーカー

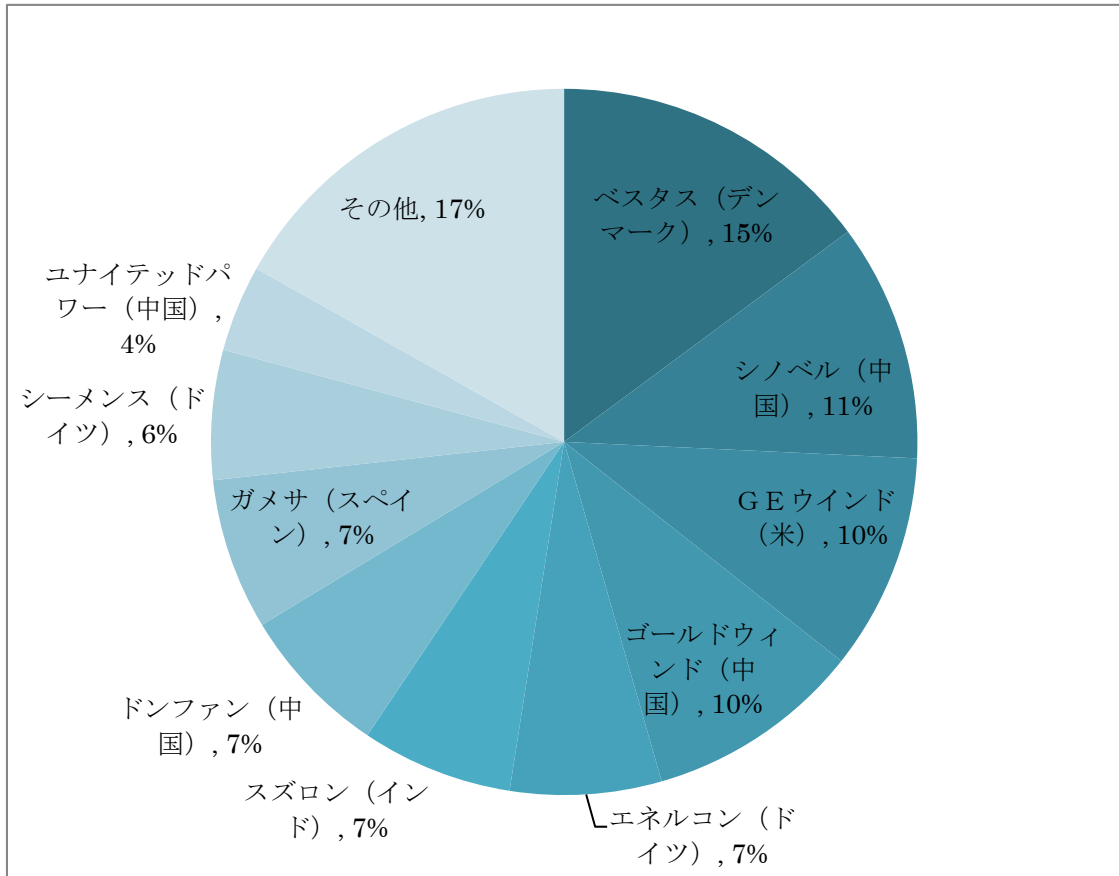


図 8, 図 9 資料 : (山本, 2011, p.37) より作成

サンテックは 2011 年, 日本でのシェアを早期に 10%まで引き上げる考えをすでに示しており, 再生可能エネルギーに本腰をいれる姿勢を日本の政府も電力会社も示せない場合, 導入した FIT および家庭用太陽電池助成の補助金のほとんどは, 中国や台湾のメーカーに利益をもたらすだけに終わるだろう. 失われた 20 年から脱出するための絶好の国内需要を見過ごすことになる. ドイツの再生可能エネルギー導入の経緯に詳しいトーマス・ブリュアー氏は, 日本企業が世界の再生可能エネルギー市場で存在感を持つためには, 日本政府がエネルギー政策を転換し国内市場の育成を先行させなくてはならない. 今は, そのための遅すぎる最後のタイミングであると忠告している (山根, 2011). 政策転換の決断の遅れは, 技術力があるにもかかわらず日本が実用化と量産化による価格低下の実現と実績を蓄積することができず, 今後の国際競争力も失うことにつながっていくのである.

2 長期エネルギーシステムのかたち

(1) 世界のエネルギー政策と次世代原子炉の可能性

いま発送電分離を行い、再生可能エネルギー導入加速へとエネルギーシステムを転換させることには、もう一つの意義がある。現在世界が向かっている技術開発の延長線上には、原子力興隆の兆しがある。ここには日本も新規増設を含む原子力推進路線に復帰する可能性が含まれる。送配電線網を今後 10 年間実質的に開放せずに自由化の演出にとどめておけば、国民世論にとって福島第一原子力発電所の事故が記憶の一部になってしまった頃に、日本は原子力推進路線に戻ることが容易になる。

日本では原子力の経年廃炉を待って漸次再生可能エネルギーに転換することを望む世論を背景に、原子力か、再生可能エネルギーか、それとも火力か、と議論が進むが、世界に目を転じると、世界のエネルギー政策動向は、原子力か再生可能エネルギーかという 2 択ではなく、「原子力も再生可能エネルギーも」と両者を同時に推進する傾向が主流である。

周知の通り、財生産の中心は中国、インドをはじめとする新興国へシフトし、世界の一次エネルギー需要予測が増大する中で、生活水準の向上とともに電力化率が高くなり、世界の電力需要は今後さらに増大する。特に OECD 以外の地域の電力需要の増大は顕著である。

2000 年代半ばに、発電時の CO₂ 排出量が少ない原子力の再評価が起き、この動向は原子力カルネッサンスと呼ばれた。世界では現在 75 基の原子炉が建設中であり、91 基が計画段階にある（表 4）。中国が 30 基、インドが 8 基を建設しており、両国だけで合計 38 基と約半数を占める。両国ともに、石炭火力による CO₂ 排出に関する国際的な非難を避けつつ、10% 近い経済成長を支える電力需要の増大に対応するため、現在の石炭依存を減らし原子力発電を推進する路線を取らざるを得ない。BRICS のその他の国、ブラジル、ロシア、南アフリカも、これからの電力需要の伸びを賄うためには、「原子力も再生可能エネルギーも」と全開で進む。

OECD の中心国アメリカも計画上はそうである（8 基）。EU は、ドイツ、イタリアは脱原発、フランス、チェコ、スウェーデンは原子力推進で 2 極化が進んでいるようにも見えるが、EU は 1996 年の EU 電力指令以来、単一電力市場を形成してきており各国間の電力融通が既に可能であるから、EU 全体では「原子力も再生可能エネルギーも」の状態にある。

石油、天然ガス生産地のイメージが強い中東やインドネシアでも原子力導入の動きがある。表 4 にあるインドネシア、UAE(アラブ首長国連邦)、トルコ、イラン、エジプト、ヨルダン、カタール、サウジアラビアも導入を考慮している。2020 年までに電力需要が倍増する見通しなので、石油・LNG など輸出商品の国内消費を回避しながら電力需要を満たすために原子力依存を高めようとしている。

表 4 世界の原子力発電 運転・建設・計画状況

25011年1月1日現在 (万kW グロス電気出力)									
国・地域	運転中		建設中		計画中		合計		
	出力	基数	出力	基数	出力	基数	出力	基数	
1 米国	10,524.4	104	120.0	1	940.0	8	11,584.4	113	
2 フランス	6,588.0	58	163.0	1			6,751.0	59	
3 日本	4,884.7	54	442.1	4	1,516.7	11	6,843.5	69	
4 ロシア	2,419.4	28	1,002.8	11	1,544.4	13	4,966.6	52	
5 ドイツ	2,151.7	17					2,151.7	17	
6 韓国	1,771.6	20	680.0	6	280.0	2	2,731.6	28	
7 ウクライナ	1,381.8	15	200.0	2			1,581.8	17	
8 カナダ	1,323.1	18					1,323.1	18	
9 英国	1,195.2	19					1,195.2	19	
10 中国	1,084.8	13	3,324.2	30	2,556.2	23	6,975.2	66	
11 スウェーデン	939.4	10					939.4	10	
12 スペイン	772.7	8					772.7	8	
13 ベルギー	619.4	7					619.4	7	
14 台湾	519.7	6	270.0	2			789.7	8	
15 インド	456.0	19	552.0	8	530.0	4	1,538.0	31	
16 チェコ	396.6	6			200.0	2	596.6	8	
17 スイス	340.5	5					340.5	5	
18 フィンランド	282.0	4	172.0	1			454.0	5	
19 ブラジル	200.7	2	140.5	1			341.2	3	
20 フルガリア	200.0	2			200.0	2	400.0	4	
21 ハンガリー	200.0	4					200.0	4	
22 スロバキア	192.0	4	88.0	2			280.0	6	
23 南アフリカ	188.0	2			N/A	1	188.0	3	
24 ルーマニア	141.0	2	211.8	3			352.8	5	
25 メキシコ	136.4	2					136.4	2	
26 アルゼンチン	100.5	2	74.5	1			175.0	3	
27 スロベニア	72.7	1					72.7	1	
28 オランダ	51.0	1					51.0	1	
29 パキスタン	46.2	2	32.5	1	68.0	2	146.7	5	
30 アルメニア	40.8	1					40.8	1	
31 イラン			100.0	1	36.0	1	136.0	2	
32 アラブ首長国連邦					56.0	4	560.0	4	
33 トルコ					480.0	4	480.0	4	
34 インドネシア					400.0	4	400.0	4	
35 ベトナム					400.0	4	400.0	4	
36 エジプト					187.0	2	187.2	2	
37 イスラエル					66.4	1	66.4	1	
38 カザフスタン					N/A	1	N/A	1	
39 リトアニア					N/A	1	N/A	1	
40 ヨルダン					N/A	1	N/A	1	
	39,220.3	436	7,573.4	75	9,974.9	91	56,768.6	602	

*日本は2011.3.11現在のデータ。2011.3.11の東日本大震災の影響により運転中の4基が損傷。

資料：(日本原子力産業協会，2011) より作成。

同時に、アルジェリアのサハラ砂漠ではドイツが大規模な太陽熱発電プロジェクト、デザートテックを推進する予定であり(投資額 50 兆円)、上でも触れた UAE のマスタードール・シティーはオイルマネーを潤沢に投資する国家プロジェクトである(投資額 2 兆円)。サウジアラビアは 2 大学に新エネルギー開発センターを設立して独自の研究開発を進める。エジプトは世界最大規模の風力発電所を建設し 2020 年までに総発電量の 20%を再生可能エネルギーで賄う計画である。

原子力カルネッサンスの進捗は安易ではない。特に先進国では計画はあるものの実際の建設段階では住民の反対で前に進まず建設コストだけが跳ね上がっている事例が多い。途上国では日本にすらできなかった原発の安全管理を不安視する声が両国の国内外から起こっている。たとえば中国は、「原子力基本法」の制定が 30 年近く延期されてきており、軽水炉を計画しているにも関わらず内陸では河川の渇水が問題視されている。万一汚染物質が流れでたとき原子力発電所よりも下流の地域は深刻な水質汚染を被る、原子炉立地が活断層の重なりの上に立てられているケースがあるなど、安全面で盤石とは言いがたい¹¹。

危険を孕みながら、それでも新興国を中心に軽水炉の新設は進むだろう。国内では新炉建設を実行できない日本は、政府による出資や、ODA による人材育成、国際協力銀行による融資まで付帯するかたちで、原子力プラント輸出を次期経済政策の柱にしている。2011 年 11 月にはベトナムで 100 万 kW の原子炉 2 基の輸出協定を再開した。原子炉建設は 1 基 5000 億円のプロジェクトになる。日本の財政負担の増大に不安を感じるものの、日本の原子炉メーカーは、今後新興国で実績を積み、技術水準を保つと思われる。

次世代原子炉として有望視されるのは、安全性を追求した第 4 世代原子炉と呼ばれる型である。フランス（とドイツの共同開発）の新原子炉 EPWR（欧州加圧水式原子炉）は、次世代型 PWR（加圧水式軽水炉）で、出力は 160 万 kW の大型、炉心や冷却構造に安全性向上が期待されている。フィンランド（オルキロト 3 号機）、フランス（フラマンヴィル 3 号機）にこの型が使用される予定で、中国が 2 基、アメリカが 4 基すでに契約している。東芝の ABWR は次世代 BWR（沸騰水型軽水炉）で、出力 160 万 kW の EPWR と同世代の新原子力炉で 2030 年頃の実用化が検討されている。

日本の世論が新規着工を拒否しているのはこれよりも前のモデルであるが、原子力の開発は、上記のウラン軽水炉の概念を離れてさらに先に進んだとき再び脚光を浴びる可能性がある。その一つはテラパワーが企画し、ビル・ゲイツ氏が出資し、東芝が技術提供に関与していると思われる TWR (Travelling Wave Reactor 進行波炉)、通称「100 年原子炉」である。点火のときにウラン (U235) を必要とするのみで、ウラン濃縮の際に生成される劣化ウラン (主に U238) を燃料にする「廃棄物利用」の原子炉であり、制御棒がなく、100 年間燃料交換の必要がない。運転時の CO₂ 排出は無く、地下に設置することを想定しているので立地問題が軽減されるという。小規模なものから大規模のものまで設計可能なため、都市部や山間部、途上国など、至るところに導入が可能である。可採埋蔵量が 70 年とされるウランの枯渇にも対応でき、核廃棄物の処理にも貢献できる。テラパワー社によれば、人類が蓄積した劣化ウランは 100 兆ドル相当の電力になり、世界人口の 80% にアメリカ人の平均電力使用量を 1000 年間供給することができるという。東芝は 30 年炉 4S をすでに開発済みである。炉の素材に研究開発がまだ必要であるが、テラパワーは TWR を 10 年で

¹¹ 2015 年運転開始予定の桃花江原発が立地する湖南省では 2008 年から干ばつによる渇水が発生しており、十分な冷却水の確保が可能か危惧される。深圳市の大亜湾原子力発電所は 3 つの活断層と隣接している。

実用化，15年で商業化できると考えている。これに先立って東工大で同様の原理をもつCANDLE炉を開発していた関本もテラパワーと技術交流を行っている。テラパワーと中国政府との交流も確認されており，中国は導入に前向きな姿勢を示す可能性は高い。

表5 次世代原子炉の概要

開発者	名称	実用予想年	種類	燃料	冷却材	燃料交換頻度	確定出力	規模
アレバ(仏・独)	EPWR	2030年頃	加圧水型軽水炉	ウラン	水		1.6GW	大規模
東芝	ABWR	2030年頃	沸騰水型軽水炉	ウラン	水		1.6GW	大規模
東芝	4S	2010年代後半	高速炉	濃縮ウラン	ナトリウム	30年	10M~50MW	小規模
東京工業大学	CANDLE	2010年代後半~2020年代前半	高速炉	劣化ウラン	ナトリウム	60or数年	数M~1.5GW	小~大
テラパワー(米)	TWR	2020年代前半	高速炉	劣化ウラン	ナトリウム	60~100年	数百M~1GW	小~大
中, 米, 仏, 印, 加, 露, チェコ, ノルウェー	トリウム溶融塩炉	2020年代後半	高速炉	トリウム	フッ化物塩	数十年 運転をしながら 燃料交換ができる	35~161万kW	小~大
南アフリカ 三菱重工	PBMR	2010年	高温ガス炉	UO ₂ (ペブルベッド燃料)	ヘリウムガス	運転をしながら 燃料交換ができる	160MW	小規模

出所：筆者作成

もう一つは，トリウム溶融塩核燃料サイクルである。技術的には新しいものではなく，インドは独立後古くから60年間もトリウム炉の研究を行ってきた。トリウムの埋蔵量はウランの約4倍。1tのトリウムは200tのウラン，350万tの石炭と同等のエネルギーを発生する。トリウムの埋蔵量はすさまじく多く，オーストラリア，インド，ノルウェー，トルコ，中国，アメリカなどに賦存し，158万トンが確認されており，中国ですら自国に埋蔵されているトリウムで1000年分の電力需要を賄えるという。トリウムは再生可能エネルギーの発電設備や携帯電話，電気自動車などの次世代システムの製品に必要なレアアース採掘の副産物としても出る。放射性物質を出す対処困難なこの物質を燃料に用いることができる。ただし着火にはプルトニウムを用いる。プルトニウムもまた最終処分に困る物質であり再利用できることになる。中国，インド，アメリカ，フランス，カナダ，ロシア，チェコ，ノルウェーなどが意欲的に開発している。日本は開発にはほぼ関与していない。

図2に見たように，日本の原子炉は10年後に高経年化が加速する。東京電力が損害賠償を行っている間に，新興国への原子力プラント輸出を国策として官民一体となって推進し，アメリカでは東芝がなんらかの形で関与しながらTWRの開発を進める。現在計画段階の軽水炉，第4世代軽水炉，TWRを含め，10年後までには日本が原子力発電所新規建設へ回帰する可能性は大いにある。そのためにも発送電分離を演出のレベルにとどめておくのは一つの戦略である。

(2) コストの問題

分散型電源のコストの問題は，経済性の観点から考慮しなくてはならない。東日本大震

災までの原子力推進の一般的根拠は、①コストが安い、②電力の安定供給が可能、③低炭素電源であった。一方、再生可能エネルギーへの一般的危惧は、①コストが高い、②設置する場所の不足、③出力が不安定、である。この通説の、コスト面をみて行こう。

電気事業連合会は、2004年の経済産業省試算で原子力の発電コストは1kWhあたり5.3円(4.8～6.2円)、石炭火力5.7円(5.0～6.5円)、LNG火力6.2円(5.8～7.1円)、水力11.9円(8.2～13.3円)、太陽光46円(46～48円)、風力12円(10～14円)という数字を

表6 電源別コスト比較

	円/kWh				
	経済産業省 現状	大島 1970～2007年	秋元 現状・2030年	EIA 2016年開始時	NEDO 2030年
原子力	4.8～6.2	8.64	8.1～12.5	8.9	
原子力(含む立地対策・研究開発)		10.68			
原子力(含む立地・研究・揚水発電)		12.23			
火力		9.90			
石炭(従来型)	5.0～6.5		8.8～12.4	7.4	
石炭(新型)				8.5	
石炭(+CCS)				10.6	
石油	10.0～17.3				
天然ガス(コンバインドサイクル)			10.7～14.4	5.2	
天然ガス(新型コンバインドサイクル)				4.9	
天然ガス(新型コンバインド+CCS)				7.0	
天然ガス(通常型ガスタービン)	5.8～7.1			9.7	
天然ガス(新型ガスタービン)				8.1	
陸上風力	10～14		16.1～18.1(現状) 19.1～27.3(2030年)	7.6	5～8
洋上風力				19.0	8～10
太陽光	46～48		51.4～63(現状) 25～24.6(2030年)	16.4	7
太陽熱				24.3	5～7
地熱	12～20			7.9	
バイオマス	12.5			8.8	
一般水力		3.98			
水力	8.2～13.3	7.26		6.7	
波力					5～10
海洋温度差					8～13
				(1ドル=78円 換算)	

資料：(経済産業省，2008) (大島，2010) (秋元，2011) (EIA，2011)，(NEDO，2010)より作成。

用いてきた(かっこ内は前提条件を変えた場合の最小～最大価格)。現在ではこのコスト計算には多くの疑義が寄せられ、政府は2011年11月23日に原子力発電のコストを1kWhあたり7.7円と上方修正した。しかし、それよりも高い試算結果は多い。使用済み核燃料処理やリスク管理などのコストを入れれば大幅に上昇すると議論されている。

たとえば立命館大学の大島によると、1970年から2007年の各電力会社の有価証券に基づく原子力発電のコストは8.64円、立地対策や研究開発に使われている国民負担2.05円を加えるとkWhあたり原子力は10.68円、揚水発電を加えた原子力+揚水発電は12.23円と

なる¹²。その他の電源別コストは、火力 9.90 円、水力 7.26 円（揚水を含む）、一般水力 3.98 円と試算された（大島，2010，p.80）。ここでの原子力の費用には、使用済み核燃料再処理（バックエンド）の永年保管を考慮したコストや、今回のような原子力事故の賠償費用や環境外部性に対する費用は入っていない。

しかし、研究開発や揚水発電まで原子力のコストに入れる大島の試算には、恣意性があるという批判もある。秋元は¹³、稼働率や各種条件を細かく想定分けした試算の結果、kWh あたり原子力 8.1~12.5 円¹⁴、石炭 8.8~12.4 円、天然ガス（コンバインドサイクル）10.7~14.4 円、陸上風力は現状 16.1~18.1 円、2030 年時点で 19.1~27.3 円、太陽光（メガソーラー）は現状で 51.4~63 円、2030 年で 25~45.6 円と試算した（秋元，2011）。

エネルギー問題は利害や思想対立が反映されやすく、コスト計算もその例外ではない。アメリカの EIA（Energy Information Administration）は、中央銀行と同様に政治的中立性が制度的に担保されており、エネルギー省の管轄ではあるがエネルギー長官の指示系統には属さない機関である。政治的中立性があると想定して、EIA による 2016 年に運転開始の電源種別コストをみると¹⁵、原子力 8.9 円、石炭 7.4~10.6 円、天然ガス（コンバインドサイクル）5.2 円~9.7 円、水力 6.7 円、太陽光 16.4 円、太陽熱 24.3 円、陸上風力 7.6 円、洋上風力 19.0 円、地熱 7.9 円、バイオマス 8.8 円である。アメリカの試算の場合、太陽光の照射条件が日本よりも良いので日本での太陽光・太陽熱のコストはさらに高くなる。そして圧倒的に安い天然ガスには、次節で論じる非在来型天然ガス生産開始に伴うアメリカ市場における天然ガス資源価格の低下が反映されている。

2011 年 12 月に国家戦略室が設置したコスト等検証委員会が出した電源コストは、政策経費や事故リスク対応コストなどの発電の社会的コストを算入した。様々なシナリオからモデルケースを定め 2010 年モデルから 2030 年モデルへのコスト変化は以下の通りである。原子力は 1kWh あたり 8.9 円から事故被害額が算定できない以上、上限は見定められない。石炭は 9.5 円から 10.3 円へ上昇、LNG 火力は 10.7 円から 10.9 円へ上昇、石油火力は 22.1 円から 25.1 円へ上昇、陸上風力は 9.9~17.3 円から 8.8~17.3 円へほぼ横ばいか低下、洋上風力は 9.4~23.1 円から 8.6~23.1 円へほぼ横ばいか低下。地熱は 9.2~11.6 円と変わらず。太陽光では、メガソーラーは 30.1~45.8 円から 12.1~26.4 円へ低下、住宅用は 33.4~38.3 から 9.9~20.0 へ低下。一般水力は 10.6 円と変わらず、小水力は 19.1~22.0 円と変わらず、燃料電池は 109.3 円から 18.7 円へ大幅に低下する可能性があると報告された（コスト等検証委員会，2011）。

ここから言えることは、原子力はどの試算をみても電気事業連合会が公表してきたような安い電源ではない。石炭や風力と同程度である。一方、太陽光は当面極めて高い電源に

¹² 揚水発電とは、ベースロード電源である原子力の夜間余剰電力を利用して水をポンプでくみ上げ日中の電力ピークに水力発電を行う発電方法。

¹³ 地球環境産業技術研究機構（RITE）システム研究グループ，グループリーダー。

¹⁴ 使用済み核燃料に関する費用は政府の想定 40 年 19 兆円のみを考慮。

¹⁵ 1 ドル=78 円で換算した。数値は、1kWh あたりの価格である。

なる。FIT の対象にするには理に叶わないという意見も多いが、量産と技術開発による価格低下予想が、FIT が太陽光にかくも傾注する根拠となる。再生可能エネルギーのコストが高いという指摘に関しては、2030 年時点での予測に対して秋元試算と NEDO 試算には大きな開きがある。コストを考慮するときには、試算の前提条件をどう捉えるかによって、また政策がどのように施策されるかによって数値が大きく変化することを常に念頭に置かなければならない。

しかし、このコストのみをみて 2030 年以降に本格稼働する次世代エネルギーシステムを論じることは少し視野狭窄である。なぜなら、分散型を前提とするなら、ここで取り上げられている電源の他にも多様な電源を考慮することができるからである。

たとえば新エネルギーにも分類されている廃棄物発電は、既存の焼却炉を使うために炉の新規増設が要らず、発電施設の追加投資だけで済み、かつ燃料費は無料である。現在日本における一般廃棄物焼却炉、産業廃棄物焼却炉、合わせて約 230 万 kW である。しかし先にも論じた系統開放の問題から、売電は自由自在とはいわずに自家消費に制限されるためにエネルギーポテンシャルよりも小さい発電設備を付けざるをえない。既存の焼却炉の潜在発電能力は 500 万 kW、原子力発電 5 基分であり、既存原子力で供給する電力量の 10% を賄える。電源コストは NEDO の試算で kWh あたり 9~15 円であり、最も競争力の高い新エネルギーである。ドイツでは電源の一つとしての市民権を得ているが、日本では FIT 法案の対象にならなかった。

浸透圧発電も電源コストは 1kWh あたり 9~26 円で競争力がある¹⁶。浸透圧発電とは、海水と淡水など塩分濃度の異なる溶液の間に浸透膜を置き、平衡を目指して通過する水の圧力で発電を行う電源である。海水と淡水が混ざる河口付近などの設置が考えられるが、これは淡水化プラントで濃縮された海水を、浄化処理した下水で薄めて海に戻す時にも利用できる発電方法である。天候に左右されずに稼働率 85% で運転を持続できるためベースロードに向く電源である。日本とノルウェーで開発が進んでいる。日本での潜在能力は 600 万 kW で原子炉 6 基分に相当し、2015 年に 2000kW 級の実証プラント建設が計画されている。

その他の有望な電源は、まだ開発段階にある海洋エネルギーである。海流発電、波力発電、潮力発電、海洋温度差発電などがある。海洋エネルギーは技術開発が実用段階に達していないため、浸透圧発電と同様、新エネルギーには分類されていない。

海流発電は、黒潮の豊富な潜在力から安定的で大量のエネルギーを生み出すことが期待できるベースロードに向く電源で、原子力の代替に成り得る。ノヴァエネルギーは、1 基 160 万 kW（原子炉 1.5 基分）規模の海流発電所を 2020 年の竣工を目指して実証している段階にある。エンジニアリング振興協会も 2030 年に向けて発電コストを経済的に現実的なラインである kWh 当たり 10 円にまで下げることを目指している。

日本は欧米ほど海面の波が強くは無いのであるが、波力発電も候補になる。波力発電研

¹⁶ 東工大グループによる試算数値。

究会は、2030年までに日本で2000～3000万kWの設備を導入することが可能としている。波力発電の稼働率は30～50%であり、波力の発電コストは現在kWh当たり20～40円であるが、開発各社は2030年に向けてkWh当たり10円を目指している。

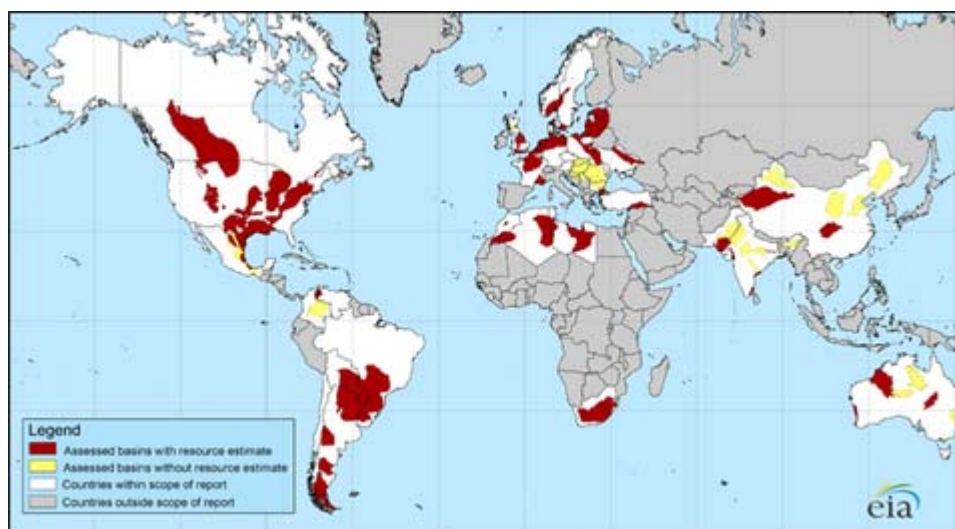
洋上風力と海洋発電とは適地となる海域が重なるので、洋上風力発電設備の下部に海流発電・波力発電・潮力発電設備、さらに太陽光・太陽熱発電を併設して送電施設を共有することでコスト低下をはかるなどの工夫は最大限実施すべきである。

太陽光という最も高い電源をめぐって、もしくは残る風力、地熱、バイオマスという限定された電源だけに限って原子力との代替を論じる必要はない。コスト、安全性に実用可能性が出てきたときには、いかなる電源も差別なく採用を考慮するという意識の解放が、次世代エネルギーシステムの「分散化」の核心と思われる。

(3) 非在来型天然ガスの陥穽

原子力は当面再稼働しにくく、新規増設はしがたい。再生可能エネルギーの実用化はまだ緒についたばかりで信頼は低い。したがって直近の未来を担う資源は非在来型天然ガスであるという議論について考察したい。非在来型天然ガスとは、油田・ガス田などに存在する在来型天然ガスに対して、コールベッドメタン、タイトガス、シェールガス（頁岩）、メタンハイドレードなどの、1970年代から存在は知られていたが採掘方法が無く採掘不可能だった天然ガス群を指す。2002年頃から、水圧破砕法（フラッキング）によるシェールガス開発がアメリカで本格化され、採掘コストは石油の半分まで低下した。天然ガス価格は13ドル/100万BTUから同4ドルへ低下し、天然ガスの可採年数は60年からMIT予測で160年まで延びた。世界中で賦存量が確認されかつその量が膨大であること（図10）、価格が安いこと、天然ガスは石炭の57%しかCO₂を出さないことを理由に、人類はエネルギー

図10 世界のシェールガス確認埋蔵地

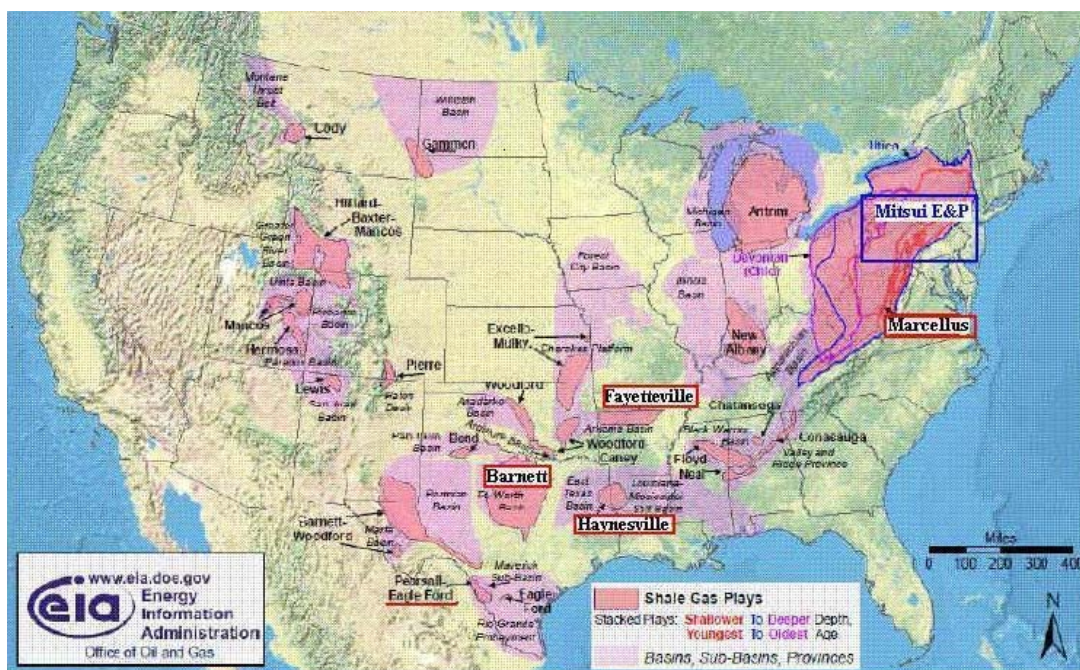


出所：(EIA, 2011)

ギー問題から当面解放される夢の資源に遭遇したかのように論じられる。

しかし、シェールガスの環境負荷は極めて高い。まず、シェールガスの組成はメタンが90%であり、採掘時に温室効果がCO₂の21倍であるメタンが放出されることや、ベンゼンやトルエンなど健康被害をもたらす揮発性有機化合物の排出が起きる。より本質的問題は、採掘技法による水質汚染である。水圧破砕法は、地下2~3000mに存在する泥岩の一種であるシェールガス層に水平坑井を敷設し、数百種類の化学薬品を混入した溶液を高圧で注入して岩石にひび割れを作りガスを連続して取り出す技法である。開発が先行しているアメリカでは、コロラド州、テキサス州、ペンシルベニア州などのガス井周辺で、可燃物混入による着火濃度の飲用の水道水が確認されている。周辺住民には呼吸器疾患、不可逆的な脳神経疾患などが出始め、不可逆的な土壌破壊と水質汚染が進んでいる（Gasland Production, 2010）。アメリカでは飲料水の安全性確保のために水源近くの土中に異物を混入することが飲料水安全条例で規制されているが、シェールガス開発に関してはハリバートン社の圧力でその規制と飲料水の調査が回避されているという報告がなされた。その後EPA（Environmental Protection Agency：アメリカ環境保護庁）は、天然ガスや採掘時の大気汚染物質に対して排出規制を2015年から実施することを2012年4月に発表した。水質汚染に関してEPAは、汚染を確認した調査結果に基づき開発業者に対する訴訟を起していたが、2012年に入り訴訟を複数取り下げて再調査を行うことにしたり、一度は安全と認定した地域の再調査を行ったりと、米国内では規制当局と開発圧力との駆け引きが続いている。ニューヨーク州、ペンシルベニア州、ニュージャージー州、デラウェア州の1500

図 11 アメリカのシェールガス分布図



出所：(EIA, 2011)

万人に飲料水を供給するデラウェア川を管理するデラウェア川流域委員会は、水圧破砕法によって生じる排水排出に関する国内基準の策定が計画されるまで、その下を通るマーセラシェールの開発を2011年3月に中止させた(図11)。イギリスでは、2011年に水圧破砕法が地震を引き起こした可能性を開発当事者が報告した(AFP, 2011)。フランス、ブルガリア、南アフリカ、スイス、オランダではシェールガス開発が全面的に禁止、もしくは環境影響評価がでるまで禁止とされているが、この報道を日本で聞くことはめったにない。もし開発推進にバイアスのかかった世論がいま日本で形成されているとしたら、それは原子力と同様に我々のエネルギーシステムの選択に関する冷静な議論を阻む要因となろう。事実を直視しながら進むことが肝要である。

3 次世代エネルギーシステムの分散型電源のすがたとコスト再考

冒頭でのべたように、次世代エネルギーシステムには、環境適合性を持った分散型システムが要請されていた。環境適合性とはいままでの議論では通常CO₂の排出量を意味し、今はまだ原子力も火力も使うものの、技術革新の進展によって、次第に再生可能エネルギーの比率が上がるクリーンなイメージの社会が世界中に出現することが期待されていた。しかしここに来て、人類が環境適合性に関して大きな分岐点に立っていることに気づかされる。そこには大きな陥穽がある。

再生可能エネルギーか、次世代原子炉か、もしくは廉価な非在来型天然ガスかという選択肢を前にして、通常は電源コスト、技術開発、実現可能性という切り口から考察を行う。しかしその前段階として、人類がいま考えなくてはならないことは、何が最も本質的な経済的合理性なのかという問いである。

原子力推進の一般的根拠は、既に述べた通り①低コスト、②安定供給、③低炭素電源である。TWRもトリウム原子炉もこの条件を満たす。ビル・ゲイツ氏は「TWRはCO₂を出さずに、始末に困る劣化ウランを燃やし、安いコストで人類にエネルギーをほぼ無限に供給し続ける夢の原子炉」を提供しようという使命感に燃えており、このロジックには抗いがたい魅力と説得力がある。しかし、たとえ使用済み核燃料が1/10に減少してもやはり出続けることは変わらない。原子炉の規模が小さくなるため基数が増え、原子炉の拡散は不可避であり、事故の確率は上昇しリスクが拡大する。上記の明快なロジックは普及促進には強い力を発揮するであろうが、放射能漏えいの危険も分散化し増加する。それは、最終的に地球規模での不可逆的な環境破壊に導く可能性がある。非在来型天然ガスに込められるあまりに大きな期待も、水圧破砕法が持つ不可逆的な環境破壊の危険性を隠ぺいすることになる。

いまの開発動向の先には、スマートグリッドでネットワーク状に繋がれた、分散型の各種の再生可能エネルギーと、分散型原子炉が点在し、分散型天然ガス・コンバインドサイクルが石炭火力を補填しながら大量に導入されるという構図が浮かぶ。世界全体で見れば、

シェールガスほか非在来型天然ガスや、本稿では触れなかったがオイルサンド採掘が土壌汚染と水質汚濁を引き起こし、さらなる地球温暖化ガスを出しながら、新型原子炉の普及による放射性物質の拡散が進む。つまり、不可逆的に地球を汚染する可能性を持つシステムに進みつつあるのかもしれない。もしも我々が近視眼的な経済的効率性のみを追求すれば、それが論理的な帰結になるだろう。

小出は、40年にわたる原子力研究から原子力発電への危惧を次のように述べる。原発は機械であり、機械は時に事故を起こす。それを造り動かしているのは神ではなく人間であるから時に間違いを起こす。人知では計れない天災も起こる。どんなに私たちが「事故を起こしたくない」と思っても、それが起きてしまうことはやはり覚悟しなければならない。問題は、原発が膨大な危険物を内包している機械であり、大きな事故が起きてしまえば破局的な被害を避けられないことなのだ（小出，2011）。40年の信念の帰結は、きわめてシンプルな道理である。

コストの低さを電源選択の第一に考慮しないことをナイーブであると市場は糾弾する。しかしその考え方は、さらに大きな枠組みの経済性から見れば甚だしくナイーブである。放射能と化学物質で汚染された土壌と水で、人類が豊かに生きる道はない。このような負の外部性を出し続けて、大地と水という本源的な資源を失うことの不経済性を無視できるほど、人類はもう無邪気でもない。

ドイツや北欧の電力自由がもたらしたものは、再生可能エネルギーの導入と、高い電力価格だった。しかしそれは、リスクが少ないエネルギー源を選択することが、燃費削減、全国規模での雇用創出、環境対策費用までを考慮すると結果的には経済性が高いという国民の合理的な判断の結果だった（山根，2011）。もちろんドイツは石炭火力も多く、フランスから原子力による電力を買っており、ドイツ自身まだ原子力発電を行っているが、今後の新規増設は想定せず脱原発も実行するだろう。舵は切ったのである。

電力インフラが政策介入なしで変更される事はない。電源開発には長い時間がかかる。いま日本がすべきことは、次世代のエネルギーシステムが可能性として持つ様々な要素を柔軟に考慮して長期のビジョンを描き、実現への道程を示す政策的決断をはっきりと下すことである。

米アリゾナ州にネイティブ・アメリカンのホピ族がいる。ホピとは「平和の民」を意味する。ホピ族伝統派は、「母なる大地に埋まっているものを掘り出してはいけない。なぜならそれは母の内臓だからだ。母なる大地を傷つけることなく、宇宙の摂理とともに生きよ、そうしなければ自然界のバランスが崩れ、多くの困難が人類に降りかかるだろう」という教えを、永年にわたるアメリカ政府の様々な介入に合いながらも体現しようと苦闘し、世界に発信し続けてきた。福島第一原子力発電所事故に対しても、祈りを添えて公式メッセージを伝えた。「誰もが母なる地球の大きな変化の時のなかにおり、今起きていることはすでにわれわれは祖先から聞いていた。…中略…。ホピは言う。われわれがこの変化の時を抜けていけるための道はあると。それは、地球を敬い、そのすべて

の命を敬い、母なる地球の上を優しく歩くことだと」と。消費文明に浸り、自然界に反応する感覚が麻痺した我々に、ホピの言葉はうつろに響くのかも知れない。しかし、ホピの断固たる静かな叫びは、地球からの声である。

おわりに

日本の国民世論を反映して、原子炉を増設せず経年廃炉を待って原子力を縮小し、再生可能エネルギーとスマートグリッドで構成する分散型、低炭素の新しいエネルギーシステムを実現することは、我が国の再生可能エネルギーポテンシャルと技術の面から見ると可能である。その実現には前提となる電力供給の最適化・安定化を可能にするスマートグリッド整備が必要になるが、スマートグリッド整備のためには既存の送配電線網の大幅な設備強化と送配電線網自由化が前提となる。発送電分離はきわめて政治的なプロセスに委ねられ、日本では電力自由化の形式が整いつつも形骸化する可能性が高い。もしも形骸化のままに進めば、分散型再生可能エネルギーはニッチ程度に普及し、いずれ原子力推進への回帰が起きるだろう。しかし日本が発送電分離へ進むことができれば、スマートシティーに関連する多様な需要と雇用を創出することができるかもしれない。

日本では原子力か再生可能エネルギーかという問いが立つが、世界的には「原子力も、再生可能エネルギーも」で進む可能性が高い。特に BRICS や中東などの新興国はそうである。分散型のエネルギーシステムに世界中が邁進する中で、今われわれはシステム選択の大きな分岐点に立っている。劣化ウランやトリウムを燃料とする次世代原子炉は小型化し、都市部や途上国にも分散配置され、事故や人為的ミスによる放射性物質拡散の可能性が拡大する。天然ガス・コンバインドサイクルは熱効率がよくコストが安い火力として大いに導入され、世界中で大量の賦存が確認されている廉価な非在来型天然ガスが燃料として使用される。しかし非在来型天然ガスの開発に使われる水圧可採法という採掘方法は、取り返しのつかないかたちで地球を汚染していくだろう。近視眼的な経済合理性に終始することは、長期での経済的合理性を失うかもしれないという、二つの道の分岐点である。せめて日本は後世から見て悔いのなり道を選びたい。

急激に技術開発が進む中で、国内の政治的力関係も動いていくことであろう。世界情勢も、資本の流れや資源価格の変動とともに変化していくはずである。それでも新しいエネルギーシステムを選択するという作業の中で、私たちはグランドセオリーに立ち戻らなくてはならない。生きて行くためには何が一番必要なのかというシンプルな問いである。本稿では、省エネの問題には触れられなかった。新たな動向を観察しながら、電力需要削減の面も含めた考察を続けていきたい¹⁷。

¹⁷本稿は、拙稿(2012)「次世代エネルギーシステム選択の岐路 ―発送電分離・次世代原子炉・非在来型天然ガスをめぐる可能性と諸問題―」日本大学経済学部『経済集志』、第81巻、第4号、pp.29-60をもとに加筆・修正された。

【参考文献】

- 秋元圭吾 (2011) 「発電コストの推計」『RITE システム研究グループ』<http://www.rite.or.jp/Japanese/labosysken/about-global-warming/download-data/PowerGenerationCost_estimates_201105.pdf>, 「推計結果」 <http://www.rite.or.jp/Japanese/labosysken/about-global-warming/download-data/PowerGenerationCost_detailedestimates_Japan_201105.pdf> (2011.6.20.採取).
- EIA (2011) *Annual Energy Outlook 2011*, <<http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>>, (2011.11.23.採取).
- 石井彰 (2011) 『エネルギー論争の盲点 天然ガスと分散化が日本を救う』NHK 出版新書.
- 井上雅晴 (2004) 『電力自由化 2007 年の扉』エネルギーフォーラム.
- 伊原賢 (2011) 『シェールガス争奪戦』日刊工業新聞社.
- 植草益 (2000) 『公的規制の経済学』NTT 出版.
- AFP(2011) 「水圧破砕法による天然ガス採掘で地震発生, 英社が報告」『AFP BBNews』11 月 6 日. <<http://www.afpbb.com/article/environment-science-it/environment/2839065/8037510>> (2011.11.15 採取).
- コスト等検証委員会 (2011) 「コスト等検証委員会報告書」『国家戦略室ウェブサイト』 <http://www.npu.go.jp/policy/policy09/archive02_hokoku.html>(2012.3.1.採取)
- 円居総一 (2011) 『原発に頼らなくても日本は成長できる』ダイヤモンド社.
- 大島堅一 (2010) 『再生可能エネルギーの政治経済学』東洋経済新報社.
- 岡本浩・藤森礼一郎 (2008) 『Dr.オカモトの系統ゼミナール』電気新聞ブックス.
- 奥村宏 (2011) 『東電解体』東洋経済新報社.
- Gasland Production(2010) *Gasland*, 『BS世界のドキュメンタリー』NHK-BS, 2010.12.13. 放映.
- 加藤敏春 (2010) 『スマートグリッド革命』NTT 出版.
- 亀井敬史 (2010) 『平和のエネルギートリウム原子力』雅粒社.
- (2011) 『平和のエネルギートリウム原子力Ⅱ』雅粒社.
- 環境省 (2011a) 「再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ平成 22 年度」『環境省公式ウェブサイト』 <<http://www.env.go.jp/earth/ondanka/rep/index.html>> (2011.5.10.採取).
- (2011b) 「平成 21 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査 調査報告書」『環境省公式ウェブサイト』 <<http://www.env.go.jp/earth/report/h22-02/index.html>> (2011.5.10 採取).
- 橘川武郎 (2011a) 『原子力発電をどうするか』名古屋大学出版会.
- (2011b) 『東京電力失敗の本質』東洋経済新報社.
- 経済産業省資源エネルギー庁 (2008) 『エネルギー白書 2008 年版』山浦印刷出版部.

- (2012)「基本問題委員会について」『経済産業省資源エネルギー庁公式ウェブサイト』<<http://www.enecho.meti.go.jp/info/committee/kihonmondai/index.htm>> (2012.3.20.採取).
- 小出裕章 (2011)『原発のウソ』扶桑社.
- 斎藤誠 (2011)『原発危機の経済学』日本評論社.
- 柴田明夫 (2010)『資源争奪戦』かんき出版.
- シュラーズ, ミランダ・A. (2011)『ドイツは脱原発を選んだ』岩波ブックレット No.818, 岩波書店.
- 高橋洋 (2011)『電力自由化』日本経済新聞社.
- 電気事業連合会 (2010)「FEPC INFOBASE2010」『電気の情報広場』<<http://www.fepc.or.jp/library/data/infobase/pdf/infobase2010.pdf>> (2011.5.10.採取).
- 東京電力 (2010)『平成 22 年度 数表で見る東京電力』東京電力広報部.
- 長山浩章 (2011)「日本電力産業の明日」『世界経済評論』vol.55, no.5, pp.30-36.
- 日経 BP クリーンテック研究所 (2011)『世界スマートシティー総覧 2012』日経 BP 社.
- 日本経済新聞(2011a)「外れた東電のくびき,スマートシティーは加速するか」『日本経済新聞社』<<http://www.nikkei.com/tech/ssbiz/article/g=96958A9C93819696E0E4E2EA908DE2E3E2E4E0E2E3E3E2E2E2E2E2E2;p=9694E3EAE3E0E0E2E2EBE0E4E2EB>> (2011.11.10.採取).
- (2011b)「社長 100 人アンケート エネルギー政策」『日本経済新聞』7 月 15 日, 朝刊, p.11.
- (2011c)「東電から東北電への電力融通枠 200 万 kW に拡大へ」『日本経済新聞』8 月 9 日, 朝刊, p.1.
- 日本原子力産業協会 (2011)「世界の原子力発電 運転・建設・計画状況」『日本原子力産業協会公式ウェブサイト』<<http://www.jaif.or.jp/ja/news/2011/ichiran2011reference.pdf>> (2011.5.22.採取).
- NEDO(新エネルギー・産業技術総合開発機構) (2010)『NEDO 再生可能エネルギー技術白書』総合エネルギー出版社 エネルギーフォーラム.
- NetMile リサーチ (2011)「ネット世論調査 原子力発電所」『週刊ダイヤモンド』第 99 巻 20 号, p.23.
- 林泰弘他 (2010)『スマートグリッド学』日本電気協会新聞部.
- Beder, Sharon(2003), *Power Play: The Fight to Control the World's Electricity*, Carlton: Scribe Publications. 高橋健次訳 (2006)『電力自由化という壮大な詐欺 誰が規制緩和を望んだか』草思社.
- 古川純子 (2011)「再生可能エネルギーとスマートグリッドへシフトせよ 課題は技術ではなく、政治の決断である。」『日経ビジネオンライン』<<http://business.nikkeibp.co.jp/article/manage/20110520/220059/?rt=nocnt>>

(2011.5.24.採取).

----- (2012) 「次世代エネルギーシステム選択の岐路 ―発送電分離・次世代原子炉・非在来型天然ガスをめぐる可能性と諸問題―」日本大学経済学部『経済集志』, 第 81 巻, 第 4 号, pp.29-60.

Bloomberg Businessweek, (2011) 「米国で湧く『シェールガス革命』に待った 懸念される環境汚染」『日経ビジネスオンライン』 <<http://business.nikkeibp.co.jp/article/world/20110311/218939/?P=3>>(2011.10.10 採取).

みずほコーポレート銀行 (2009) 「電力産業の将来展望 日本型自由化モデルのさらなる挑戦」『みずほ産業調査』 vol.31, no2, p.21.

村上朋子 (2010) 『激化する国際原子力商戦』 エネルギーフォーラム.

諸住哲 (2010) 『スマートグリッド』 アスキー・メディアワークス.

山家公雄 (2009) 『オバマのグリーンニューディール』 日本経済新聞社.

----- (2010) 『迷走するスマートグリッド』 エネルギーフォーラム.

山根小雪 (2011) 「ドイツが脱原発を決めた本当の理由」『日経ビジネスオンライン』 <<http://www.nikkeibp.co.jp/article/reb/20111108/289865/?P=3&ST=rebuild>>(2011.11.18 採取).

山本隆三 (2011) 「再生可能エネルギーに頼れない理由」『WEDGE』第 23 巻 9 号, pp.35-7.

横山明彦他 (2010) 『スマートグリッドの構成技術と標準化』 日本規格協会.

吉岡斉 (2011) 『原発の日本の未来』 岩波ブックレット No.802, 岩波書店.