

松 山 大 学 論 集
第 20 卷 第 3 号 抜 刷
2 0 0 8 年 8 月 発 行

中国における原子力推進政策の現状と課題
—— 原子力損害賠償制度を中心に ——

張 貞 旭

中国における原子力推進政策の現状と課題

—— 原子力損害賠償制度を中心に ——

張 貞 旭

I. は じ め に

1978 年末の改革開放政策の導入以降、中国は年平均約 9 % の高い経済成長率、とりわけ最近 6 年間は年 10 % を超えるなど、世界経済への影響力を増しつつある。しかし、中国国内では急激な経済成長や所得水準の向上に伴って再び電力受給が逼迫し、2002 年から産業用需要の電力供給制限措置および停電が全国的な範囲で生じるなど、中国の持続的な経済成長における制約要因となっている。そのため、中国政府は発電電の供給力の増強および省エネルギー対策などに積極的に取り組んでいる。一方、公害や環境破壊も深刻さを増しており、とりわけ大気・水汚染は解決すべき喫緊の課題である。しかし、依然として大気汚染物質の主な発生源である石炭火力が電力設備の約 75 % を占めており、しかもモータリゼーションの急激な進行などで大気汚染の緩和は困難を極める現状である。

こうした構造的な問題のみならず、2013 年以降中国にも何らかの形で温室効果ガスの削減義務も課されうる状況から、中国政府は電力不足と地球温暖化の対策として、国家プロジェクトで原発の急激な新增設を推し進めている。2007 年 11 月、国家発展・改革委員会の公表した「原子力発電中長期発展計画」によると、2020 年まで 100 万 kW 級原発の約 31 基が建設される。さらに、地方政府（省・直轄市・自治区）の建設・誘致計画をも含めると、今後の新設予定の原発は 90 基以上にものぼり、米国に次ぐ世界 2 位の原発大国となる見込

みである。

2007年12月末現在、中国で稼働中の原発11基の炉型は、軽水炉（9基）と重水炉（2基）であって、フランス（PWR）・ロシア（VVER）・中国自主設計（CPR）の軽水炉と、カナダの重水炉（CANDU）からなっている。しかも、アメリカ製の軽水炉の導入も確定されており、こうした原発基数の増大および多様な原発の運用に伴うソフト・ハード両側面から事故発生リスクも一層高まると言わざるを得ない。

しかし、中国では現行の原子力損害賠償関連の国際条約に加入しておらず、しかも国内でも特別法としての原子力損害賠償法が制定されていない現状である。原子力損害関連の国内法制度が整備されていない場合、とりわけ外国の原子力産業が中国へ進出する際、原子力損害賠償の第三者責任問題を巡って問題が生じうる¹⁾。それゆえ、中国政府は特別法ではないものの、原子力損害の第三者賠償責任に関する一連の基本原則を示している。例えば、フランス製の大亜湾（DAYA BAY）原発を建設する際、原子力損害の第三者賠償責任に関する中国の暫定的な見解が示された。これは、1986年に中国国務院の発表した「第三者原子力責任に関する回答（1986年第44号）」に他ならない。

本稿の目的は、原発の急増に伴う事故リスクに鑑み、中国が原子力損害の第三者賠償責任に関する法的制度を整備するに当たって、その制度のあり方を提案することである。そのため、まず中国が原発を急激に増やす要因の分析とともに、原子力推進政策の展開過程を検討する。それから、原子力損害賠償制度の諸問題のなかで、とりわけ原子力事業者の講ずべき賠償措置額が極めて低いことを取り上げる。事業者に必要な賠償措置額の確保を強制することは、被害者の救済のみならず、事業者の事故抑止努力を促す有効な手段としても機能するだけに、原子力損害賠償法で最も重要なテーマでもある。なお、十分な賠

1) KEDO（朝鮮半島エネルギー開発機構）の場合、結果的には原発の建設までには至らなかったが、米国GEが北朝鮮の法制度の不備を理由として機材の納入を取りやめ、日本企業へ変更されたことがある。

償措置額の確保に欠かせない原子力保険プールの現状に照らしつつ、原子力損害賠償制度のあり方を探ってみる。

Ⅱ. 電力需要の逼迫と電源開発政策

1. 電力需給の逼迫とその要因

1978年の改革開放政策が導入されて以来、電力需給のバランスの取れた1997年を除き、中国は常に構造的な電力需給の逼迫問題に直面してきた。そのため、1988年以降も、中国政府は電源開発をエネルギー政策の最優先課題として取り組み、豊富な石炭を用いた火力を中心に、また内陸部の水力開発も進めてきた。ところが、1997年のアジア金融危機による工業生産の減退のため、電力が供給過剰に転じ、1998年から中央および地方政府は様々な電力需要喚起策を打ち出した。例えば、工業部門では電解アルミ産業の電力価格を平均価格より17%引き下げ²⁾、民生部門では冷暖房・シャワーの利用を促進するとともに、農村地域における電力網を延長する。また、都市部の配電網および配電能力を拡大するなどの対策も取り入れた³⁾。こうした電力多消費型産業への価格優遇は関連産業への投資を煽り、後述するような電力需給の逼迫を招いた側面をも否認ない。とりわけ、多くの地域で鉄鋼・非鉄金属・建材などの産業に優遇価格が適用されており、こうした優遇政策の大部分は地方独自で決めたものである。

しかし、年二桁の成長率を示す、急速な経済成長に伴う固定資本の投資ブームと所得水準の向上のため、2002年から再び電力需給が逼迫した。逼迫の主な要因として、構造的な発電・送配電能力の不足、渇水による水力発電の不足、将来の需要予測に対する政策的な判断ミスなどを取り上げることができ

2) 農村電力網整備の融資に充当する基金の積立金を免除され、電解アルミなどは利潤率が4%も上昇する効果をもたらしたという試算がある(堀井伸浩「電力危機に瀕する中国」『東亞』第445号、2004年7月、38ページ)。

3) 張継偉「中国の電力産業の動向」『エネルギー経済』第30巻第2号、2004年春季、1ページ。

る。1998年に中国政府は将来の発電設備の過剰を予想し、第9次5ヵ年計画(1996年～2000年)の電源開発計画を下方修正し、向こう3年間の石炭火力の新設および送電網への投資を差し止める措置を取った。電源開発と系統整備などへの投資は、第8次5ヵ年計画の12.09%から10.40%へ削減され、2000年の7.22%、2001年の6.94%となり、2002年からの供給不足をもたらす。すなわち、中国政府は、第10次5ヵ年計画期間(2001年～2005年)における電力需要の年平均増加率を6%以下と見込んだが、実際には2002年の11.8%、2003年の15.6%を記録したのである。

かくして、従来の東南部沿岸地域に限られた電力不足も、全国的な範囲で恒常的に生じている現状である⁴⁾。企業は、電気料金の引き上げおよび時間帯別電気料金制度の導入拡大、また夜間や土日の操業による生産低下で膨大な経済損失を被っている⁵⁾。そのため、2002年以降、中国政府は発電設備容量および送電網の急速な新增設に取りかかっているにもかかわらず、予測を上回る実質GDP経済成長率のため、高い経済成長による電力需要の急激な伸びには追いつかない状況が続いている(図-1)。

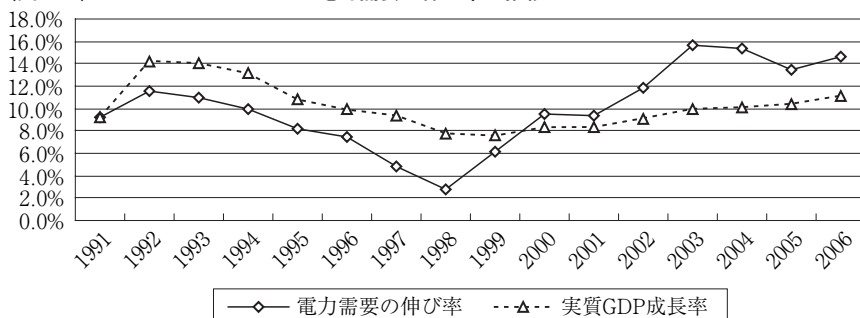
ところで、2000年から2005年までの電力消費のGDP弾性値が、年平均1.32を示した中国の電力消費の急激な伸びは、主に中国の重化学工業中心の産業構造と、所得水準の向上に伴う電化製品の普及などに起因する。中国の産業構造の特徴として、第二次産業とりわけ鉄鋼・アルミ・化学・セメントなどのエネルギー多消費型企業の割合が極めて高いことを取り上げよう(図-2)。例えば、第二次産業は2006年度のGDPの48.9%を占めるに過ぎないが、電力消費では75.3%の割合を占めている⁶⁾。

4) 電力需給逼迫地域(省・直轄市・自治区)は、2002年の12ヵ所から、2003年の22ヵ所、2004年の24ヵ所、2005年の26ヵ所のように増加一方である(倪春春「中国の最新電力事情」9ページ、日本エネルギー経済研究所ホームページ)。

5) 諸岡秀行「中国の電力の動向と今後の方向」『貿易保険』第41巻第4号、2005年4月、32ページ。

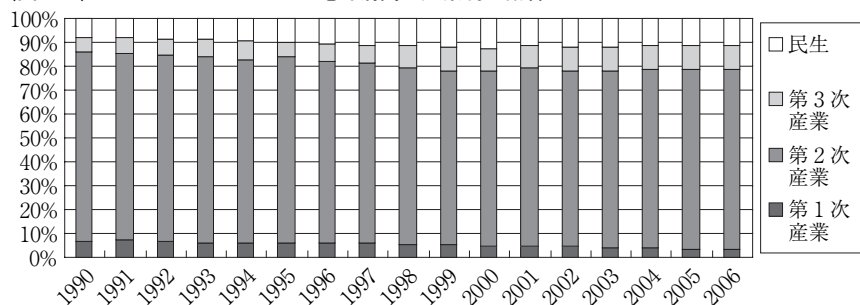
6) 2005年の電力消費においては、重工業が59.5%、軽工業が14.9%を占めた(海外電力調査会『海外電気事業統計2007年版』海外電力調査会、2007年、102ページ)。

(図-1) 電力需要の伸び率の推移



注) 2006年1月に中国国家统计局が修正発表した実質成長率を反映した。
出所) 中国国家统计局編『中国統計年鑑(各年版)』中国統計出版社

(図-2) 電力消費の産業別の割合



出所) 図-1 と同一

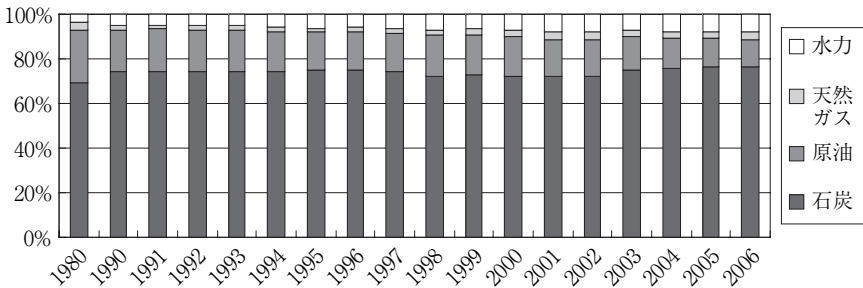
一方、2006年度の電力需要における家庭用の割合は12.2%で依然として低いものの、前年度比で15.1%の伸び率を示すほど激増しつつある。1998年から2006年までの電化製品の普及率を見れば、都市部で空調機が20.0%(0.6%)から87.8%(7.28%)へ、冷蔵庫が76.1%(9.3%)から91.8%(22.5%)へ、カラーテレビが105.4%(32.6%)から137.4%(89.4%)へ、パソコンが3.8%(0%)から47.2%(2.73%)へ、洗濯機が90.6%(22.8%)から96.7%(43.0%)へ、のように急激に増加している⁷⁾。とりわけ、都市部における空調設備の急増

および農村部の電化製品の普及は、同期間で年平均 11.4% の家庭用電力の高い伸び率をもたらした。ちなみに、1人当たりの（生活用）エネルギー需要を見ると、電力は 1990 年の 42kWh が 2005 年の 217kWh に増えた反面、石炭は 147kg から 67kg に減った⁸⁾

2. 電源開発政策と外資導入

開放改革経済の導入以来、発電設備の不足は中国の持続的な経済成長の制約条件となっていた。図-3 のように、石炭は中国の一次エネルギー供給の約 7割強を占めており⁹⁾、石油は原油価格の高騰などで 18.1% (2000 年) から 11.9% (2006 年) へと減る反面、水力 (7.2% → 7.9%) と天然ガス (2.8% → 3.5%) の割合が若干増えつつある。このように、中国政府は石炭火力を中心とした発電設備の増強に取り組んできたが、豊富な石炭資源の利用や、他電源より短いリードタイムおよび建設費の低さなどを重んじたからに他ならない。

(図-3) 一次エネルギー供給におけるエネルギー源別の割合 (標準炭換算: 万トン)



出所) 中国国家统计局工業交通統計司・国家發展改革委員会電力局編『中国エネルギー統計年鑑 (各年版)』中国統計出版社

7) () の数字は農村部での普及率である (『中国統計年鑑』各年版)。

8) 中国国家统计局工業交通統計司・国家發展改革委員会能源局『中国能源統計年鑑 2006 年版』中国統計出版社, 2007 年, 6 ページ。

9) 最近, 2000 年の 72.0% から 2006 年の 76.7% へと増えている。

しかし、内陸の石炭供給地から消費地の東南部沿岸地域への石炭輸送力（鉄道・道路など）の拡充は喫緊の課題となっていた。石炭は鉄道貨物の約半分を占め、他部門の輸送需要に負荷がかかっていた¹⁰⁾ 財源不足でかつ円滑な輸送網の整備にかなりの歳月を要するため、中国政府は経済発展の著しい東南部沿岸地域とりわけ広東省を中心に原発導入を打ち出した。

また、電力の設備容量の増強および老朽火力の更新などのためにも膨大な資金を要するので、財源不足の制約を補う手段として外資の積極的な導入へ転じる。1985年からの世界銀行・アジア開発銀行・外国政府・海外金融機関などの公的資金（借款・借り入れ）による間接投資も限りがあるため、1994年以降は電力産業（発電分野）への外資の更なる開放政策を取り、外資100%のBOT（Build, Operate, Transfer）発電所のような直接投資も認めるようになり¹¹⁾ 電力需要の逼迫が徐々に緩和していく。これらは、1994年に電力工業部の制定した「電力建設利用外資暫定規定」に基づくものであって、広東省を中心に民間資本によるBOT方式の電源開発が多く導入された。ただし、中国側が経営権の51%を保有する条件で認められ、100%外資の電源開発は国の承認を受けたものに限られた¹²⁾

かくして、電力設備は国家財政支出よりも自己調達資金・外資・国内融資などを中心に拡大しつつ、また電力産業の事業体も従来の中央政府のみならず、地方政府、国有企業、集団所有制企業へと多様化された。しかし、当初は外資の優遇措置（高い公正報酬率および最低買電量の保証）が取られ、卸電気料金も国内発電事業者の平均卸価格よりも3.8倍高かったが、2003年の卸電気料金制度の改正のために、外資も国内事業者と同じ卸電気料金算定方式が適用さ

10) 中国の石炭輸送力の不足に伴う問題については、楊慶敏・三輪宗弘『中国のエネルギー構造と課題』（財）九州大学出版会、2007年、115～131ページ、を参照されたい。

11) 柯隆「中国における電力産業への直接投資」『東亜』通巻391号、2001年1月、82ページ。

12) 小林守「変わる中国の電力開発と外資」『MRI 中国情報』第12巻第2号、1996年5月、17ページ。

れるように変わった。このような外資優遇税制の撤廃や今後の電力供給過剰の可能性などを見込み、最近外国発電事業者に中国市場からの撤退の動きが見られている¹³⁾

一方、第10次5ヵ年計画では西部大開発が重要課題となり、また電源分野では南西部の水力（山峡ダムなど）・石炭火力（いわゆる、山元石炭火力¹⁴⁾）からの電力を、東南部沿岸地域へ送電するという「西電東送」が推進される。しかし、中国で広域送電網の整備が遅れており、2002年以降の電力需給の逼迫要因の一つでもある。1990年代前半から送電網の建設が本格的に始まったが、電力産業への投資の約8割が発電部門に集中されたうえ、送配電網への投資の半分以上が地方の資金で賄われたので、送電網への投資が過小になりがちであった。投資の格差は、電力の小売価格の利益配分において、発電部門と送配電部門の取り分が7対3のように、発電部門が相対的に優遇される仕組みに起因する¹⁵⁾

ところで、2002年の電力産業改革¹⁶⁾で発電所と送電網の経営分離が行われ、発電所建設のみならず、高圧送電網の整備にも拍車がかかる。従来、中国政府は外資の送電網への投資は間接投資のみに限定し、送電網の建設と運営は認めてこなかった。しかし、送電網の整備に関する財源の確保のため、2007年11月に中国政府は外資系企業の対中投資に関する「外商投資産業指導目録」の改訂版を公表し、送電網の建設と経営についても中国側が経営権（51%以上）を持つ合弁事業であることを条件に参入が認められるようになった。

他方、電源構成を見れば、電源別の割合には大きい変化がなく、相変わらず

13) 倪春春「中国の電力産業における体制改革とその評価」『エネルギー経済』第31巻第6号、2005年12月、21～22ページ

14) 輸送網の限界を克服するため、炭鉱近傍に石炭火力を建設し送電するものであるが、冷却水の確保や送電のロスなどの制約要因がある。

15) 堀井伸浩「改革開放期の電力体制改革の経済的評価」『中国研究月報』第60巻第4号、2006年4月、39ページ。

16) 初期の状況については、Daojiong Zha., *Changes in China's Electricity Industry Governance*, *ERINA REPORT*, Vol. 42, Oct 2001, p. 32, を参照されたい。

火力の割合が高い。新設設備容量を見れば、2004年の32,948万kWから2005年の38,413万kWへと増加した火力のみならず、水力も10,524万kWから11,652万kWへと大幅な増加を見せている。発電量では、火力が2004年の18,103億kWhから2005年の20,180億kWhへ、水力3,309億kWhから3,952億kWhへ増えた(表)。とはいえ、依然として石炭火力は30万kW以下の小規模が多く、老朽化とエネルギー効率の低さが課題となっている。たとえば、2004年の場合、最大電力需要(28,512万kW)に対し発電設備容量(44,239万kW)に余力があるようであったが、実際に電力不足(3,500万kW)が生じた。その主な原因として、送電設備の未整備のみならず、石炭価格の高騰¹⁷⁾で石炭売買契約が難航した発電所や、設備の老朽化などによる休止および出力抑制によって運転できない発電所がかなりあったことを取り上げることができよう¹⁸⁾。

ところで、中国政府も環境対策として小型石炭火力の閉鎖に取り組んでおり¹⁹⁾、また石炭火力のクリーン化と効率の向上を目指し、選炭技術、超臨界・

(表) 中国における電源別の容量(発電量)の割合 (単位: %)

	1990年	1995年	1997年	1999年	2000年	2005年
火力	73.9(79.6)	75.0(80.2)	75.7(81.6)	74.8(81.5)	74.4(81.0)	75.6(81.5)
水力	26.1(20.4)	24.0(18.5)	23.5(17.2)	24.4(17.3)	24.8(17.8)	22.9(16.0)
原子力	—	1.0(1.3)	0.8(1.3)	0.7(1.2)	0.7(1.2)	1.3(2.1)
その他	—	—	—	0.1(0.1)	0.1(0.0)	0.2(0.4)

注) その他は、再生可能なエネルギーを指す。
出所) 図-1と同一

17) 発電用石炭の市場価格が、2001年144.7元/トンが2002年の167.8元、2003年の173.8元へ高騰した(倪春春「中国の最新電力事情」11ページ、日本エネルギー経済研究所ホームページ)。

18) 海外電力調査会『中国の電力産業』オーム社、2006年、87ページ。

19) 1998年に小型石炭火力の大部分を2001年までに運転停止するという措置を講じたが、2002年からの電力需給の逼迫で却って小型石炭火力が増加した一面もある。また、2005年から5万~10万kW級施設の5,000万kW分の廃止を打ち出した(海外電力調査会、前掲書、101ページ)。

超臨界発電、ガス化・ガス化複合発電などの積極的な導入を進めている。にもかかわらず、小型石炭火力への脱硫装置の強制は大部分の火力の閉鎖をもたらし、さらに電力不足が悪化しかねなくなるだけに、環境対策が進まないという状況である²⁰⁾。また、小型石炭火力を運営している地方政府にとっても、雇用確保や財政収入のため、小型石炭火力の閉鎖へのインセンティブが弱いと言えよう。中国政府は電力需要を抑制するため、時間帯・季節別料金制度や電力多消費産業への差別電気料金制度などの需要管理対策を導入しており、また発電設備および送電網の増強に積極的である。とはいえ、老朽化した小型石炭火力の閉鎖問題は、依然として中国のエネルギー・環境対策を一層複雑化させていると言わざるを得ない。

Ⅲ. 原子力推進政策の展開過程

1. 原発開発の推進と基本方針

中国の民事用原発の開発政策は、1991年10月に最初の原発秦山(QINSHAN) I期1号機(PWR:31万kW)が臨界に達して以来²¹⁾、原発先進国に比べては若干遅い速度で新增設を進めてきたが、今後電力不足や地球温暖化の対策として積極的に開発していく計画である。2007年12月末現在、原発11基(計911.8万kW)が稼働しているが、建設中8基(計790万kW)を含め、2020年までに100万kW級の約31基の新增設が見込まれている²²⁾。

中国の原子力開発は、1957年に中ソ原子力平和利用協定に基づく研究用原子炉(重水炉)の導入から始まる。その後、中ソ関係の悪化のため、独力で軍事用の研究に取り組み、1964年1月に兵器級の高濃縮ウランを生産し、10月

20) 中嶋誠一「中国のエネルギー戦略」『海外事情』第54巻第1号、2006年3月、53ページ。

21) 営業運転を最初に行った原発は、トラブルで遅れた秦山I期(1994年4月)でなく、大亜湾第1号(1994年2月)である。

22) 詳細については、日本原子力産業会議『世界の原子力発電の動向2007/2008年版』日本原子力産業会議、2008年、を参照されたい。

16日に最初の核実験に至るなど、原子力技術は軍事中心に急速度の進展を見せた²³⁾しかし、文化大革命後の1972年に周恩来首相が民事用原発の開発準備を行うよう指示したこともあり、原発開発計画を考慮し始める²⁴⁾第6次5ヵ年計画(1981~1985年)に秦山I期1号機が盛り込まれ、1985年3月に上海近く(南方向で約100km)の秦山で建設が始まった。原発は、人口密度や産業発展の状況を考慮し、電力不足が深刻である東南部地域とりわけ浙江省と広東省の大都市周辺への優先的な導入が決まっていた。

一方、原子力推進政策の基本路線は、軽水炉(PWR)の自主開発の路線を原則として、軽水炉→第3世代軽水炉→高速増殖炉(FBR)へと、また規模も30万kW→60万kW→100万kWへの段階的な開発と、核燃料の再処理を行う方針である。しかし、この路線に基づく秦山I期1号機は、中国の自主設計・建設によるものとはいえ、圧力容器などの大型の主要機器は輸入に頼らざるを得なかった。また、秦山I期1号機は原型炉として、商業炉の設計、運転経験などの蓄積に資したが、運転後の事故による修理費がかさむなど、財政状況は極めて悪く、商業的に利したとは言えないものである²⁵⁾

他方、大型炉の早期導入およびその設計・運転技術の取得のため、100万kW級の原発の建設・運用には外国の協力を排除せず、1987年8月に香港の会社との合弁事業として、フランスのフラマトム社設計・製造の大亜湾原発第1・2号機(PWR:各98.4万kW)の建設を行う。ただし、原発の場合でも従来の他電源と同じく、中国が経営権を持つ合弁事業に限られた。大亜湾原発第1・2号機は、フラマトム社が試運転してから中国側に引き渡すという、フルターンキー方式で導入され、完成後広東省と香港に送電している。ちなみ

23) Pan Ziqiang et al, Radiation Environmental Impact Assessment of the Nuclear Industry in China in the three decades (1955-1985), Atomic Energy Press, 2004, pp.3-4.

24) 周治湖「中国における原子力発電」『原子力工業』第39巻第2号, 1993年2月, 6~7ページ。

25) 喜多智彦「曲がり角にきた原子力発電開発」『エネルギーレビュー』第22巻第2号, 2002年2月, 22ページ。

に、1970年代後半、中国はすでに大型の原発を導入しようとし、フランスのフラマトム社が90万kWの原発2基（PWR）の発注内示書を受けることに成功したが、しばらく棚上げされていた²⁶⁾これが大亜湾原発第1・2号機で実現されたのである。

2. 原発推進計画の下方修正と原子力事業体制

チェルノブイリ原発事故のような事故発生に対する指導部の懸念、火力・水力開発中心の電源開発政策や国家財源の限界のため、原発建設は第7次5ヵ年計画（1986～1990年）の「重点的に、段階的に」、第8次5ヵ年計画（1991～1995年）の「計画的に、秦山Ⅱ期原発を重点的に」、第9次5ヵ年計画（1996～2000年）の「適当に」、第10次5ヵ年計画（2001～2005年）の「適度に」のように、下方修正されてきた²⁷⁾なかんずく、電力供給の過剰へ転じた1998年に中国の原子力政策は大幅に下方修正された。第10次5ヵ年計画では、国产化路線の維持と原発の自主的な設計・製造・建設・運転を打ち出したものの、その数値目標すら盛り込まれなかったのである。原子力の開発よりも送電網の整備・効率化（西電東送）および西部地域での大規模水力の開発に重点が置かれていた。その主な理由は、電力供給の過剰のみならず、原発の発電単価が石炭火力より依然として割高であり、原発建設のための外資導入が欠かせないからに他ならない²⁸⁾

その他の理由として、国有企業の改革を取り上げることができよう。1990年代、李鵬首相は、中国核工業総公司（CNNC、現中国核工業集团公司）の原発導入に強力な支援を与えた。しかし、1998年以来、朱鎔基首相が行政・国

26) 森一久「中国の原子力開発の現状」『経団連月報』第28巻第9号、1980年9月、51ページ。

27) 李志東「中国における原子力発電開発の現状と中長期展望」『エネルギー経済』第29巻第3号、2003年夏季、96～98ページ。

28) 真田晃「中国の電力・原子力発電事情」『海外電力』第44巻第3号、2002年3月、50ページ。

有企業・金融の三大改革を唱え、200の企業体や研究所からなる巨大企業であり、2000年時点で累積債務が90億ドルに達すると見込まれた中国核工業総会社の改革を重点目標として取り上げた。それゆえ、改革が終わるまで新規原発プロジェクトを一切認めないこととなり、原発推進が消極的にならざるを得なかった²⁹⁾

一方、1998年の行政改革により、1999年7月に核工業部の現業部門は中国核工業総公司（土木建設以外の全てを管理）と核工業建設集团公司に分割された。原発の場合、前者が発電所別の単独の独立発電事業者（IPP）に出資する関係が取られた。2006年末現在、原子力事業者は、中国核工業集团公司（CNNC）と広東核電集团公司（CGNPC）の2集团公司と原発毎の独立発電事業者からなっている。ただし、実施などに当たっては、2集团公司は対等な持株会社として、傘下の原発を統括する仕組みである³⁰⁾ また、2002年12月の電力産業改革により、国家電力会社の原子力事業者への出資分が、5大発電会社の一つである中国電力投資集团公司に移管され、原子力事業に参入する体制となった³¹⁾ ちなみに、将来的には残りの発電会社も原子力分野に進出するであろう。

ところで、従来から中国の原発事業は、原発建設費などの元利返済後の利益を利用し、再び原発の建設を進める拡大再生産型の発展方針を取っている。大亜湾1・2号機の場合、総工事費40.72億ドル（資本金4億ドル、国際ローン36.56億ドル、国内ローン0.16億ドル）で建設されたが、稼働後10年で計54.2億ドルを完済した。ローン返済後の年間売り上げと利益は、それぞれ約9億ドルと6億ドルと推定される³²⁾ また、なるべく原発の建設地を広く確保

29) 岩間剛一「危機感の高まる中国のエネルギー情勢と電力不足」『和光経済』第37巻第2号、2005年1月、32ページ。

30) 諸岡秀行・舟越節彦「中国の電力・原子力発電の動向」『海外電力』第46巻第3号、2004年3月、9～11ページ。

31) 中国電力投資集团公司の100%出資子会社である中電投核電集团公司（CPIN）を通じて、山東省海陽（45%）や遼寧省紅沿河（45%）などの新規サイトへの出資を行っている。

32) 永崎隆雄「新たな展開を見せる中国の原子力開発」『電気協会報』第967号、2005年6月、10ページ；永崎隆雄「中国の原子力の現状と協力」『日本原子力学会誌』第45巻第6号、2003年6月、26～27ページ。

し、増設時の費用節減に備えている。たとえば、山東省海陽原発の場合、当面の計画では6基の建設となっているが、実際に確保した建設予定地は原発10基分の面積に及ぶ。

3. 原発拡大への転換と現状

2003年秋、中国政府は電力需要の逼迫のため、原発開発計画を第10次5ヵ年計画の「適当に」から「積極的」な推進に転じ、2020年の総発電設備容量の4%の約3,600万kWを原発で賄う方針を打ち出した³³⁾ところで、2007年11月、原発が、エネルギー源の多様化、大気汚染防止の環境問題、石炭の輸送能力、電力需要の逼迫、先端産業の発展などの有効な対策手段として位置付けられ、国家発展・改革委員会の公表した「原子力発電中長期発展計画（2005～2020年）」では設備容量の目標量が4,000万kWへと上方修正された。

一方、2006年3月に決まった第11次5ヵ年規画（2006～2010年）³⁴⁾では、原発を「積極的」に開発するが、100万kW級の原発建設に重点をおいている。中国自主設計・建設の30万kW（秦山Ⅰ期1号機）・60万kW（秦山Ⅱ期1・2号機：それぞれ65万kW）は、ある程度実用化水準に達しているといえようが、依然として主要部品の多くは輸入に頼っている。また、第2世代改良型の100万kW（CNP-1000）の国産化・標準化も設計作業段階であり、電力需要の急伸に対応するため、海外からの導入も並行することになった（広東省嶺南Ⅱ期1・2号機）。さらに、先進型（第3世代）軽水炉の設計・製造・建設・運営の自主化を順次実現することも目標としているため、「中国主体・中外協力（中国を主として海外と協力）」で先端技術を導入し、国産化を実現するとともに、将来的に世界の原子力産業への参入を目指している。その一環とし

33) 諸岡秀行・舟越節彦、前掲論文、18ページ。

34) 規画とは、ガイダンスないしビジョンの意味合いが込められる予測的な性格が強くなり、達成しなければならぬ計画すなわちプランではないと解釈される（大澤正治「第11次5ヵ年規画にみる中国エネルギー問題の展望」『経済論集』第172号、2006年11月、2ページ）。

て、国際入札で広東省陽江に AREVA 社の軽水炉（EPR）と、山東省海陽・浙江省三門に WH 社の軽水炉（AP-1000）の導入が決まり、2009 年から順次着工する予定である。また、今後 2020 年まで年 100 万 kW 級原発を年 2～3 基のペースでの建設を打ち出しており、高温ガス炉（10 万 kW）・低温熱供給炉（20 万 kW）・高速増殖炉・核融合炉・使用済み核燃料再処理（MOX 燃料の製造）なども計画している。

ところで、中国にはカナダの重水炉（CANDU）のほか、軽水炉でも中国国産、フランス、米国、ロシアなどの様々な炉型・規模の原発が混在している。こうした現状は、中国核工業総公司（CNNC）が各省に国産炉を提供できるだけの十分な資金がないため、各省レベルで融資を含めて海外の供給者と交渉を行ってきたことに起因する。このように様々な炉型が混在する中国では、工期の短縮や異なる部品・燃料の製造などのコスト面のみならず、技術者の養成・運転管理などの安全性の側面からも不都合が生じ、国産化と並んで標準化が喫緊の課題となっている。なお、2004 年から導入された段階的な電力自由化により、原発導入時の免税措置や補助金なども撤廃され、今後他電源とのコスト競争が増していく。そのため、膨大な建設資金を要する原発の原子力の導入は影響が生じかねない。例えば、高レベル放射性物質の処分費用を除いても、大亜湾原発の場合、送電単価が 0.53～0.54 元/kW で、火力の平均送電単価の 0.54 元より高く、また泰山Ⅱ期原発の送電単価も 0.414 元で脱硫装置付きの石炭火力より高い。今後電源別の競争を考慮すれば、原発の経済性を沿岸地域の脱硫装置付き石炭火力レベルまでに下げなければならない³⁵⁾。

35) 李志東・伊藤浩吉・小宮山納一「中国 2030 年エネルギー需給展望と北東アジアエネルギー共同体の検討」, 18 ページ（日本エネルギー経済研究所ホームページ）。

Ⅳ. 原子力損害の賠償に関する制度の現状と課題

1. 現行の原子力損害の賠償責任に関する法的根拠

(1) 国務院の「第三者原子力責任に関する回答（1986年44号文）」

前述のように、中国では様々な炉型・規模の原発が稼働しており、また中国の原子力関連の技術・機器の安全性に関する懸念も完全に払拭されているとは言えない現状である。また、民事用原発を導入する際、全ての諸国・地域は原子力損害の賠償責任に関する制度的な措置を設けている。1985年、フランス製の大亜湾原発を建設するための契約交渉の中で、フラマトム社など外国企業3社から原発建設と核物質の輸送中に生じうる、原子力事故の第三者賠償責任に関する問い合わせがあった。これに対し、国務院は1986年3月29日に「第三者原子力責任に関する回答 (Official Reply Relating to Nuclear Third Party Liability)」という、通称「1986年44号文書（以下、“44号文”と略称）」を発表した。国務院法制局が当時のパリ条約とウィーン条約の基本原則³⁶⁾を参考にしながら、中国の原子力損害賠償責任の原則を確定した報告書を国務院に提出した。国務院がこの報告書を44号文として承認することにより、中国政府が初めて原子力損害の賠償責任に関する基本的な法律原則を明らかにしたのである。この44号文の内容は、大亜湾原発の契約書にも盛り込まれたが³⁷⁾あくまでも原子力事故を処理するための暫定措置のような性格を持っていた。

この44号文は、被害者救済のみならず、事故防止努力の促進、原子力の社会的な受容 (Public Acceptance) 環境の改善という、公共の保護と原子力産業の発展との二重目的をあげている³⁸⁾。なお、この44号文は、適用範囲および原子力事業者の定義 (第1条)、運営者の責任集中 (第2条)、賠償責任限度額 (以

36) 拙稿「東アジアにおける原発拡散と原子力損害賠償条約」環境経済・政策学会編『アジアの環境問題』東洋経済新報社、1998年、38～39ページ、を参照されたい。

37) 蔡先鳳『核損害民事責任研究』原子能出版社 (中国)、2005年、249ページ。

38) Li Zhaohui, Wu Aihong and Nan Bin., Brief Introduction to China's Nuclear Liability Regime, *Reform of Civil Nuclear Liability*, OECD, 2000, p. 545.

下，“賠償措置額”と略称）と国の支援（第3条）、運営者の免責事由（第4条）、求償権（第5条）、賠償請求権の消滅時効（第6条）、管轄法廷（第7条）、など極めて簡略な内容からなっている。まず、適用範囲は国内で発生した原子力被害に限られている。二つ目に、原子力事業者の責任は絶対（厳格）責任が問われるが、武装衝突・内戦・動乱、甚大な自然災害による原子力事故は事業者の免責事由となり、また故意と不作为による原子力損害については事業者の求償権を認める。三つ目に、原子力事業者の一原子力事故当たりの賠償措置額は、1,800 万元の有限責任である。ただし、一事故の被害額が原子力事業者の賠償措置額を上回った場合、3 億元を上限にその差額の財源を必要に応じて国が公的支援を行う。四つ目に、賠償請求権の消滅時効は事故発生後 10 年以内、もしくは事故を知るべき日から 3 年以内となっている。最後に、管轄法廷は事故が起きた地域の法廷とする³⁹⁾

一方、44 号文の内容のうち、1) 原子力損害の定義に関する具体的かつ科学的な言及がないこと、2) 原子力事業者の賠償措置額のみならず、国の支援による最高限度額（3 億元）が低いこと、3) 国の支援が必ずしも義務的ではないこと、4) 被害の填補範囲が人的・財産的損害に限られ、環境破壊・予防措置・回復措置などの費用が含まれてないこと、5) 越境汚染および原子力物質の輸送（とりわけ海外輸送）に関する規定がないこと、などを今後の解決すべき課題として取り上げることができる。

(2) 産品質量法と民法通則

2000 年 9 月に改正・施行された「産品質量法（Law on Product Quality：1993 年制定）」⁴⁰⁾ は、中国で原子力損害の賠償に関する責任問題を定めた唯一の法律である。同法に新たに新設された第 73 条第 2 項に、「原子力施設または核物

39) 傅濟熙『核損害の民事責任与賠償』原子能出版社（中国）、2003 年、94 ページ。

40) 日本の「製造物責任法」に相当する。ただし、日本の「製造物責任法」では原子力関連は排除され、「原子力損害の賠償に関する法律」が適用される。

質による損害の賠償責任に対し、法律又は行政法規で別途に規定している場合、その規定に従う」と定められている。したがって、原子力法や原子力損害賠償法などが制定されない限り、行政法でもなく通達のような準行政法規に等しい、国務院の44号文が現行の第三者原子力損害責任に関する唯一の法的根拠となる。ちなみに、産品質量法の場合、製造物責任に関する第4章があるものの、一般製品とは性質を異にする原子力損害には適用できない現状である。

一方、1987年1月に施行された「民法通則」も、商品の不良による被害に対する責任・求償権（第122条）、高度危険作業の被害に関する無過失責任と免責（第123条）、環境汚染防止を違反した場合の民事責任（第124条）などを定めているが、原子力損害の賠償責任に関する具体的かつ専門的な規定とは言えない。すなわち、条文の製造者、販売者、輸送者、管理者などが、原発関連のそれぞれを含めているかどうかも明確でなく、当時の立法背景と通常理解に基づいても、原子力関連の特殊製品を排除していると見なされる⁴¹⁾

中国でも、1984年4月の「中国原子力法の立法作業に関する報告書」のみならず、1987年10月から原子力法（草案）の立法作業が本格的に行われ、1989年5月に「原子力法草案」が全人代常務委員会に提出されたが、未だに公布されていない現状である⁴²⁾。今後、原発の拡大を目指す中国にとって、原子力法および原子力損害賠償法などの原子力関連の専門法律の制定は至急に解決すべき課題である。ただし、最近の中国原子力産業の発展戦略（原子力産業第11次5ヵ年発展計画）では、再び「原子力法」の立法を完成し、原子力産業の管理に関わる法令を構築することが盛り込まれている。今後1980年代後半から国内で論議していた原子力法草案と国際条約を考慮しながら、関連法の制定に向かうと推察される。

41) 蔡先鳳，前掲書，251 ページ。

42) 紀廷許「中国の原子力法案及び原子力発電の事情について」日本エネルギー法研究所原子力責任班『近隣諸国・地域の原子力損害賠償制度（別冊）』日本エネルギー法研究所，1993年2月，1～4 ページ；李白衛・于敏「中国における原子損害賠償法制度と新しい立法動向」『法学会雑誌』第43号第1号，2002年7月，を参照されたい。

2. 原子力保険プールと賠償措置額の低さ

(1) 中国原子力保険プール (China Nuclear Insurance Pool)⁴³⁾

1999年9月、中国の原子力産業の発展に伴い原子力保険の引受能力を増やすため、中国保険監督管理委員会 (CIRC) の許可を得、中国人民保険公司、中国再保険公司など5社の会員会社からなる中国原子力保険プールが設立された。原子力保険プールに各会員会社の引受能力を集中し、外国の原子力保険プールとの業務能力の強化を行うことで、結果的に原子力事業の発展に資するためである。

原子力保険プールは、各会員会社が共同保険 (原子力責任保険) を用いて莫大な金額に達する原発事故リスクを引き受け、また国内引受能力を超える部分を外国の原子力保険プールに再保険 (出再保険) する仕組みとなっている。言い換えれば、原子力保険プールは、事故発生リスクが低くても、発生時には天文学的な被害額にのぼる、原子力の未完成技術に起因する必然的なものである。中国原子力保険プールの会員会社は、5社 (1999年)、8社 (2001年)、9社 (2003年) へ徐々に拡大し、2006年8月現在国内会社12社と外資系会社1社のスイス再保険公司北京分公司との計13社からなっており、中国再保険会社の一部署として設けられている。各会員会社はあらかじめ決められた引受の割合に基づき、保険料の受け取りおよび事故時の保険金を負担する仕組みである。

ところで、1987年に着工した大亜湾原発のように、原子力保険プールが設立される以前までは、中国人民保険集团公司 (PICC) が原子力保険 (責任・財産保険) を引き受けていた。ただし、秦山I期1号機の場合、原型炉として極めて規模が小さく、事業者も国有の中国核工業集团公司 (CNNC) なので、未だに原子力保険を用いていない。

2006年5月現在、中国原子力保険プールは、海外の20原子力保険プールと

43) 以下の原子力保険プールに関する記述は、筆者が2006年8月に中国原子力保険プールの関係者を対象に行った聞き取り調査の結果に基づく。

の出・受再保険を行っている。2005年度における原子力関連の責任・財産・輸送保険の総保険料は、秦山I期1号機を除いた国内5サイトの原発10基の1,261万USドル（元受保険料）と、海外の19原子力保険プールからの再保険（受再保険）料250万USドルとの計1,511万USドルであった。また、出再保険料の元受保険料に占める割合も、設立当時の80%から2006年の12%に縮小したように、会員会社の増加で国内保険プールの引受能力が高まりつつある。とはいえ、原子力責任保険料の場合、同じサイトで原発が複数あっても、最大規模の原発1基の保険料のみで済むサイト（site）主義が適用されており、炉型によって保険料も異なる。サイト主義は、原発事故が同じサイトで同時に生じないという前提に立っており、原子力事業者の保険料負担が軽くなる。ただし、中国の原子力責任保険料は定かではないものの、保険金額に比べてはかなり高いようである⁴⁴⁾ 一方、財産保険金は責任保険金（1,800万元、約260万USドル）を遥かに上回り、大亜湾原発の財産保険金は16億USドルにのぼっている。また、地震による原子力損害の場合、日本では国の行う再保険のような原子力損害賠償補償契約で填補するが⁴⁵⁾ 中国では別の特約保険で賄われる。

他方、国内のみの最大の引受能力（Net）は、国内リスクの1億5,000万USドルおよび海外リスクの4,000万USドル（受再保険分）との計1億9,000万USドルとなっており、海外の原子力保険プールへの出再保険をも含める最大の引受能力（Gross）は16億USドルにもものぼっている。しかも、経済成長で会員社数の増加とともに、原子力保険プールの引受能力も持続的に高まっていくと予想される。

（2）十分な賠償資力の確保と事故抑止努力の高まり

原子力責任保険は運営者の賠償リスクを分散・低減する重要な手段である

44) 筆者の質問に対する中国原子力保険プールの関係者の発言であるが、第三国の原子力保険関係者からもこの事実を確認した。

45) 拙稿「日本の原子力損害賠償制度の法経済的分析」『環境と公害』第26巻第1号、1996年7月、55ページ。

が、中国の関連法律の整備は遅れている。現行の原子力責任保険に関する制度的な根拠は、前述した44号文に他ならない。とはいえ、44号文は財源保障に触れてはいるものの、賠償に関する強制保険、財源保障の形式、賠償順序などの具体的な規定を定めていない。とりわけ、外国の原子力損害賠償法とは違って、44号文は原子力事業者に原子力責任保険の購入を強制していないため、原子力事業者の任意的な購入に委ねられている現状である。また、いうまでもなく保険以外の供託などの利用に関する規定もない。

原子力責任保険の利用により、原子力事業者は少額の経常的な保険料の支出で膨大な賠償の経済的負担を免れ、また賠償措置額を内部に留保するよりも経済的な効率性を高めることができる。このように、原子力責任保険は事業者の経済的負担の軽減のみならず、被害者への十分な賠償を保障する装置でもある。しかも、中国の現行保険法も原子力損害保険部分に触れていない現状である。したがって、中国政府は原子力損害賠償責任法を制定する際十分な賠償資力の確保のため、原子力事業者に原子力責任保険の購入もしくは供託などを強制化する具体的な規定を設けなければならない。

ところで、原子力損害賠償責任法のあり方を論じるに当たって、最も重要な事項として、まず現行の賠償措置額の大幅な増額を取り上げなければならない。1986年に定められた事業者の賠償措置額1,800万元と最高額3億元は、当時の為替レートでそれぞれ約500万ドルと8,000万ドルに相当したが、2007年末の為替レートで約260万USドルと約4,400万USドルに過ぎなくなった。原子力事業者に賠償措置額1,800万元の有限責任を定めた背景として、中国政府が当時のウィーン条約の賠償措置額が500万USドルであったことを意識したと思えるが、1997年に採択された改正ウィーン条約では、貨幣単位の変更とともに3億SDR(約4億USドル)へと大幅に増額した⁴⁶⁾。また、現行の1,800万元は、前述した中国の原子力保険プールの引受能力をはるかに下回る金額に

46) 拙稿「越境汚染における国家(専属)責任の法経済的分析」『松山大学論集』第16巻第2号, 2004年6月, 46~47ページ。

過ぎない。中国も賠償措置額を原子力保険プールの引受能力に近いぐらいに引き上げるべきである。

当然ながら、賠償措置額の低さは、事業者の事故抑止努力を損なうだけでなく、被害者のための十分な救済にもつながらない⁴⁷⁾。また、原発の拡大を進めるに当たって、賠償措置額の低さは原子力産業への新規参入を躊躇わせることにもなりかねない。ただし、2003年9月頃、原子力事故による物的・人的損失に対する、中国政府の賠償規則の草案が原子力産業および関連部署および組織にコメント形式で提示されたことがあるようである。この草案によると、原子力事業者は原子力施設の運営または原子力物質の運輸に当たって、第三者原子力責任保険を購入するか、または別の金銭的対策を確保しなければならない。また、各原子力事故に伴う事業者の賠償措置額は1億元（ただし、利子と法的費用は含まれていない）へ、また国の公的支援の上限額も現行より約3倍以上の10億元へとする、などの検討が行われたようであるが、まだその詳細は公開されていない⁴⁸⁾。

一方、現行の44号文で定められている、国の公的支援も義務的なものではないが、国の公的支援は基本的に事業者の事故抑止努力を損なうものになりかねない。国の公的支援は原発の少ない時には必要かもしれないが、事業者の事故抑止努力を一層高めるためには原子力保険プールの引受能力を引き上げる方が最も望ましいといわざるを得ない。仮に、原子力保険プールの引受能力を引き上げることができない場合、原子力財産保険の枠を原子力責任保険へ回したり、または原子力事業者同士の共同保険の創設で補うべきである⁴⁹⁾。また、たとえ公的支援を定めておいても、原子力事業者の返済義務をも定めておくべきである。

47) 拙稿「賠償責任ルールと賠償資力の経済分析」『財政と公共政策』第29巻第2号、2007年10月、80～81ページ。

48) 筆者の中国原子力保険プール関係者への聞き取り調査による。

49) 拙稿「日韓の原子力保険の現状と問題点」『日本リスク研究学会誌』第9巻第1号、1996年12月、40～41ページ。

V. む す び

2002年以降、中国では急激な経済成長と生活水準の向上に伴い、電力需給の逼迫で全国的に電力不足が起きると、中国政府は地球温暖化対策も兼ねて再び原発の積極的な導入計画を打ち出した。立地地域は、相変わらず電力需要の伸びが高い東南部沿岸地域が中心であるが、内陸部および産炭地域の遼寧省もあげられている。後者の場合、主に石炭火力による大気汚染および地球温暖化対策として打ち出された。このため、2005年からの世界的な産業再編を終えた欧米日の原子力産業は、産官共同で中国原発市場への積極的な進出を試みている。日本の原子力産業も従来の原発の主要機材の輸出のみならず、中国企業との合弁会社の設立で本格的な進出に乗り出している⁵⁰⁾

一方、原発の大幅な新增設は、財源確保の問題のみならず、外資優遇制度の廃止や電力自由化に伴う競争の激化のために拡大計画通りの進行が危惧されている。また、世界的に原発の積極的な導入が打ち出されているので、原子炉・蒸気発生器・タービンなどの主要部品の円滑な供給も疑わしい現状である。いずれにせよ、中国は外国企業との提携を通じて原発の国産化および標準化を成し遂げ、世界の原子力市場とりわけ中型炉（100万kW級）市場へも参入するであろう。

さて、2007年12月現在、中国に11基の原発が稼働しているが、様々な炉型・規模の原発が混在している。そのため、中国の原発の場合、原子力部品・燃料製造などにおける非効率的な問題のみならず、多様な運転技術・部品の性能による安全性が常に疑われてきたと言えよう。また、高燃焼度燃料の利用や18ヶ月サイクル運転なども積極的に行っている。外国は民事用原発を導入するさい、原発事故に備えて必ず原子力損害の賠償責任に関する法律を制定している。この法律は、アメリカで民事用原発が導入された当時、未完成技術の原

50) 三菱重工業が重電大手のハルビン集団と提携し、大型タービンなどの生産に踏み切る（『日本経済新聞』、2007年9月28日付）。

発事故による天文学的な被害額を恐れ、企業が原子力事業への参加を躊躇ったため、政府が事故時の企業の経済的負担を軽減するために制定したものである。

中国でも、大亜湾原発の建設時、外国企業の懸念を払拭するため、国务院の44号文で第三者賠償責任に関する基本原則を示すことになった。とはいえ、この44号文は正式な法律でもないにもかかわらず、いまだに中国の原子力損害の賠償責任に関する唯一の制度的な根拠となっている。しかも、その基本原則は具体性を欠いており、現状にそぐわない内容となっている。最近、原発の拡大計画とともに、中国政府も中国原子力産業の発展戦略（原子力産業第11次5ヵ年発展計画）で関連法律の整備を打ち出しているが、その際事業者の賠償措置額の大幅な増額と、賠償措置額の事前的な確保の義務化が欠かせない。なぜならば、リスクを反映した賠償措置額は、被害者救済のための十分な賠償額の確保のみならず、なによりも原子力事業者の事故抑止努力を促す機能をも果たしているからに他ならない。したがって、賠償措置額を現行の中国原子力保険プールの最大引受能力に等しい金額に引き上げるべきであり、原子力責任保険の引受能力が足りない場合は、原子力財産保険の引受分を縮小し原子力責任保険を補ったり、または原子力事業者同士の共同保険の設立を考えるべきである。事業者同士の共同保険は、事業者同士のチェック機能が働くため、原発の安全性に関する監視・監督などのための行政費用も節約できる。中国政府は、今後原子力損害賠償法を制定するに当たって、最近の国際条約の改正内容を参考にすると思えるが、経済大国として相応しい制度デザインを行うべきである。

本稿は平成17年度松山大学国外研究の成果である。