

六ヶ所再処理工場で高燃焼度使用済燃料は再処理可能か

六ヶ所再処理工場の設置許可申請書記載内容

濃縮度：

照射前燃料最高濃縮度 5wt%

使用済燃料集合体平均濃縮度 3wt%以下

使用済燃料最終取り出し前の原子炉停止時からの期間（冷却期間）：

再処理施設に受け入れるまでの冷却期間：1年以上

せん断処理するまでの冷却期間：4年以上

使用済燃料集合体最高燃焼度：55,000MWd/t・Upr（照射前金属ウラン重量1t当たり総発熱量）

なお、1日当たり再処理する使用済燃料の平均燃焼度は45,000MWd/t・Uprとする。

再処理能力：

年間の最大再処理能力 800tUpr

1日当たりの最大再処理能力 4.8tUpr

(1)使用済燃料の受け入れ、貯蔵、せん断および溶解施設の計量前中間貯槽までは集合体最高燃焼度が55,000MWd/t・Uprまでの使用済燃料を処理できるが、溶解施設の計量・調整槽以降、分離、精製、高レベル廃液処理、ガラス固化、U・Pu混合脱硝、U・Pu混合酸化物貯蔵、ガラス固化体貯蔵のすべてで、1日の平均燃焼度が45,000MWd/t・Upr以下でなければならない。再処理工程の連続性を考慮すれば、設置許可申請書添付書類6の安全設計条件で想定しているように、受け入れ～溶解施設の計量前中間貯槽においても、1日平均や1年平均では平均燃焼度を45,000MWd/t・Upr以下とすることが必要になる。つまり、PWR原発で現在標準化している集合体燃焼度48,000MWd/t・Uprの高燃焼度使用済燃料を再処理するためには、30,000～40,000MWd/t・Uprの前世代使用済燃料と混合して再処理しなければならない。

PWR：39,000MWd/t・Upr（～1988年頃）、48,000MWd/t・Upr（1988年頃～）、

55,000MWd/t・Upr（大飯原発で1997～2002年に先行照射）

BWR：33,000MWd/t・Upr（3.0%、1987年頃～）、39,500MWd/t・Upr（3.4%、1991年頃～）、

45,000MWd/t・Upr（3.7%、1999年頃～）

使用済核燃料に含まれるアクチニド同位体の百年後の組成（百億Bq/tHM-使用済核燃料）

アクチニド 同位体	燃焼度 33,000MWd/tHM		燃焼度 53,000MWd/tHM	
	ウラン燃料	MOX燃料	ウラン燃料	MOX燃料
ネプツニウム237	1.72(1.00)	2.74(1.59)	6.39(3.72)	10.9(6.34)
アメリカシウム241	15700 (1.00)	75500 (4.81)	35900 (2.29)	321000 (20.4)
キュリウム242	17.7 (1.00)	263 (14.86)	77.6 (4.38)	2220 (125)
キュリウム244	133 (1.00)	1770 (13.31)	1910 (14.36)	22600 (170)
発熱量 kW/tHM	10年後	約 1.0 (1.0)	約 1.7 (1.0)	約 4.8 (2.8)
	百年後	約 0.3 (1.0)	約 0.5 (1.0)	約 2.0 (4.0)

(2)冷却期間は、受け入れ時1年以上、せん断処理時4年以上が必要であり、燃料装荷時点からせん断処理までの期間は、15ヶ月サイクルを想定すると、PWRでは8年以上、BWRでは9年以上が必要になる。高燃焼度燃料になれば、崩壊熱が高く(10年後でも1.5～1.7倍)、放射線量も高いため冷却期間を一層長くとらなければならない。つまり、高燃焼度燃料を低燃焼度燃料と混合処理するためには、高燃焼度燃料が搬出可能になるまで低燃焼度燃料の六ヶ所再処理工場への搬出・再処理実施を遅らせる必要がある。それは、使用済燃料の原発内貯蔵量が増大することになり、制約が大きい。

(3)英仏での商業的な再処理実績のほとんどが低燃焼度使用済燃料であり、日本が委託した再処理も低燃焼度使用済燃料であり、高燃焼度使用済燃料の再処理実績は45,900MWd/tまでの約200tUと乏しい。IAEA Yearbook 1997によれば、高燃焼度燃料やMOX燃料の商業的再処理はプルトリウムやアクチニドの含有量が多くなり、技術的に困難でコスト高になるため、フランスではこれらの商業的再処理は当面考えられていない。ちなみに、ラ・アーグ再処理工場で許可された使用済燃料の燃焼度はバッチで47,000MWd/tUpr、集合体で52,500MWd/tUprである。東海再処理工場では4%濃縮・燃焼度28,000MWd/tUprまでしか再処理できないなど実績が乏しい中、六ヶ所再処理工場では平均45,000MWd/t・Upr規模の高燃焼度使用済燃料の再処理がうまくいく保証はない。また、抽出されたプルトリウムの品質は高燃焼度ほど劣化(全Puに対する核分裂性Puの割合が低下)するため、混合再処理はMOX燃料加工やプルサーマルにおいて不利になる。

原子炉から取り出した使用済核燃料に含まれるプルトリウムの同位体組成(量の割合%)

同位体	核兵器級プルトリウム		燃焼度別原子炉級プルトリウム		
	スーパーグレード	核兵器級	33,000MWd/t	45,000MWd/t	55,000MWd/t
Pu238	0	0	1.4	2.4	3.3
Pu239	97～98	93～97	59.3	53.8	51.3
Pu240	2～3	3～7	20.9	22.0	22.0
Pu241	0	0	14.2	15.5	16.0
Pu242	0	0	4.2	6.3	7.4

使用済MOX燃料に対する再処理実績は、フランスでも4.1万MWd/tUprまでであり、それもMOX燃料とウラン燃料のプルトリウムを1:6～10の比で混合し、ウラン燃料のプルトリウムと大差ないようにして再処理している。東海再処理工場では使用済MOX燃料の再処理実績は1.74万MWd/tUprにすぎない。通産省によれば(1998.9.30)、再処理された使用済燃料の最高燃焼度は以下の通り：

- 使用済MOX燃料 41,000MWd/tまで 数体のみ
- 使用済ウラン燃料 45,900MWd/tまで 約200tU

使用済MOX燃料の再処理実績(関西電力による説明資料：福井県安全管理協議会1998.3)

	仏		日本(動燃東海)
	APM - マルクール	UP2 - ラ・アーグ	
再処理量(t)	約2.1	約4.7	約10.4
再処理期間	1991年末～92年末	1992年11月	1997年3月末現在
Pu-fis 富化度(%)	4.1	4.1～4.4	1.4(U235を含む)
燃焼度(MWd/t)	34,000	33,000～41,000	6,600～17,400

注：仏での再処理量計約6.8t(燃料集合体10数体)を見ても、試験的な再処理に過ぎないことがわかる。

(4)最大再処理能力は、800tUpr/年、4.8tUpr/日であり、再処理能力4.8tUp/日は、最近の実績ではPWR(美浜、大飯、高浜)10～14体/日、BWR(敦賀)28体/日に相当し、1系列1体のせん断・溶解処理方式でも1日当たり混合処理上の制約は生じない。

：美浜1号 0.34tU/体、美浜2号 0.40tU/体、美浜3号・大飯1～3号・高浜1～3号 0.46tU/体、敦賀1号(BWR)：017tU/体

(5)六ヶ所再処理工場の建設費は2兆1400億円に高騰し(1999.4.26)、今年の電気事業者による解体・放射性廃棄物処分を含む総操業費試算によれば5兆円にもなる。これを再処理料金にそのまま上乘せすれば、再処理費用は極めて高くなり、事前6割見積もりの再処理引当金では全く不足し、再処理費用の政府支援が不可欠になる。電力自由化の一層の促進が議論される途上で、電気事業者が原発建設や六ヶ所再処理工場操業への政府援助を求めているのも、そのためである。

今年度の日本原燃の300億円の増資(増資後1700億円)には株主97社の半数の株主、鉄鋼、化学、セメント、生損保の全30社、新生銀行など銀行7社、東洋エンジニアリングなど機械4社、商社3社、造船・非鉄金属各2社、計48社が応じず、増資拒否分を電力9社+日本原電が出資比率に応じて肩代わりし、電力10社の出資比率が71.0%から73.6%へ上昇した。

再処理工場の操業を予定通り強行すれば、結果としてMOX燃料費が高くなる。しかも、高燃焼度使用済燃料を優先的に混合再処理すれば、MOX燃料の品質が劣化し、安全規制のプルトニウム富化度8%を超える可能性があり、また、MOX燃料加工・取り扱い上の被爆問題が深刻になる。

日本原燃の株主構成(うち増資拒否社数)出資比率(増資後の2001.12現在)

電力10社(0) 73.6%	機械 7社(4) 2.6%	鉄鋼 5社(5) 1.0%	化学7社(7) 0.5%
銀行15社(7) 7.8%	損保 7社(7) 2.4%	商社 6社(3) 1.0%	碍子1社(0) 0.1%
建設14社(0) 3.9%	生保 9社(9) 1.3%	造船 5社(2) 0.9%	合計96社(48)100% (東電20.2%)
電機4社(0) 2.9%	セメント2社(2) 1.1%	非鉄金属4社(2) 0.8%	

(6)六ヶ所再処理工場の再処理能力自身が年間800tUprであり、現在の使用済燃料の年発生量約900tUをも下回っており、第二再処理工場建設の見通しもない。さらに、日本の軽水炉原発使用済燃料の累積発生量は2000年9月末の時点で約1万5,000tU、海外再処理委託で5,600tU(東海ガス炉1,500tU以外)、東海再処理工場へ約900tU、六ヶ所再処理工場に約30tU(2001年3月末の時点で129tU)、原発サイト内貯蔵量8,900tU強である。しかも、使用済燃料は毎年900～1100tUの割合で増加しており、六ヶ所再処理工場の操業予定である2005年までには13,000tUのレベルにも達する。これは技術導入元の仏UP3の再処理累積実績を超える量であり、しかも、使用済燃料の燃焼度がより高くなっており、UP3以上に条件は厳しい。再処理能力の数字上で能力不足と言うより、技術能力不足である可能性のほうが強い。

1998年6月に公表された総合エネルギー調査会原子力部会の報告書では、数字上の検討で2010年までに6,000tU、2020年に15,000tUの使用済燃料貯蔵施設を確保する必要があると評価しているが、六ヶ所再処理工場は1993年4月着工以来、建設費が高騰して設計変更を余儀なくされ、1999年4月には竣工時期が6回目の延期(2005.7操業開始へ2年半延期)となった。また、英仏および東海再処理工

場での実績を見れば、六ヶ所再処理工場での再処理が計算通りに行くはずがなく、実際にはもっと厳しい。

総合エネルギー調査会原子力部会の報告書(1998年6月)による評価値

	1997～2010年度	2011～2020年度	2021～2030年度
使用済燃料発生量 a	15,200 tU	16,000 tU	19,100 tU
六ヶ所再処理工場搬出量 b	7,600	8,000	8,000
海外搬出量 c	70	-	-
発電所内貯蔵量 d	5,200	4,200	2,500
貯蔵対策必要量(a-b-c-d)	2,300	3,800	8,600
貯蔵対策必要量の累計	2,300	6,000	14,600

注) a～dおよび貯蔵対策必要量は当該期間中の合計を表している。

注) この報告書の時点では、六ヶ所再処理工場は2003年度竣工と想定されている。

(7)以上より、高燃焼度使用済燃料の六ヶ所再処理工場での再処理は不可能ではないが、高燃焼度使用済燃料に特有の再処理とりわけ溶解処理や分離・精製時の超ウラン元素の不確定な挙動などの技術的困難さ、抽出プルトニウムの品質劣化、MOX燃料のプルトニウム富化度増大・被曝の深刻化、これらのコストへの跳ね返り、低燃焼度使用済燃料との混合処理上の貯蔵制約等を考慮すれば、高燃焼度使用済燃料の六ヶ所再処理工場への搬入は現実的ではない。

1989年の六ヶ所再処理工場設置許可申請書では、使用済燃料集合体最高燃焼度55,000MWD/tUprまで再処理可能とされているにもかかわらず、通産省は、高浜3・4号プルサーマル安全審査(1998年5月申請、12月認可)を契機に、使用済MOX燃料や使用済高燃焼度ウラン燃料も搬出時点まで再処理委託先を確定せずにサイト内貯蔵する方針に転換した。それは、上記の結果、余儀なくされたものと言える。これに対応して、2001年6月には東京大学(鈴木篤之東大教授、鈴木達二郎電力中央研究所)とハーバード大学(J. P. Holdren教授ら)が2年間かけて検討した報告書が公開され、中間貯蔵を使用済燃料対策の政策オプションとする柔軟な政策が提言されている。

(8)高燃焼度燃料だけでなく4万Mwd/t以下の低燃焼度使用済燃料の再処理についても、再処理・プルサーマル路線の経済性のなさから、中間貯蔵、さらにはワンス・スルー路線への転換を展望する模索が電力業界で顕在化し始めている。

六ヶ所再処理工場の解体・処分費は放射能汚染レベルによって跳ね上がり、今の通水試験の段階と比べると、来年6月以降のウラン燃料試験後には約2倍、2004年7月からの使用済燃料試験後には5倍程度になる。政策転換は早いほど経済的だが、再処理を「延期」すれば、六ヶ所再処理工場への使用済燃料の搬入・貯蔵は許されなくなり、原発サイトは貯蔵プール満杯＝原発運転停止の状態に陥り、中間貯蔵施設の立地もますます困難になる。ワンス・スルー路線への転換は使用済燃料の最終処分場の立地が前提になるが、それも極めて困難である。

ドイツとベルギーは脱原発を前提に再処理中止、ワンス・スルー路線へ転換した。英BE社は経済性の観点から再処理契約の貯蔵契約への変更をBNFLと交渉中である。英BE社が新型原発の建設を検討しており、米国がワンス・スルー路線であるように、再処理中止は脱原発には必ずしもつながらない。しかし、使用済燃料を巡る対立は脱原発へのモーメントを非常に多く含んでいることは確かだ。