

原子力発電所長期停止の経済影響に関する一試算

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

要旨

2012年の原子力規制委員会発足、及びそれに伴う原子力規制基準の改訂にあたり、原子力規制委員会は、「事業者は、新規制基準適合審査を受けなくてはならない。それに合格したプラントは再稼動することができる」との方針を示した。これにより、事実上、全ての原子力発電所は新規制基準適合性審査を申請し適合性を認可されたのちにしか再稼動できない状況となり、結果的に長期停止状況に入った。2018年6月現在、新規制基準のもとで認可を得て再稼動したプラントは9基にとどまっている。福島事故後2017年度までの間に、原子力発電所の停止によって発生した追加的化石燃料調達費用等による発電費用増加分は累計で9.8兆円にも及ぶ。

本稿では、この長期停止（以下「モラトリアム」）につき、その経済的な影響について機会費用の概念に基づき試算した。モラトリアム期間は今後の停止期間も含め最長で10年と仮定し、現在残る既設炉35基についてモラトリアムに相当する期間にかかる化石燃料取得費用を試算し、それと原子力発電費との差分となる電力費用削減分を算出すると、燃料費のみでも4.7兆円（化石燃料価格の不確実性を考慮すると2.9～6.2兆円）、これに炭素価格分を加算すると11.0兆円（同9.3～12.6兆円）となった。

世界に眼を転じると、米国のように80年までの稼働延長を目指す動きも決して例外的ではない。仮に80年までの運転を認めた場合には、その経済効果は上記の単純合計値20兆円を超えると見ることもでき、原子力発電所の稼働の影響の大きさが伺える。

1. はじめに

本論文は、2011年以降多数の原子力発電所が当初の予想を超えて長期停止している現実を踏まえ、その長期停止が持つ経済的な影響の試算を試みたものである。なお、本論文は、長期に亘るモラトリアムに関して、あくまで仮想的にこの期間が運転再開後に（実際に運転していなかった期間として）法律に定められた運転年数に加算されると仮定した場合、どの程度の費用節減効果を得られるのかを試算するものである。

原子力規制委員会は2012年9月の発足後、原子力規制基準の改訂作業に着手した。2013年3月、原子力規制委員会は、「事業者は、新規制基準適合審査を受けなくてはならない。それに合格したプラントは再稼動することができる」という方針を示した。この方針には特に根拠となる法規制はなかったが、全ての原子力発電所は、この方針に沿って順次停止されることとなった。

当初は、1基あたりの審査期間が「5ヶ月（約半年）程度」と予想されていたこともあり、敷地内破砕帯の活動性について追加的調査を要求されていた一部の事業者を除くほとんどの電気事業者が、自社のプラントの再稼動時期を2013年～2015年頃と想定していた²。防潮堤等の大規模工事も2015年度中には完了する予定であり、その工事と並行して適合性審査も進捗するものと考えていたからである。

しかしながら、実際には新規制基準への適合性が認可されるまで予想を超える時間を要することとなった。適合第1号となった九州電力・川内1号機が発電開始したのは適合性審査申請から767日後の2015年8月14日であったが、川内2号機は同835日後、高浜3号機は938日後、伊方3号機は1,134日後、・・・と、後続プラント

¹ 2013年3月19日、第33回原子力規制委員会 資料 8-1「原子力発電所の新規制施行に向けた基本的な方針（私案）」
(<http://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/11036037/www.nsr.go.jp/data/000047352.pdf>)

*ただし、本資料はその後の委員会の議論を経て改訂されている。改訂版は原子力規制委員会会議、2014年5月14日「新たな規制を導入する際の施行時期の取扱い等に関する確認」における「資料」を参照。（<http://www.nsr.go.jp/data/000058874.pdf>）

² 例えば北海道電力（株）は2013年4月24日付プレスリリース「電気料金値上げ申請について」における原価算定根拠の一つとして、泊発電所各ユニットの再稼働時期を次のように想定している：1号機＝2013年12月、2号機＝2014年1月、3号機＝2014年6月。（http://www.hepco.co.jp/info/2013/_icsFiles/afiedfile/2013/04/24/detail_pricerevise.pdf, p.13）

の発電開始までのリードタイムは長引く一方となった。9基目の再稼働プラントとなった玄海4号機の発電開始までのリードタイムは1,803日であり、現状、新規性基準下で発電を再開するまで、5年近く（あるいはそれ以上）のリードタイムを要する状況となっている。

表1 2011年以降発電を再開したプラントにおける適合性審査申請から発電開始までのリードタイム（日）

ユニット	申請	発電開始	リードタイム（日）
川内1	2013/7/8	2015/8/14	767
川内2	2013/7/8	2015/10/21	835
高浜3	2013/7/8	2016/2/1	938
伊方3	2013/7/8	2016/8/15	1134
高浜4	2013/7/8	2017/5/22	1414
大飯3	2013/7/8	2018/3/16	1712
玄海3	2013/7/12	2018/4/18	1741
大飯4	2013/7/8	2018/5/11	1768
玄海4	2013/7/12	2018/6/19	1803

審査長期化により運転を長期停止したこの長期停止（以下「モラトリアム」という）に対応して、原子力発電の代替発電手段として多くの化石燃料が使用され、電力コストの上昇を招いた。福島事故後2017年度までの間にモラトリアムによって発生した追加的な化石燃料調達費用等による発電費用増加は、累計で9.8兆円にも及ぶ規模となっている。本論文では、モラトリアムの経済的な影響について、機会費用の概念に基づき、試算を行うこととした。本論文では、予想を超えて長期に亘るモラトリアムを踏まえ、あくまで仮想的なケースとして、この停止期間が実際にプラントが運転していなかった期間として運転期間から控除され、運転再開後の将来においてモラトリアム期間分の運転が追加的に認められる場合があるとすれば、この期間中に削減可能となる化石燃料取得費用等を試算することで、モラトリアム期間相当の運転延長が電力コスト削減効果等に関して、どのような経済価値を持ちうるかを算出することを目的としている。

2. 試算方法

2-1 「モラトリアム」定義の考え方

前述の目的に鑑みれば、「モラトリアム」は「あるプラントが原子力規制委員会の方針に基づき、新規性基準適合審査の下で、運転できなかった期間」と定義されるべきである。現在も適合性審査は続いており、未申請のプラントもある中、この期間が最終的に何年に及ぶかは誰も予測できない。試算上、モラトリアム期間は10年でも20年でも任意の値を設定可能である。

現実には最初の新基準適合性審査申請から5年を経過しようとしている現在において廃炉の決定がなされたプラントは福島第一・第二発電所以外では9基にとどまること、原子力発電は通常よりもスパンの長い事業と考えられていること等を考慮し、ここではその“使用できない期間”すなわちモラトリアムの上限を10年と想定した。

なお、原子力発電所の運転寿命に関する諸外国³の法令を概観すると、日本のように最大60年間に寿命を限定する事例は見られず、部品の交換や定期点検を経て新設炉と同等の安全性を有するものを再び運転するという原子炉技術に基づく運転延長の前提に基づき、時間経過ではなく、科学的見地から見た安全性の観点で事実上の寿命が決定されていることが伺える。

例えば、米国では、原子力発電所の当初運転期間について40年と定めるものの、事業者が運転期間の延長を申請し規制当局がその安全性を確認した場合、20年間の運転延長が可能であると定められており、また、運転延長申請の回数については、上限の定めがなく、延長申請を重ねることで60年間、80年間と運転期間を延長するこ

³ 日本、中国、ロシア、ウクライナを除く原子炉基数上位5カ国（米国、英国、仏国、カナダ、韓国）を対象とした概観。中国に関しては、立地する原子力発電所の平均年数が低い点、ロシア、ウクライナについては、原子炉の設計概念や安全思想の点で上記5カ国および日本との相違が大きい点を考慮し、比較検討の対象外とした。

とが可能な規定である他、英国、仏国、カナダ、韓国に関しては、寿命に関する規定が存在せず、定期的を実施される安全レビューにより安全性が確認された原子力発電所については、運転が可能であるとされている。

このことから、上記のモラトリアム期間を考慮した運転期間の延長に関して、科学的な安全性が確認された場合、運転延長を可能とすることは、諸外国の事例に照らして一定の合理性があるものと考えられることができる。また、付言すれば、諸外国の例に拠れば、モラトリアムの有無によらず、科学的な安全性が確認されたプラントに関しては、60年を超えて運転することが可能である点についても留意が必要であろう。

プラントごとのモラトリアム期間は、2018年6月30日現在、認可を得て再稼働（発電再開）済みかそうでないかにより以下のとおり分類できる。

1) 認可を得て再稼働済み：川内1/2号機、高浜3/4号機、伊方3号機、大飯3/4号機、玄海3/4号機の9基

これらについては「2011年3月11日以降最初の停止日から、新基準への適合性認可を得て最初に発電再開した日」までをモラトリアムとする。なお、高浜3号機及び伊方3号機については、停止期間として、運転停止仮処分に従った停止期間もあるが、これは厳密には上記の定義と合致しないため、モラトリアムには含めない。高浜4号機については適合性審査の最終段階が仮処分停止期間となっているため、発電再開の日までをモラトリアムとする。また、大飯3/4号機は一度、旧基準の下でストレステストに合格して再稼働している期間があるため、これもモラトリアム期間からは除外する。

2) 審査中または未申請で認可を得ておらず、発電再開に至っていない：1)の9基を除く既設炉26基

これらについては一律10年をモラトリアムとする。なお、東京電力福島第二原子力発電所の4基については、正式な運転終了はなされていないものの、6月14日に東京電力社長より「廃炉の方向で検討する」旨の発言があったことから、この既設炉26基には含めない。

以上を踏まえ、プラントごとのモラトリアム期間、及びその日数中の平均設備利用率を70%とした場合の発電電力量を一覧表に示す。

表2 プラントごとのモラトリアム期間と発電電力量

事業者	発電所	出力 (万kW)	2011.3以降 停止日	発電 開始日	停止期間(日)	発電電力量 (万kWh)
日本原電	東海第二	110.0	2011/3/11	-	3,653	6,750,744
	敦賀2	116.0	2011/5/7	-	3,653	7,118,966
北海道電力	泊1	57.9	2011/4/22	-	3,653	3,553,346
	泊2	57.9	2011/8/26	-	3,653	3,553,346
	泊3	91.2	2012/5/5	-	3,652	5,595,448
東北電力	女川1	52.4	2011/3/11	-	3,653	3,215,809
	女川2	82.5	2011/3/11	-	3,653	5,063,058
	女川3	82.5	2011/3/11	-	3,653	5,063,058
	東通1	110.0	2011/3/11	-	3,653	6,750,744
東京電力	柏崎刈羽1	110.0	2011/3/11	-	3,653	6,750,744
	柏崎刈羽2	110.0	2011/3/11	-	3,653	6,750,744
	柏崎刈羽3	110.0	2011/3/11	-	3,653	6,750,744
	柏崎刈羽4	110.0	2011/3/11	-	3,653	6,750,744
	柏崎刈羽5	110.0	2012/1/25	-	3,653	6,750,744
	柏崎刈羽6	135.6	2012/3/26	-	3,652	8,319,548
	柏崎刈羽7	135.6	2011/8/23	-	3,653	8,321,826

事業者	発電所	出力 (万 kW)	2011.3 以降 停止日	発電 開始日	停止期間(日)	発電電力量 (万 kWh)
中部電力	浜岡 3	110.0	2011/3/11	-	3,653	6,750,744
	浜岡 4	113.7	2011/5/13	-	3,653	6,977,814
	浜岡 5	138.0	2011/5/14	-	3,652	8,466,797
北陸電力	志賀 1	54.0	2011/3/11	-	3,653	3,314,002
	志賀 2	120.6	2011/3/11	-	3,653	7,401,270
関西電力	美浜 3	82.6	2011/5/14	-	3,653	5,069,195
	高浜 1	82.6	2011/3/11	-	3,653	5,069,195
	高浜 2	82.6	2011/11/25	-	3,653	5,069,195
	高浜 3	87.0	2012/2/20	2016/2/1	1,442	2,107,627
	高浜 4	87.0	2011/7/21	2017/5/22	2,132	3,116,131
	大飯 3	118.0	2013/9/2	2018/3/16	1,656	3,282,854
	大飯 4	118.0	2013/9/15	2018/5/11	1,699	3,368,098
中国電力	島根 2	82.0	2012/1/27	-	3,653	5,032,373
四国電力	伊方 3	89.0	2011/4/29	2016/8/15	1,935	2,893,212
九州電力	玄海 2	55.9	2011/3/11	-	3,653	3,430,605
	玄海 3	118.0	2011/3/11	2018/4/18	2,595	5,144,328
	玄海 4	118.0	2011/12/25	2018/6/19	2,368	4,694,323
	川内 1	89.0	2011/5/10	2015/8/14	1,557	2,328,026
	川内 2	89.0	2011/9/1	2015/10/21	1,511	2,259,247

3. 化石燃料節減効果

3-1 試算方法及び条件

2. で述べた方法により算出した原子力発電量（延長分）をもとに、稼働延長による発電費用節減額を以下の式によって算出した。

$$\Delta C = \sum_t \sum_{i \in T_i} (ff_{i,t} + cf_{i,t} + of_{i,t} - fn_{i,t} - on_{i,t}) e_{i,t} \quad (1)$$

ここで ΔC : 累計費用節減額、 $ff_{i,t}$: 代替発電の燃料費単価、 $cf_{i,t}$: 代替発電の CO₂ 対策費単価、 $of_{i,t}$: 代替発電の運転維持費単価、 $fn_{i,t}$: 原子力発電の核燃料サイクル費単価、 $on_{i,t}$: 原子力発電の運転維持費単価、 $e_{i,t}$: 原子力発電量であり、 i はプラントを示す添字、 t は年を示す添字、 T_i はプラント i が追加的に稼働する年の集合である。

代替発電としては、石炭火力発電及び LNG 火力発電を考慮した。なお、長期の地球環境対策の観点から、2050 年、もしくはそれを超える将来においては野心的な温室効果ガス削減目標の達成を考慮する必要がある。その場合でも電力の安定供給性の観点から、一定程度の火力発電が維持される可能性が高いが、その一方で同時に CCS 付き火力発電や輸入水素発電など、より高価な発電技術の導入が求められる可能性もある。現状で 2050 年以降の将来を正確に見通すことは難しいことから、ここでは仮に、CO₂ 対策費用相当分を含んだ火力発電を代替発電手段として計算することとした。本試算はこのような簡略化に基づくものであり、正確な評価はより詳細な検討を要することに注意する必要がある。

石炭・LNG それぞれの価格については、国際エネルギー機関 (International Energy Agency : IEA) の World Energy Outlook 2017 (WEO2017) の新政策シナリオ (New Policies Scenario : NPS) における価格想定を参照し、2080 年まで外挿することにより用いた。また CO₂ 価格についても同じく WEO2017 の NPS による想定を 2080 年まで外挿した。為替レートは 2017 年平均の 112 円/ドルを用いている。燃料価格及び CO₂ 価格の想定を表 3 に示す。

表3 燃料価格及びCO₂価格の想定

		2016	2030	2040	2050
石炭	2016年価格ドル/t	72	85	87	88
LNG	2016年価格ドル/MBtu	7.0	10.5	10.6	10.6
炭素価格	2016年価格ドル/tCO ₂	33	48	48	48

ここで、 ff_{it} 及び cf_{it} を計算するために必要な発電効率、発熱量及びCO₂排出係数については、発電コスト検証ワーキンググループによる想定値を用いた。また、代替電源及び原子力発電の運転維持費単価 of_{it} 及び on_{it} と原子力発電の核燃料サイクル費 ff_{it} についても、発電コスト検証ワーキンググループによる想定値をそのまま適用した。代替発電としてはケース1（全て石炭火力で代替した場合）、ケース2（全てLNG火力で代替した場合）及びケース3（石炭・LNGを1：1の比率で混合した場合）の3通りを想定した。

また参考のため、化石燃料費の不確実性に伴う変動幅について、WEOの低価格ケース（Sustainable Development Scenario：SDS）と高価格ケース（Current Policies Scenario：CPS）に基づいた幅として示した。

3-2 試算結果

費用節減額（ ΔC ）の試算結果を表4に示す。

表4 累計費用節減額の試算結果

単位：2017年価格兆円

	ケース1（石炭代替）	ケース2（LNG代替）	ケース3（混合）
燃料費のみ	1.5 (0.6~3.2)	7.8 (5.3~9.2)	4.7 (2.9~6.2)
燃料費+炭素価格分	10.3 (9.4~11.9)	11.8 (9.3~13.2)	11.0 (9.3~12.6)

ここに示すように、炭素価格分を含めた累計費用節減額はケース1（石炭火力代替）で10.3兆円、ケース2（LNG火力代替）で11.8兆円、ケース3（混合）で11.0兆円となる。これは2017年の日本のGDPのそれぞれ1.9%、2.1%及び2.0%に相当する。

4. 結論

震災以降、各地の原子力発電所が長期的に停止したことにより、莫大な国富流出と電力コストの上昇を招いたことは度々指摘されてきた。この電力コスト上昇分は製品やサービスの価格に転嫁され、消費者の負担増につながっている。本稿では、いまだ長期停止が続いている上場を踏まえつつ、モラトリアムがもたらす経済的な影響に関して、将来の電力コスト削減の可能性という観点から、あくまでも仮想的なケースとして、モラトリアム期間をプラントの運転年数に加算する場合を仮定し、その経済価値を試算した。試算前提により累計費用節減額には大きな幅が生じるものの、燃料費のみでも4.7兆円（化石燃料価格の不確実性を考慮すると2.9~6.2兆円）、これに炭素価格分を加算すると11.0兆円（同9.3~12.6兆円）となった。これはモラトリアム期間の化石燃料調達費用等による発電費用増加分、累計9.8兆円に匹敵する大きな効果である。

上述の通り米国では既に80年までの稼働延長が検討されており、諸外国の規制もそれを禁止するものではない。モラトリアム期間、もしくは稼働延長期間の20年間の発電所稼働は、上記の単純合計値20兆円を超える経済影響に相当すると考えることもできる⁴。原子力発電所の稼働は国民経済に大きな影響を与えるものであり、科学的な議論を踏まえた適切な政策決定が望まれる。

以上

⁴ 正確には原子力発電所の寿命延長は追加的な投資を必要とするため、これは大まかな概算であることに留意する必要がある。