

柏崎刈羽原子力発電所の計画外停止による国際エネルギー市場への影響

村上 朋子* 渡邊 道仁** 佐藤 周作*** 志田 謙太郎***

はじめに

2007年7月16日午前10時13分頃発生した新潟県中越沖地震の影響により、東京電力(株)柏崎刈羽原子力発電所(以下、同発電所)では、営業運転中であった3号機(BWR¹、110万kW)4号機(BWR、110万kW)及び7号機(ABWR²、135.6万kW)が自動停止した。2号機(BWR、110万kW)は定期検査を終えて起動操作中であったが、同様に自動停止した。1、5、6号機は定期検査中であった。

全ての原子炉で安全保護系が設計通り作動し、原子炉の安全は確保されたものの、様々な機器に損傷が生じ、また原子炉安全には影響しないものの、小さなトラブルが多く発生したこともあり、2007年12月現在も再起動の見通しは立っていない。同発電所は7基で日本の原子力発電総設備容量の約16%に相当する821.2万kWの設備容量を有しており、2007年度は約75%の稼働率が想定されていたことから、2007年度内だけで約400億kWh、その後再起動まで1年あたり500~600億kWhの発電電力量を他の火力発電所等で代替する必要が生じた。停止期間が長期化すれば、多くのLNG及び発電用原油・重油が追加的に必要となることが予想され、大容量原子力発電所の長期計画外停止は、化石燃料の取引国をとりまく国際原油・ガス市場に有意な影響を及ぼす可能性が考えられる。また、化石燃料への転換に伴う地球温暖化ガス(CO₂)排出量の増加も並行して発生し、CO₂排出量を目標値以下にするために国際的な排出権取引も行われると予想されるため、これによる国際排出権取引市場への影響も考えられる。

本稿では、大容量原子力発電所の長期にわたる計画外停止に伴う上記の様々な国際エネルギー市場への影響について調査・分析し、原子力発電の重要性と他のエネルギー市場への影響についてインプリケーションを導くことを目的とする。具体的には第1章で同発電所停止の経緯及び現状をレビューし、再起動にあたっての重要なポイントについて整理した上で、第2章で現在までの電力需給及び石油・ガス市場への影響を、第3章で今後の見通し及び石油・ガス市場への予想される影響を述べ、第4章でそれらを総括することとする。

1. 柏崎刈羽原子力発電所停止の経緯と現状

1-1 柏崎刈羽原子力発電所停止の経緯

2007年7月16日午前10時13分頃発生した新潟県中越沖地震により、同発電所では、営業運転中であった3号機、4号機及び7号機が自動停止した。原子炉スクラム信号³は「地震加速度大」、つまり地震が直接の原因であったことは明白であり、かつ安全保護系が健全に作動したことも確実である。2号機は定期検査を終えて起動操作中であったが、同様に地震加速度大で自動停止した。1、5、6号機は定期検査中であった。その後数回の余震があった中でも、原子炉停止後の原子炉崩壊熱除去を含む一連の安全確保に関わる操作は正常に行われ、各プラントは安定した冷温停止状態が続き、現在に至っている。従って、今回、柏崎市及び周辺市町村で大きな被

* (財)日本エネルギー経済研究所 戦略・産業ユニット 原子力グループ リーダー

** (財)日本エネルギー経済研究所 戦略・産業ユニット 国際動向・戦略分析グループ 主任研究員

*** (財)日本エネルギー経済研究所 戦略・産業ユニット 国際動向・戦略分析グループ 研究員

¹ BWR: Boiling Water Reactor、沸騰水型軽水炉。世界の商業用原子力発電所で最も広く用いられている「軽水炉」の炉型の一つで、燃料から取り出した熱を冷却水により直接タービンに送る形式のもの。日本では東京電力の他東北・中部・北陸・中国・日本原子力発電及び電源開発の各社がこの炉型を採用している。

² ABWR: Advanced Boiling Water Reactor、改良型沸騰水型軽水炉。実用化されている中では最新型のBWRであり、同発電所6、7号機、中部電力・浜岡原子力発電所5号機、北陸電力・志賀原子力発電所2号機で採用されている。

³ 原子炉スクラム: 緊急時に原子炉に制御棒が挿入され、原子炉が停止すること。

害が生じた直下型地震においても、「止める、冷やす、閉じ込める」という原子炉安全に係る重要な安全機能が設計どおり維持されたことは明確となっている。

ただし、地震の影響により、全プラントにおいて原子炉建屋オペレーティングフロア⁴で使用済燃料プールから水が飛散し、うち6号機では微量の放射性物質を含んだ水が非管理区域を通過して海中へ放出された他、機器類にも多数、損傷、ズレ、油漏れ等が確認されるなど、多くのトラブルが発生している。8月から順次開始された原子炉内点検においては、6号機及び7号機において引き抜けなかった制御棒があったこと（いずれも現在では引き抜き完了）及び7号機原子炉ウエル⁵内で微小な穴が発見されたこと以外、今までのところ異常は確認されていない。

2007年12月13日までに確認され、東京電力によって発表された地震に伴う事象については、放射性物質に関わる事象が5件、また放射性物質に関わらない軽微なものまで含めた不適合事象が11月30日までに3,107件、報告・公表されている。このうち放射性物質の放出に関しては、

- 6号機使用済燃料プールからの水漏れに伴う海水への放出
- 7号機主排気筒モニタにおける放射性ヨウ素、コバルト60、クロム51の検出

の2件が比較的重要とされている。なお、放射性物質の放出を伴わないトラブルのうち、保安規定に係るものとして、運転上制限の逸脱⁶（1、2、3号機使用済燃料プール水位低、3号機原子炉建屋ブローアウトパネル外れ等）があるが、いずれもすぐに復帰しており、保安規定違反とされるものではない。原子炉等規制法などの法令に反する操作等は無かったことが確認されている。

放射性物質の放出を伴う2事象に関しては、以下の通り、東京電力の説明及びマスコミ報道を元にまとめる。いずれも環境に影響を与える事象にはつながらなかったが、原子力発電事業者として学ぶことの多い事例経験であり⁷、今後の対策により再発防止を期すとともに、この知見ができるだけ広く共有されることが望まれる。

1-1-1 6号機使用済燃料プールからの水漏れに伴う海水への放出

7月16日12時50分頃、6号機原子炉建屋3階オペフロ及び中3階の非管理区域において水漏れが確認され、同日18時20分頃、放射能が含まれていることが確認された。確認された水量及び放射エネルギーは、3階部分で約0.6リットル及び 2.8×10^2 ベクレル⁸、中3階部分で約0.9リットル及び 1.6×10^4 ベクレルであった。この水漏れ原因として、東京電力は、使用済燃料プール水が地震の揺れによりオペフロに溢れ出し、その溢れた水が、放射線管理区域と非管理区域とを隔てる壁を貫通する、燃料交換機のケーブルや電線管（ペネトレーション）を伝って非管理区域に滴下したものであるとしている。

その後、この漏れ水が放水口を経由して海に放出されたことが確認され、水の放出量は約1.2 m³、放射エネルギーは約 9×10^4 ベクレルとされた。発表された時点で既に水の放出は止まっており、6号機の海水モニタ値に有意な変化は無く、環境への影響は無いことも確認されている。

使用済燃料プール及びプール内燃料ラック等は耐震設計上の最高ランクに相当する施設であり、原子炉施設の中でも特に高い耐震性が要求されているが、それは燃料集合体の健全性維持に関する基準であって、燃料プール水の溢れまで制限するものではない。プラントメーカーが行っている解析でも、基準地震動を与えると燃料プール水はオペフロ内に溢れるであろうとされており、ペネトレーションを通過して非管理区域に若干量行くであろうことも予想されている。重要なことはその水に含まれる放射性物質（燃料に含まれる核分裂生成物、及びそれらが

⁴ オペレーティングフロア：原子炉建屋の最上階で、重量物の搬送等の操作が行われる場所。使用済燃料プールがあるため放射線管理区域である。以下本文では、「オペフロ」と略称で記す。

⁵ 原子炉ウエル：燃料交換などの作業をする際に水張りをして使用する、原子炉容器の上部から燃料交換床までの、井戸（Well）状の構造を持つ空間のこと。

⁶ 原子炉を運転する際には冷却水の流量、圧力、温度等を運転状態に応じて規定の範囲内に保つことが法律により義務付けられているが、この規定の範囲から外れて運転しないしは停止することを「運転上制限の逸脱」と呼ぶ。

⁷ 2007年8月初旬、同発電所サイトを訪問したIAEAの調査団による報告書においても、本件は貴重な lessons learned であり今後の教訓とすべきものであるとの記載がある。

⁸ ベクレル：放射能の単位（Bqと表記）で、1秒当たりの原子核壊変数。成人男子では人体中に体重1kg当りカリウムが2g含まれているが、これをカリウムの放射性同位元素であるK-40の量に換算すると約60Bq/kgである。

付着した被覆管の錆び成分等)がフィルタ等で処理されて外部に放出されないことであり、同発電所や他の発電所において今後の課題となり得るのは、原子炉建屋等、放射性物質を外部に放出しないための施設の格納機能維持であり、他プラントも含め今後十分な検討が望まれる。

1-1-2 7号機主排気筒モニタにおける放射性ヨウ素及び粒子状放射性物質の検出

7月17日13時頃、7号機主排気筒の定期測定により、フィルタからヨウ素及びクロム51、コバルト60が検出された。その後の測定においてもヨウ素131及びヨウ素133が検出され、放射性ヨウ素による放射線量が約 2×10^{-7} mSv、粒子状放射性物質(クロム、コバルト等)による放射線量が約 7×10^{-10} mSvとなることが発表されている。いずれも自然界の放射線量2.4mSv/年と比較して十分に低く、人体への影響は無い。

とはいえ、炉水に含まれる放射性物質が主排気筒フィルタから検出されることは通常無い。東京電力で原因を調査した結果、地震発生時の16日に原子炉自動停止した際、タービンから蒸気を抽出する系統に接続された排風機の停止操作が遅れたため、復水器内に滞留していた放射性物質がこの排風機により吸引され、排気筒に至ったものと推定している。

本件は停止操作の不徹底に起因するものであり、停止に伴う弁閉鎖、各種機器停止等の操作手順のより厳密な運用を期すことにより再発防止することが可能である⁹。

1-2 原子力施設耐震設計審査指針と施設の耐震性に係る考察

今回の地震で観測された同発電所各ユニットにおける最大加速度は表1-1の通りである。

水平方向で最大の加速度を記録したのは1号機の東西方向で680ガル¹⁰であり、設計加速度応答値273ガルの約2.5倍であった。この他2号機の東西方向で606ガル(設計加速度応答値167ガル)、4号機の東西方向で492ガル(同194ガル)など、設計加速度応答値¹¹の2倍を超える観測点が数点確認されている。

表1-1 同発電所各ユニットにおける最大加速度

(単位:ガル)

ユニット	南北方向			東西方向			上下方向		
	観測値(A)	設計加速度応答(B)	A/B	観測値(A)	設計加速度応答(B)	A/B	観測値(A)	設計加速度応答(B)	A/B
1号機	311	274	1.14	680	273	2.49	408	235	1.74
2号機	304	167	1.82	606	167	3.63	282	235	1.20
3号機	308	192	1.60	384	193	1.99	311	235	1.32
4号機	310	193	1.61	492	194	2.54	337	235	1.43
5号機	277	249	1.11	442	254	1.74	205	235	0.87
6号機	271	263	1.03	322	263	1.22	488	235	2.08
7号機	267	263	1.02	356	263	1.35	355	235	1.51

(出所) 東京電力発表資料を元に作成

ところで現在の耐震設計審査指針は、昭和56年に策定された耐震設計審査指針に、地震工学の最新の知見、軽水炉の耐震設計技術進歩を反映して見直されたものであり、その見直し項目の中には、基準時振動の設定にあたって敷地周辺の活断層の有無について徹底的な調査を行うことも含まれていた¹²。これを受け、原子力安全・保安院は、各原子力発電所から30kmの範囲について、文献や実地調査などに基づく耐震安全性再評価(耐震バ

⁹ 2007年11月1日原子力安全・保安部会 中越沖地震における原子力施設に関する調査・対策委員会 運営管理・設備健全性評価ワーキンググループ第3回における東京電力の資料「柏崎刈羽原子力発電所7号機 主排気筒からの放射性気体廃棄物(ヨウ素等)の放出に関する根本原因分析について」においても、本件の再発防止に向けた取組みとして、正しい操作の徹底を挙げている。

¹⁰ ガル:地震の揺れの強さを表すのに用いる加速度の単位。980ガル=1G(地球重力)

¹¹ ここで「設計加速度応答」と言っているのは、正確には「解析による設計時の加速度応答値」であり、耐震設計審査指針に基づき設定された基準地震動が加えられたとき、各ユニットに設置する地震加速度計がどのくらいの応答を示すかをモデルにより解析した値のことである。この値を実際に得られた観測値が上回ったというのは、基準地震動より強い揺れが加えられた可能性を示唆するものである。

¹² 耐震設計審査指針の見直しについては、「『発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針』等の耐震安全性に係る安全審査指針類の改訂等について」平成18年9月19日原子力安全委員会決定を参照。

ックチェック)を各電気事業者に要求しており¹³、東京電力も保安院の指示に従い、同発電所周辺の地質再調査を実施した。陸域では人工的な振動を起こして地下を調べるなどしたが、海底断層については他の研究機関のデータを考慮すれば十分として、改めて調査することをしなかったという¹⁴。今回の地震を受け、経済産業省は 7 月 20 日、改めて東京電力を含む全電気事業者に耐震バックチェックの実施計画の見直しを指示した¹⁵。これに対して東京電力はこれまで計画していた耐震バックチェックに加え、7 月 26 日、海上音波探査による周辺海域の地質調査をすると発表し、更に 8 月 17 日には周辺陸域においても範囲を広げて地下探査を実施し、改めて活断層の確認・評価を行うことを発表している。

なお、原子力安全委員会も鈴木篤之委員長の名前で「新潟県中越沖地震による柏崎刈羽原子力発電所の安全性について」という文書を 7 月 19 日付で発表している。この中で鈴木委員長は、現耐震設計審査指針は基本的に有効なものである旨を明言し、事業者及び規制当局にとって重要なことは、設計上想定する条件(基準地震動、解析モデル等)を詳細に検討し耐震安全性を確認することであると述べている。今年の 7 月 20 日付経済産業省指示文書に対し、8 月 20 日には東京電力を含む全電気事業者から、耐震バックチェックの実施計画書が提出・公表されており¹⁶、それによると各事業者とも概ね 2007 年度中に各サイトにおける地質調査を遂行し、耐震安全性評価を 2008 年度から 2009 年度にかけて実施・遂行することとなっている。地質調査の必要性については上に述べたとおりであるが、現行の基準地震動及び解析モデルが指針に照らして妥当であるか否か、解析結果は設備の健全性維持に十分といえるものであるかどうかを、今一度詳細に検討する作業は全電気事業者にとって必須であり、その観点からも解析結果の早期のフィードバックが待たれるものである。

1-3 再起動にとっての重要なポイント

柏崎刈羽原子力発電所の再起動時期は現時点で予測できるものではない。1-1 及び 1-2 節で述べたような安全性、耐震性の問題以外にも再起動に係る条件があり、東京電力も今後の炉内点検のスケジュールは公表しているが、その結果の評価を踏まえた再起動日程については一切言及していない。ここでは、安全性、耐震性、その他の観点から、同発電所再起動にとって重要なポイントを整理することとする。

1-3-1 施設の耐震安全性確保

7 月 20 日、東京電力は「中越沖地震を受けた柏崎刈羽原子力発電所の安全確保に係る報告について」を発表した。その中で東京電力は、これまでの調査結果と今後の方針をまとめた報告書を原子力安全・保安院に提出したこと、地震観測データを分析し耐震安全性の確認を実施していくことを述べている。その後、東京電力は復旧作業の状況、及び点検で確認された不適合事象等について、定期的に「週報」という形で随時公開しており、11 月末時点で確認された不適合事象は微少なものも含めて 3,000 件以上となっているが、ここでは耐震安全性の確保に関して、何が確認されれば再起動の条件が整うのか、それに要するリードタイムがどれくらいかを考えることとする。

耐震安全評価に先立ち必要なのは地震観測データの分析である。東京電力は、この分析により得られた地震動を各設備のモデルに入力し、地震応答解析及び耐震安全性の評価を実施することとしており、7 月 30 日にはモデルによる地震応答解析結果の第一報を、8 月 22 日には第二報を経済産業省に提出し、同時に公開している。これに基づく全ての設備の耐震安全性評価に要する期間は、2005 年 8 月の宮城県沖地震による東北電力女川原子力発電所の自動停止から再起動にかかった期間を参考とすると、耐震補強工事無しで約半年～10 ヶ月程度である。しかしながら今回は 1-2 節で述べたとおり耐震設計審査指針見直しに基づく地質調査等も並行して行われており、

¹³ 経済産業省及び原子力安全・保安院 平成 18 年 9 月 20 日付文書を参照。

¹⁴ 出所：asahi.com ニュース速報 7 月 19 日

¹⁵ 経済産業省及び原子力安全・保安院 平成 19 年 7 月 20 日付文書を参照。

¹⁶ 経済産業省及び原子力安全・保安院 平成 19 年 8 月 20 日付文書を参照。

その結果次第では基準地震動の変更もあり得るため、少なくともそれよりは長期化する可能性が高い。また、耐震クラスの高い機器にはこれまでのところ大きな損傷は発見されていないものの、震度6強には耐えられない一般構造物並の機器には多くの損傷が発見されており、これらに関して補強工事無しですむとは到底考えられないことから、仮に基準地震動を見直さないとしても最初の1基再起動まで1年以上かかると思われ、全基が復帰するのは年単位を要すると想像される。参考として、東京電力が公表した炉内点検スケジュールを表1-2に示す。

表1-2 同発電所各ユニット炉内点検スケジュール

ユニット	2007年8月	2007年9月	2007年10月	2007年11月	2007年12月	2008年1月	2008年2月
KK-1	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備
KK-2	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備
KK-3	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備
KK-4	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備
KK-5	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備
KK-6	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備
KK-7	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備	炉内点検	原子炉開	点検準備

(出所) 東京電力発表資料を元に作成

なお、耐震安全性の確認とは別に、1-1で述べたオベフロ内の水の放水口への流出に係る再発防止策及び、適切な停止手順の徹底に関しても、当然、施設の安全確保のためには必要な作業である。東京電力としては耐震性評価と並行して、運転マニュアルの見直し等を進め、国の認可を受け、立地自治体等にも説明をしていくこととなる。

1-3-2 防災計画

今回は実際には放射性物質の放出は確認されていないものの、放出の可能性を想像させかねないトラブルがあったため、万一の場合の住民避難という問題が改めてクローズアップされることとなった。1999年に茨城県東海村で起きた核燃料加工施設臨界事故をきっかけとして、原子力施設の立地地域では「オフサイトセンター」という、重大事故時の対策本部拠点が設置されており、その運用法についてもマニュアル化されたものが自治体・当該原子力施設・地域公共施設等に設置されている。

全国原子力発電所所在市町村協議会より、経済産業省、原子力安全委員会、及び電気事業連合会に対し、原子力発電所の耐震安全性についての申し入れが7月23日に行われ、この中で、各発電所の確実な安全確保についてはもとより、異常発生時の速やかな情報提供についても万全を期するよう要求がなされた¹⁷。これを受け、東京電力では復旧作業・点検作業と並行して、防災体制の強化についても検討し、10月15日、本店原子力設備管理部内に「新潟県中越沖地震対策センター」を設置し、原子力発電所における防災体制を一元化して品質と安全の確保を図ることとした¹⁸。柏崎市及び刈羽村でもオフサイトセンターの機能・運用について既に東京電力との間で十分な話し合いは行われているものと考えられるが、同発電所再起動にあたり、耐震安全性の確保と並んで防災計画の更なる充実が重要な条件となるのはほぼ確実であろう。なお、本件に要すると思われる期間は不明であるが、1-3-1の耐震性評価と並行して進めることが可能であるので、再起動にあたりこちらがクリティカルパスとなる可能性は低い。

以上より、同発電所再起動の技術的なクリティカルパスは「耐震安全性の確保」に尽きると考えられる。ただし留意すべきは、技術的な観点で耐震安全性が一定水準に達していることと、再起動決定に関与する当事者(国、地方自治体、地域住民、東京電力)の判断が必ずしも一致するとは限らないことである。再稼働時期には技術面のみからは見通せない不透明性があり、事業者が安全性確保を大前提に早期再稼働に全力を尽くすのは当然ではあるものの、同発電所再稼働時期の予測には相当な幅を見る必要があるであろう。

¹⁷全国原子力発電所所在市町村協議会 2007年7月23日発表文書「原子力発電所の耐震安全性確保に関する申し入れ」

¹⁸ 2007年10月15日付 東京電力プレスリリース

2. 現在までの電力需給及び石油・ガス市場への影響

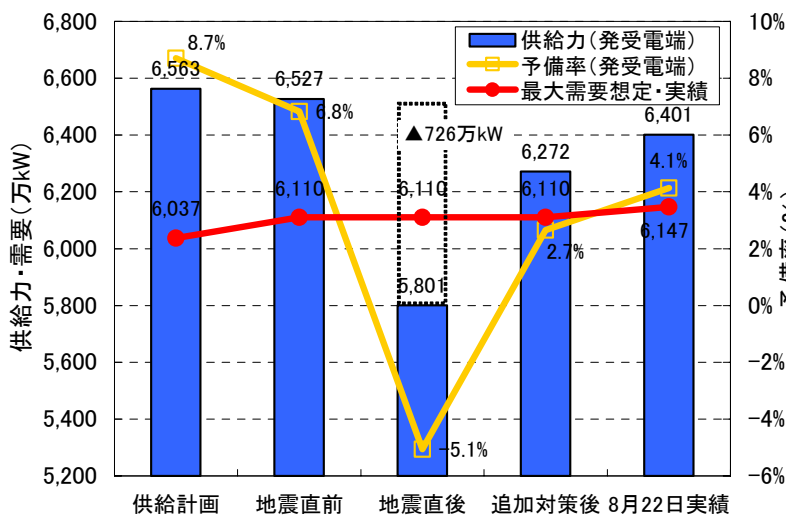
前章においては同発電所計画外停止の経緯及び現状等について述べてきたが、本章においてはそれを踏まえ、同発電所計画外停止に伴う 2007 年夏期の電力需給、及び追加的な石油・ガス調達による化石燃料市場への影響についてレビューするものとする。

2-1 2007 年夏期需給調整レビュー

東京電力の平成 19 年度供給計画では、2007 年夏の 1 日の最大電力需要（発受電端）¹⁹を 6,110 万 kW、最大 3 日平均電力で 6,037 万 kW と想定し、供給力²⁰として 6,562 万 kW、予備率²¹8.7%にて供給を計画した。また、柏崎刈羽原子力発電所が停止する直前においても、8 月の供給力を 6,527 万 kW（発受電端）確保し、今夏の電力需給に問題はない状況であった。このような中、7 月 16 日の地震による同発電所の停止により、8 月の平均供給力として見込んでいた 726 万 kW が失われたことで、最大供給力は地震直後の時点で 5,801 万 kW へ落ち込み、東京電力は緊急に夏場の供給力確保の必要に迫られ、以降同発電所で発電が予定されていた電力は、火力電源などによる代替発電が必要となった。なお、2007 年 3 月末の東京電力の発電設備構成は、水力 899 万 kW、火力 3,553 万 kW、原子力 1,731 万 kW の合計 6,183 万 kW²²、他社受電含みの総発電設備容量は 7,552 万 kW²³であり、同発電所（821.2 万 kW）は東京電力全発電設備容量の 13.1%、他社含み総発電設備容量の 10.9%に相当する。

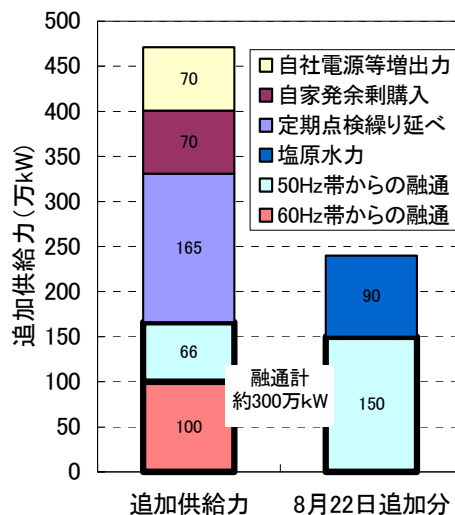
ここで、2007 年夏期の東京電力管内における電力需給対策を概括する。地震前の 2007 年 7 月に東京電力は、湯水などのリスクに備え、他社受電を含めた長期計画停止火力 2 機²⁴、合計出力 44 万 kW を再開していたが、地震発生以降、さらなる追加供給力の確保の必要に迫られた。7 月 30 日の東京電力発表時点において確保した追加供給力は、他電力からの応援融通 166 万 kW、発電所の増出力運転（主に火力発電所）や定期点検時期の変更 208 万 kW、自家発電余剰購入 70kW など合計 444 万 kW であった。その後、福島第一・3 号機の定期検査工程の

図 2-1 2007 年東京電力における電力需給の推移（発受電端）



(出所) 平成 19 年度東京電力供給計画，プレス発表などよりエネ研作成

図 2-2 2007 年夏期 東京電力追加供給力



(出所) 電気事業分科会資料，東京電力プレス発表などよりエネ研作成

¹⁹ 通常の暑さの場合、過去 10 年間の最大電力発生日における最高気温の平均を想定。発受電端とは、自社発電所は発電機端子での出力（発電端）他社受電は発電機端子から発電所内消費電力を差し引いた出力（送電端）を合計したもの。

²⁰ 供給力は月平均値。

²¹ 最大需要に対する供給余力の割合。予備率(%) = (供給力 - 最大需要) ÷ 最大需要 × 100

²² 電気事業便覧平成 19 年度版より

²³ 平成 19 年度東京電力供給計画より

²⁴ 五井火力 2 号 26.5 万 kW、常磐共同火力 勿来 6 号 17.5 万 kW

変更²⁵により、今夏の最大電力発生日以前の 8 月 20 日時点で合計 474 万 kW の追加供給力を確保、追加供給力を加えた総供給力は 6,275 万 kW となった。これにより、最大電力需要予測 6,110 万 kW に対し、予備力 165 万 kW、予備率 2.7%での供給を計画した（供給力の推移については図 2-1、追加供給力については図 2-2 参照）。さらに今年 5 月に上部貯水池での違法取水により 1 年間の水利使用許可の取消し処分を受けていた塩原発電所（90 万 kW）について、7 月 30 日から 9 月 7 日までの間、緊急・暫定使用許可を得て、緊急時に追加可能な電源とした。

なお、東京電力は長期計画停止中の火力発電所²⁶の再起動も検討したが、起動準備に一定の時間を要することから、2007 年夏期の最大電力時の電力供給力には組み込めないとして夏期の起動を見送っている。トラブル隠しをきっかけに原子力発電所が停止した 2003 年は、夏期の最大需要発生まで比較的時間に余裕があったため、計画停止中の火力発電所の再起動が可能であったが、今回は地震という突然発生した事象により発生から 1 ヶ月余りで需要のピークを迎えたため、予め確保してある予備力の最大限の活用と追加供給力を短期間でいかに確保するかという点が最大の課題となった。

また、需要面の対策として、需給逼迫時に事前依頼により負荷抑制が可能な随時調整契約量を地震前時点から約 20 万 kW 増加させて 127 万 kW（8 月 20 日時点）とし、非常時の需給運用域の拡大を図った。

次に 2007 年夏期の最大電力発生時における電力需給状況を振り返る。

まず、2007 年夏の気象状況については、7 月は梅雨前線が停滞し、梅雨明けも平年より 12 日も遅れるなど平年を下回る気温水準であったが、梅雨明け（8 月 1 日頃）以降、特に中旬ごろより厳しい暑さが続き、気温が 35 度を超える猛暑日が多く発生した。各地で日最高気温が観測史上最高値を更新²⁷し、16 日には熊谷（埼玉県）でこれまでの国内最高気温の記録を更新する 40.9 を観測するなど平年を大幅に上回る気温となった。なお、東京地方の 8 月の平均最高気温は 33.0 となり、観測以来 4 番目の高い水準²⁸であった。

このような気象状況において、東京電力管内の電力需要については、お盆明けの 8 月 20 日頃より厳しい暑さが連続したことで、8 月 21 日には 6,013 万 kW と今夏初めて 6,000 万 kW を超過した。翌 22 日は、午前中から高気温により冷房需要などが急増したため、東京電力は予想最大電力を 6,150 万 kW に上方修正し、緊急・暫定使用許可を得ていた塩原発電所（90 万 kW）を供給力に上積みし、同発電所を同日午後 1 時より最大 30 万 kW にて稼働した。応援融通も事前に既契約していた 166 万 kW に加え、当日は気温が低く²⁹供給力に余裕のあった東北・北海道地区から約 150 万 kW の追加応援融通により融通計約 300 万 kW を確保し、供給力合計を 6,400 万 kW とした。また、需要面においては、随時調整契約を締結する需要家のうち瞬時調整契約³⁰を結ぶ需要家の工場 23 件に対し、需給調整を 17 年ぶりに発動し、結果として約 14 万 kW の需要抑制を行った。このような供給・需要両面からの対策により、8 月 22 日は最大需要 6,147 万 kW³¹に対し、予備力約 250 万 kW、予備率 4.1%にて 2007 年度の最大電力を乗り切ることとなった（図 2-1、図 2-2 参照）。

なお、最大需要発生 8 月 22 日の他電力からの応援融通³²約 300 万 kW は、発生最大需要 6,147 万 kW の 4.9% に相当し、これは当日の予備率 4.1%を超える供給力である。つまり、今夏は応援融通なくして最大電力発生時の需給バランスを保てない状況であった。また、8 月の全国の連系線³³を利用した相対取引は 113.5 億 kWh、ス

²⁵ 定期検査開始日を 2007 年 8 月 20 日から同年 8 月 31 日へ繰り延べ。

²⁶ 平成 19 年度東京電力供給計画によると、2007 年 7 月時点で東京電力の長期計画停止火力は 6 機、合計出力 193 万 kW 存在する（うち五井火力 2 号 26.5 万 kW は地震発生以前に再開済）。

²⁷ 全国 101 箇所の日最高気温の観測史上最高値を更新。

²⁸ 東京地方月平均気温の過去最高は、1995 年 8 月の 33.7 。

²⁹ 東北電力管内 7 県庁所在地の最高気温平均は 8 月 21 日が 31.8 であったのに対し、翌 22 日は 29.0 と 2.8 低下した。

³⁰ 産業用大口需要家向け契約で通告後 20 分程度での負荷抑制を行うことにより料金を割引く契約。

³¹ 東京電力の過去最大需要は 2001 年 7 月 24 日の 6,430 万 kW（今回、これを超えなかった理由として、東京電力は、節電、離脱需要の増加、最高気温が過去最大発生日を下回ったことを挙げている）。

³² 東京電力が 8 月に受電した需給相互応援融通量は合計 3,243 万 kWh であった。

³³ 東京電力と他電力間の連系線は、以下のとおり。

・東北-東京間 相馬双葉幹線 送電容量 631 万 kW（ただし、東北 東京は系統安定度制約から最大 500 万 kW、東京 東北

ポット取引は2.2億 kWh³⁴であり、全国の連系線の利用量は統計開始の2005年4月以来過去最高を記録した。2007年夏期の電力取引においては、電力取引所経由よりも相対取引による取引量が多かったが、これは先々需給逼迫が予測される状況において、供給力確保の確実性が高く、供給力を有する他電力会社との相対取引にて必要な電力を事前に確保したためと考えられる。結果として、他電力との相対取引である広域融通が今夏の最大電力発生時の電力安定供給に大きく貢献することとなった。ただし、今回、最大電力発生直前に確保した50Hzエリアからの追加融通は、たまたま当日の気象状況により余力が生じたものであり、また、60Hzエリアからの融通は周波数変換装置（FC）設備容量上限の100万kWまで利用され、さらなる供給余力はない状況であった。このことは、電力連系線増強の必要性や予備率のあり方などについて議論を呼ぶこととなり、大容量発電所の脱落による供給力の大幅低下といった緊急時における電力安定供給対策が、今後の検討課題となったといえよう。

2-2 2007年9月までのLNG市場への影響

上述した電力需給対策として、失われた原子力発電による電力量を補うため、火力発電が大きな役割を担うこととなった。中でも、LNGと石油火力がその中心となったと考えられるため、LNG及び発電燃料用の石油に追加需要が発生したのと考えられる。以下では、その追加需要の動向と国際市場からの調達、及びその影響についてまとめる。

2-2-1 LNG受入・消費量からみる調達実績の考察

まず、既に実績の出ている本年7～9月の期間において、今回の計画外停止がLNG市場に与えた影響について見ていくこととする。通常このような場合、過去の実績と比較し今夏特有の傾向を把握するが、比較対象としては、例えば過去5年間の7～9月、昨年の7～9月、及び本年1～6月等との比較が考えられる。この点については、本稿においては、以下の理由から昨年7～9月との比較により本年7～9月特有の傾向を把握することとする。

- 昨年の7～9月においては、今回の計画外停止のようなLNG需給に大きく影響を与える事象がなかった。
- 7～9月間は、東京電力の供給管内における電力消費が一年のうちでピークを迎えることから、他の期間とは異なったLNGの受入、消費傾向を示す³⁵。

なお、この考え方は、2-3で後述する石油市場へ影響を見る際にも同様とする。

それでは、数量面でどの程度の追加調達量が必要となったかについて見てみる。以下表2-1は、東京電力の2006年と2007年のそれぞれ7～9月におけるLNG受入・消費実績であるが、これによれば、2007年は大幅な受入・消費の増加が見られる。また、同期間における受入・消費実績については、消費の方が多いことから、2007年に限って特段の在庫積み増し等を実施したわけではなく、多く受け入れた分がそのまま消費に回ったことが伺える。

表2-1 東京電力のLNGの受入・消費実績(2006年7～9月、2007年7～9月)

	2006年			2007年			2007年－2006年			
	7月	8月	9月	7月	8月	9月	7月	8月	9月	7～9月計
受入	153	163	141	174	197	160	21	34	19	74
消費	142	151	147	163	200	168	21	49	21	91

(出所)東京電力ホームページ

は周波数制約により110万kW)

・東京 - 中部間 周波数変換所(FC)送電容量 100万kW(佐久間周波数変換所30万kW、新信濃変電所60万kW、東清水変電所10万kW 合計100万kW)

³⁴ 電力系統利用協議会統計情報より

³⁵ 2003～2006年度実績において、各年7～9月の月平均LNG受入量は、各年度の月平均LNG受入量を上回る傾向にある(東京電力ホームページより)

次に、東京電力がこれだけの数量をどのように調達したかという点について見ていくこととする。LNGは石油と違い、国内の在庫による対応という選択肢は基本的に考えられないことから³⁶、輸入で対応したものと考えられる。具体的な追加調達的手段としては、既存長期契約の上方弾力性オプション行使³⁷、三菱商事と共同で調達するオマーン産LNGの追加調達³⁸、およびスポット市場からの調達がある。東京電力が有する既存長期契約の数量の合計は、年間1,800万トン程度と見込まれるため、上方弾力性オプションの行使だけである程度の追加調達が可能と思われる³⁹。また、三菱商事と共同で調達を行うオマーン産LNGについては、今回の計画外停止以前に既に60万トンの引取を決めており、追加で残りの20万トンを調達したとの報道もあった⁴⁰。最後にスポット市場からの調達について、日本全体のLNG調達の動向について見てみる。以下表2-2は、2006年と2007年のそれぞれ7~9月における日本着LNGの数量実績であるが、2007年はスポットの数量が増加していることが伺える。しかしながら、これが今回の同発電所の停止によるものであるかどうかについては、以下の要因を考慮する必要があり判断が難しい。

- 同期間における東京電力のスポット調達量については公開情報がない（同社は東京ガスと共同所有しているLNG受入基地もある）。
- 通常のスポット調達（価格交渉、港湾の調整、船足等）にかかるリードタイムを考慮した場合、今回の地震発生後に直ちに新規調達を行っても、日本着は早くても9月末頃になる。
- 東京電力が既存の長期契約先から、上方弾力性オプション分及びスポット契約分を含め、どの程度の追加調達を行ったかの把握が難しい。

すなわち、長期契約にしるスポット調達にしる地震発生後から追加調達を試みたのでは8月のピーク需要時に間に合う可能性は少ないこと、にもかかわらず現実にはスポットによる調達量が昨年より明らかに増加していることから、今年の猛暑に備え地震発生前から多めに着実に調達を進めていたことも可能性としては考えられる。

表2-2 日本着LNGの数量実績（2006年7~9月、2007年7~9月）

		2006年			2007年			2007年-2006年		
		7月	8月	9月	7月	8月	9月	7月	8月	9月
長期契約を中心とする契約先	マレーシア	104	115	96	121	104	106	17	▲11	10
	ブルネイ	52	56	52	58	52	58	6	▲4	6
	インドネシア	105	116	123	110	115	104	4	▲1	▲19
	カタール	54	72	73	73	73	67	19	1	▲6
	オマーン	19	38	19	19	38	32	▲0	▲0	13
	UAE	45	55	43	49	49	43	4	▲6	0
	米国	11	11	7	8	8	5	▲3	▲3	▲2
	豪州	124	132	81	114	111	65	▲10	▲21	▲16
	小計	514	594	494	552	549	478	38	▲45	▲15
スポット契約のみの契約先	トリニダード・トバゴ	-	5	6	6	-	10	6	▲5	5
	アルジェリア	-	7	-	-	5	12	-	▲2	12
	エジプト	-	-	-	6	24	6	6	24	6
	ナイジェリア	-	-	-	-	6	12	-	6	12
	赤道キニア	-	-	-	-	-	12	-	-	12
	小計	-	12	6	12	34	52	12	22	46
合計	514	606	499	563	583	530	49	▲23	31	

（出所）財務省貿易統計

³⁶ LNGの特性（極低温、ボイルガスの発生等）からコストがかかり過ぎるため、在庫を多めに持つことは難しい。

³⁷ LNG売買契約では、契約締結時の需要予測と実際の需給の差異を補うため、基本的に一定の引取弾力性が設定されており（全ての契約に設定されている訳ではない）、引取量を増やす上方弾力性は、一般的に5%程度とされている。

³⁸ 東京電力と三菱商事は、三菱商事がオマーンから年間80万トン調達するLNGについて、折半出資の会社で一旦全量引き受け、需給や市場の状況に応じて両社に振り分ける仕組みをとっている。

³⁹ 仮に全ての契約に5%の上方弾力性オプションが設定されていると仮定した場合、最大限で約90万トンの追加調達が可能となる。

⁴⁰ 出所：日本経済新聞 2007年9月24日

2-2-2 価格への影響

次に、これらの追加調達が生じた影響について見ることにする。表2-3は、2006年と2007年のそれぞれ7～9月における日本着LNGの価格実績であるが、両年の長期契約を中心とする契約先の価格、スポット価格それぞれを比較してみても目立った差異は見られない。また、2007年の7月から9月のスポット価格についても特段の価格変動は見受けられない。

表2-3 日本着LNGの価格実績(2006年7～9月、2007年7～9月)

(\$/百万Btu)

		2006年			2007年			2007年-2006年		
		7月	8月	9月	7月	8月	9月	7月	8月	9月
長期契約を中心とする契約先	マレーシア	6.36	6.52	6.98	7.83	8.38	8.37	1.47	1.86	1.39
	ブルネイ	6.01	6.00	6.01	5.63	5.97	6.00	▲ 0.38	▲ 0.03	▲ 0.01
	インドネシア	8.54	8.39	8.86	8.24	8.64	8.57	▲ 0.30	0.25	▲ 0.29
	カタール	7.33	8.18	8.36	8.04	8.28	8.81	0.71	0.10	0.45
	オマーン	5.95	8.45	9.90	6.7	7.05	7.44	0.75	▲ 1.40	▲ 2.46
	UAE	6.78	7.00	7.17	6.72	7.43	7.63	▲ 0.06	0.43	0.46
	米国	6.64	7.02	7.13	5.79	5.97	6.09	▲ 0.85	▲ 1.05	▲ 1.04
	豪州	6.89	6.60	6.86	6.37	6.52	7.93	▲ 0.52	▲ 0.08	1.07
	平均	6.81	7.27	7.66	6.92	7.28	7.61	0.10	0.01	▲ 0.05
	スポット契約のみの契約先	トリダート・トバゴ	-	10.53	9.66	11.93	-	8.68	-	-
アルジェリア		-	9.46	-	-	8.45	8.51	-	▲ 1.01	-
エジプト		-	-	-	7.27	10.28	10.89	-	-	-
ナイジェリア		-	-	-	-	8.59	10.38	-	-	-
赤道ギニア		-	-	-	-	-	9.08	-	-	-
平均		-	10.00	9.66	9.60	9.11	9.51	-	▲ 0.89	▲ 0.15

(出所)財務省貿易統計

2-3 2007年9月までの石油市場への影響

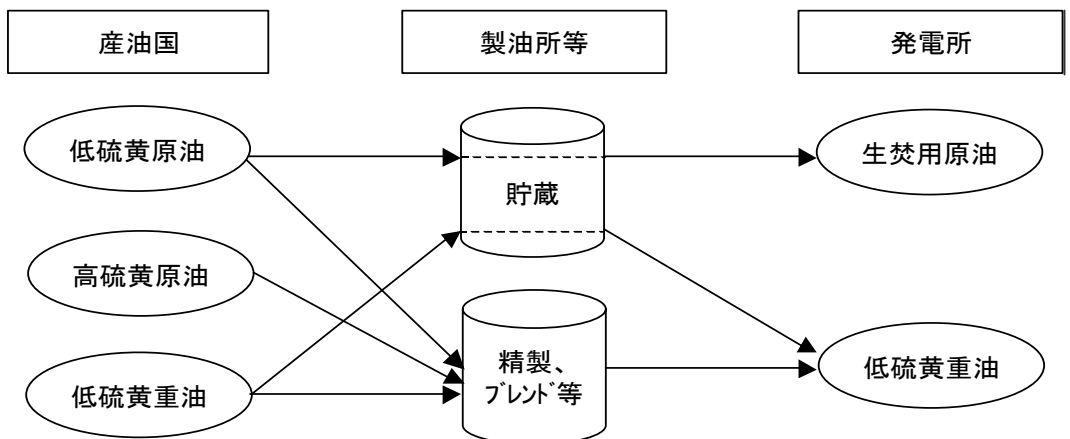
本節では、今回の計画外停止が石油市場に与えた影響について見ていくことにする。

石油はLNGに比べ種類及び流通経路が複雑であるため、発電用石油⁴¹調達に関する具体的な動きについてみる前に、発電用燃料としての石油にはどのような種類があり、どのような経路で発電所に届くのかについて確認しておく必要がある。

発電のためにそのまま燃焼できる原油は低硫黄原油のみであり、石油会社や商社が産油国から調達し、一旦製

油所等にて受入・貯蔵後、発電所に納入する場合と、製油所等を介さず直接発電所に納入する場合がある。一方、発電に使用される重油は基本的に低硫黄重油であり⁴²、石油会社や商社が産油国から調達し、一旦製油所等にて受入・貯蔵後、発電所に納入する場合と、そのまま発電所

図2-3 発電用石油の産油国から発電所までの流通経路



(出所)エネ研作成

⁴¹ 発電用石油とは、発電用原・重油をさす。

⁴² 高硫黄重油を燃焼する発電所もある。

に納入する場合がある。さらに、原油や重油を製油所で精製、もしくはブレンドして低硫黄重油を生産し、発電所に納入する場合がある⁴³。図2-3に、産油国から発電所までの一般的な発電用石油の流通経路を示す。

以上のことを踏まえ、今回の計画外停止が発生した本年7月から9月における東京電力の発電用石油調達の動きについて見ていくこととする。

2-3-1 追加調達方法

まず、LNGの場合と同様に、前年同期の実績と比較することにより、数量面でどの程度の追加調達量が必要となったかについて見ていくこととする。

表2-4は、東京電力の2006年と2007年のそれぞれ7～9月における発電用石油受入・消費実績である。これによれば、原油、重油共に大幅な受入・消費の増加が見られる。また、同期間における受入・消費実績の差異が、それぞれ受入と消費でほぼイコールの数字であることから、2007年に限って特段の在庫積み増し等を実施したわけではなく、LNGと同様に多く受け入れた分がそのまま消費に回ったことが窺える。

表2-4 東京電力の発電用石油の受入・消費実績(2006年7～9月、2007年7～9月)

(万kl)

		2006年			2007年			2007年－2006年			
		7月	8月	9月	7月	8月	9月	7月	8月	9月	7～9月計
原油	受入	12	12	10	18	23	25	6	11	15	32
	消費	6	7	8	16	20	21	10	12	13	35
重油	受入	31	26	19	40	73	63	8	47	44	99
	消費	24	27	24	40	78	60	16	51	37	103

(出所)東京電力ホームページ

次に、上述の原油・重油数量の調達について考察するため、日本全体での低硫黄原油⁴⁴(以下LS原油)、低硫黄C重油⁴⁵(以下LSC重油)の輸入、出荷等の状況を見てみる。以下の表2-5は、2006年と2007年のそれぞれ7～9月における日本全体での発電用LS原油の輸入量と出荷の実績である。これによれば、輸入は増加しており、出荷は減少している。

表2-5 日本のLS原油の輸入、出荷実績(2006年7～9月、2007年7～9月)

(万kl)

		2006年			2007年			2007年－2006年			
		7月	8月	9月	7月	8月	9月	7月	8月	9月	7～9月計
LS原油	輸入	144	100	115	172	123	123	28	23	8	59
	出荷	58	58	46	51	36	57	▲7	▲21	12	▲16

(出所)石油連盟

一方、同期間におけるLSC重油の輸入量と生産量、輸出量、及び出荷量について比較してみると、表2-6に示すとおり、まず、輸入量はほぼ同水準である一方で、生産量は2007年が72万klと大幅に上回っている。また、輸出についてはほぼ同水準となっている一方で、出荷については59万klと生産と同様大幅に増加している。なお、日本全体の原油処理量は、2006年が5,838万kl、2007年が5,825万kl⁴⁶と、ほぼ同水準となっている。

⁴³ これらの他に最近の傾向として、低硫黄原油・重油共に電力会社が直接産油国から石油を輸入するケースもある。

⁴⁴ 発電用として一般的なものと考えられる10油種[スラライト(メス)、シタ、デュル、ウイドリ、ライト・セア、バツホ、スゲン、ナイルブレンド、ワドゥ、スタグ]とする。

⁴⁵ 日本における低硫黄C重油の用途は、概ね発電用に限定される。

⁴⁶ 石油連盟統計資料より。

表2-6 日本のLSC重油の、輸入、生産、輸出、出荷実績(2006年7~9月、2007年7~9月)

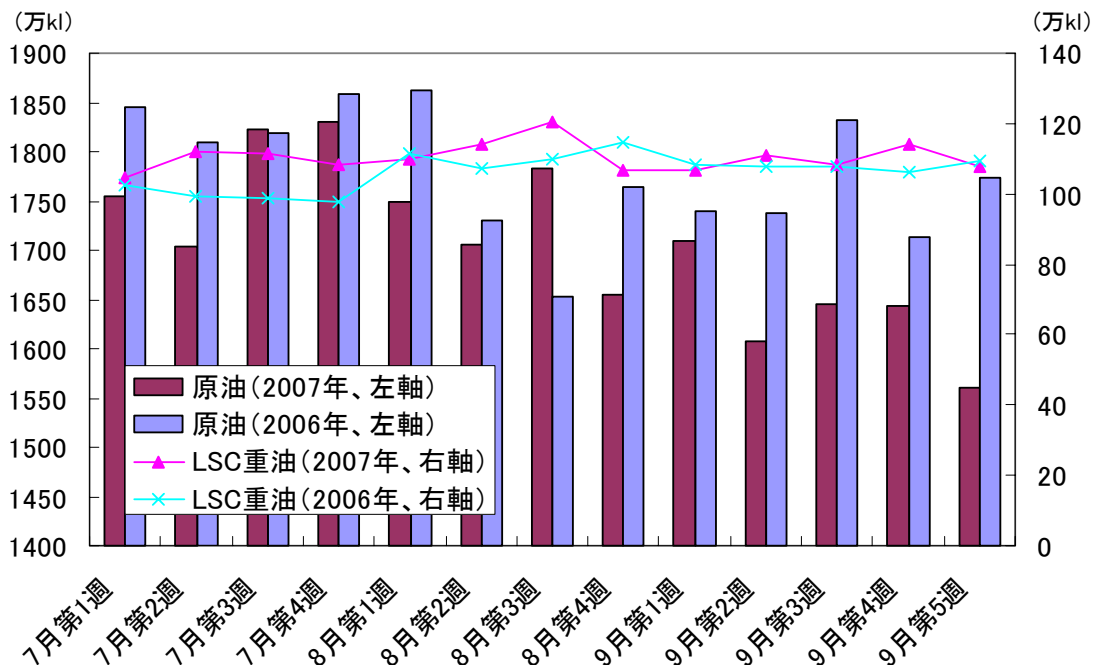
(万kl)

	2006年			2007年			2007年-2006年			
	7月	8月	9月	7月	8月	9月	7月	8月	9月	7~9月計
輸入	31	35	30	35	22	38	4	▲13	8	▲1
生産	32	54	51	42	74	93	9	21	42	72
輸出	0	0	0	1	0	1	1	0	1	1
出荷	66	72	85	64	88	129	▲2	17	44	59

(出所)石油連盟

図2-4は、同期間の原油⁴⁷とLSC重油の在庫水準を比較したものであるが、原油については2007年の方が低めに推移しているが、LSC重油についてはほぼ同水準で推移している。

図2-4 日本の原油、LSC重油の在庫推移実績(2006年7~9月、2007年7~9月)



(出所)石油連盟

以上のことから、7月の計画外停止以降9月までの発電用石油調達については次のように考えられる。

まず、LS原油については、前述のとおり、同期間の輸入量は増加しているため、基本的に輸入で対応した印象を受ける。しかし、一方で、産油国からの調達にかかるリードタイムを考えた場合、9月までに日本に到着するよう新たに数量、船舶等を手配することは難しいと考えられる。このため、石油会社及び商社が在庫⁴⁸で対応した可能性がある。

LSC重油に関しても、原油と同様に新規の輸入による調達にはリードタイムの制約がある。また、同期間の輸入量、輸出量、原油処理量及び在庫の差異が殆どなく、一方で、生産量と出荷量が大幅に増えていることから、製油所は他の石油製品の生産量を絞って対応したものと考えられる。

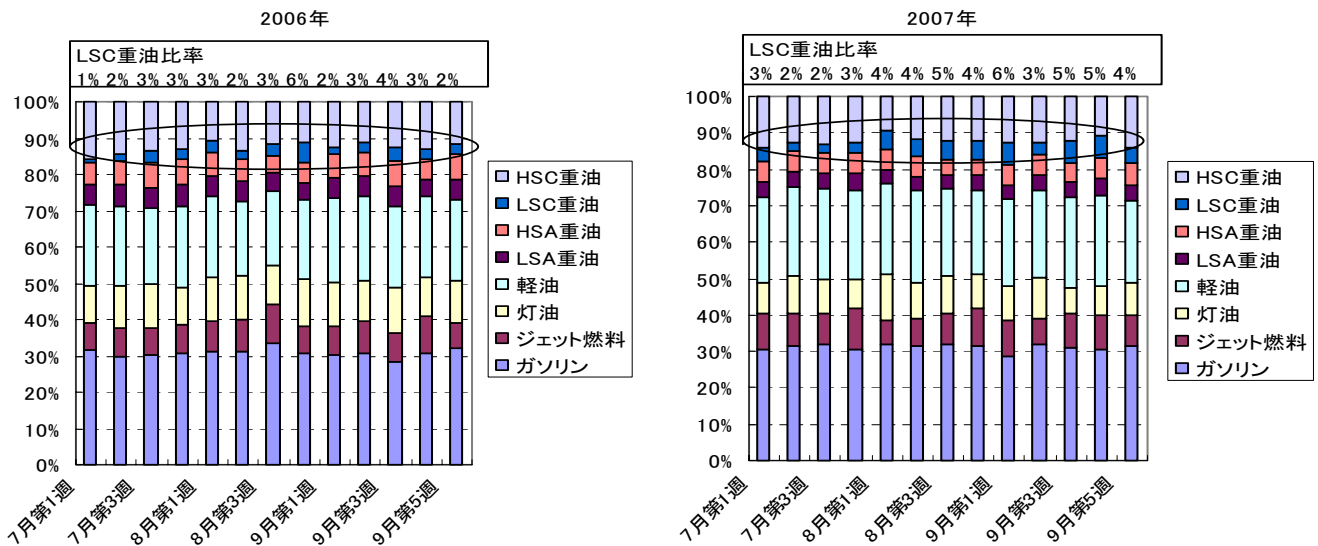
図2-5は、2006年と2007年の7~9月の間で、全国の製油所で生産された石油製品⁴⁹の割合を示している。ここからも2007年は、LSC重油の生産比率を上げ、他の製品の比率を下げて対応したことが見て取れる。

⁴⁷ ここでいう原油は、全ての油種の合計である。

⁴⁸ ここでいう在庫には、石油会社や商社が産油国から調達し、製油所等を介さず直接発電所に納入する場合も含むものとする。

⁴⁹ ナフサを除く。

図2-5 日本の製油所における製品別生産比率(2006年7~9月、2007年7~9月)

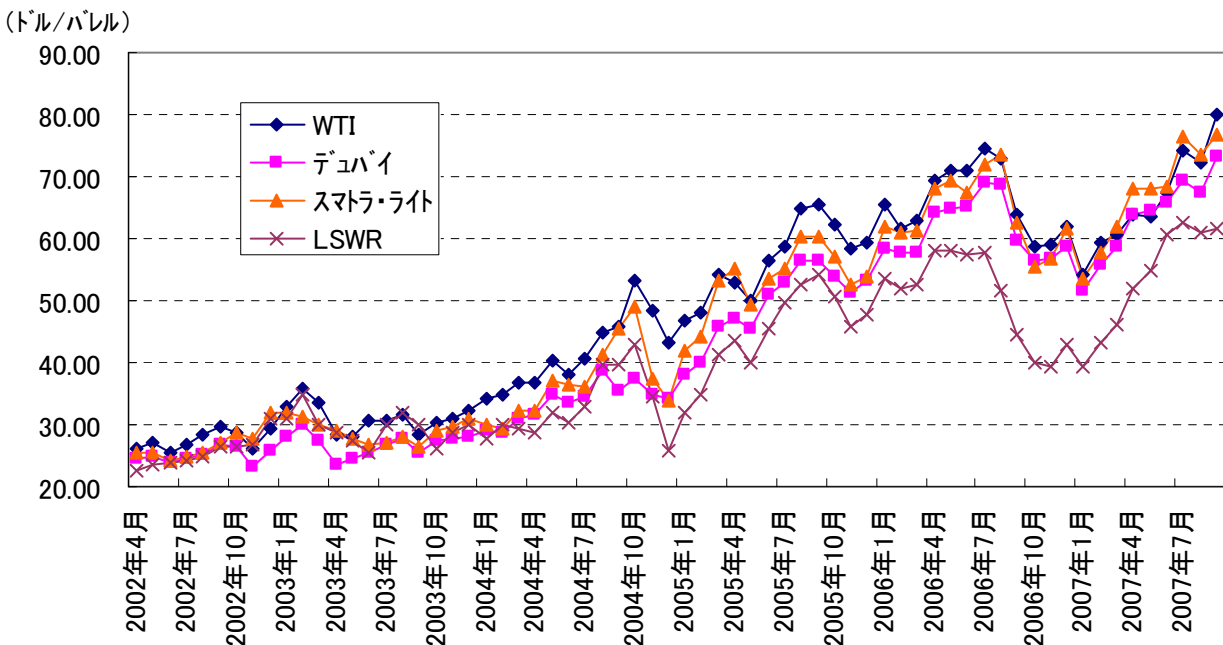


(出所)石油連盟

2-3-2 価格への影響

これまで、本年7~9月間における追加需要対応のための発電用石油の調達について数量面から見てきた。前述のとおり、原油については、国内在庫からの調達、重油については、製油所における増産分からの調達で対応したと考えられる。これらの調達によって石油価格にはどのような影響が出ているかという点について確認する。図2-6は、WTI、デュバイ⁵⁰、スマトラ・ライト⁵¹、LSWR⁵²の2002年4月~2007年9月の価格推移である。

図2-6 WTI、デュバイ、スマトラ・ライト、LSWRの価格推移(2002年4月~2007年9月)



(出所)IEA Weekly Oil Market 他

⁵⁰ 中東産原油のアジア市場向け指標原油。

⁵¹ 発電用LS原油として取引が多く、代表的な銘柄である。

⁵² Low Sulfur Waxy Residueの略称。LSC重油そのもの、あるいはLSC重油の原料となる重質留分で、アジアにおけるLSC重油の国際取引価格を見る際の指標となる。

WTI やデューバイの価格動向に関しては、まず原油には発電用に限らずさまざまな用途（製品）があり、発電用以外の製品需給の影響が大きいという点に注意が必要である⁵³。また、実際の需給に加えて、投資マネーの影響など様々な要因が作用するという側面もある。さらに、東京電力の石油追加調達量の市場シェアが限定的であるため⁵⁴、市場への影響力という意味においては、LNG と大きな違いがある⁵⁵。このため、東京電力や石油会社、商社が新規契約による調達を行ったとしても影響は限定的と考えられる。従って、9 月に価格が上昇しているものの、今回の同発電所計画外停止に伴う追加調達との直接的な関連性は低いと見られる。

一方で、スマトラ・ライトや LSWR は主な用途が発電用であるため、東京電力や石油会社、商社が新規契約による調達を進めた場合、需給が引き締まり、価格が上昇することが予想される。しかし、図 2-6 を見る限り、同発電所計画外停止が発生した 7 月以降、スマトラ・ライト及び LSWR の価格が突出して上昇した傾向はない。9 月までの日本到着分に関しては、原油は在庫対応、重油は生産対応であったとの分析を踏まえると、この傾向は妥当と言える。また、10 月以降の日本到着分についても、契約が成立した時点で価格に反映されるため、価格の動向を見る限り、現時点では原油、重油共に新規調達があったとしても影響は限定的であると見られる⁵⁶。

3. 国際市場への影響に関する試算

前章においては、同発電所計画外停止に伴う 2007 年夏期の電力需給、及び追加的な石油・ガス調達による化石燃料市場への影響についてレビューした。本章では、この計画外停止に関しては、電力業界全体での電力融通などの対応等もあったことから、日本全体としての視点に変えて分析する。ついては、821 万 kW にも及ぶ原子力発電停止の影響を代替発電電力量、追加燃料消費量・CO₂ 排出量について、いくつかの前提を置いて試算し、国際エネルギー市場に与える影響について考察するものとする。

3-1 821 万 kW の原子力発電停止に伴う代替発電電力量、追加燃料消費量・CO₂ 排出量の試算

本節では、821 万 kW の原子力発電停止に伴う代替発電電力量、追加燃料消費量・CO₂ 排出量について試算を行う。なお、本試算において当該原子力発電設備の元々の設備利用率は、平成 19 年度供給計画や過去 3 年間（2004～2006 年度）の同発電所設備利用率実績から想定している。なお、上記発電能力の年間停止を想定する場合、(A) 当該発電設備が 74.7%の利用率で運転した場合の電力量（＝停止により失われる電力量）(B) 当該発電設備が 85%の利用率で運転した場合の発電電力量（＝停止により失われる電力量）の 2 つを検討した。試算結果を表 3-1 に示す。

⁵³ 実際 2006 年度の日本の C 重油生産量は、石油製品全体の約 15%に過ぎない（資源エネルギー庁石油統計）。

⁵⁴ 仮に全て原油で調達された場合でも約 600 万 kl と、世界の原油年間貿易量（2006 年実績で約 30 億 kl：BP 統計 2007）の 0.2%に過ぎない。

⁵⁵ LNG 追加調達量約 250 万トン、世界の LNG 年間貿易量（2006 年実績で約 8,800 万トン：BP 統計 2007）の 2.8%に相当する。

⁵⁶ この点に関しては、LS 原油については、日本経済新聞（2007 年 9 月 8 日付）に、LSC 重油に関しては、IEA「OIL MARKET REPORT」（2007 年 9 月号）に、「同発電所計画外停止による東京電力の追加調達需要は、市場が期待したレベルよりも低かった」との記述がある。

表3-1 821 万 kW の原子力発電停止に伴う代替電力量、追加燃料消費量・CO2 排出量試算

試算項目	単位	2007年度 影響試算	年間停止 影響試算	
			ケースA	ケースB
821万kWの原子力停止によって失われる発電電力量	億kWh	404	536	611
日本の電気事業用発電電力量実績(2006年度)比	%	4.2%	5.5%	6.3%
石油火力代替発電電力量	億kWh	243	321	367
LNG火力代替発電電力量	億kWh	162	214	245
石油追加消費量(重油換算)	万kl	579	767	876
日本の発電用重・原油消費量実績(2006年度)比	%	39.0%	51.6%	58.9%
LNG追加消費量	万トン	254	337	384
日本の発電用LNG消費量実績(2006年度)比	%	6.7%	8.8%	10.1%
CO2追加排出量	万トン	2,374	3,145	3,590
日本のCO2排出量(1990年)比	%	1.9%	2.5%	2.8%

(出所) 平成 19 年度東京電力供給計画などよりエネ研試算

(注) 821 万 kW の原子力停止によって失われる発電電力量は以下の設備利用率を想定し試算

・ケース A : 過去 3 年 (2004 ~ 2006 年度) 同発電所の設備利用率実績 74.7%

・ケース B : 平成 19 年度電力各社供給計画における平均原子力設備利用率 (2011 年度以降) 85%

なお、2007 年度影響試算は、同発電所計画外停止以降の影響について試算したもの

試算の結果、停止発電電力量は 2007 年度において約 400 億 kWh、年間通して 821 万 kW の原子力発電が停止する場合においては、年間約 530 ~ 610 億 kWh となる。ここで通年停止した場合の停止発電電力量は、2006 年度の電気事業用発電電力量実績の約 5% から 6% に相当する。

また、代替電源について、2007 年度における東京電力の火力発電の供給力だけを見ても、他社受電を含め石油火力が約 1,200 万 kW、LNG 火力が約 2,400 万 kW⁵⁷あり、これら発電所の設備利用率は熱効率などにより設備毎に異なるが、平均すると石油火力が約 20%、LNG 火力が約 50% 程度であることから、電力量のみを考えれば、火力発電所の利用率を上げることで停止電力量の代替となると考えられる。なお、石炭火力については、ベース電源として元々高い利用率にて運転が計画され、追加発電余力が小さいことから、代替電源としては考慮していない。

代替発電については、価格が高騰している原油に比較し LNG が相対的に安価であることや、CO2 排出量などの環境負荷特性を勘案すると、石油火力よりも LNG 火力を優先的に稼働させることが合理的である。しかし、LNG 燃料は近年スポット取引量が増加傾向にあるものの、取引の多くは長期契約であり供給量の弾力性が大きくないことや、LNG 受入・気化設備容量の制約などから、追加調達の数量には限界がある。このため、LNG 火力による代替電力の割合を現実的な追加 LNG 調達可能量から、停止発電電力量の 40% と想定し、残り 60% を供給弾力性の高い石油を燃料とする石油火力にて発電するものとして算定している。

これら火力発電の分担比率により、追加で発生する燃料消費量を試算した結果、2007 年度の追加消費量は石油 (重油換算、以下同じ) 約 580 万 kl、LNG 約 250 万トン、年間停止する場合における追加消費量は、石油 760 ~ 880 万 kl、LNG 330 ~ 390 万トンとなった。年間停止する場合、石油の追加消費量は 2006 年度の日本の発電用重・原油消費量実績の約 51% ~ 59%、LNG 追加消費量は 2006 年度の発電用 LNG 消費量実績の約 8% から 10% に相当する量となる。

さらに化石燃料の消費に伴い CO2 の排出量も増加する。追加的に発生する CO2 排出量は、上記の燃料消費量に基づき、2007 年度で約 2,400 万トン⁵⁸、一年間停止することにより年間約 3,100 万トンから 3,600 万トンと試算される。これら排出量は、1990 年における日本全体の CO2 排出量の約 2% から 3% に相当する量である。

ちなみに、2007 年 8 月 10 日開催の産業構造審議会環境部会地球環境小委員会・中央環境審議会地球環境部会

⁵⁷ 平成 19 年度東京電力供給計画 2007 年度末電源構成より

⁵⁸ 東京電力は、同発電所停止分の電力を全て石油で代替する場合、2007 年度の CO2 追加排出量は約 2,800 万トンとしている。

の中間報告によれば、2010年の温室効果ガス排出量は、1990年比で0.9%から2.1%増加するとしている。しかし、この予測は原子力発電所の稼働率を88%程度と見積もっており、原子力の稼働率が低下する事象が発生すれば、排出量の増加は避けられない。

なお、世界銀行の見通し⁵⁹によると、2008年から2012年までの京都議定書第一約束期間における京都メカニズムのクレジットに対する需要は、約16億から26億トン-CO₂、一方、CDM⁶⁰・JI⁶¹による供給は約17億トン-CO₂とされている。ただし、この見通しには、旧東欧諸国が保有するとされている余剰排出枠が含まれておらず、今後の炭素市場の需給見通しは相応の幅を見る必要がある。今回の原子力停止によるCO₂排出量増加を含めて、日本が京都議定書の目標を達成していくためには、このような排出権取引を活用していく必要があるが、目標達成に向けた取組みはもはや排出事業者単独の問題ではなく、国全体としての対応や判断が求められる状況となっている。

以上のように、大容量原子力発電所の停止は、化石燃料の消費量やCO₂排出量目標達成へ与える影響は決して小さくない。逆に言えば、原子力発電が計画通り順調に高稼働率で運転することによる化石燃料依存度の低減やCO₂排出量削減の効果も小さくなく、従って、大容量原子力発電所が計画外停止をした場合、再稼働時期や稼働率により、化石燃料調達量やCO₂排出量実績に大きな差が生じることとなる。

次節以降では、これら燃料の追加調達が国際エネルギー市場へ与える影響や今後の見通しについて述べることにする。

3-2 LNG市場における今後の見通し

前章においては、今回の計画外停止に伴う東京電力のLNGの追加調達について、本年7~9月の期間における調達方法とその価格への影響について見てきた。結果として、現時点で定量的に把握できる範囲で大きな価格上昇要因とはなっていない。今夏のLNGスポット市場は、スポット調達を頻繁に行う欧米からの引き合いが強くなかったこともあり、価格面での折り合いがつけば、ある程度の追加調達は可能であったと考えられる。このような状況の中で東京電力はこれまでスポット調達を進めることができ、価格面における市場への影響も抑えることができたと考えられる。

一方で、アジア市場のスポット価格は、10、11月日本着価格で11\$/百万Btu台に上昇しているとの情報もある⁶²。今後、冬場の需要期に向けて東京電力以外の買主も含め買い増しを進めた場合、更なる価格上昇につながる可能性もある。例えば、アジア市場において東京電力と並ぶLNGの大口需要家である韓国ガス公社(KOGAS)は、例年冬場の需要期に向けて260万トン程度のスポット調達を行っている。しかし、今年は、3月から引取を開始したカタールとの新規長期契約(年間210万トン)があり、さらに現時点で韓国の今冬は暖冬と予想されている。このような状況の中、同社の今冬のスポット調達は、100万トン程度に留まるとの見通しもある。仮に、この見通しのとおりになれば、日本の電気事業者の追加調達は安定的に進められることが予想される。

しかし、韓国、日本が厳冬になれば、アジア市場におけるLNGの需給が引き締まり、スポット価格が上昇する可能性もある。また、この場合長期契約の更改交渉に影響が波及する可能性も考えられるため、LNG調達については、冬場にかけてのLNG価格及び需給の動向を十分注視しながら調達を進めていく必要がある。

3-3 石油市場における今後の見通し

前章においては、LNGと同様に、今回の計画外停止に伴う東京電力の原油、重油の追加調達について、本年7~9月の期間における調達方法とその価格への影響について見てきた。結果もLNGと同様に現時点で定量的に把握できる範囲で大きな価格上昇要因とはなっていない。前述のとおり、7~9月に期間については、調達にかかるリードタイムによる制約から、原油は国内在庫からの調達、重油は製油所における増産分からの調達で対応し

⁵⁹ 世界銀行「State and Trends of the Carbon Market 2007」より

⁶⁰ 先進国と途上国間での温室効果ガス削減プロジェクトであるクリーン開発メカニズム(Clean Development Mechanism)の略。

⁶¹ 先進国間の温室効果ガス削減プロジェクトである共同実施(Joint Implementation)の略。

⁶² 出所：電気新聞 2007年9月28日

たものと考えられる。10 月以降の調達分に関しても、LNG のスポット調達がこれまでのところ順調に進んでいることや、石油価格の動向からも大規模な新規調達は実施していないと推測される。

一方で、LS 原油の在庫については一定の限界がある。また、LSC 重油については、冬場の需要期に向けた灯油増産の状況等によっては LSC 重油増産に影響が出る恐れもある。従って、下期以降は新規契約による輸入を中心に対応する場合も考えられ、LS 原油や LSC 重油に関しては、これらが今後価格への上昇圧力として顕在化してくる可能性もある。日本の電気事業者は、石油、LNG 双方の価格を見ながら追加調達を進めていくものと考えられるが、LNG のスポット価格が大幅に高騰するような事態になれば、追加調達は石油にシフトし、結果として石油の価格に上昇圧力をかける可能性もある。

多様な電源を有し、一種類の燃料価格の高騰により発電コスト全体の大幅な上昇を招かないようリスク分散を図る電力会社としては、このように様々なケースを想定し、市場の動向を十分に注視していく必要がある。

4. 総括及びインプリケーション

2007 年 7 月 16 日に発生した新潟県中越沖地震による柏崎刈羽原子力発電所の計画外停止、及びその長期化は、多方面に多大な影響を与えている。1-2 節で述べたように、電気事業者は経済産業省と原子力安全・保安院の指示に基づき、耐震設計審査指針改訂に伴う耐震バックチェックを実施中であったが、その内容及び工程について大幅な見直しを余儀なくされた。この作業は本来、運転中原子炉の運転計画に直接影響するものではないが、トラブルにより計画外停止した原子炉については、耐震安全性に関する関係者の理解を得ることなく再起動することは現実的には困難と思われ、停止の長期化が予想される。併せて、異常発生時の防災計画や情報提供のあり方についても原子力事業者は姿勢を問われることとなっており、幅広い分野での対応が必要となるため、原子力事業者にとっては今後このため相当な要員と経営資源を投入して対応にあたることとなる。

2007 年夏期の最大電力発生時には供給・需要両面からの対策により予備率 4.1%で乗り切ったものの、いつも必要なときに必ず広域融通が可能であると保証されたわけではないことは、2 章で述べたとおりであり、緊急時の電力安定供給確保に関して課題が全く無いとはいえない。今回は緊急融通も含め、系統運用がスムーズに行われたが、今後周波数変換装置（FC）や直流交流変換装置を挟む地域間でも同様にスムーズに緊急融通及び系統バランス確保が行われるかが一つの鍵であるため、これが緊急時の電力安定供給確保に向けた課題のポイントとして考えられる。

エネルギー関係者にとって重要なのは、今回の計画外停止の影響が電力を超えて国際エネルギー市場に波及する可能性があることである。事業者は平時より、需要または供給の激変に備えて在庫水準の確保、製油所における製品比率の変更等の対策をしており、2007 年夏期については地震発生後わずか 1 ヶ月余りで需要ピークを迎えたにもかかわらず需給逼迫によると思われる市場混乱（価格の急騰等）は見られなかった。しかしながら停止が長期化し、本来ならば日本の発電電力量において重要な役割を担うはずの電源が長期間停止を余儀なくされることによる影響は、2 章及び 3 章で述べたように決して無視できない。

今回の計画外停止は奇しくも、原子力発電が化石燃料市場やその調達面、CO₂ 排出量削減にいかにも影響を及ぼすかを通して、日本の原子力発電が国際エネルギー市場とも一定のリンクを持っていることを示すこととなった。化石燃料市場への影響や CO₂ 排出問題への影響を鑑み、安全性の確保を最優先としながらも、計画外停止からの再起動をできるだけ早期に進められるよう、関係者全体としての今後の努力が期待される。更に、電気事業者のみならず全てのエネルギー関係者は、今回の柏崎刈羽原子力発電所のような大容量複数ユニットの長期停止が今後も生じる可能性を十分に認識し、それによる世界/アジアのエネルギー市場への影響を把握し、今後のリスクマネジメントに活用していく必要があるであろう。

お問合せ：report@tky.ieej.or.jp