

5. 使用済燃料プールの満杯による原発停止に伴うコスト

日本原燃株式会社



(2011年3月末時点)

発電所名	1取替分 (tU) ※1 (A)	使用済燃 料貯蔵量 (tU) (B)	管理容量 (tU) (C)	再処理工場		六ヶ所 再処理量 (tU) (E)	六ヶ所再 処理工場から SFを各発電所に返送し た場合の管理容量(tU) (F)=(C)-(B)-(D)-(E))	発電所停止に至る までの期間(年) ※2 (F)/(A)*12/16)	停止時期 停止期間を 切り上げて算定
				への既搬出量 (tU) (D)	再処理量 (tU) (E)				
北海道	泊	372	1,005	112	112	521	521	13.9	2026年度～
東北	女川	60	417	794	109	276	276	6.1	2019年度～
	東通	30	63	436	0	373	373	16.6	2029年度～
東京	福島第一							※1	
	福島第二							※1	
中部	柏崎刈羽	230	2,271	2,909	144	494	494	2.9	2015年度～
	浜岡	100	1,144	1,739	268	361	361	4.8	※2 2019年度～
北陸	志賀	50	118	688	15	555	555	14.8	2027年度～
	美浜	50	371	672	176	142	142	3.8	2016年度～
関西	高浜	100	1,203	1,729	379	259	259	3.5	2016年度～
	大飯	110	1,375	2,016	240	401	401	4.9	2017年度～
中国	大島	40	393	598	124	81	81	2.7	※3
	伊方	60	564	936	167	205	205	4.6	2017年度～
九州	玄海	100	838	1,065	356	17	-112	-1.5	2012年度～
	川内	50	847	1,287	89	46	397	10.6	2023年度～
原電	敦賀	40	579	862	145	138	138	4.6	2017年度～
	東海第二	30	374	435	44	17	17	0.8	2013年度～
合計	1,360	10,929	17,171	2,368	234	4,108			

※1 福島第一、第二発電所は再開を見込まないものとする

※2 浜岡3,4,5号機は2014年度から運転を再開した場合を考慮

※3 島根発電所は3号機の運転開始に伴い、試算にあたっては発電所停止に至らないものと仮定

18

5. 使用済燃料プールの満杯による原発停止に伴うコスト

日本原燃株式会社



原子力発電所の停止分を補うために、火力発電所のみで代替を仮定するが、その際、以下
 のように発電所の停止分を新設を想定し、①焚き増しの場合と②焚き増し及び新
 設を想定した場合の2通りについて算定する。

1. 既存火力発電所の焚き増しについて、石炭火力は、既にベースロード
 として運転中であり、焚き増し余地は少ないため、LNGのみで代替するケース、
 石油とLNG双方で代替するケースを想定する。焚き増しに係る不確実性は以
 下のとおり。
 - ① 通年運用停止発電設備は、対応可能 (主として重油)
 - ② 長期計画停止発電設備の再開には、大規模の補修工事が必要。
 - ③ 環境制約(地元自治体との公害防止、大規模の補修アセスメント)によ
 り、焚き増しに制限がある場合がある。
 ・環境アセスメントにおいて、利用率70%を記載している例あり。
 ・条例・公害防止協定で排出物の年間総量が定められている例あり。
 - ④ 燃料確保の問題
 ・市場に大きな影響を及ぼし調達コストの大幅な増加のおそれ

↓

想定条件：現実的に大幅な焚き増しは困難であるものの、仮想的にLNGのみ、又は石油
 及びLNG双方にて焚き増し可能として試算する。燃料費はコスト等検証委員会より提示
 されている値を使用する。

19