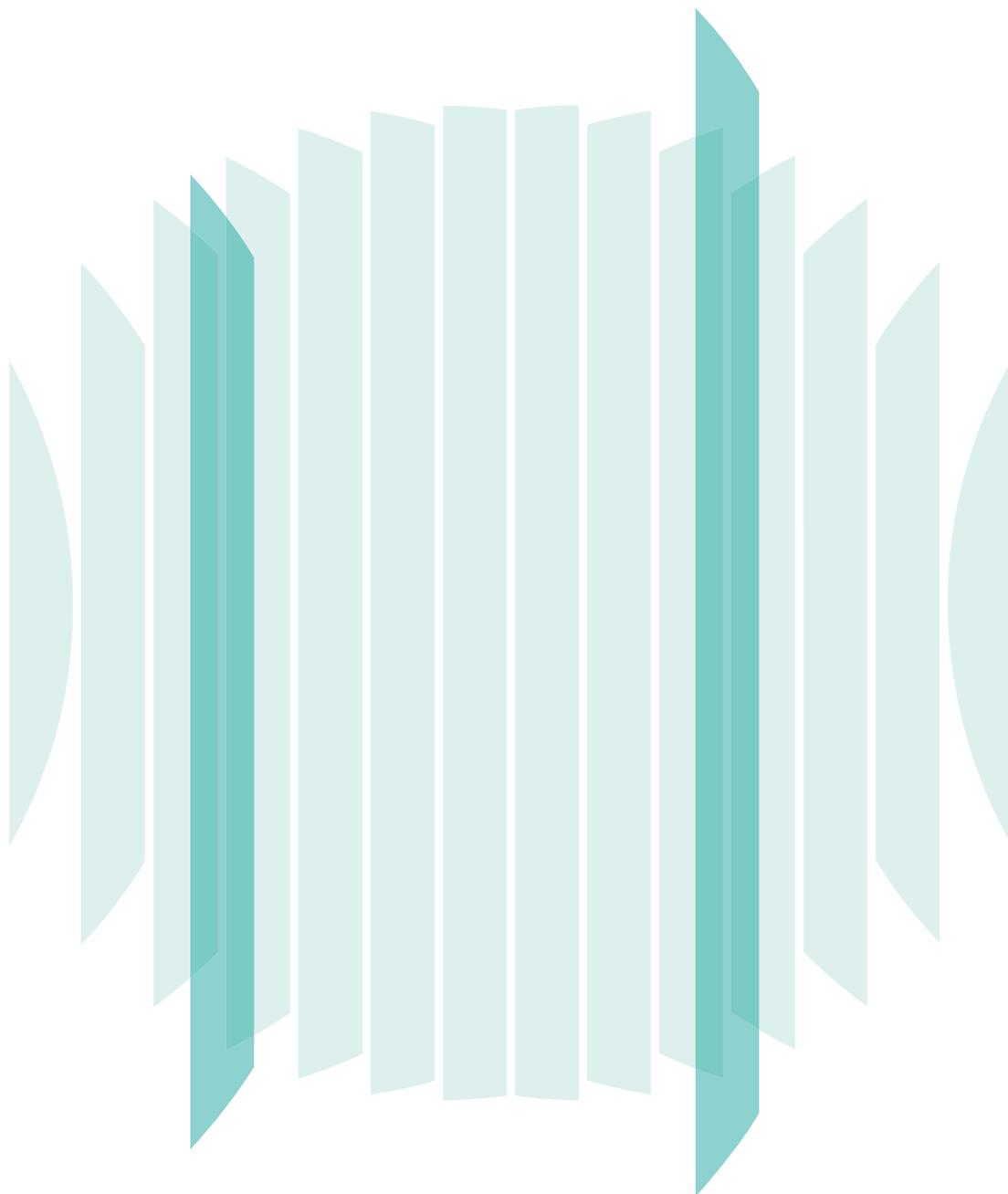


季報 エネルギー—総合工学

Vol. 34 No. 2 2011. 7.



財団法人 エネルギー—総合工学研究所
THE INSTITUTE OF APPLIED ENERGY

目 次

【巻頭言】			
	ロバストなエネルギー戦略の構築に向けて (財)エネルギー総合工学研究所 専務理事	山 田 英 司	…… 1
【寄稿】			
	中国の原子力発電ビジネスの現状 (株)テクノバ シニアアドバイザー 元東京大学公共政策大学院 特任教授	諸 葛 宗 男	…… 3
【寄稿】			
	欧米諸国における電気事業の現状 (社)海外電力調査会 調査部 副主任研究員	大 西 健 一	…… 11
【調査研究報告】			
	東日本大震災を踏まえた国内エネルギー需給構造のあり方に関する検討 (中間報告) プロジェクト試験研究部 兼 原子力工学センター 主管研究員	都 筑 和 泰	
	プロジェクト試験研究部 主任研究員	森 山 亮	
	プロジェクト試験研究部 主任研究員	石 本 祐 樹	
	プロジェクト試験研究部 主任研究員	時 松 宏 治	
	プロジェクト試験研究部 主管研究員	菫 原 直 人	…… 29
【調査研究報告】			
	海外再生可能エネルギーの大陸間輸送技術の経済性評価 プロジェクト試験研究部 主任研究員	石 本 祐 樹	…… 42
【調査研究報告】			
	平成22年度 エネルギー技術に関するアンケート調査 エネルギー技術情報センター 主管研究員	下 岡 浩	…… 53
【活動報告】			
	月例研究会300回の歩み 研究理事 エネルギー技術情報センター長	疋 田 知 士	…… 62
【事業報告】			
	平成22年度 事業報告の概要 (財)エネルギー総合工学研究所		…… 79
【研究所のうごき】			……81
【編集後記】			…… 83

巻頭言

ロバストなエネルギー戦略の構築に向けて

山田 英司 (財)エネルギー総合工学研究所
専務理事



今回の東日本大震災で、亡くなられた方々には深い哀悼の意を表し、被災された方々には心からのお見舞いを申し上げます。また、当研究所会員企業の中には、事業所が被災されたところもあるかと存じますが、一日も早い復旧を祈念します。

今回の大震災では、福島第一原子力発電所の事故が、わが国産業活動や国民生活に大きなインパクトを与えたのみならず、未曾有の広域災害は、わが国の産業構造やエネルギー需給構造が抱える広範なリスクを顕在化させました。

このような発生確率は極めて低いですが、一旦発生すると甚大な影響を及ぼすような事象は、2008年のリーマンショックを契機とする金融危機の際脚光を浴び、“ブラックスワン”と呼ばれるようですが、リスクヘッジに長けた証券マンや、リスク評価に努めた原子力関係者も未然発生阻止、さらには、影響拡大防止ができなかったもので、今後、防災やエネルギーのあり方を考える上で、如何に扱うかが大きな課題と考えられます。

当研究所では、大震災を契機に、東日本大震災を踏まえたエネルギー需給構造のあり方について検討を行う調査研究チームを立上げ、エネルギーの専門家である研究所員の叡智を結集して全所的な研究を行っております。そして、エネルギー政策に係る新しいパラダイムとして、“ロバスト”性を提唱しています。ロバストとは、「頑健な」という意味合いで、災害のみならず、各エネルギー供給源が潜在的に有するリスクが発現する場合にも、エネルギー供給システムが維持されることを意味します。今回の大震災では、東西間の電力融通に係る制約、計画停電に伴う病院、交通等重要施設の機能低下等が周知の問題点として認識されるようになりました。ロバストなエネルギー需給構造の実現には、エネルギー供給面のみならず、こうした流通面や需要面での対策も総合的、戦略的になされる必要があります。エネルギー供給は産業構造や国民生活に密接な関係を有することから多面的な検討を実施しているところであり、今後、関係の方々の意見を戴きつつ、報告のとりまとめ、提言を行っていく所存です。

東日本大震災を踏まえ、国のエネルギー基本計画が見直されることとなり、その際、省エネルギーの推進や再生可能エネルギーの開発利用の加速化が、これまで以上に大きな柱になる一方、議論となるのは原子力エネルギーの位置付けです。福島第一原子力発電所の事故は、本稿執筆の6月末現在、収束しておらず、また、事故原因や推移も今後の調査を待たなければなりません。私の考えるところでは、原子力については、その原点、すなわち、被爆国ながら平和利用に徹して原子力開発利用を開始した時点、あるいは、石油代替エネルギーの柱として原子力発電利用を本格化させた石油危機の時点に立ち返って、その意義を考える必要があると考えます。その事故影響の波及性を考えると過度な依存はできませんが、危機からの逃避として脱原子力に向かうことは、政治商品化した石油や天然ガス輸入への依存、あるいは、供給不安定性や高コストが懸念される再生可能エネルギーへの依存を高めることとなりかねず、原子力による国民経済上の得失を客観的に評価検討していくことが肝要と考えます。

各エネルギー源は、それぞれが固有のリスクを内在しており、それらを如何にコントロールして利用していくかがポイントです。原子力についても、そのリスクは、制御できないものとして放棄するか、技術や人間組織によって制御できるものとして取り組んでいくか、その選択が問われているところです。

当研究所としても、技術の視点を中心に、経済、社会、国際関係等多面的な視点から、今後のエネルギー戦略の構築に向けて調査研究に努めていくこととしております。賛助会員皆様のご理解とご支援を切にお願い申し上げます次第です。

[寄稿]

中国の原子力発電ビジネスの現状



諸葛 宗男 (株)テクノバ シニアアドバイザー
元東京大学公共政策大学院 特任教授

まえがき

筆者は2010年12月、国際原子力発電技術移転機構（Nuclear Power Generation Engineers Forum：略称 NPG Engineers Forum）の第1回原子力発電技術フォーラム訪中団の団長として、中国の原子力発電関係施設を訪問し、中国の最新の原子力発電推進情報を入手したのでその概要を以下に紹介する。

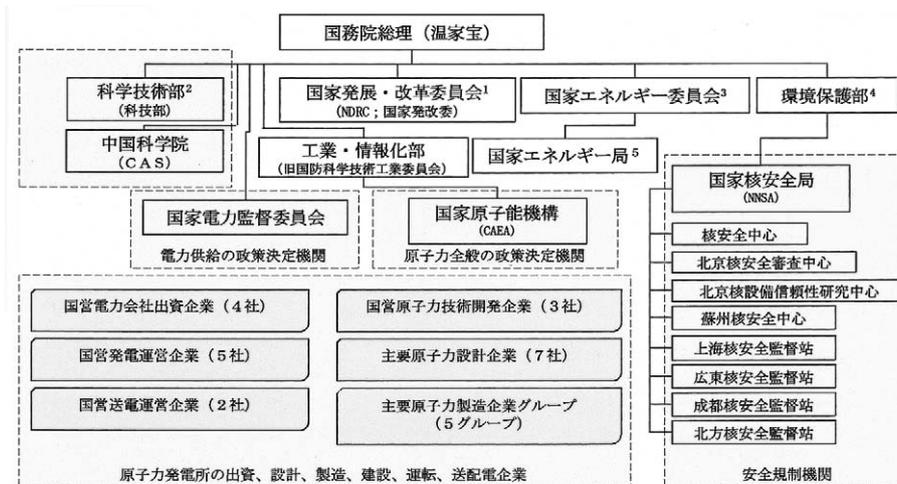
1. 中国の原子力体制の現状

(1) 中国の原子力発電関連の政府組織と企業

中国の政府組織は比較的頻繁に改編が行われるが、原子力関係の政府組織と関連企業は現在、図1に示す通りである。

中国の原子力発電の政府組織は、発電所の建設を推進する国家原子能機構、電力供給政策を管轄する国家電力監督委員会、研究開発を統括する科学技術部と中国科学院に分かれている。そして、安全規制は環境保健部の下にある国家核安全局が統括している。研究開発、建設推進、安全規制がそれぞれ独立しているのが特徴である。

電力会社は発送電を分離した形となっており、国営の出資企業が4社、国営の発電会社が5社（図2参照）、国営の送電会社が2社（図3参照）となっている。原子力発電の建設は3つの国営の原子力技術開発企業（わが国のエンジニアリング会社に相当）が中心になって企業グループを構成している。主要な民間原子力設計企業7社と主要な民間原子力製造企業5グル



1：前身は1953年に成立した国家計画委員会。1998年3月の朱鎔基内閣発足時に国家発展計画委員会に改称。2003年3月、温家宝内閣発足時に現在の国家発展・改革委員会に改称された。
 2：1958年科学技術委員会と国家技術委員会が合併して国家科学技術委員会となった。1970年には中国科学院と合併し、1977年に再び国家科学技術委員会となり、1998年に改称された。
 3：2008年新設
 4：1998年中国政府保護小組を国家環境保護総局に格上げし、國務院の直屬機関とした。2008年4月環境保護總局を環境保護部に格上げした。
 5：2010年新設

図1 中国の原子力発電関連の政府組織と企業

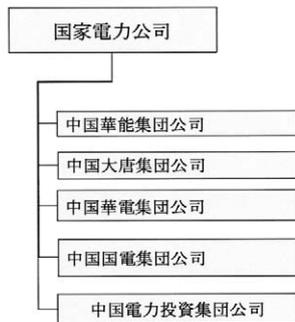


図2 国営発電運営1社+5社（IPP）

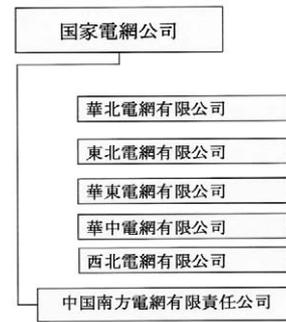


図3 国営送電運営2社+5社

ープが3つの国営原子力技術開発企業グループの下で建設を推進している（表1参照）。

（2）中国の原子力体制の考察

中国の原子力体制はいくつかの点でわが国の体制と異なっている（表2参照）。

第一に、規制組織が推進組織と完全に独立していることである。第二に、わが国の原子力委員会、原子力安全委員会に相当する機関がないことである。日本の政府組織は機能が細分化さ

れているが、中国の組織もわが国に負けず劣らず細分化されており、その調整に苦勞しているものと推察される。最近、原子力委員会を設置すべきとの声が高まっているとのことであるが、その背景には総合的政策調整を担う組織の必要性に迫られているためと推察される。

第三に、国営のエンジニアリング企業3社があることである。国が政策的に競争環境を作っているが、お互いに協調する部分もあり、わが国で重電3社が競争している環境とは趣

表1 中国の原子力発電関連の主要企業

投資会社	中国核工業集团公司 (CNNC)	中国技術輸出入総公司	中国電力投資集团公司 (CPIN)	中国広東核電集团有限公司 (CGNPC)
	CNNCグループ	SNTPCグループ	CGNPCグループ	
建設会社	中国核電工程公司 (CNPEC)	国家核電技術公司 (SNTPC)	中広核工程有限公司	
設計会社	核動力研究設計院 (NPIC)	上海核工程研究設計院 (SNERDI) 山東電力工程諮詢公司 (SDEPCI) 国家核電工程公司 (SNPEC)	深圳中広核工程設計公司 広東省電力設計研究院 (GEDI) 中広核工程設計上海分公司	
製造会社	上海電氣集團	山東核設備廠	東方電氣集團	
	ハルビン電氣集團 中国第一重型機械集團 (中国一重) 中国第二重型機械集團 (中国二重)			

表2 中国の原子力体制

機能	中国の体制	<参考> 日本の組織
政府の推進政策体制	日本より細分化された縦割り(原子力産業は国家原子能機構(CAEA)、研究開発は中国科学院(CAS)、電力供給は国家電力監督委員会、エネルギー供給は国家エネルギー局)。最近、原子力委員会を新設すべきとの意見が出ている。	縦割り(原子力全般は原子力委員会、発電は経産省、研究開発は文科省、輸送と船用炉は国交省)
政府の安全規制体制	推進と独立した国家核安全局(NSA)が実施。	安全統括は原子力安全委員会、事業ごとの安全規制は文科省、経産省、国交省が個別に実施。
原子力発電事業体制	機能別に細分化(投資(オーナー)、建設統括、設計、製造、建設管理、発電所の運営、送電のそれぞれが独立した企業が実施)	電力会社と建設元請会社
研究開発体制	軽水炉の開発は電力投資会社(CNNC)が自ら進めたため、研究開発機関からの技術継承/移転は不要だった。FBR開発は研究開発機関が実施しているため今後その問題が発生する。	国の研究開発機関(JAEA)が研究開発し民間の事業会社に継承/移転する。

きが大幅異なっているようである。

第四に、電力会社が発送電分離されている点である。

2. 中国は原子力技術者不足が深刻化

(1) 原産協会年次大会での中国核能行業協会 ヤンチー副理事長発言

昨年4月22日、島根県松江市で開催された原子力産業協会年次大会の「原子力カルネッサンスの実現に向けて－各国の原子力・エネルギー政策と展望」と題したセッションで、中国核能行業協会のヤンチー副理事長は次のように発言した。「中国の原発建設のスケジュールが遅れている。その原因は人材不足にある。日本には是非人材面での支援をお願いしたい」。

中国の要人がこのように率直に自国の直面している課題を語るのは異例である。人材不足が如何に深刻化しているかが窺える。

(2) 中国規制当局トップが急速な原発拡大を 懸念

中国新聞網によると、中国の原子力規制当局である国家核安全局の局長を務める李干傑環境保護部副部長は、2008年6月17日、内外の原子力関係者が一堂に会した中国原子力産業協会の年次会合で、「野放図な原発拡大は人材の確保

や国産化戦略の推進、原子力安全管理といった点で深刻な矛盾を引き起こし、原子力発電所の建設面での品質保証や運転面での安全確保にとって大きな脅威になる」との懸念を表明した。

李副部長によると、原子力発電所の建設要員が不足しているだけでなく、研究開発や設計能力も満足とは言えない状況にある。さらに、原子力設備の製造・据付や原子力安全面での監督・管理能力にも問題があるという。同副部長は、中国が100万kW級の原子力発電所の設計技術をまだ完全に掌握していないとしたうえで、炉心設計等の核心技术も本質的に掌握していないとの見解を示した。この発言も人材不足が如何に深刻化しているかを窺わせるものである。

(3) 中国の原発建設スピードはわが国の過去の経験をはるかに上回っている

中国は経済成長の進展と国際的なエネルギー資源争奪戦の激化を背景として、この数年、急速に原子力発電所の建設計画を加速させている。原子力発電所の建設期間を運開に先立つ4年間と仮定して年度別の建設中基数を見ても、建設需要増大期における建設基数の増加率は、わが国が2年間で1.5倍だったのに対し、中国は2年間で約10倍に増大している（図4参照）。

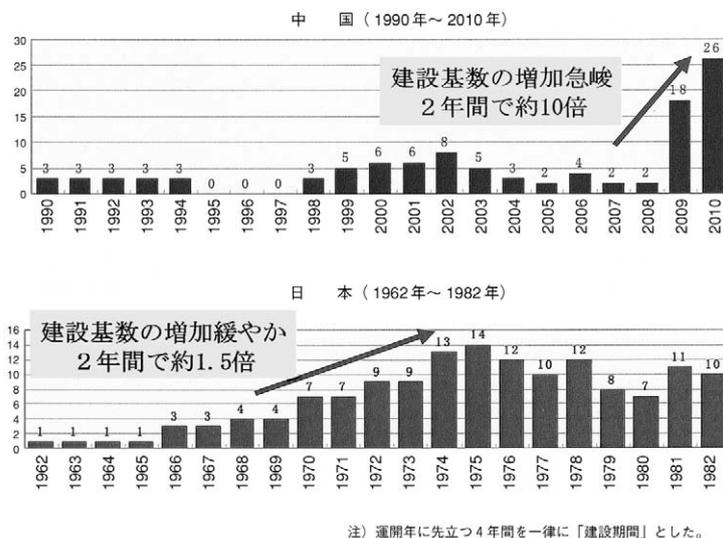


図4 日中の原発建設初期20年間の建設中基数比較

急速に建設スピードが速まり、建設技術者の育成がこの建設スピードに追いつけないことが技術者不足の背景にあることが容易に推察される。

(4) 中国でどのような人材が特に不足しているか

前出の李干傑局長は、炉心設計技術者、研究開発技術者、設計技術者、製造技術者、据付指導員、建設技術者、原子力安全監督者、安全管理技術者の不足を挙げている。つまり、研究開発、設計、製造、建設、運転のほぼ全分野で技術者が不足しているのである。

(5) 中国では海外メーカーが建設を請け負っているのになぜ人材不足なのか？

中国で建設中の原子力発電所のうち、18基が独自開発した国産プラントである。これまで国産プラントは最大年間2基の建設経験しかなく、必然的に人材不足が生じているものと思われる。

海外メーカーが請け負っているプラントの場合でも、中国企業に発注される設備・機器の研究開発、機器設計、製造、据付指導、品質管理等のニーズがあり、それらの技術者需要が急増している。

さらに、運開後の中国の発電企業の運転要員の人材需要はさらに大きく、当然ながらこれらのプラントの許認可にあたる、国家核安全局以下の規制当局の審査官、検査官の人材需要も相当急増しているはずである。

3. 中国の原子力開発

(1) 中国の原子力開発の概略経緯

中国の原子力利用は1960年代の軍事利用から始まった。1970年代に入ってから国産炉開発が始められた。1994年に国産初号機である泰山1号機が運開し、同年、フランス型初号機の大亜湾1号機も運開した。2006年には高温ガス炉が国家プロジェクトの指定を受けている。2007年に第3世代炉として米国ウエスチングハウス社のAPI1000の採用を決定している。2009年には国産の第3世代炉CNP1000が国家核安全局の認可取得に失敗していたことが明らかになった(図5参照)。

(2) 中国の原子力発電技術開発3社の炉型戦略

中国の原子炉開発の初期の頃は国産型のPWR開発とフランス型のPWRの技術導入路線が並行して進められていたが、2000年代に入

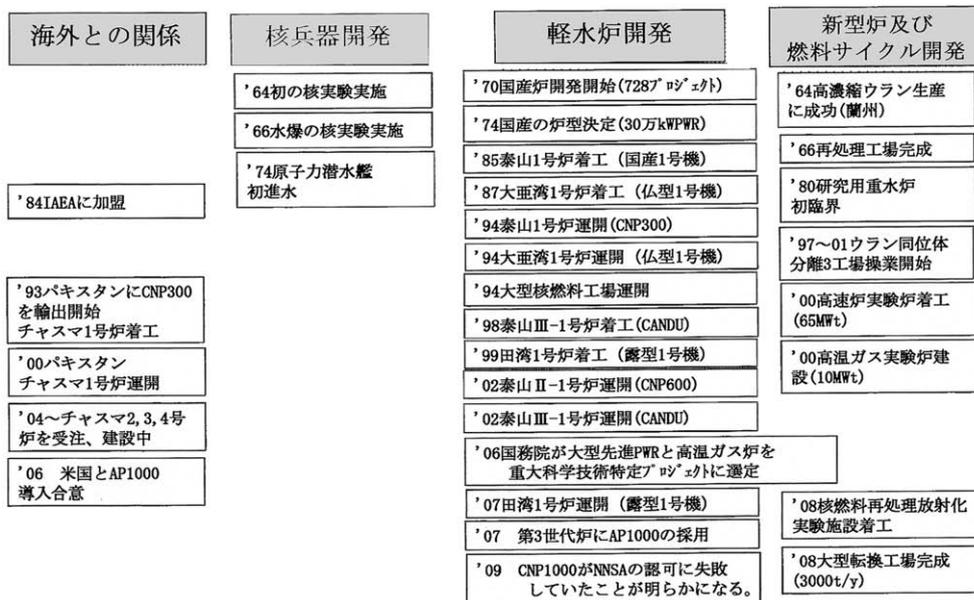


図5 中国の原子力開発の概略

てからロシアのVVER炉、カナダのCANDU炉の技術導入が加わり、4本の路線が並行して進められるようになった。その後、標準化設計の機運が高まり、国産型PWR、フランス型EPRに加え、2007年には米国ウエスチングハウス社と技術導入契約が締結され、米国型AP1000炉を加えた3つの炉型が候補に挙げられている。

中国には、既述のとおり、国営の3つの原子力発電技術開発企業があり、中国核工業集团公司（CNNC）が国産型炉、広東核電集团有限公司（CGNPC）がフランス型炉、国家核電技術公司（SNTPC）がアメリカ型炉の開発を進めている（表3、図6参照）。ただし、将来どの炉型が標準設計として採用されても良いように、例えばCNNCグループは国産型炉だけでなく、フランス型炉やアメリカ型炉の建設も行っている。

CNNCは国産型炉の第3世代炉CNP1000が国家核安全局の認可取得に失敗したことから、CNP1000を第2世代炉に変更した、CP1000を今後の主力炉として推進していく模様である。

（3）中国の新型炉開発

中国では3つの新型炉開発プロジェクトが進められている。すなわち、大型加圧水型炉プロジェクトと高温ガス冷却型炉プロジェクトおよび高速炉開発プロジェクトである。

この内、国家プロジェクト「科学技術重大特定プロジェクト」として正式に認められて推進されているのは高温ガス冷却炉プロジェクトで、2000年には実験炉HTR-10が初臨界になり、2009年には山東省石島湾に電気出力200MW規模の実証炉の建設に着工した。さらに、石島湾に同規模の実用機を19基建設することが計画されている。

高速炉は50年ほど前から中国原子能科学研究院（CIAE）が中心になって開発が進められている。熱出力65MW規模の実験炉（CEFR）が計画から約6年遅れて2009年に初臨界になっている。CEFRとわが国の高速炉実験炉常陽との比較並びに中国の高温ガス炉HTR-10とわが国の高温ガス炉HTTRとの比較を表4に示す。

表3 中国の原子力発電技術開発3社の概略

中国核工業集团公司 (CNNC)	広東核電集团有限公司 (CGNPC)	国家核電技術公司 (SNTPC)
国産の第3世代型100万kW級PWRとして開発したCNP1000を第2世代改良型軽水炉に変更した、 ・CP1000 国産の30万kW、60万kW級PWRであるCNP300、CNP600を改良した、第3世代型の65万kW級PWR ・CNP300 ・CNP600 ・CNP1000 → 開発中断 ・ACP600 CNNCはCNP、CP、ACP	AREVA社のEPR1000をベースとした100万kW級PWR ・CPR1000 さらにCPR1000を第3世代型に改良した、 ・ACPR1000 CPR1000を大容量にした170万kW級PWR ・CPR1700 CGNPCはCPRとACP	WH社の100万kW級PWR ・AP1000 さらにAP1000を140万kW級、170万kW級の第3世代型に改良した、 ・CAP1400 ・CAP1700 SNTPCはAPとCAP

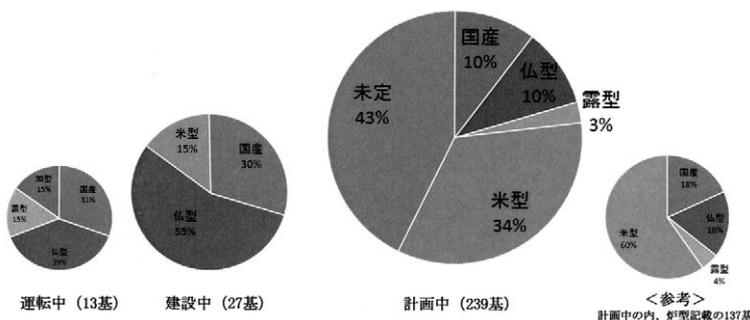


図6 中国の原子力発電所の炉型概略

表4 中国の新型炉開発

高速炉開発			高温ガス炉開発		
中国は将来のウラン資源の枯渇を見越して、50年ほど前から高速炉の開発に取り組んでいる。現在、熱出力65MW規模の実験炉（CEFR）を建設中であるが、2003年予定の初臨界が2009年にずれ込むなど計画が大幅に遅れている。			清華大学を中心に高温ガス炉の開発を進めている。既に13年の商業炉の運転を目指して電気出力200MW規模の実証プラントを山東省石島湾で建設中。20年までに38基の建設を計画している。		
実験炉	中国 CEFR	日本 常陽	実験炉	中国 HTR-10	日本 HTTR
熱出力	65MW	140MW	熱出力	10MW	30MW
形式	タンク型	ループ型	形式	ペブルベット型	プリズム型
電気出力	20MW	発電機無し	着工	1992年	1991年
着工	2000年	1970年	初臨界	2000年	1998年
完成	2010年予定	1977年	原型炉以降	実証炉建設中	2020～30年 塩水素製造 の実証予定
原型炉以降	計画段階	もんじゅ試運転中	実用化目標	2020年までに 38基建設	
実用化目標	2030年～2040年	2050年			

(4) 中国の研究開発の現状と考察

[軽水炉]

中国が長年注力してきた「国産炉開発の仕上げ」とも言うべきCNP1000の認可失敗の原因は不明であるが、結果的には、欧米で開発された機種を国産化する戦略はわが国と共通している。中国が自主開発機よりも欧米で多くの実績がある機種をより多く導入する堅実な現実的路線に切り替えたことは、安全性の観点からも歓迎される。中国ではさらに国内技術の標準化が進められており、現在の4トラック（国産、仏型、米型、露型）路線のさらなる絞り込みが行われるものとみられる。

[新型炉]

軽水炉建設向けの技術者の人材不足が深刻なことから、新型炉開発もなんらかの影響を受けるものと見られる。高温ガス炉開発は実証炉建設では世界のトップを走っているが、

取り出し温度が750℃と、わが国の950℃より低く、わが国が目指している水素製造には不向きなので、発電用に限定される。

研究開発の現状と考察を表5に示す。

[中国の燃料サイクル開発]

中国の原子力利用は軍事目的からスタートした。ガス拡散法によるウラン濃縮施設は旧ソ連の援助を得て建設され、1964年から操業を開始した。年間濃縮能力は200tSWUと見られていたが、老朽化したため1999年6月に解体・撤去が決定された。民生用のウラン濃縮施設はやはりロシアから遠心分離法の技術援助を得て年間500tSWU規模の工場が2基稼働している。両工場とも2倍に拡張予定で、完成すると合わせて年間2000tSWUの能力となる。

ウラン加工は、原子炉の技術導入国のフランス、ロシア、カナダからの技術供与により2つの加工工場を保有している。パキスタンに輸出

表5 中国の研究開発の現状と考察

項目	現状	考察
軽水炉	中国の民生用原子力開発は1972年に上海核工程研究院を設置し軽水炉開発に着手した頃から始まった。その成果は94年にCNP300初号機である、泰山Ⅰ-1号機、また、02年にCNP600初号機である泰山Ⅱ-1号機の運用で結実した。'93年にパキスタンへCNP300の初輸出に成功し、'04年には同国への追加3基の輸出契約を締結するなど初期のころは順調であった。しかし、同型機を第3世代機に発展改良したCNP1000が規制当局（NSA）の認可取得に失敗し、100万kW級発電所では第2世代炉のCPI1000での対応を余儀なされたことから、海外技術のライセンスを取得して（国産化率を高める戦略に変更している。建設中プラントの55%を仏型PWRが、また、型式がほぼ確定した計画中プラントの約60%を米国型PWRが占めていることがこのことを裏付けている。	CNP1000の認可失敗の原因は不明であるが、欧米で開発された機種を国産化する戦略は我が国と共通している。中国が自主開発機よりも欧米で多くの実績がある機種をより多く導入する堅実な現実的路線に切り替えたことは、安全性の観点からも歓迎される。中国ではさらに国内技術の標準化が進められており、現在の4トラック（国産、仏型、米型、露型）路線のさらなる絞り込みが行われるものとみられる。
高速炉	高速炉開発は03年運用予定の実験炉CEFRの初臨界が'09年にずれ込むなど、開発が大幅に遅れている。	軽水炉建設の人材不足が深刻なことから、開発の進捗が懸念される。
高温ガス炉	'06年に科学技術重大特定プロジェクトに指定され、'00年には実験炉HTR-10が初臨界になり、'09年には山東省石島湾に電気出力200MW規模の実証炉の建設に着工した。さらに石島湾に同規模の実用機を19基建設することが計画されている。	実証炉建設では世界のトップを走っているが、取り出し温度が750℃と、我が国の950℃より低く、我が国が目指している水素製造には不向きなので、発電用に限定される。
燃料サイクル	独自に開発した軍事用の再処理施設は除染能力に問題があり、商業用には不適、軍事用ウラン濃縮工場はガス拡散法だったため閉鎖、再処理はフランスからの支援で2020年までに年産800t、ウラン濃縮はロシアからの支援で既に年産1000tSWU規模で稼働中。	軍事技術の民生転用に失敗。自主開発を断念して海外技術を導入した。我が国の先行事例が参考になったのかもしれない。

した国産炉へもここから燃料を供給している。ウラン濃縮とウラン加工の能力を表6に示す。

再処理技術も軍事目的で開発され、1970年から稼働している。しかし、老朽化が激しく、工場内の被ばく線量も高くなり、民生利用は難しいことから2010年にフランスアレバ社と年間800t規模の商用再処理工場を建設する契約を締結し、2020年頃に完成する予定である。中国の燃料サイクル施設の概要と日中の廃棄物処分計画の比較を表7に示す。

4. 中国の運転中、建設中の原子力発電所

中国で運転中の13基の原子力発電所を表8に、建設中の40基の原子力発電所を表9に示す。この表から中国の原子力発電所建設戦略が以下の通り変遷していることが読み取れる。

- 20世紀後半の初期は国産技術路線、その後、海外技術導入路線主体となる。
- 21世紀の初期は仏技術と国産技術の2トラック路線であった。

表6 中国の燃料サイクル開発（濃縮と加工）

ウラン濃縮	ウラン加工
1000tSW規模の商業用ウラン濃縮工場が稼働している。甘粛蘭州のガス拡散法(200tSW)は既に廃止し、同じ甘粛省蘭州と陝西省漢中にて遠心法工場(各500tSW)が稼働中。現在、それぞれ2倍に増設中で、完成すればウラン濃縮の能力は2000tSWに増加する。遠心機はロシアから調達している。	原子炉と併せてフランス、ロシア、カナダから導入し、2ヶ所の加工工場が稼働している。 ① 四川省宜賓 国産PWR用、仏型PWR用、VVER用 ② 内蒙古包頭 CANDU炉用、米国API000用
中国のウラン加工工場の概要	
① 四川省宜賓	② 内蒙古包頭
<ul style="list-style-type: none"> ・事業主体: 中核建中核燃料元件有限公司 ・国産PWR: 大亜湾向48t、嶺澳向48t ・仏型PWR: 泰山I向13.5t、泰山II向30t ・パキスタンPWR: 13.5t ・VVER: 田湾向180t(04年着工、07年運転) ・08年10月にPWR炉心を年産200tから年産400tに増設した。 	<ul style="list-style-type: none"> ・事業主体: 中核北方核燃料元件有限公司 ・CANDU炉: 年産200t ・PWR炉心(API000他): 年産400t ・高温ガス炉用ライン: 規模不明

表7 中国の燃料サイクル開発（再処理と廃棄物処分）

再処理	廃棄物処分								
甘粛省の酒泉の軍事用再処理プラント(酒泉再処理プラント)が1970年から稼働している。一方、甘粛省蘭州に年間再処理能力500tの商業用多目的パイロットプラント(RFP)を建設しており、2000年3月に建築が完成し、2007年には運転開始を予定している。また、中国核工業公司(CNNC)によると、2010年11月に仏アレバ社と年間再処理能力800tの商業用再処理プラントの建設で合意し、2020年頃に操業を開始する予定である。立地地点は甘粛省の酒泉にほぼ決定したとのこと。	「放射性汚染防止法」により以下の通りとしている。 ①中・低レベル放射性廃棄物は、国が定める区域において浅地層処分 ②高レベル放射性廃棄物及びアルファ放射性固体廃棄物は集中的に深地層処分 ③国(環境保護部)と各事業者が共同責任で事業を進め、地方政府の支援を受ける。								
廃棄物処分の日中比較									
中国	日本								
<table border="1"> <tr> <th>中低レベル放射性廃棄物処分場</th> <th>高レベル放射性廃棄物処分場</th> </tr> <tr> <td>①北龍処分場 広東省大亜湾近傍 処分容量:約20,000m³ 現処分量:約8,000m³ ②西北処分場 陝西省酒泉 処分容量:約20,000m³ 現処分量:約6,000m³</td> <td>甘粛省の北山で立地評価を実施中。2020年頃地価研究所建設に着手し、2030年頃処分場建設開始、2040年頃完成予定</td> </tr> </table>	中低レベル放射性廃棄物処分場	高レベル放射性廃棄物処分場	①北龍処分場 広東省大亜湾近傍 処分容量:約20,000m ³ 現処分量:約8,000m ³ ②西北処分場 陝西省酒泉 処分容量:約20,000m ³ 現処分量:約6,000m ³	甘粛省の北山で立地評価を実施中。2020年頃地価研究所建設に着手し、2030年頃処分場建設開始、2040年頃完成予定	<table border="1"> <tr> <th>低レベル放射性廃棄物処分場</th> <th>高レベル放射性廃棄物処分場</th> </tr> <tr> <td>事業主体: 日本原燃 場所: 青森県六ヶ所村 処分容量: 600,000m³ 現在運用中の埋立地: 第一号40,000m³ 第二号40,000m³</td> <td>現在、文献調査地を公募中 文献調査地の中から選定した地点を平成20年代半ばに精密調査し、平成40年後頃立地地点を選定し、建設を開始、平成40年代後半頃処分を開始する。</td> </tr> </table>	低レベル放射性廃棄物処分場	高レベル放射性廃棄物処分場	事業主体: 日本原燃 場所: 青森県六ヶ所村 処分容量: 600,000m ³ 現在運用中の埋立地: 第一号40,000m ³ 第二号40,000m ³	現在、文献調査地を公募中 文献調査地の中から選定した地点を平成20年代半ばに精密調査し、平成40年後頃立地地点を選定し、建設を開始、平成40年代後半頃処分を開始する。
中低レベル放射性廃棄物処分場	高レベル放射性廃棄物処分場								
①北龍処分場 広東省大亜湾近傍 処分容量:約20,000m ³ 現処分量:約8,000m ³ ②西北処分場 陝西省酒泉 処分容量:約20,000m ³ 現処分量:約6,000m ³	甘粛省の北山で立地評価を実施中。2020年頃地価研究所建設に着手し、2030年頃処分場建設開始、2040年頃完成予定								
低レベル放射性廃棄物処分場	高レベル放射性廃棄物処分場								
事業主体: 日本原燃 場所: 青森県六ヶ所村 処分容量: 600,000m ³ 現在運用中の埋立地: 第一号40,000m ³ 第二号40,000m ³	現在、文献調査地を公募中 文献調査地の中から選定した地点を平成20年代半ばに精密調査し、平成40年後頃立地地点を選定し、建設を開始、平成40年代後半頃処分を開始する。								

表8 中国の運転中の原子力発電所

	名称	所在県	炉型	出力(万kW)	炉型	着工	運開	投資企業
1	泰山I-1	浙江	PWR	31	CNP300	85.3	94.4	CNNC
2	泰山II-1	浙江	PWR	65	CNP600	96.6	02.4	CNNC
3	泰山II-2	浙江	PWR	65	CNP600	97.4	04.5	CNNC
4	泰山II-3	浙江	PWR	65	CNP600	06.4	10.10	CNNC
5	泰山III-1	浙江	CANDU	70	CANDU700	98.6	02.12	CNNC
6	泰山III-2	浙江	CANDU	70	CANDU700	98.9	03.7	CNNC
7	大亜湾-1	広東	PWR	98.4	仏PWR	87.8	94.2	CGNPC
8	大亜湾-2	広東	PWR	98.4	仏PWR	88.4	94.5	CGNPC
9	嶺澳-1	広東	PWR	99	仏PWR	97.5	02.5	CGNPC
10	嶺澳-2	広東	PWR	99	仏PWR	97.11	03.1	CGNPC
11	田湾-1	江蘇	PWR	106	VVER-1000	99.10	07.5	CNNC
12	田湾-2	江蘇	PWR	106	VVER-1000	00.9	07.8	CNNC
13	嶺澳II-1	広東	PWR	108	CPR1000	05.12	10.9	CGNPC

表 9 中国の建設中の原子力発電所（その1）

	名称	所在県	炉型	出力 (万kW)	炉型	着工	運開	投資企業
14	嶺澳Ⅱ-1	広東	PWR	108	CPR1000	06.8		CGNPC
15	泰山Ⅱ-4	浙江	PWR	65	CNP600	07.1		CNNC
16	紅沿河Ⅰ-1	遼寧	PWR	111	CPR1000	07.8		CPIN/CGNPC
17	紅沿河Ⅰ-2	遼寧	PWR	111	CPR1000	08.3		CPIN/CGNPC
18	紅沿河Ⅰ-3	遼寧	PWR	111	CPR1000	09.3		CPIN/CGNPC
19	紅沿河Ⅰ-4	遼寧	PWR	111	CPR1000	09.8		CPIN/CGNPC
20	寧徳Ⅰ-1	福建	PWR	111	CPR1000	08.2		CGNPC他
21	寧徳Ⅰ-2	福建	PWR	111	CPR1000	08.11		CGNPC他
22	寧徳Ⅰ-3	福建	PWR	111	CPR1000	10.1		CGNPC他
23	寧徳Ⅰ-4	福建	PWR	111	CPR1000	10.9		CGNPC他
24	福清Ⅰ-1	福建	PWR	100	CP1000	08.11		CNNC他
25	福清Ⅰ-2	福建	PWR	100	CP1000	09.6		CNNC他
26	陽江-1	広東	PWR	100	CPR1000	08.12	2013年	CGNPC他
27	陽江-2	広東	PWR	100	CPR1000	09.6		CGNPC他

表 9 中国の建設中の原子力発電所（その2）

	名称	所在県	炉型	出力 (万kW)	炉型	着工	運開	投資企業
28	陽江-3	広東	PWR	100	CPR1000	10.11		CGNPC他
29	泰山Ⅰ-2	浙江	PWR	100	CP1000	08.12		CNNC
30	泰山Ⅰ-3	浙江	PWR	100	CP1000	07.1	2013年	CNNC
31	三門Ⅰ-1	浙江	PWR	125	AP1000	09.4		CNNC
32	三門Ⅰ-2	浙江	PWR	125	AP1000	09.4	2013年	CNNC
33	海陽Ⅰ-1	山東	PWR	125	AP1000	09.9		CPIN
34	海陽Ⅰ-2	山東	PWR	125	AP1000	10.6		CPIN
35	台山Ⅰ-1	広東	PWR	175	EPR1700	09.12		CGNPC/EDF
36	台山Ⅰ-2	広東	PWR	175	EPR1700	10.4		CGNPC/EDF
37	海南昌江Ⅰ-1	海南	PWR	65	CNP600	10.4		CNNC
38	海南昌江Ⅰ-2	海南	PWR	65	CNP600	10.11		CNNC
39	防城港Ⅰ-1	広西チワン族自治区	PWR	108	CPR1000	10.7	2015年	CGNPC他
40	華能山東石島湾 (栄成)Ⅰ-1	山東	HTGR	20	高温ガス炉	09.9	2015年	中国華能集团公司

- 2009年頃からは米国技術を加えた3トラック路線となっている。

あとがき

電力供給を石炭火力に依存してきた中国が環境問題と輸送問題の制約から急速に原子力発電に舵を切ってきたことは概観した通りである。中国の原子力発電所は計画中のものを含めると、現在、世界で運転中の原子力発電所の半数以上に相当する250基以上に上る。中国は、世界で最も福島第一原子力発電所事故の影響を受ける可能性が高い国だと言える。この建設計画が大幅に遅れるようなことになれば、エネルギー供給計画に大きな支障が生じる可能性が高い。このため、中国は、わが国の今後の安全性改善策およびエネルギー政策の動向を注意深く見守っているものと思われる。

[寄稿]

欧米諸国における電気事業の現状

大西 健一 (社)海外電力調査会
調査部 副主任研究員



1. はじめに

欧米諸国では、1970年代の石油危機以降、米国のレーガノミックス、英国のサッチャリズムに代表される公益事業の民営化、規制緩和といった「小さな政府」を志向する経済政策が展開された。電気事業に関しても例外ではなく、1990年代以降に欧米諸国で規制緩和が導入された。規制緩和された電力市場を背景に、新規事業者はガス火力発電設備等を建設、または電力取引所等を介して電力調達を行うことで電気事業を展開した。しかし、2000年代には一転して燃料価格が高騰したことから、原子力や水力等の電源を持たない新規事業者は事業縮小を余儀なくされ、また規模の経済性を有していた既存事業者も経営合理化等を目的に積極的に合併・吸収を行った。

さらに、2000年前後を境にして電気事業を取り巻く市場環境に変化が生じ始めた。地球温暖化を背景に低炭素社会における電気事業の構築も進められ、温室効果ガスの排出削減に係る措置、また再生可能エネルギーの利用促進に係る措置が欧米諸国で講じられた。特に電力部門における再生可能エネルギーの導入促進に関しては、各国で一定割合での導入義務化や優遇的な価格での再生可能エネルギー発電電力の買い取り制度といった措置が導入されている。また、電力市場の自由化に伴って送電設備投資が抑制されてきたことに対する反動や需要地帯から離れた地域に大規模な風力発電設備が立地するとの観測から送電

系統の増強に関する動きも顕在化している。

本稿では、福島第一原発事故を受けての欧米諸国の原子力発電に関する動向、また米国カリフォルニア州において2000年代初頭に実施された計画停電の背景・状況等も触れた上で、欧米の電気事業の現状を報告する。先ず欧米諸国におけるエネルギー需給や電源構成の現状・変遷、電力政策の最近の潮流等を概観し、各国の特徴等を取り上げる。そして、1990年代以降に導入された電力市場の制度改革によって電力市場がどのように機能しているのかについて報告する。また、低炭素社会の実現に向けた再生可能エネルギー電源の大量導入に対する取り組みを紹介し、さらに送電系統の増強に関する取り組みも紹介する。

2. 福島第一原発事故を受けた欧米諸国の原子力発電に関する動向

2011年3月に発生した福島第一原発事故を受けて、欧米諸国では原子力発電に関するスタンスが早い段階で表明された(表1参照)。米国やフランスでは現時点では原子力政策を堅持していくことが表明される一方で、ドイツでは脱原子力政策を促進していく政治的な流れとなっている。

米国では、オバマ大統領が米国の原子力発電所の安全性について原子力規制委員会(NRC: Nuclear Regulatory Commission)に包括的な見直しを行うように2011年3月17日に指示しており、またNRCも半年後を目途に原子力安全性評

表1 欧米諸国における原子力発電に関する動向（2011年3月～6月）

国	対応
米国	<ul style="list-style-type: none"> ○ オバマ大統領，米国の原子力発電所の安全性について原子力規制委員会（NRC）に包括的な見直しを行うように3月17日に指示，NRCは半年後に原子力安全性評価を発表する見通し ○ オバマ大統領，原子力政策の堅持を3月30日に明言
欧州連合（EU）	<ul style="list-style-type: none"> ○ EU首脳会議（3月24・25日に開催）でEU域内の原子力発電設備の健全性審査（ストレス・テスト）を速やかに実施することを発表 ○ 検査項目の決定後（2011年下期）に審査を実施予定
フランス	<ul style="list-style-type: none"> ○ サルコジ大統領，原子力発電は現実的な選択と3月16日に明言
ドイツ	<ul style="list-style-type: none"> ○ メルケル首相，原子力発電設備の運転期間延長措置を凍結することを3月14日に発表，さらに1980年以前に運開した原子力発電設備7基（708万kW）の運転を3カ月間停止することを3月15日に発表 ○ メルケル政権，2022年までに国内にある17基の原発を全廃する方針を6月6日に閣議決定
英国	<ul style="list-style-type: none"> ○ 英国政府は原子力安全性評価の実施を3月17日に発表，新規原子力発電所の建設許認可の発給が延期される見通し
イタリア	<ul style="list-style-type: none"> ○ イタリア政府は原子力発電の再開計画を1年間凍結することを3月23日に決定，その後4月19日に原子力発電の再開計画を無期限に凍結することを決定 ○ 原子力発電再開の是非を問う国民投票を6月12，13日に実施，約94%が再開反対

価を発表する見通しである。さらに、オバマ大統領は安全性確保のために福島第一原発事故からの教訓を活かすべきであるとした上で、米国では原子力政策を堅持していくことを3月30日に表明している。米国においては65カ所104基（1億5,034万kW）の原子力発電設備が稼働しており、設備利用率は最近数年間は90%前後を維持している。近年は原子力カルネッサンスと称して、新規の原子力発電設備の建設機運が高まっている状況であった。

欧州連合（EU）では、2011年3月24日、25日に開催されたEU首脳会議でEU域内の原子力発電設備の健全性審査（ストレス・テスト）を速やかに実施することが発表された。ストレス・テストの評価方法に関する議論が行われ、想定事象については（福島第一原発事故に鑑み）自然災害に限定するべきとするフランスや英国等の主張とテロ・サイバー攻撃、航空機直撃等についても想定事象に含めるべきとするドイツやオーストリア等の主張が存在していた。結局、5月25日に後者の事象についても対象となることで合意され、6月以降に順次ストレス・テストが実施されることになった。

フランスでは、サルコジ大統領が「原子力発電はフランスにとって現実的な選択」として原子力発電の必要性を3月16日に表明して

いる。フランスにおいては19カ所59基（6,602万kW）の原子力発電設備が稼働しており、設備利用率は70～75%を維持している。平均運転期間は既に25年を迎えており、原子力発電設備の査察の結果に問題がなければフランス原子力安全機関（ASN：Autorité de Sûreté Nucléaire）が運転期間を30年から40年に延長することを認可する予定である。

一方、ドイツでは、福島第一原発事故を受けて即座に脱原子力政策に向けた政策転換を表明している。メルケル首相は原子力発電設備の運転期間延長措置を凍結することを3月14日に発表し、さらに1980年以前に運開した原子力発電設備7基（708万kW）の運転を3カ月間停止することを3月15日に発表した。もともと、ドイツでは2002年に社会民主党（SPD）・緑の党の連立政権下（シュレーダー前首相）で脱原子力法が制定され、新規原子力発電設備の建設禁止、既存発電設備の段階的閉鎖（平均32年間）が決定されていた。しかし、キリスト教民主・社会同盟（CDU/CSU）会派・自由民主党（FDP）の政権下（メルケル首相）で2010年に原子力発電設備の運転期間を平均12年間延長することが決定されていた。この決定は福島第一原発事故後の3月14日に発表された運転期間延長措置の凍結発表

によって白紙となった。そして、メルケル政権は2011年6月6日に2022年までに国内にある17基の原発を全廃する方針を閣議決定した。一時停止中の原子力発電設備7基をそのまま廃止、2013年から2021年にかけて残り10基を段階的に廃止し、10基のうち新型3基は電力不足に備えて2022年まで残す方針である。このような動きに対して、ドイツ産業界は原子力発電設備が全廃された場合には卸電力価格は現在よりも30%近く上昇するとの懸念を示している。

3. 2000年代初頭に発生したカリフォルニア輪番停電の事例

日本では3月11日の東日本大地震の発生を受け、東京電力の電力供給能力は、約2,100万kWが欠落した結果（約5,200万kWから約3,100万kWへ約4割減少）、東京電力管内のピーク時の想定需要約4,100万kWに対し、約1,000万kWの大幅な供給力不足が発生した。このため、ピーク時における電力の需給バラ

ンスを適切に保ち、予測不能な大規模停電を回避するため、系統の変電所に基づく需要グループ毎に順次停電させる計画停電による対応が行われることになった。今回の東京電力管内で発生したような大規模な計画停電（欧米諸国では“Rotating Outage”や“Rolling Blackout”等と表記されることから、本稿では「輪番停電」と記載）は欧米諸国で行われた事例はなく、例えば米国カリフォルニア州で2000年代初頭に実施された一連の輪番停電にしても電力需要の2～3%程度の規模でしかない（表2参照）。また、カリフォルニアにおける電力危機は中長期的な需要増加・供給力不足（図1参照）、電力市場の制度設計上の不備といった背景から発生した経緯があり、東京電力管内において供給力が一瞬にして欠落したことで実施された計画停電とは背景が根本的に異なる。

カリフォルニア州の輪番停電に際しては断続的な輪番停電を回避するユニークな制度が存在しているので以下に概要を紹介したい。この大口需要家向けの任意プログラムは「選

表2 カリフォルニアISO管内における輪番停電実績

計画停電実施期間	停電地域	実施規模	当日の最大電力想定	直接的な原因
2000年6月14日	州北部（PG&E社等）	10万kW削減	N.A.	・気温上昇に伴い冷房需要が急激に増加し、供給力を上回ったため
2001年1月17日 ：11時40分～13時40分	州北部（PG&E社等）	50万kW削減	3,228万kW	・貯水量の不足に伴い水力発電の供給力が低下している中で気温低下に伴う暖房需要が増加したため ・財務が悪化しているPG&E社、SCE社に対して発電事業者が電力販売を渋ったため
2001年1月18日 ：9時50分～12時00分	州北部（PG&E社等）	100万kW削減	3,186万kW	
2001年3月19日 ：12時00分～16時15分 ：18時10分～19時12分	州全域（PG&E社、SCE社、SDG&E社等）	50万kW削減	2,935万kW	・貯水量の不足に伴い水力発電の供給力が低下している中でカリフォルニア南部の発電設備2基が変圧器火災によって解列し、且つ気温上昇に伴う冷房需要が増加したため
2001年3月20日 ：9時20分～14時00分	州全域（PG&E社、SCE社、SDG&E社等）	50万kW削減	2,995万kW	
2001年5月7日 ：16時45分～18時00分	州全域（PG&E社、SCE社、SDG&E社等）	30万kW削減	N.A.	・気温上昇に伴い冷房需要が急激に増加し、供給力を上回ったため
2001年5月8日 ：15時15分～17時15分	州全域（PG&E社、SCE社、SDG&E社等）	40万kW削減	N.A.	
2005年8月25日 ：16時00分～17時00分	州南部（SCE社、SDG&E社等）	90万kW削減	N.A.	・オレゴン州北部・カリフォルニア南部間所間の直流連系線（PDCI）で15時57分に事故が発生したことからカリフォルニア州南部で280万kW以上の供給電力が喪失したため

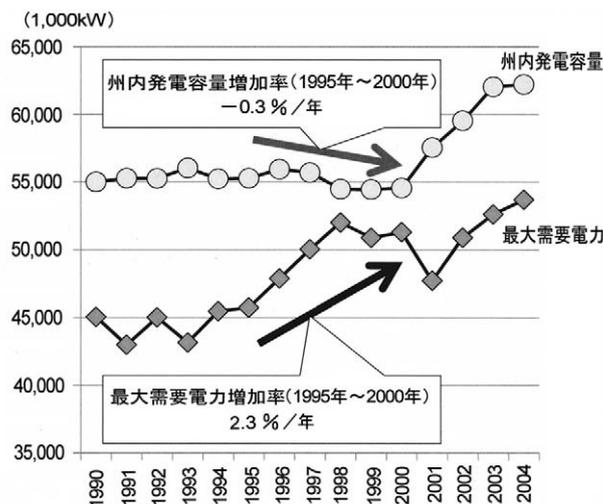


図1 電力機器前後におけるカリフォルニア州の電力需給

択的な義務的電力削減制度（OBMC：Optional Binding Mandatory Curtailment）」と呼ばれ、需要家は輪番停電が実施されている全時間帯において利用系統上の電力需要を15%削減することを条件に輪番停電の順番が回ってきても停電が免除されるという仕組みとなっている。この制度では、変電所から延びる配電線に流れる電力を停電の対象から外すことになることから、この配電線を複数の需要家が利用している場合には、電力会社に対して連名でOBMCを締結しなければならない。カリフォルニア州の大手電気事業者3社（PG&E社、SCE社、SDG&E社）で契約されているOBMCは合計で10万kW程度と比較的小規模である。契約が少ない要因としては、当該プログラムを実施するに際しては必要とされる通信設備、計量器等の付随設備を需要家の負担でとりつけなければならないこと等が指摘されている。なお、輪番停電を実施中に電力需要を15%削減しなかった場合には、輪番停電の実施中の消費電力量に対して罰則金6ドル/kWh（約500円/kWh）が科せられることになっている。

4. 欧米諸国におけるエネルギー・電力需給等の現状

本章では、一人当たりの家庭用消費電力量、

エネルギー自給率、発電電力量の電源別割合に焦点を当てて、欧米諸国における電気事業に係る特徴を概説する。

(1) 一人当たりの家庭用消費電力量の比較

一人当たりの家庭用消費電力量に関しては、米国は年間4,532kWh/人であり、欧州や日本と比較して2～4倍程度高い水準である（図2参照）。米国では他国と比較して電化製品の所有率、電気暖房・温水器、電化厨房の普及率が高いこと等が背景として考えられる他、米国における家庭用の最終エネルギー消費量に占める電力の割合（以下、電力化率）を計算すると2008年時点で44%に達していることも電力消費量が多い要因の1つとして考えられる。他の主要国に関してはフランスと日本がそれぞれ2,427kWh/人、2,252kWh/人と比較的高い水準にある。両国とも家庭用最終エネルギー消費量の電力化率がフランスで31%、日本で52%となっており、米国と同様に比較的高水準である。フランスでは、1970年代の石油危機以降、“tout électrique - tout nucléaire”（全電化、全原子力）」というスローガンの下で原子力発電の割合を高め、同時に電力化率も底上げするエネルギー政策に転換しており、他の欧州主要国とは一線を画している。一方、イタリアでは電力化率が22%という低い水準であることや、湿気が少な

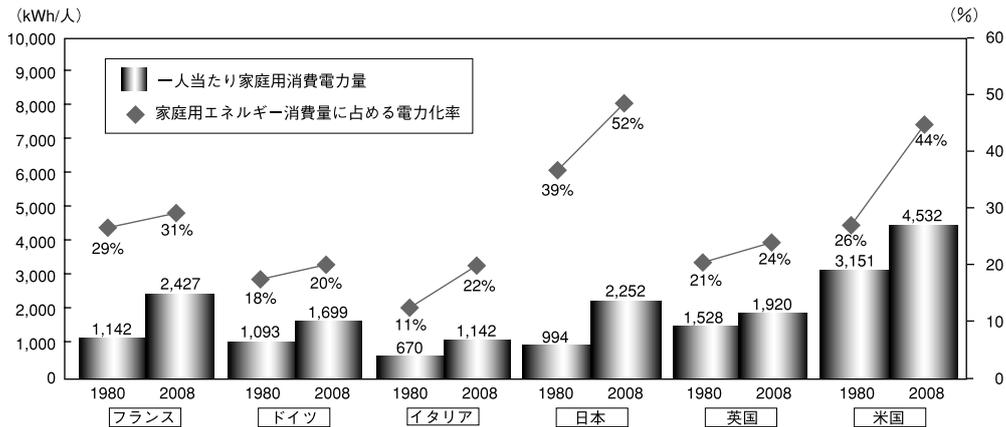


図2 欧米諸国、日本における一人当たり家庭用消費電力量（1980年、2008年）

く過ごしやすい気候であること等から一人当たりの家庭用消費電力量は1,142kWh/人と低い水準に位置している。

(2) エネルギー自給率の比較

エネルギー自給率に関しては、日本ではエネルギー自給率は1980年から2008年で2ポイント上昇して18%となっている（図3参照）。しかし、2030年までに発電電力量に占める原子力の割合を5割まで高め、エネルギー自給率を向上させるとしていた2010年6月に制定された「エネルギー基本計画」が見直されることも報道されており、今後のエネルギー自給率の水準に影響を与える可能性がある。フランスのエネルギー自給率は1980年から2008年で24ポイント上昇して51%である。1970年

代の石油危機以降、国を挙げて原子力発電の導入を推進してきたことが背景にある。また、国内に競争力のある強い企業を持つことが結果的に自国のエネルギー安全保障の強化につながるとの観点からフランス政府は巨大エネルギー事業者を積極的に育成（石油：トタル社、ガス：GDFスエズ社、電力：フランス電力会社（EDF）、原子力：アレバ社）。ドイツについては、石炭資源が国内に多く賦存しているため、エネルギー自給率は日本やイタリアよりも高い水準である。英国は北海油田の開発で自給自足体制を構築したものの、2000年代半ば以降は北海油田の生産量が減退していることから、エネルギー自給率も若干低下している。米国では国内に豊富な天然ガス、さらには近年開発が進んでいるシェールガス

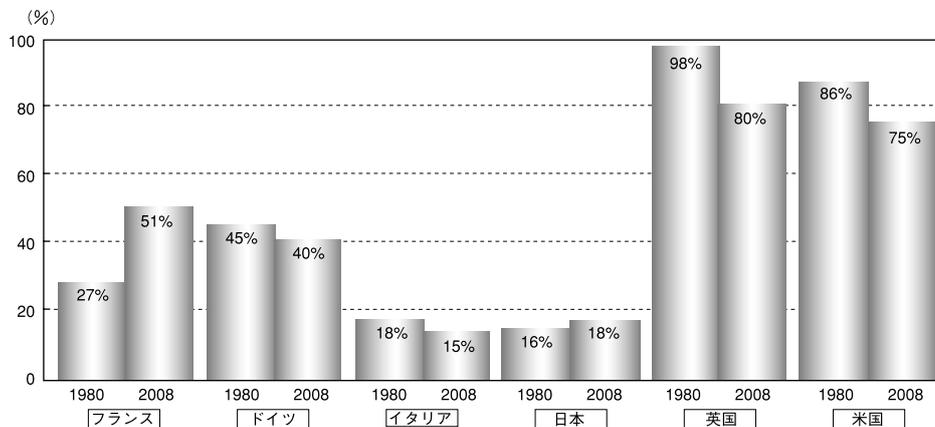


図3 欧米諸国、日本におけるエネルギー自給率（1980年、2008年）

が大量に賦存することから、エネルギー自給率は一定水準を維持すると考えられる。一方、石油の自給率は約3割程度であり、「2007年エネルギー自給・安全保障法」において石油依存低減への取組みとして、代替燃料源の供給増加、燃費基準の引き上げ等が行われている。

(3) 発電電力量の電源別割合の比較

次に、欧米主要国の発電電力量の電源別割合を比較すると、米国では州によって電源構成が著しく異なり、北東部諸州では原子力発電の割合が比較的高い反面、テキサス州やフロリダ州ではガス火力発電および石炭火力発電の割合が大分を占めるに至っている（図4参照）。フランスは前述のように1970年代の石油危機以降に原子力発電の割合を高め、現在は約80%程度を占めるに至っている。一方で、ドイツでは国内

で産出される石炭を利用した石炭火力発電の割合が高く約50%程度を占める。最近では風力発電等の導入量も増加しており、ドイツにおける再生可能エネルギー発電等（風力、太陽光、バイオマス等）の割合は12%まで上昇している。イタリアは国内資源が乏しく発電用燃料の大部分を国外からの輸入に依存している。火力発電の割合が約80%を占めており、特にガス火力の比率が高い。

このように欧州では各国の電源構成が様々であることから季時によっては発電電力に過不足が発生、または卸電力価格の水準が変化すること等から国際電力取引が活用される傾向にある（図5参照）。日本では1970年代以降に電源のベストミックスを進めてきたことから欧州や米国ほど地域間で大差がないという特徴を有していた。

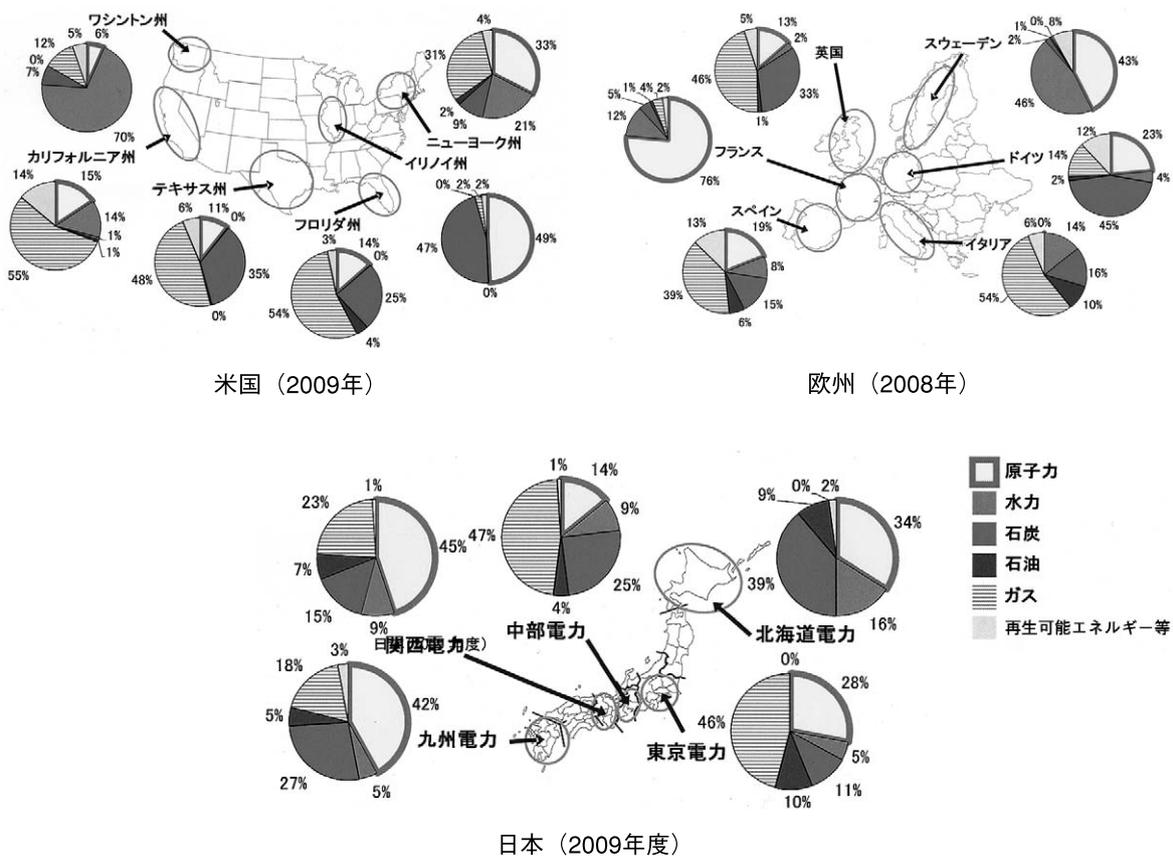


図4 欧米諸国、日本における発電電力量に占める電源別シェア

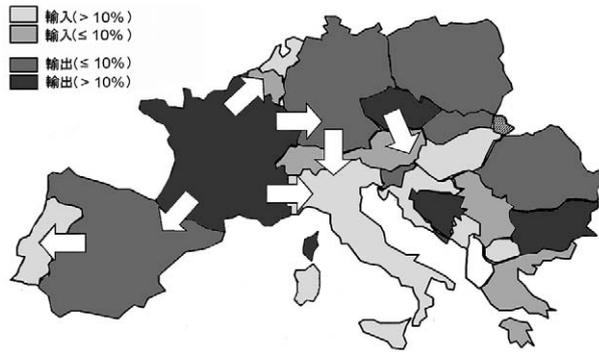


図5 欧州における供給電力量に対する輸出入電力量（連系線上の物理的潮流）の割合

5. 欧米諸国における電力市場政策の変遷

(1) 電力市場の枠組み

米国では、1992年10月に制定された「エネルギー政策法（EPAAct1992）」においては、複数州での発電事業を認める「適用除外卸発電事業者（EWG：Exempt Wholesale Generator）」の設置、送電系統への第三者アクセスを実施させる連邦エネルギー規制委員会（FERC：Federal Energy Regulatory Commission）の託送命令権限の強化等が規定された。この結果、再生可能エネルギー発電設備やコージェネ設備といった認定設備（QF：Qualifying Facility）、多数の独立系発電事業者（IPP：Independent Power Producer）が相次いで発電市場に参入した。

一方で、電気事業者が第三者アクセスを実施する際に差別的慣行を行う懸念が残るとしてFERCは新たな規則を策定した。1996年4月の

「オーダー888」では、第三者への非差別的な送電サービスの提供を電気事業者に義務付けると同時に、複数の制御地域の系統運用を行う独立系統運用者（ISO：Independent System Operator）の設立が奨励された。当該オーダーを契機に卸電力市場の自由化が促進され、さらには州レベルでの小売電力市場の自由化、既存事業者による発電設備の売却、ISOの設立といった電力市場の構造変化が生じた。

米国では、131地域で需給バランスの責任を担う事業者（Balancing Authorities）が系統運用を行っている。1990年代においては系統運用間で協調的な系統運用が必ずしも実施されているわけではなく、電力取引が複数の制御地域を跨ぐ場合には送電系統利用料金の多重払い（パンケーキ問題）が発生していた。1999年12月の「オーダー2000」では、この問題を解消するために地域規模で一元的に系統運用を行う地域送

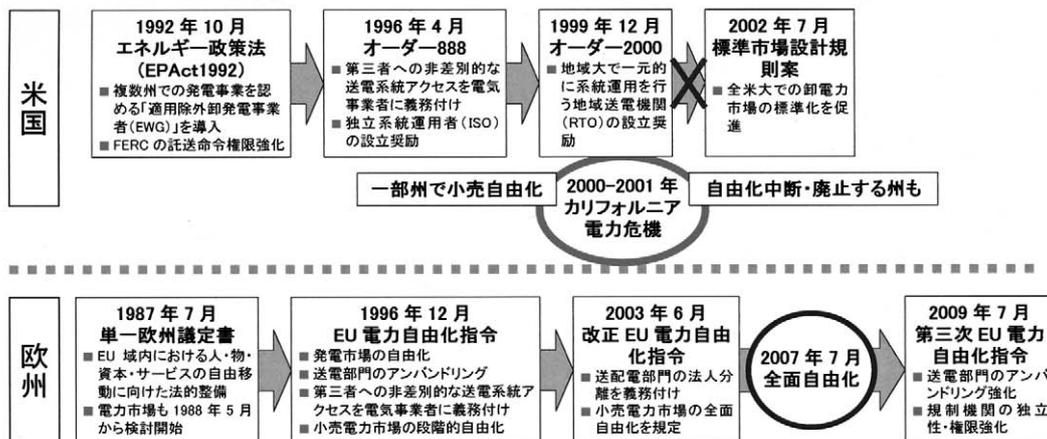


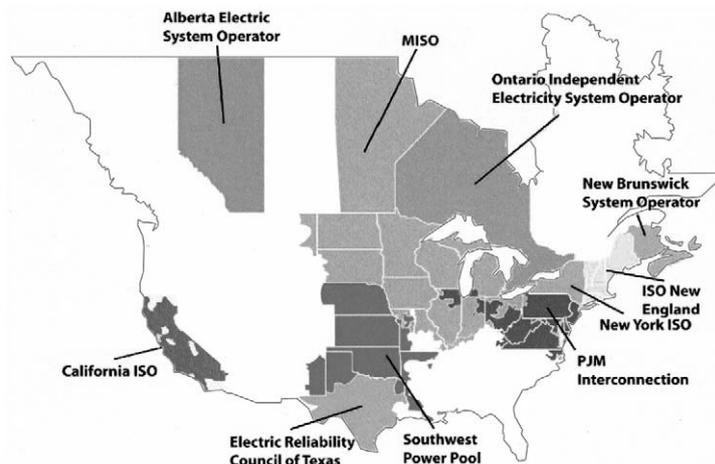
図6 米国、欧州における電力市場政策の変遷

電機関（RTO：Regional Transmission Organization）の設立が奨励された（図7参照）。なお、独立系等運用者や地域送電機関の設立は義務付けではなく、米国の北西部、南東部においては従来の垂直統合型事業者の下で電力供給が行われている。そして、FERCは全米での卸電力市場の標準化に向けて「標準市場設計規則案（SMD NOPR：Standard Market Design - Notice of Proposed Rulemaking）」を2002年7月に提示した。しかし、市場設計に関しては地域特性が十分に考慮されるべきと主張する南東部諸州の強い反発によってSMD NOPRは2005年7月に廃案とされた。その後は連邦エネルギー規制委員会（FERC）による卸電力市場改革は構造規制ではなく行為規制に重点が置かれることになった。

欧州では、1987年7月の「単一欧州議定書」の発効を受けて、1992年末までにEC（欧州共同体）域内の市場統合を実現させることが明記され、欧州単一市場に向けての動きが加速した。この単一欧州議定書は、EC域内政策の画期的な転換点と位置づけられており、人・モノ・サービス・資本の自由移動が単一市場を完成させるための方策として、1992年末までに約270項目の自由化・共通化のための法令が採択された。「単一欧州議定書」を受けて、1988年5月に「域内エネルギー市場」と題した報告書が作成され、EC域内における包括的

なエネルギー政策の検討が開始された。このように米国との卸電力市場の自由化の背景で最も異なる点は、1993年11月に発足した欧州連合（EU）の加盟国間で電力市場に係る制度設計を統一化することが前提になっている点が挙げられる。1996年12月の「EU電力自由化指令」では、発電市場の自由化、送電部門の分離（経営分離、会計分離）、送電系統への第三者アクセス、小売電力市場の段階的自由化が規定された。1990年代以降、先行して電力市場改革を行ってきた英国や北欧諸国の電気事業者は、国内外事業者との競争に直面した。一方でフランス電力会社（EDF）、ドイツのRWE社やE.ON社は英国等の近隣の欧州諸国のエネルギー事業者の買収を積極的に仕掛け、事業規模を拡大させていった。

「EU電力自由化指令」では、国際連系線における混雑管理方式等の細則は盛り込まれていなかったため、これらの細則もEU全域で規定される必要があること、また送配電部門に対する構造規制の強化が必要であること等が議論され、2003年6月に「改正EU電力自由化指令」および「EU国際電力取引規則」が制定された。前者では、送配電部門を垂直統合型事業者から組織的に法人格を分離させる法的分離（子会社として存続可能）、そして小売電力市場の全面自由化が規定された。後者では、送電料金の算



（出所：ISO/RTO Council）

図7 北米における送電部門の分離状況

画の責任所在が不明確), ③ 発電コストの上昇 (天然ガス価格の高騰), ④ 制度設計上の問題 (長期的供給力確保に責任を負う仕組みの欠如, カリフォルニア公益事業規制委員会 (CPUC: California Public Utilities Commission) の勧告に基づく既存電気事業者が所有する発電設備の売却, 既存事業者に課せられる電力取引所経由の取引義務, 発電事業者による意図的な価格操作, 小売電気料金水準の固定化に起因する既存電気事業者の経営破綻) 等の様々な要因が指摘されている。

カリフォルニア電力危機以降は小売電力市場の自由化を志向している州はなく, 州によっては自由化の便益が限定的であるとして自由化を中断・廃止する動きもある (表3参照)。しかしながら, 自由化を一度は中断したカリフォルニア州では, 2010年4月から限定的な範囲で自由化が再開されている。自由化の上限は2001年に代替事業者によって供給された販売電力量シェアに相当する11%に設定され,

供給事業者の変更申し込みは先着順, 上限に達し次第受け付け終了という枠組みとなっている。なお, 2010年4月に実施された2010年分の申し込み, 2010年7月に実施された2011年分の申し込みは応募殺到で即時終了という活況ぶりであった。自由化再開は, 産業用・業務用需要家の業界団体や新規事業者団体がCPUCに働きかけたという背景がある。その理由としては, ① 競争市場によって需要家に有益なサービスが提供されること, ② 健全な競争によって効率的に価格設定が行なわれること, ③ 市場競争によって効率化を改善するインセンティブが付与されることが挙げられている。米国の家庭用小売電気料金の価格推移については, ① 自由化実施州は自由化未実施州よりも電気料金の水準が歴史的に割高, ② 自由化実施州と自由化未実施州の双方で2000年代以降において電気料金が上昇といった特徴を確認できる (図10参照)。

欧州では, 1996年12月の「EU電力自由化指

表3 米国における自由化中断・廃止の動向

州	自由化中断・廃止の動向
カリフォルニア州	2000年～2001年の電力危機を受けて2001年9月に自由化を中断 2010年4月から限定的な範囲で自由化を再開
アーカンソー州 ニューメキシコ州	未実施のまま自由化法を2003年に廃止
アリゾナ州	アリゾナ州控訴裁判所による2004年3月の判決で自由化を差し止め
モンタナ州	部分自由化を2007年10月に廃止
バージニア州	全面自由化を2009年1月に部分自由化に変更

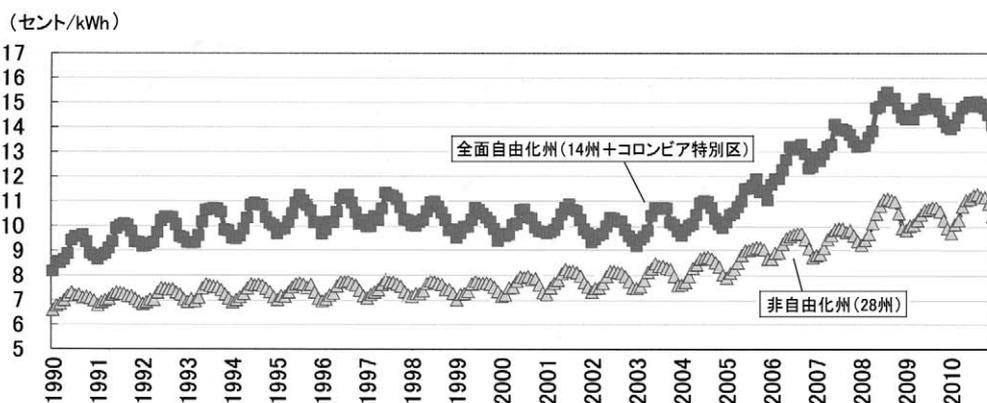


図10 米国における家庭用小売電気料金の推移 (名目, 税抜き)

令」に基づきEU加盟国毎に小売電力市場の自由化が開始された。英国（北アイルランドを除く）、ドイツで1998年に全面自由化が開始され、フランスでも2007年に全面自由化が導入された。英国、ドイツ等のEU加盟国では、価格規制が撤廃されたことから自由化導入直後は競争の効果から一時的に電気料金は微減した（図11参照）。しかし、2000年代以降は発電・調達コストの上昇分が小売電気料金に転嫁されたため、電気料金は大幅に上昇した。また、ドイツに関しては固定価格買取制度（FIT：Feed-in Tariff）と呼ばれる再生可能エネルギー発電電力に対する優遇的な買取料金が設定され、その費用負担は小売電気料金に転嫁される仕組みが構築されている。このため、再生可能エネルギー導入のための追加負担が年々増加し、小売電気料金の上昇原因となっていることは注目すべき点である。一方、フランスでは① 発電電力量の大部分を燃料価格の影響をほとんど受けない原子力発電で賄っていたこと、② 政府の認可に基づく規制料金制度を存続させていたこと等から、小売電気料金の水準はほとんど変動していない。

6. 欧米諸国における再生可能エネルギーの政策・課題

欧米諸国では「京都議定書」が1997年12月に採択されたことを受けて、2000年前後を境

にして地球温暖化防止に対する取り組みが実施される傾向となった。欧州では2005年に「キャップ&トレード方式」に基づく排出量取引制度が導入された他、米国でも一部地域で2009年から排出量取引制度が導入されている。また、電力部門に関しては風力、太陽光、バイオマス等の再生可能エネルギーを活用した発電設備を導入するための目標や促進策が欧米諸国で策定されている。

（1）米国・欧州における再生可能エネルギー促進政策

米国では、オバマ大統領が大統領選挙中の2008年8月に選挙公約として“New Energy for America”を発表している。当該公約において、温室効果ガス削減措置として「キャップ&トレード方式」に基づく連邦レベルの排出量取引制度を導入、排出枠の割り当ては「全量オークション方式」を採用することを掲げた他、再生可能エネルギー促進措置として連邦レベルでの「再生可能エネルギー利用基準制度（RPS）」を導入することを示した。しかし、2010年11月の中間選挙で上院・下院共に民主党・共和党の獲得議席は拮抗する情勢となり、今後の気候変動法案やRPS法案の審議は不透明な状況となっている。なお、2011年1月にオバマ大統領は、一般教書演説で2035年までに（発電）電力量に占めるクリーンエネルギー（風力、太陽光、原子力、天然ガス火力等）

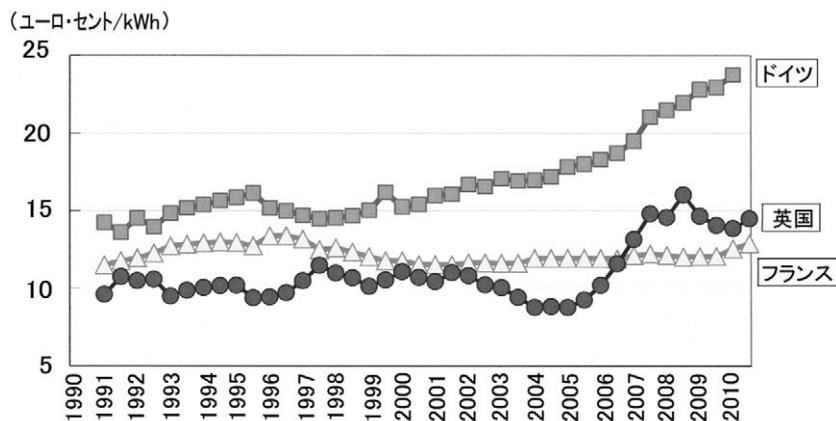


図11 欧州における家庭用小売電気料金の推移 (名目, 税抜き)

の割合を80%に引き上げる声明を出している。

欧州では、ブリュッセルで2007年3月に開催された欧州理事会（EU首脳会議）で2020年に向けた気候変動対策・再生可能エネルギー促進政策等が合意されている。当該合意では、2020年までに温室効果ガス排出量を1990年比で20%削減する、2020年までにエネルギー消費量に占める再生可能エネルギー割合をEU全体で20%に引き上げるといった目標が含まれている。これらの目標を実現させるための政策手段として、EUでは2009年4月に「改正EU排出量取引制度」や「EU再生可能エネルギー利用促進指令」が制定されている。「EU再生可能エネルギー利用促進指令」では、各EU加盟国に対してエネルギー消費量に占める再生可能エネルギー導入比率を割り当て、その達成に対して法的拘束力が担保されている。各EU加盟国は電力部門、運輸部門、熱・冷熱部門の各部門における再生可能エネルギー導入目標を含めた「再生可能エネルギー行動計画（NREAP：National Renewable Energy Action Plan）」を策定した（図12参照）。EU全体では2020年時点での電力部門における再生可能エネルギー導入比率は約37%と想定されており、例えば、フランスでは2005年時点で再生可能エネルギー導入比率13.5%を2020年時点で27%に引き上げ、ドイツでは10.2%を39%に引き上げ、英国では4.7%を31%まで引き上げる計画である。

（2）欧米諸国における風力・太陽光発電設備の導入推移

米国では風況が良好な中西部地域を中心に風力発電設備の導入が促進されており、特にテキサス州では米国の風力発電容量の3分の1が設置されている。欧州では、ドイツとスペインが固定価格買取制度（FIT：Feed-in Tariff）の枠組みの下で積極的に風力発電設備を導入してきた。一方、デンマークでは、1990年代から風力発電を導入し、既に2000年代は陸上風力に関しては設置場所が飽和状態となっていることから、発電容量の増加率は停滞している（図13参照）。

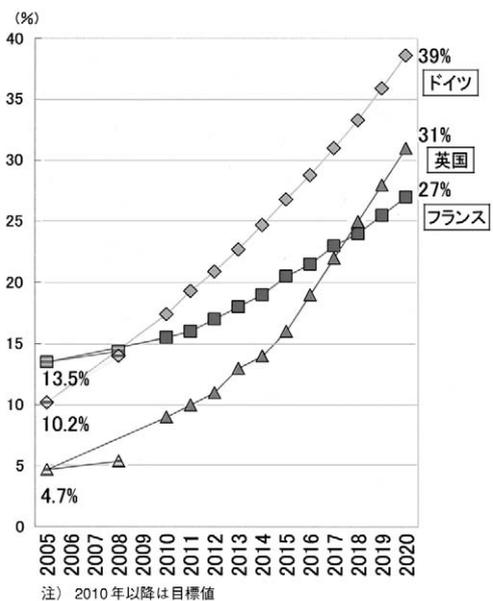


図12 欧州諸国における消費電力量に占める再生可能エネルギーのシェア

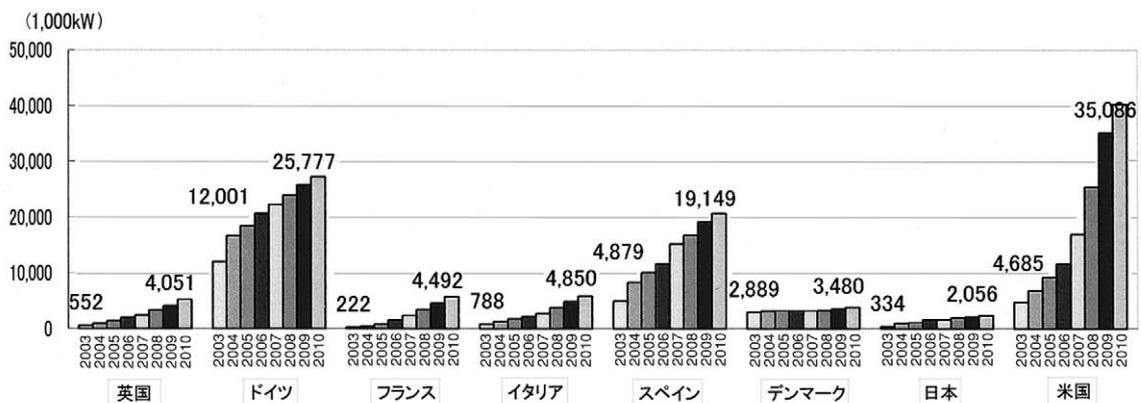


図13 主要国における風力発電容量の導入推移 (2003年～2010年)

また、発電設備を所有する需要家が小売電気料金に相当する価格で余剰電力を電気事業者に売却するネット・メータリング制度が導入されており、2010年時点でネット・メータリング制度は43州（+D.C.）で導入されている。さらに政策的に再生可能エネルギー電源の導入を促すため、固定価格買取制度（FIT：Feed-in Tariff）の導入も地方自治体レベルや州レベルで検討されるケースも出てきた。FITとは、政策的に高水準な購入価格を設定し、再生可能エネルギー発電電力を一定期間購入することを電気事業者に義務付ける制度である。既にカリフォルニア州で2007年に1.5MW以下の再生可能エネルギー電源を対象としてFITが適用されている他、数州で限定的な範囲でFITが導入されている。また、再生可能エネルギー電源の投資を対象とした生産税額控除（PTC：Production Tax Credit）の延長（風力は2012年、その他は2013年まで有効）、投資税額控除（ITC：Investment Tax Credit）

の適用範囲拡大（2016年まで有効）といった税制面での優遇措置が導入されており、再生可能エネルギー発電設備の普及を後押ししている（表4参照）。

（4）欧州における再生可能エネルギー電源促進措置

欧州では、1990年代から固定価格買取制度（FIT）がEU加盟国レベルで導入されており、「再生可能エネルギー利用基準制度（RPS）」を導入していた国（英国、イタリア等）でも限定的な範囲でFITを導入する傾向がある（図16参照）。最近では、固定プレミアム（ボーナス）を卸電力取引所の市場価格に上乗せした価格に基づき再生可能エネルギー発電電力を電気事業者が一定期間購入することを義務付ける、プレミアム価格買取制度（FIP：Feed-in Premium）が導入されるケースも出てきている。最近では、再生可能エネルギー発電設備の導入が急速に進んだことで高額な買取費用を賄うために需要家の小売電気料金への転嫁分が増大する傾向が強まっているとの懸念から、スペイン、ドイツ、フランス、イタリア等では再生可能エネルギー発電電力の買取価格を引き下げる動きがある。例えば、ドイツでは再生可能エネルギー発電設備の導入が増加す

表4 米国における税額控除

	控除額	対象電源
PTC	2.1セント/kWh（10年間）	風力、地熱等
	1.0セント/kWh（10年間）	水力等
ITC	投資額の30%	太陽光、熱等
	投資額の10%	地熱等

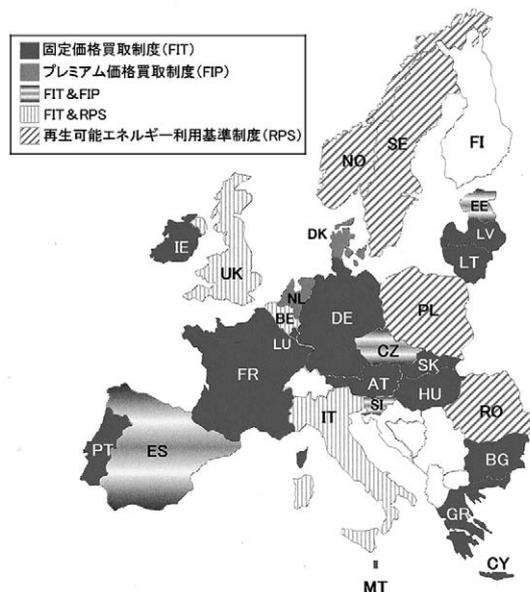


図16 EUにおける再生可能エネルギー促進政策（2010年）

ると共に、小売電気料金に占める再生可能エネルギー買取費用も上昇している(図17参照)。同国では、年間消費電力量が3,500kWhである一般的な家庭用需要家が月々支払う電気料金が2000年では41ユーロ(約4,900円)で、この内再生可能エネルギー買取費用は0.6ユーロ(約70円)であったが、2010年では電気料金が69ユーロ(約8,300円)で、この内再生可能エネルギー買取費用は6ユーロ(約700円)となっており、再生可能エネルギー買取費用が10年前と比較して10倍程度も上昇したことは注目される。

(5) 欧州における風力電源の大量導入に伴う課題・対策

欧州では各国の電力需要に沿った風力発電設備の導入を前提としておらず、各国独自の

取り組みとなっている。デンマーク、ドイツ、スペイン、ポルトガル等では電力需要が少ない時間帯(休日や夜間等)に風力発電電力が増加する場合には、国内の電力需要を超過した過剰な余剰電力が近隣地域に流れ込むことになり、近隣地域の電力システムに対して悪影響を与えている可能性がある(図18参照)。

このように風力電源の大量導入に伴う課題・対策を把握するために、欧州の送電システム運用者および欧州委員会によって欧州風力発電連系研究(EWIS: European Wind Integration Study)と名付けられた共同プロジェクトが立ち上げられている。2007年2月に発表された第1フェーズの報告書では、①ドイツ北部等で局所的に集中立地された風力電源によって過剰な余剰電力が発生しており、結果として近隣諸国の電力システムにループ・フロー注1)が

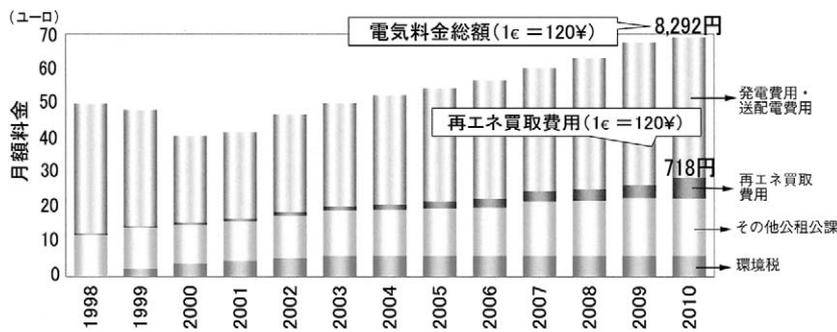


図17 デュイツにおける再生可能エネルギー買取費用負担 (年間3,500kWhの需要家)

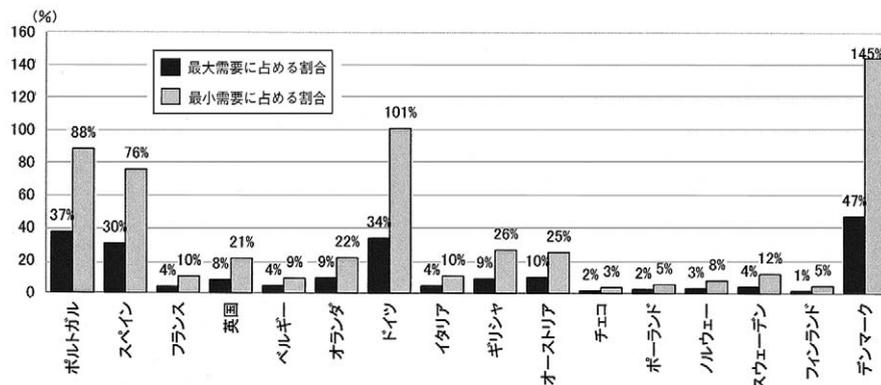


図18 欧州主要国における国内電力需要に対する風力発電容量の割合 (2008年)

注1) メッシュ状に張り巡らされた電力システムにおいては、隣接地域間で送電が予定されている「契約潮流(計画潮流)」は、その隣接地域間の送電線だけを通過するわけではなく、「電力潮流分係数(PTDF)」に従って「物理的潮流(実潮流)」が他地域の送電線をも通過して送電されることになる。この電力潮流分係数は、送電線こう長・送電線特性等に由来するインピーダンス(交流回路における等価的電気抵抗)に基づき決定される。インピーダンスが小さい送電線には、多くの物理的潮流が流れることになる。このように他地域の送電線を通過する物理的潮流をループ・フローと言う。

突発的に流れ込むことで系統安定度を低下させていること、② 風力電源の大量導入によって各国で発電計画の見直しが必要とされていること、③ 風力電源の大量導入によって電力市場において障害が発生していること（風力電源に対する優先的取り扱いによって費用対効果の優れた従来型電源が市場から締め出される、または連系線の利用可能送電容量が引き下げられていること）等が課題として取り上げられた。そして、2010年3月に発表された第2フェーズの報告書では、風力電源の大量導入を前提として、① 連系線の潮流管理を行うことを目的とした移相変圧器の導入^{注2)}、② 新規送電線の建設、③ 風力発電機への事故時運転継続機能（FRT）の具備、④市場取引制度の標準化（1日前市場、時間前市場、需給調整市場）等の対策が提示された。

7. 欧米諸国における送電システムの増強の動向

(1) 系統設備形成の動向

米国では、1990年代以降、最大電力が着実に増加していることや再生可能エネルギー電源が大量導入されていること等から送電設備の建設が重要事項となっている。しかしながら、市場競争下における投資リスクの高まり等を背景に

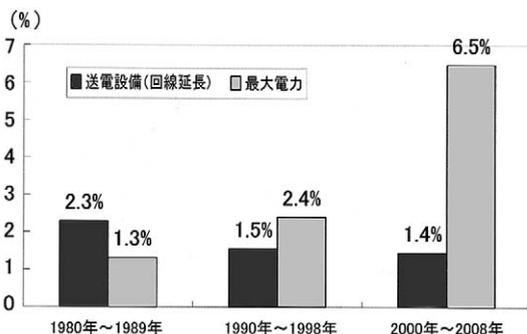


図19 送電設備と最大電力の年平均増加率の推移（米国）

送電設備の建設は停滞している状況である（図19参照）。例えば、2002年2月に発表された北米電力信頼度協会（NERC：North American Electric Reliability Corporation）の送電線拡充タスクフォース報告書によれば、米国における送電線建設の停滞原因は、① 系統計画の困難化（新規電源の情報不足等）、② 費用回収の問題（費用回収の不確実性、低い事業報酬率等）、③ 立地上の問題（地元住民の反対、許認可問題）等が挙げられており、送電設備の建設を促進していくためには様々な側面から課題を解決していくことが求められている。

一方、欧州では、最大電力の伸びは米国ほど急激ではなく、例えばフランスでは最大電力の上昇率も比較的低い水準であり、送電設備もほとんど建設されていない（図20参照）。しかしながら、欧州では各国間の国際連系線において局所的に系統混雑が発生しているケースもあり、連系線の建設が必要とされている。

(2) 系統設備形成に向けた施策

2003年8月に発生した北米大停電^{注3)}や前述した2000年から2001年にかけてのカリフォルニア電力危機を受けて、電力安定供給を重視する「エネルギー政策法（EPAAct2005）」が2005年8月に制定されている。系統設備形成

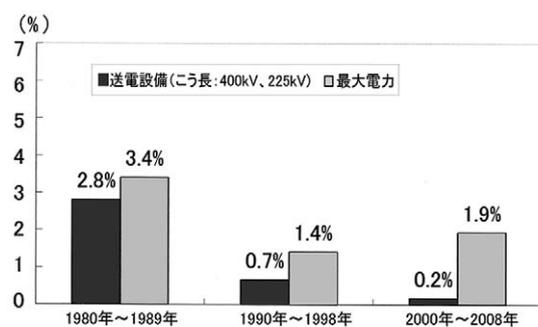


図20 送電設備と最大電力の年平均増加率の推移（フランス）

注2) 移相変圧器を国境付近に設置することで、近隣地域から流れてくる計画外潮流を調整することが可能となる。

注3) 2003年8月14日に米国北東部及びカナダ5大湖周辺（米国：ニューヨーク州、ミシガン州等8州、カナダ：オンタリオ州等2州）の広大な地域において29時間以上にわたって停電が発生した。停電規模は約6,180万kWで、停電人口は約5,100万に及んだ。停電の原因としては、①（ファーストエナジー等の）不十分な系統理解（事故が起きた場合に系統が安定かどうかの事前チェックが不十分）、②（ファーストエナジーの）不適切な状況把握（系統監視装置の故障等）、③（ファーストエナジーの）不十分な樹木管理（樹木接触）、④（信頼度コーディネータの）不適切な状況判断支援（状態把握の遅れ）と整理されている。

に向けた施策としては、①送電設備投資のためのインセンティブ料金制度の導入、②送電線建設計画の手続き迅速化が規定されている。①については、送電料金の算定における報酬率の上乗せ、商業運転前費用の回収、加速減価償却（償却期間短縮化）等を認めることで送電線の投資促進措置が講じられている。②については、送電設備の建設が複数州に跨る場合には各州の許認可が必要とされていることから、関係各州の許認可を受けることができなければ、送電設備の建設がなかなか進捗しないという課題があった。特に、系統混雑が多発している地域で早急に送電設備を増設しなければならないような地域では深刻な問題であった。「エネルギー政策法」で規定された送電設備建設計画の手続き迅速化の具体的な内容としては、米国内での重要地域として位置付けられるミッド・アトランティック地域（米国東部）、サウスウェスト地域（米国南西部）を「国益送電線路（NIETC：National Interest Electric Transmission Corridor）」としてエネルギー省（DOE：Department of Energy）が指定し、州政府が当該地域での建設申請を1年以内に承認しない場合には連邦エネルギー規制委員会（FERC）が代わりに承認を行うことが可能となった。しかしながら、2008年に入ってカリフォルニア州の大手電気事業者SCE社による州際送電線（カリフォルニア州・アリゾナ州間）の建設申請を巡ってFERCとアリゾナ州公益事業委員会が対峙することになった。アリゾナ州公益事業委員会が既に建設申請を否決済みにもかかわらず、SCE社はFERCに承認を求めて申請を行なったことが背景にある。結局、第4巡回区控訴裁判所は2009年2月に「立地州が1年以内に否決している場合には、FERCに承認権限は付与されない」と判決を下した。さらに、2011年2月に第4巡回区控訴裁判所はエネルギー省が指定した「国益送電線路」自体を無効とする判決を下しており、米国では送電線の建設に関しては手続き面で課題が残されている。

欧州では、もともとEU域内の市場統合を実現するためにエネルギー、運輸、通信のネットワークの拡充を促す「欧州横断ネットワーク（TEN：Trans-European Networks）」プロジェクトが1992年2月に調印されたマーストリヒト条約で規定されていた。1995年9月の「TEN財政支援認可規則」に基づき、欧州委員会が承認した個別のTENプロジェクトは優遇的な財政支援（欧州投資銀行等からの低利融資）を受けることが可能となった。また、2002年3月のバルセロナ欧州理事会（EU首脳会議）では、EU加盟国が国内発電容量の10%に相当する国際連系線の送電容量を確保することが政治的に合意されている。しかし、国際連系線の建設は遅々として進まない状況から、2009年7月に制定された「第三次EU電力自由化指令」でEU加盟国の送電事業者が国内規制機関の監視の下で「10カ年系統投資計画」に基づいて送電設備の投資を行うことが規定された。各国の「10カ年系統投資計画」が欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）が策定した欧州全域を対象とする「10カ年系統投資計画」に合致しない場合には、国内規制機関は送電事業者に対して計画修正を要求することが可能である。また、送電事業者が「10カ年系統投資計画」に基づき送電設備の建設を実施しない場合には、国内規制機関は①送電事業者に対する投資要請、②入札手続きに基づく第三者による建設、③送電事業者に対する増資義務付けといった措置を実施しなければならない。

8. まとめ

本稿では、欧米諸国におけるエネルギー需給や電源構成の現状・変遷、電力市場の動向、再生可能エネルギー電源の大量導入に対する課題・対策、送電系統の増強に関する取り組みを紹介した。電力需給・政策の動向としては、福島第一原発事故の影響はドイツにおいて大きな影響を与えており、今後同国では一

層の脱原子力政策を進めていく可能性が高い。フランスや米国は従来通りの原子力政策を堅持していることから、現時点ではエネルギー政策に大きな変更は見られない。電力市場の動向に関しては、米国においてカリフォルニア電力危機以降は新規に小売電力市場を自由化する州はない。また、特に再生可能エネルギー電源の導入を進めるドイツにおいては、再生可能エネルギー買取費用が小売電気料金に転嫁されることで小売電気料金の水準が上昇し続けている。再生可能エネルギーの導入に関しては、米国では州レベルでの再生可能エネルギー導入義務・目標、欧州ではEU規模で2020年に向けた一定量の再生可能エネルギー導入義務が設定され、再生可能エネルギー電源の大量導入が見込まれている。ただし、再生可能エネルギー電源の大量導入によって、国内の電力需要を超過した過剰な余剰電力が近隣地域に流れ込むことになり、近隣地域の

電力システムに対して悪影響を与えていることも指摘されている。送電システムの増強に関しては、市場競争下における投資リスクの高まり等を背景に送電設備の建設は停滞気味であったが、系統設備形成に向けた施策が講じられている。一方で、送電線の建設に関しては地元住民の反対運動等もあり、計画通りに進むかは不透明な状況である。

今後、福島第一原発事故を受けて、日本における電力政策の方向性について改めて議論されることになると考えられるが、その過程で欧米諸国における先行事例や課題・対策等を検証することは有意義である。最近の報道等では欧米諸国における電力政策の光の面だけに焦点を当てている場合も散見されるが、影の面についても明らかにしていくことが重要であると思われる。特に欧米諸国で再生可能エネルギー電源の大量導入が行われる方向であり、その課題・対策等を今後は注視していきたい。

[調査研究報告]

東日本大震災を踏まえた国内エネルギー需給構造のあり方に関する検討（中間報告）

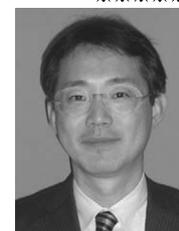
都筑 和泰 [※]（プロジェクト試験研究部
兼 原子力工学センター
主任研究員）

森山 亮 ^{※※}（プロジェクト試験研究部
主任研究員）

石本 祐樹 ^{※※※}（プロジェクト試験研究部
主任研究員）

時松 宏治 ^{※※※※}（プロジェクト試験研究部
主任研究員）

萩原 直人 ^{※※※※※}（プロジェクト試験研究部
主任研究員）



1. はじめに — 研究の背景と目的

本年3月11日に発生した東北地方太平洋沖地震およびそれに伴う大津波は、東北地方の太平洋沿岸部に壊滅的な被害をもたらした。被害は各種ライフラインや原子力発電所および火力発電所にも及び、関東・東北地方は深刻な電力不足に陥った。

わが国のエネルギー政策について見直しの必要性が言われる状況下、当研究所では、「ポスト311戦略検討チーム」を立ち上げ、主に中長期の観点から、わが国のエネルギー需給構造のあり方、およびその実現に向けた技術戦略に関する検討を実施している。

今回の震災により、従来のエネルギー基本政策における主要課題であった3E（エネルギーの安定供給、経済成長、環境保全）に加え、エネルギー需給構造の安全確保も強く求められるようになった。このような状況に鑑みて、本検討においては、これまでのエネル

ギー問題の流れを踏まえつつ、安全性を考慮した、強靱なエネルギー需給構造を提案することを目的としている。

2. エネルギー需給に係るパラダイムシフト

(1) 震災の影響分析

今回の震災により、わが国のエネルギーシステムにおける様々な問題点が顕在化した。また、現在起こっている課題に対して、いくつかの対応策が取られており、安全性に重点を置いたエネルギーシステムも提案されている。

① 顕在化した問題点

a) 電力需給

1) 原子力発電は「発生する確率は低いが、一度事故になるとその影響が非常に大きい」と一般論で言われていたことが、実感をもって明らかになった。

2) 一カ所の原子力発電所の事故が他の原

子力発電所の運転に影響するリスクが顕在化した。このように連鎖反应的に運転に影響を与えるような問題は、火力発電所では見られない。

3) 日本の東西で周波数が分かれており、50/60Hz連系容量が少ない問題点が顕在化した。日本全体で見れば電力は足りているにもかかわらず、関東および東北では計画停電を余儀なくされた。

4) 病院などの重要施設も例外なく停電になってしまうなど、計画停電の実施は別の問題を引き起こした。

5) 電力継続供給が操業の条件となっている産業（クリーンルームを有する半導体製造、ヨーグルトや納豆などの発酵製品製造）では、わずかな停電でも致命的になってしまうことが判明した。

b) 流通関係

1) 鉄道や道路の被災およびタンクローリー等輸送機器の不足により、東北地方においてガソリン、灯油が不足した。

2) 水道、ガスなどのライフラインが被害を受けた。

3) 様々な産業における部品の調達が滞り、日本国内のみならず、世界のサプライチェーンに混乱が生じた。

4) ガソリン、コメ、水などの買い占めにより品不足が生じた。

② 対応状況

1) 原子力発電所の停止によって起こった電力不足に対して、老朽化などで休止中であつた火力発電所の再稼動が電力供給に重要な役割を果たしている。

2) 地球温暖化対策の側面だけでなく、停電リスクや災害時の影響が少ないこと、一部のエネルギー不足を補う観点から、再生可能エネルギーを中心とした需要家側の分散型電源が注目されている。

3) 省エネルギー（省エネ）や節エネルギー

ー（節エネ）への関心が高まっている。（ここで、省エネとは、機器の高効率化など省エネ技術の導入によるエネルギー使用合理化のことを言い、節エネとは節約によるエネルギーの削減を指し、経済活動の低下や我慢を伴うものと定義した。本検討では省エネについて議論する）

このように、現在のわが国におけるエネルギーシステムの中でも、電力需給構造および流通構造の脆弱性が顕在化しており、エネルギー政策の見直しが必要となっている。

(2) エネルギー政策の変遷

わが国におけるエネルギー政策の変遷を図1に示す。これまでのエネルギー基本政策においては3Eへの対応が重要視されてきた。その内容は以下の通りである。

① エネルギー資源の安定供給の確保

わが国の資源制約、地理的条件に鑑みると、エネルギー供給を安定的に確保することは安全保障上の最重要課題である。

1973年と1979年に発生した石油危機は、石油に大幅に依存する全ての先進工業国に大きな衝撃を与えた。わが国のように資源に恵まれない国では、原子力や天然ガスといった石油に代わるエネルギーの利用促進や、エネルギーの消費量を抑制する必要性が求められ、エネルギーの石油依存度低減、エネルギー使用合理化、様々な石油代替エネルギーと技術の開発、エネルギーミックスといったエネルギー安定供給施策が取られた。

② 規制緩和による経済性重視施策

1980年代半ばには、世界的な石油需給が緩和すると、わが国の産業の国際競争力を強化し経済を活性化するために、規制を緩和し、高コスト構造の是正を図る政策が進められた。

③ 地球環境保全

1988年、地球温暖化に関する最新知見の収

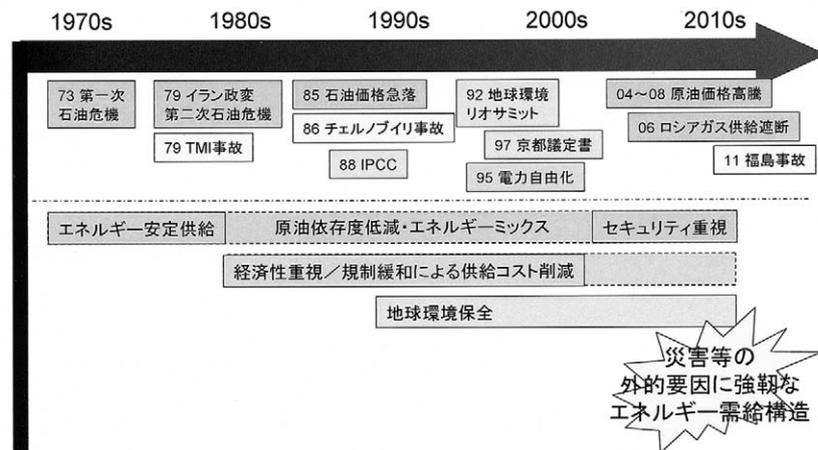


図1 わが国におけるエネルギー政策の変遷

集と評価を行うために「気候変動に関する政府間パネル」(IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change)が設立され、エネルギー問題の1つとして地球温暖化対策が注目された。2000年代には、原油価格等が高騰したため、エネルギーセキュリティが重視されるようになり、地球温暖化問題への世界的な高まりと相まって、再生可能エネルギー導入促進が強化された。

(3) 新パラダイム＝強靱(ロバスト)なエネルギー需給構造

これまでのエネルギー政策において認識されてきた3Eについては、震災後においても依然として重要である。それに加えて、今回の震災によって顕在化したエネルギーシステムの脆弱性についても、対応していく必要がある。特に災害に対する耐性という概念が震災前より重要視される。これらを統合する概念として、本検討では、「強靱(ロバスト)なエネルギー需給構造」という目標を設定した。ここで、ロバストとは「強靱な」という意味の形容詞"robust"であり、本検討においては、「リスク発生に対して復元性があること」と定義する。「リスク」は自然災害、事故、エネルギー供給途絶等を指し、その詳細については次節にて後述する。

3. 検討内容

(1) 概要

本検討においては、前述したロバストの定義に基づき、リスクを適切に抽出・分類し、技術面・コスト面に裏付けされた対策を検討していく。それらを指標化した上で、エネルギー需給構造案を具体的に想定し、その評価を実施していく。ここで、検討対象は2050年とする。その理由は、原子力発電、化石燃料および再生可能エネルギーや省エネ技術の開発・導入・普及には時間を要するため、将来のあるべき姿を提案するには長期的な視野に立つ必要があるからである。それに対して、2020~30年のような短中期であると、補助金や規制緩和などの既存技術の導入普及に議論の焦点が当たってしまい、中長期的なエネルギー技術開発を踏まえたエネルギー需給構造を論ずることが困難となってしまう。

(2) エネルギーに係るリスクの評価と評価指標

エネルギーに係るリスクの評価について、分類および過去の事例を表1に示す。

リスクは大別して、物理的、経済的、社会的の3種類がある。物理的なリスクとしてはエネルギーサプライチェーンの事故による資源供給途絶、資源供給不足等の事象が挙げら

表1 エネルギーに係るリスクの評価

1.物理的		2.経済的				3.社会的		
① 供給国のマーケットパワーの行使、紛争・革命等による供給途絶/削減 ② 自然災害、③施設の事故、テロ ④ 資源供給不足（資源制約の顕在化）		① エネルギー開発投資の減退 ② 中印等新興国の需要増大 ③ 市場の混乱(投機筋の介入等)				① 地球環境問題の高まり(環境制約の顕在化) ② 環境原理主義 ③ 反核・反原子力運動		
上記表参照	1.①	1.②	1.③	1.④	2	3.①②	3.③	
リスク	供給途絶/削減	自然災害	施設事故・テロ	資源供給不足	価格高騰	地球環境問題/環境原理主義	反原子力	その他
石油	◎石油危機		◎BP	△	◎			
天然ガス	◎ウクライナ			△	◎			
石炭	○港湾スト	◎豪州洪水		△	◎	○		
原子力		◎津波/地震	◎TMI, チェルノ、福島		○安全対策	◎独等欧州	同左	
再生可能エネ					高コスト			
電力		◎津波/地震、台風	○		○燃料高騰			融通容量に制約
都市ガス		◎地震	○		○燃料高騰			全国パイプラインなし
石油製品		◎津波/地震	○		○燃料高騰			ローリー輸送

(◎実例あり, ○蓋然性あり, △可能性あり)

れ、リスクが顕在化した場合には需要家へのエネルギー供給が妨げられる。経済的なリスクとしては、新興国の需要増大や市場の混乱が挙げられ、リスクが顕在化した場合には燃料価格および電力価格の高騰が起こる。最後に社会的なリスクとしては地球環境問題の高まりや反原子力運動が挙げられ、リスク顕在化の際には対象となるエネルギー利用のウェイトを低減する必要に迫られる。

これらの中から本検討において考慮するリスクを抽出し、そのリスク耐性を評価するための指標と共に表2に示す。

(3) 今回の検討の方向性

① 「エネルギーベストミックス」のあり方

これまでの3Eに加え、震災を踏まえてロバスト性を考慮しつつ、「エネルギーベストミックス」のあり方を再考する。

具体的には、原子力発電のあり方、省エネのあり方、再生可能エネルギーのあり方を検討する。化石燃料については、原子力発電と再生可能エネルギーとのバランスを考慮する。

② 災害耐性・安全性

エネルギーシステムの災害耐性・安全性に

表2 本検討において考慮するリスクとリスク耐性のための評価指標

抽出リスク	評価指標（重複する項目は省く）
燃料供給途絶	一次エネルギー源自給率 一次エネルギー源多様性 燃料備蓄日数 省エネルギー化率（エネルギー消費原単位）
環境制約顕在化	CO ₂ 排出原単位 CO ₂ 回収・貯留（CCS）のポテンシャル ゼロエミッション発電比率（再生可能エネルギー+原子力） CO ₂ 排出制約（中期目標、長期目標）
原子力の社会受容性	原子力発電の安全性 原子力発電のシェア
価格高騰	発電コスト 化石燃料使用量 再生可能エネルギーのコストダウン 安全対策、事故対策コスト
大災害	分散型電源の確保 発電余力の維持 輸送ルート、インフラ

についてはこれまで以上に考慮する。主な検討課題は以下のとおりである。

- 1) 供給側だけでなく需要側の対応（分散化など）の必要性
- 2) 発電余力としての休止中火力発電所の重要性
- 3) 再生可能エネルギー，省エネは系統電力途絶対策としても有望

4. 計算ツールの整備とシナリオ設定

(1) 計算の基本方針

エネルギー需給構造のあり方を議論するには、需給構造を具体的に想定した上で、利害得失を定量的に評価する必要がある。しかしながら、「ロバストなエネルギー需給構造」は、必ずしもコスト最小解ではない。また、ロバスト性を定量化して目的関数に組み込むことは困難なことから、一般的なエネルギーモデルによって需給構造を検討することは適切ではない。

そこで本検討では、当研究所による超長期エネルギービジョン⁽¹⁾策定で静学的なフレームワーク検討のための使用実績のある表計算ツールを活用し、個別のパラメータ依存性を明確化していくことで需給構造の利害得失を評価していくこととした。計算の入力値は、既往の研究を参照しつつ、可能な限り現実的な値とした。

(2) 計算ツール

検討に用いた計算ツールの概要を図2に示す。

はじめに、経済産業省「長期エネルギー需給見通し」⁽²⁾等、既往の知見に基づいて、2030年までの産業・民生・運輸のエネルギー需要シナリオを決定する。

2030年以降2050年までの各部門のエネルギー需要については、あまり既往の知見がないことから、省エネルギーの進展などを想定しつつ、外挿することで設定する。

次に、各部門の電化率を設定し、エネルギー需要を電力需要と非電力需要に分ける。

原子力、および水力を含む電力供給量条件を設定し、上記で求めた電力需要の不足分を火力発電による電力供給量とする。

火力発電および各部門の非電力エネルギー量の熱源・動力源は化石燃料で賄うものとし、必要燃料量を燃料種毎に求める。

得られた電力供給量と燃料消費量に、それぞれ発電原価、燃料価格を設定値として与え、それを乗ずることによってエネルギーコストを求める。さらに電力および化石燃料に関する二酸化炭素（CO₂）排出原単位を乗ずることによってCO₂排出量を求める。

(3) 主要条件設定

① エネルギー最終消費についての条件設定

エネルギーの最終消費については、平成21年8月の長期エネルギー需給見通し（再計算）

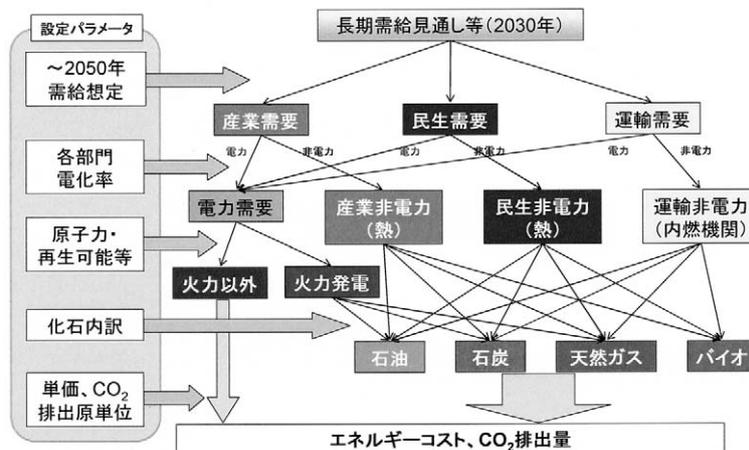


図2 計算ツールの概要

をベースとする。そこでは下記の3ケースについて2030年までの試算結果が示されている。

1) 現状固定ケース：現状を基準とし、今後新たなエネルギー技術が導入されず、機器の効率が一定のまま推移した場合を想定。耐用年数に応じて、古い機器が現状レベルの機器に入れ代わる効果のみを反映。

2) 努力継続ケース：これまで効率改善に取り組んできた機器・設備について、既存技術の延長線上で、今後とも継続して効率改善の努力を行い、耐用年数を迎えると順次入れ替えていく効果を反映したケース。

3) 最大導入ケース：実用段階にある最先端の技術で、高コストではあるが省エネルギー性能の格段の向上が見込まれる機器・

設備について、国民や企業に対して更新を法的に強制する一歩手前のギリギリの政策を講じ最大限普及させることにより劇的な改善を実現するケース。

今回の試算においては、国内需要家の省エネ、節エネ意識が高まっていることから、「現状固定ケース」は対象とせず、表3および図3に示す2050年の最終消費（省エネルギーの度合）を想定した。

② 原子力発電・再生可能エネルギー・火力発電についての条件設定

[原子力発電]

現行の計画をベースに福島原子力発電所の影響を考慮して、下記の3条件を設定した。

表3 最終消費条件の設定

省エネルギーの度合い	～2030年（需給見通し）	～2050年（外挿）
堅実な推進	努力継続	努力継続を外挿
中程度の推進	努力継続	最大導入の2030年
最大推進	最大導入	最大導入を外挿

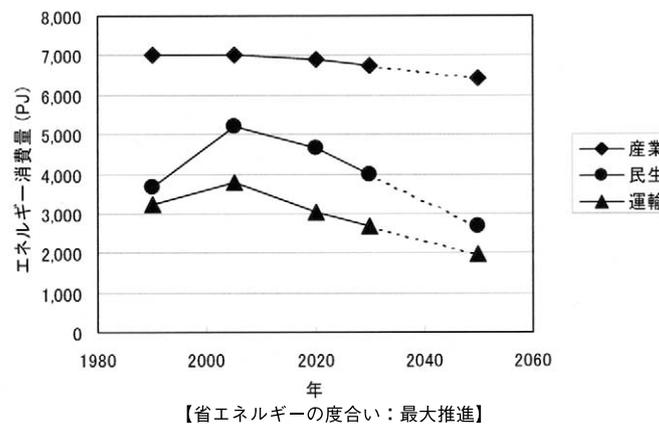
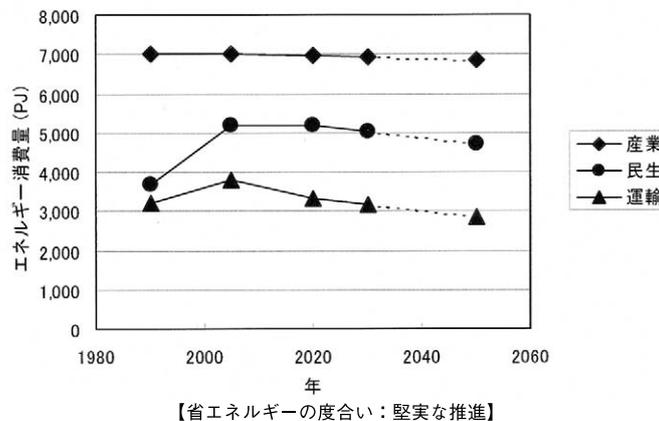


図3 最終消費の条件設定

1) 増加ケース：今後20年程度新設が停滞するが、2030年以降、既設炉のリプレース、現状計画程度の新設および設備利用率の向上が着実に進む。

2) 維持ケース：新設は停滞し、2030年頃からは設備容量を維持する程度のリプレースが実施される。

3) 減少ケース：新設・リプレース無し。原子炉の寿命を60年とする（1990年以降に建設された原子炉は2050年においても稼働する）

[再生可能エネルギー]

「長期エネルギー需給見通し」や当該業界ロードマップ⁽³⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾を基本に、国際エネルギー機関（IEA）のETP2008⁽⁶⁾に示された2030～2050年の伸び率を考慮した。

1) 大：当該業界のロードマップの2030年最も普及が進んだケースから外挿

2) 中：積極的推進（中間ケース）

3) 小：長期需給見通しの努力継続ケースなど比較的堅実な推計から外挿

これらの結果をまとめたものを図4に示す。

[火力発電]

環境制約、資源調達リスクの観点より大規模な増加は想定しないこととした上で、原子力発電や再生可能エネルギーとのバランスを考慮して発電電力量を算定している。再生可

能エネルギーや原子力発電の導入が進展すれば、火力発電の寄与は低下する。

(4) シナリオ設定

前節で述べてきた主要条件を単純に組み合わせると、数10通りのシナリオがあり得る。本検討では所内専門家への聞き取りなども踏まえつつ、下記の5つのシナリオを選定した。

① バランスシナリオ

省エネや再生可能エネルギーの導入は着実に推進する。原子力発電については現状程度の規模を維持する。

② 原子力重点化シナリオ

2030年以降、原子力発電所の新設、リプレースを着実に推進する。再生可能エネルギー導入は①「バランスシナリオ」よりやや少なく、堅実な範囲にとどめる。省エネは①「バランスシナリオ」と同程度とする。

③ 再生可能エネルギー重点化シナリオ

原子力発電はフェーズアウトとし、その代替として、再生可能エネルギーを最大限導入する。省エネは①「バランスシナリオ」と同程度とする。

④ 省エネルギー重点化シナリオ

原子力発電はフェーズアウトとし、再生可

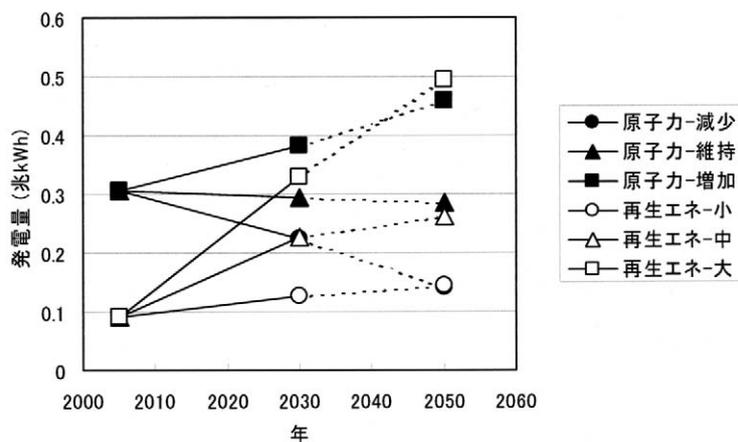


図4 原子力発電電力量および再生可能エネルギーによる発電電力量の設定

能エネルギーの導入は着実に推進する。省エネを積極的に実施する。

⑤ 省エネルギー徹底シナリオ

高コストの省エネ技術を政策支援などにより積極的に導入することで、徹底的な省エネを実施する。再生可能エネルギー導入は堅実な範囲にとどめ、原子力発電はフェーズアウトとする。

以上のシナリオ設定を表4に示す。なお、この他にも発電効率、電気自動車、ヒートポンプ給湯などエネルギー需給構造に影響を与えるパラメータがあるが、中間報告である本報告の範囲では固定することとした。

5. 評価指標に沿ったシナリオの比較・評価

(1) 発電電力量

各シナリオについての発電電力量を図5に示す。総発電電力量は「バランスシナリオ」、「原子力重点化シナリオ」、「再生可能エネルギー

重点化シナリオ」で等しくなっている。すなわち、原子力発電や再生可能エネルギーの動向は、総発電電力量に直接の影響を与えるわけではない（エネルギーコストが変動すれば各部門の電化率が変化する可能性もあるが、今回は固定している）。一方、省エネが進展すれば、総発電電力量は低下する。

ここで、火力発電の発電量については、どのシナリオも大差がない。すなわち、原子力発電、再生可能エネルギー、省エネは相補的であるといえる。また、発電用エネルギー源の多様性という点では、いずれのシナリオも比較的バランスがとれている。

(2) CO₂排出量

各シナリオについてのCO₂排出量を図6に示す。このうち、発電部門からのCO₂排出については、図5で示した火力発電量に比例するものである。ただし、日本全体でみると産業・民生・運輸の各部門における非電力需要によるCO₂排出量が半分以上を占めるため、

表4 シナリオの設定

シナリオ名称	原子力発電	再生可能エネルギー	省エネルギーの度合い	火力発電
バランス	維持	中	堅実な推進	現状維持程度
原子力重点化	増加	小	堅実な推進	やや減少
再生可能エネルギー重点化	減少	大	堅実な推進	やや減少
省エネルギー重点化	減少	中	中程度の推進	現状維持程度
省エネルギー徹底	減少	小	最大推進	やや減少

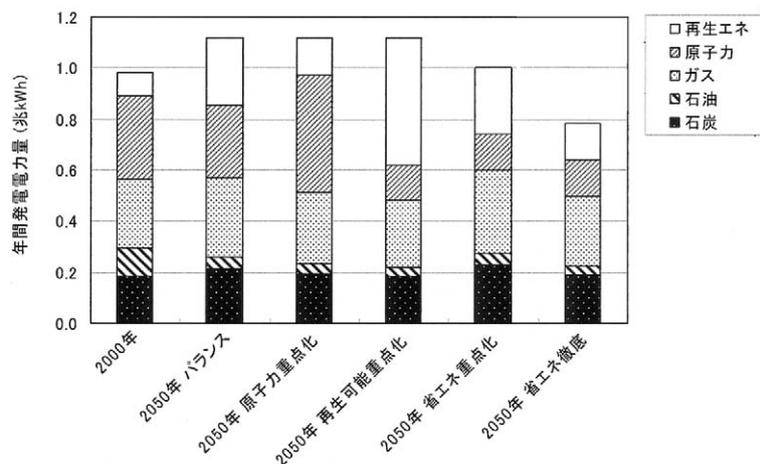


図5 各シナリオにおける発電電力量

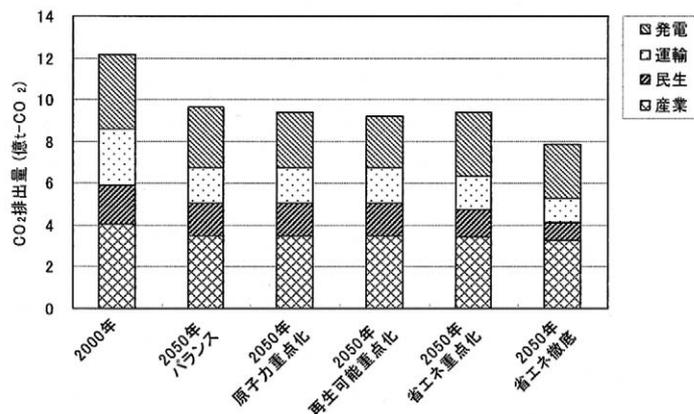


図6 各シナリオにおけるCO₂排出量

本検討程度の火力発電量の違いが、日本全体のCO₂排出量に与える影響は小さい。

また、CO₂排出量を1990年比半減（5.6億t-CO₂）といったような大幅な排出削減を実現するためには、ゼロエミッション発電の推進だけでなく、更なる省エネの推進など、発電部門以外の対応が必須である。

(3) 一次エネルギー源多様性・エネルギー自給率

図7に各シナリオについての一次エネルギー源の割合を示す。いずれのシナリオにおいても一次エネルギー源多様性は確保されており、顕著な差はない。多様性を示すハーフィンダール・ハーシュマン指数[※]は0.24~0.26であり、「バランスシナリオ」と「原子力重点化

シナリオ」における指数がやや低い。

また、図7に示すように、各シナリオにおけるエネルギー自給率は、原子力を準国産エネルギーとみなすと、再生可能エネルギーと原子力の和で表され、20~28%に分布している。CO₂排出量の場合と同様に、エネルギー自給率向上のためには発電以外の部門の対応が重要である。

6. リスク顕在化の際の対応評価

本節においては、表2に示した各種のリスクについて、そのリスクの内容やリスクが顕在化した場合の対応を検討し、各シナリオのリスク耐性の予備的な比較・評価を実施する。

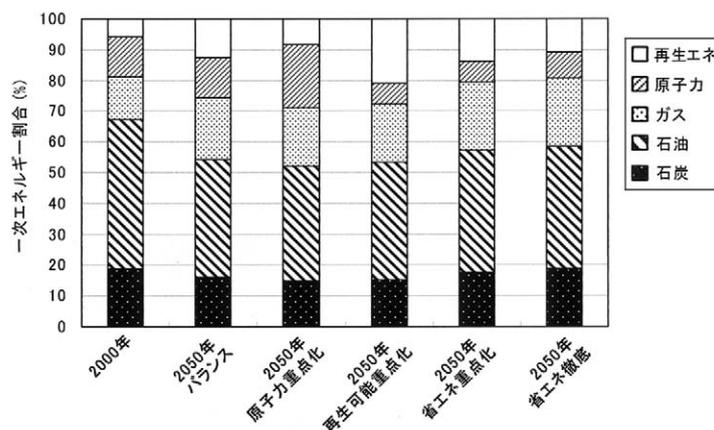


図7 各シナリオにおける一次エネルギー源の割合

※ハーフィンダール・ハーシュマン指数：シェアの2乗和。1が独占状態を表し、値が小さいほど多様化していることを示す。

① 原料供給途絶リスク

石油は重要なエネルギー源であり、現在は約180日分を政策的に備蓄している。石油消費量が減れば、同一規模の備蓄量に対し途絶対日数が増すことになり、ロバスト性は増加する。図8に各シナリオにおける石油消費量を示す。

2050年において、再生可能エネルギーや原子力発電の導入が促進されても、石油火力発電の割合は元々小さく、発電以外の石油消費量が大きいいため、石油消費量の全体は低下しない。現状で石油消費が大きいのは、運輸燃料、民生の暖房・給湯、石油化学産業などであり、石油消費量の削減には、省エネおよび石油以外の燃料へのシフト（電気自動車、ヒートポンプ給湯、天然ガスへの燃料転換など）が有効な方策となる。

これに対して、天然ガスと石炭については、現在石油のような備蓄を行っていない。これらの2050年における備蓄のあり方は今後の課題である。

② 環境制約顕在化リスク

CO₂については、様々な排出削減目標が検討されており、中には2050年に先進国において（1990年比）8割削減という提案もある。図6の「省エネルギー徹底シナリオ」で再生可能エネルギーや原子力発電の導入により発

電部門の更なるCO₂排出量削減を実施すれば、1990年度比半減程度までは想定可能である。ただし、エネルギーシステム移行に係る追加的コストは今後の検討課題である。

CO₂排出削減を遵守する場合、短中期的にはCO₂回収・貯留（CCS）や排出権取引に依存せざるを得ない。CCSのコスト単価を2,000円/t-CO₂（経済産業省CCS2020⁽⁷⁾）とすると、CO₂半減（5.6億トン削減）のために必要なコストは「バランスシナリオ」において約8,000億円、「省エネルギー徹底シナリオ」においては約4,000億円となる。

③ 原子力社会不許容リスク

今回の震災においては、福島第一原子力発電所の事故の影響が全国に波及しつつあり、被災していない原子力発電所も再稼働できない状態となっている。今後も原子力発電を利用する場合には、国内外における大事故再発などにより、連鎖的に国内の全ての原子力発電所が停止を余儀なくされるというリスクを考慮する必要がある。

今回の震災においては、火力発電の焼き増しと節電によって電力不足に対応しているが、今回の事例を参考にしつつ、原子力発電所による発電量と火力発電の供給余力とのあるべきバランスを検討していく必要がある。

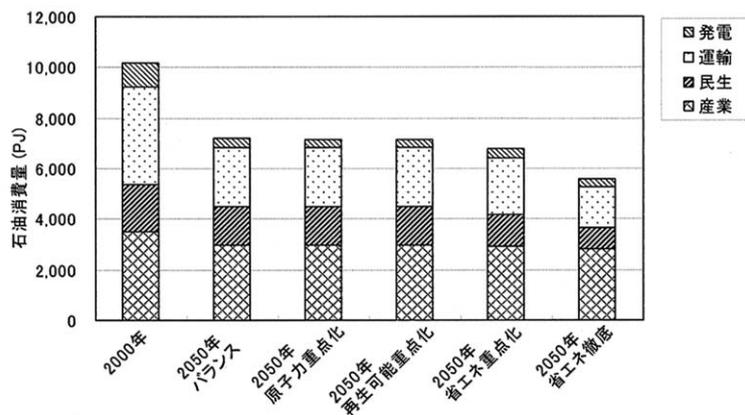


図8 各シナリオにおける石油消費量

④ 価格高騰リスク

コストの主な不確定性は下記の通りである。

- 1) 化石燃料資源：カンントリーリスクや投機などによる価格暴騰(特に石油と天然ガス)
- 2) 再生可能エネルギー：コストダウンの遅れ，系統連系によるコスト増（蓄電池やバックアップ火力）
- 3) 原子力発電：安全対策費用や事故対応コスト

原子力発電については，今回の事故が収束し，その対応策が明確になってくれば，安全対策費用や事故対応コストに係る不確定性は低下していく。また，再生可能エネルギーについては開発・導入・普及の進展次第であるが，当面政策支援などで普及を進めることによるコストダウンを進めていくこととなる。化石燃料については最も予測が難しく，また急騰のリスクもあるので扱いに留意が必要である。

⑤ 大災害リスク

今回のような大災害が発生した場合，2.(1)で述べたように様々な問題が発生する。中でも重要な施設の停電を避けることと，エネルギー供給が全途絶となるような地域，時間を減らすことが重要と認識している。その方策は以下の通りである。

- 1) 重要施設の停電回避：系統電力の急な停電に対しては，自家発電の整備が最大の対策となる。その後，短中期的にエネルギー供給量を確保する上では，これまでどおり老朽火力発電設備などの発電容量余力を保持していくとともに，東西電力融通など連系の強化が重要である。それでも電力供給が不足気味である場合の対策としては，スマートグリッドの活用などにより，需要側における配分を適正化するということが考えられる。
- 2) エネルギー供給全途絶の回避：大災害に対する耐性を上げるためには，需要端でのエネルギー源を多様化することが重要である（系統電力，再生可能エネルギー，コ

ジェネレーション，天然ガス，LPGなど）。

なお，これらの対応については，今回の検討では反映できていない。システムのあり方や評価指標の整理などを含めて，今後の検討課題である。

7. シナリオ実現に向けた課題

本節では各技術についての現状と課題を整理していくこととする。

(1) 原子力発電

原子力発電は，準国産のエネルギーとして，エネルギー供給の海外依存低減に資するもので，技術力により安全確保が可能となる。また，CO₂排出が少ない電源であり，安定的に稼働できれば，セキュリティ向上や環境対策に有効である。当面は，社会の信頼回復が最重要課題であり，そのためには福島第一原子力発電所の事故の分析を十分実施した上で着実に対策を実施していく必要がある。

① 安全対策の徹底と規制の見直し

既設炉に対する安全・防災対策を徹底し，着実に運用していくとともに，数十年後の新設・リプレースを視野に安全対策を強化した次世代軽水炉の開発や，更に安全性を向上した第四世代炉の検討も実施する。原子炉の安全な運用に当たっては，安全規制の見直しもまた重要な課題であり，安全設計の徹底と並行して規制のあり方についても検討を進めていく必要がある。

② 国民の理解促進と技術・人材の維持

今回の事故を踏まえた安全対策が十分に実施されても，それを正しく理解してもらわなければ，社会には受け容れられない。そこで，正確な知識・情報を発信するなど信頼回復に向けた地道な努力の継続が重要である。また，短期的には国内における原子力発電の一時的な停滞は避けたいが，その間，積極的な海外事業展開などにより，技術や人材の保持も重要である。

(2) 再生可能エネルギー・水素

エネルギーセキュリティ、CO₂削減、災害耐性の観点から、再生可能エネルギーと水素の導入・普及促進には多くの人が賛成している。ただし、短期的にはコスト、中長期には出力変動対策が大きな課題であり、期待度には大きな幅がある。今後の普及促進には、下記の課題への対応が必要である。

① 技術開発による低コスト化

再生可能エネルギー導入に向けた当面の最大の課題はコストである。したがって、適切な規模にて補助金や買取制度などを適用することで普及を促進していく必要がある。それにより、技術開発のインセンティブを与え、低コスト化を促進する。

② 需給調整能力の整備

再生可能エネルギーによる発電の普及がある程度以上の規模になると、出力変動対策が重要な課題となる。当面は火力発電や揚水発電によってバランスを調整することになるが、より大規模に受け入れる場合には、送配電網の強化、蓄電装置の整備、スマートグリッドの整備などが必要となってくる。また、水素による蓄エネルギーについても考慮する必要がある。

③ その他

再生可能エネルギーの資源供給には適地がある。特区等の活用で、地域レベルのエネルギーマネジメントの面的構築を図る。また、太陽熱利用、潮力・波力発電、高効率廃棄物発電、藻類等の新規バイオマス資源の開発などの太陽光・風力発電以外の技術開発も継続的に実施すべきである。

(3) 化石燃料・省エネルギー

本検討におけるいずれのシナリオにおいても一次エネルギーにおける化石燃料のシェアは大きい(図7)ので、その効率的な利用は重要である。また、エネルギーの有効利用は

エネルギーセキュリティの向上、CO₂削減、コスト低減、災害耐性の向上のすべてに効果的である。この分野においては、下記の対応が求められる。

① 火力発電

火力発電の高効率化による省エネルギーおよびCO₂削減の効果は極めて大きいことから、着実な技術開発が重要である。当面は天然ガス複合発電の導入が重要であり、また、資源確保のリスクポートフォリオのためには高効率石炭火力発電が必要不可欠である。

② 省エネルギー技術

省エネルギー技術は、運転経費削減効果があるので、多少割高という程度であれば導入が進むことが期待される。エネルギーコストが上昇すれば、その傾向は大きくなる。さらなる省エネルギーの促進を指向するのであれば、補助金、規制などの政策的な支援の増強が必要である。

③ 熱利用技術

熱利用の高効率化が重要であり、燃料電池などのコージェネレーション、太陽熱・未利用熱などを用いるヒートポンプ・吸収式冷凍機、エネルギーの面的利用、蓄熱と熱輸送の高効率化などに関する技術開発と普及促進が必要である。

以上をまとめたものを表5に示す。

8. まとめ

これまでのエネルギー政策の変遷と、震災で顕在化した問題点を分析し、燃料供給途絶や環境制約顕在化等のリスクに加え、災害というリスクを加味した新しい評価軸を検討し、ロバスト性という評価軸を導入した。「ロバスト」なエネルギー需給構造を「リスクに対して復元性がある」構造と定義した。

表5 課題のまとめ

技術	メリット・特徴	リスク	主要対策	備考
原子力発電	CO ₂ 排出が少ない。準国産エネルギーであり、供給安定性は高い	原子力社会不宽容（新設困難、災害や事故による連鎖的停止リスク）	原子力発電所の安全設計、安全規制の充実。国民の理解促進	安全対策コスト、事故対応費用、定時のバックアップコストなどが不確定
再生可能エネルギー	供給途絶リスクが低く、災害耐性も高い	高コスト、大規模導入に関わる技術成立性	低コスト化。出力変動対策。その他再生可能エネルギー開発	計画的な政策支援（補助金、買い取り制度など）も必要
化石燃料	安価でハンドリングが良く、エネルギー供給の大宗を占める	投機的な要因による価格高騰や資源産出国からの供給途絶。環境制約	自主開発権益や資源外交による資源確保。石油等の備蓄整備。高効率化や脱炭素化によるCO ₂ 排出削減	安定的供給を図るために、十分な備蓄やシーレーンの確保など供給途絶の回避が必須
省エネルギー	供給余力が大きくなることでリスクが低下	省エネルギー技術の成立性・低コスト化	省エネルギー技術開発の推進	運転経費削減効果を含めても割高な技術については政策的補助も必要

エネルギー需給構造のロバスト性を評価していくために、2050年の需給構造の絵姿を具体的に想定するための計算ツールを整備した。入力値としては、長期需給見通しなどをベースとして、現実的な値を設定した。

今回は省エネルギーの進展、原子力発電量、再生可能エネルギーの発電量に関する複数の組み合わせによるシナリオを想定し、比較検討を行った。検討の結果、① 原子力、再生可能、省エネは数字の上では相互補完し得ること、② 原子力、再生可能は発電にしか寄与しないが、一次エネルギー消費やCO₂排出全体で見れば、産業や民生の熱需要や運輸の燃料など電力以外の寄与が大きいこと、③ それゆえに、原子力、再生可能エネルギー、省エネのうち1つだけに重点化した場合でも、一次エネルギーバランス（多様性）やCO₂排出量に顕著な差が出てこないこと（1つだけですべてを解決するようなシナリオにはならないこと）、などを示した。当面は、省エネを含めた種々の技術開発をバランスよく推進しつつ、エネルギー政策の方向性を見極めていくことが重要であると考えている。

さらに、シナリオの技術的・経済的成立性や主要なリスク要因について整理をした。今後シナリオの検討・評価を進める上で、特に重要な観点として次が挙げられる。

1) 再生可能エネルギーの大量導入に係る対策コスト

2) 省エネ技術の進展、導入コスト

3) 原子力発電の今後の対応

今後は、エネルギー需給構造のあり方をより具体的に評価するため、より幅の広いシナリオについて計算を実施するとともに、今回固定した電気自動車、ヒートポンプ、発電効率、水素化等他のオプションの影響についても評価を実施する。とくに、スマートエネルギーネットワークはエネルギーの有効利用（高効率利用、不足時の合理的配分）の観点や、分散型電源受入れの観点から有望であり、今後も検討を進める。

参考文献

- (1) IAE, 平成17年度エネルギー環境総合戦略調査（超長期エネルギー技術戦略等に関する調査）、平成18年3月
- (2) 経済産業省 長期エネルギー需給見通し（再計算）平成21年8月
- (3) NEDO, 再生可能エネルギー技術白書、平成22年7月
- (4) NEDO, 太陽光発電ロードマップ、平成21年6月
- (5) (社)日本風力発電協会, 風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定、平成22年1月
- (6) IEA, Energy Technology Perspectives 2008
- (7) 経済産業省, CCS2020