

# 1FにおけるLCO適正化の検討状況について

2020年12月11日

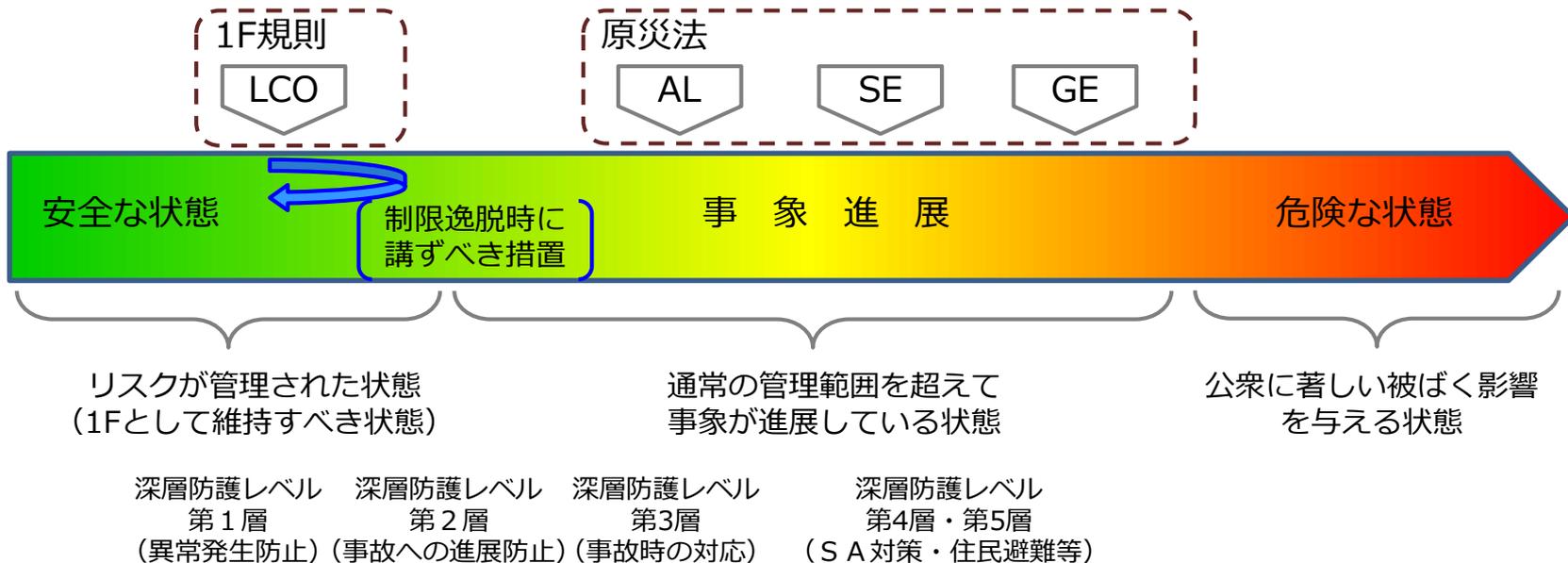
**TEPCO**

---

東京電力ホールディングス株式会社

規制庁殿コメント	当社回答（概要）
<p>① 窒素封入及びPCVガス管理設備について今後のデブリの試験的取り出し・本格運用が控えており，ダスト飛散抑制の観点から，現状のリスクを踏まえつつ設備の運用方法やLCOの設定について見直していく必要があり，検討を促進すること。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• デブリ取り出し時のダスト飛散抑制については重要な課題であり，鋭意検討を進めて参ります。</li> <li>• 燃料デブリの試験的取り出しについては，作業規模を限定するため，リスクの大きな上昇はないと考えており，現状と同様の設備構成や運用方法で作業を開始する計画です。</li> <li>• その後の取り出し規模拡大に向けては，デブリ取り出し時の安全評価をふまえ，必要な安全対策を検討して参ります。</li> </ul>
<p>② 窒素封入する目的について，水素対策の他に構造物の保全の為に必要との考えがあるようだが，必要性について整理し，見直しを行うこと。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 資料P.22を参照ください。</li> </ul>
<p>③ 原子炉注水については，ダスト発生の抑制を考慮しつつ，注水の必要性や停止期間の長時間化などを見直していく必要があり，窒素封入と同様に，必要性について整理し，見直しを行うこと。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 資料P.10～P.18を参照ください。</li> </ul>
<p>④ LCO 見直しに際しては，前提とする各種解析結果等の技術的妥当性を評価する必要があり，今後必要な試験や解析があれば挙げ，検討の方向性を示すこと。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 資料P.7, P.10, P.23を参照ください。</li> </ul>
<p>⑤ ガス管理設備による水素濃度測定の精度，酸素による測定精度への影響について，窒素供給装置側の運転，停止及び空気供給等との関係を説明すること。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 資料P.24を参照ください。</li> </ul>
<p>⑥ 原子炉格納容器あるいは原子炉圧力容器内に，局所的に水素が滞留している可能性がないか説明するとともに，今回の制限緩和に影響が無いことを説明すること。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 資料P.25を参照ください。</li> </ul>

- 現在の1Fにおいては、存在するリスクの顕在化を防止するため、必要な安全機能を確保するために遵守すべき制限として、運転上の制限（LCO）を設定し、仮に制限を逸脱した場合に講ずべき措置を定めるなど、適切な運転管理を実施している。
- また、各設備の運転管理以外にも、1Fの保安のために講ずべき事項（燃料管理、放射線管理、他）を定めるとともに、より重篤なリスクに備えた緊急時対応を定めている。
- ここで、1F規則第14条における「発電用原子炉施設の運転」とは、原子炉の運転に限らず、実施計画で定める安全確保設備等を運用することが含まれると解釈されるため、原子炉を運転していない現状の1Fにおいても、LCOの設定をはじめとした、適切な運転管理を行う必要がある。



- LCOの設定を根本的に適正化するにあたっては、1Fの安全確保に必要な安全機能と、その管理方法を以下の観点から整理していくこととしたい。

(1) 原子力安全において重要なもの 管理の重要度が高い

- 「止める」「冷やす」「閉じ込める」の各機能とその監視に直接関わるもの

(2) 復旧時間の余裕拡大 管理は必要であるが、重要度は低下してきている

- 外的・内的要因によって事象が進展するリスクはあるが、時間的に緩やかであるもの

(3) 原子力安全に直接的な影響を与えないもの 管理は必要であるが、重要度は低い

- 「止める」「冷やす」「閉じ込める」の各機能に直接関わらないもの
- 構造健全性を維持するための制限など

(参考) 1Fにおける「止める」「冷やす」「閉じ込める」とは？

	従前の原子炉施設における運転 (原子炉の運転)	現在の1Fにおける運転 (安全確保設備等の運用)
止める	原子炉を未臨界にすること (=全炉心臨界状態から未臨界状態に移行 できること)  主な設備：CR, CRD, HCU, SLC等	安全確保設備等の運用により、燃料デブリの未 臨界状態の維持を継続すること (=局所臨界の発生防止・影響緩和)  主な設備：希ガスモニタ, ほう酸水注入
冷やす	停止した炉心燃料を冷却すること (=停止直後の残留熱を除去できること)  主な設備：RHR, FPC, RCIC, ECCS等	安全確保設備等の運用により、既に低下してい る残留熱の除去を継続すること  主な設備：原子炉注水, SFP冷却
閉じ込める	放射性物質の放出を防止すること (=バウンダリを隔離できること)  主な設備：RPV, PCV, R/B, SGTS等	安全確保設備等の運用により、放射性物質の拡 散の抑止を継続すること  主な設備：PCVガス管理, 建屋滞留水管理



従前のLCOにおいては、原子炉の  
運転を中止し、安定な状態に移行  
できることが重要

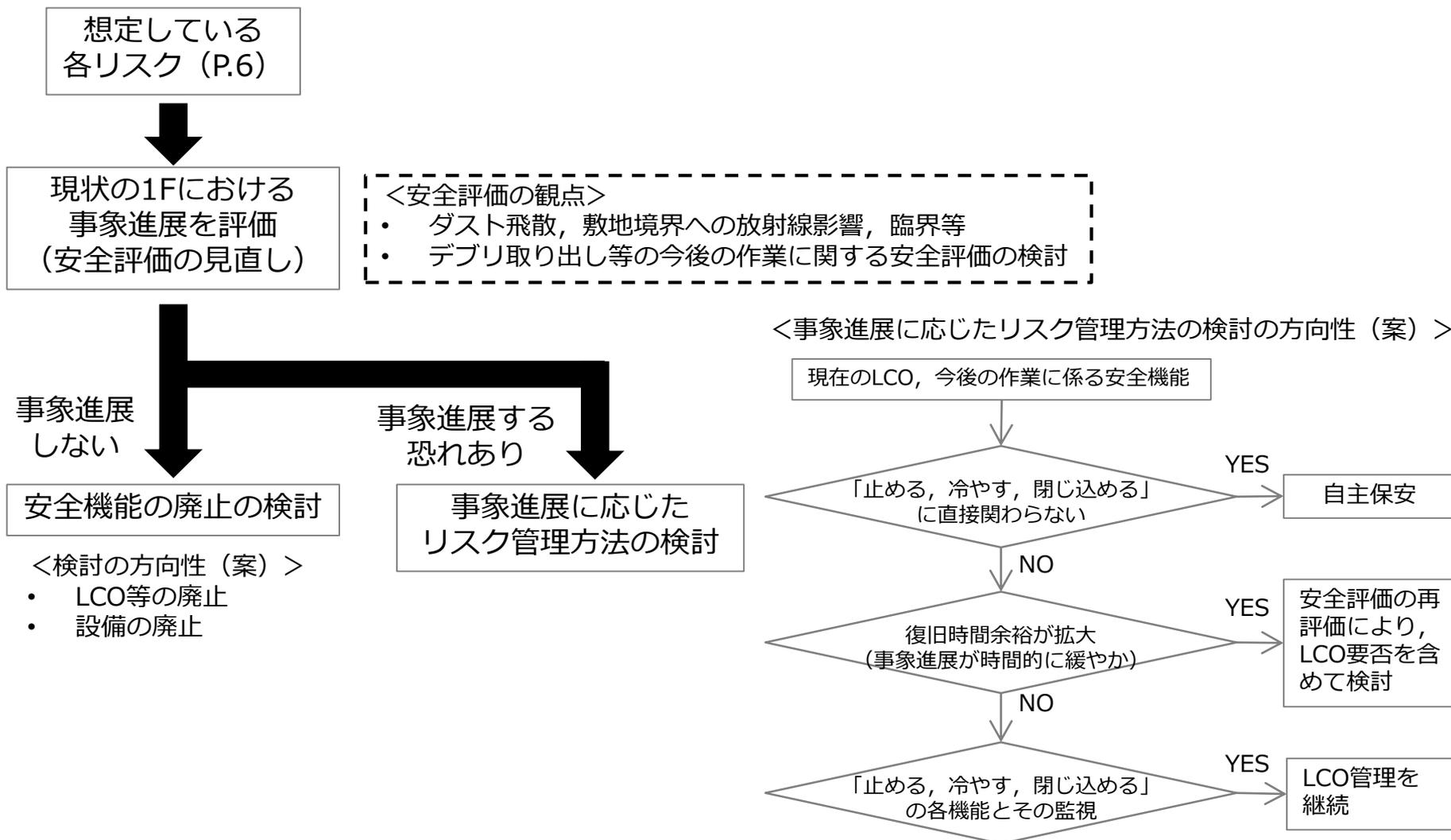
LCO逸脱時に最終的に求められる事は、  
原子炉の「運転」を安全に停止すること



1FのLCOにおいては、安全確保設備等  
の運用を継続し、安定した状態を維持  
できることが重要

LCO逸脱時に最終的に求められる事は、  
安全確保設備等の異常を、なるべく早期  
に復旧し、「運転」を継続すること

- 想定される各リスクに対して，1Fの現状をふまえた事象進展に応じ，安全機能の要否をふくめた適正なリスク管理方法を検討



# (参考) 各リスクの安全評価結果の概要

主なリスク		従前の評価	現状評価（詳細検討中）
燃料デブリ	過熱	敷地境界線量： $6.3 \times 10^{-5}$ mSv/年 (注水停止12時間，燃料デブリ約330℃)	RPV底部80℃到達まで10日以上 (長期停止の影響は今後検討予定)
	ダスト飛散	PCV内からのダストを100Bq/cm <sup>3</sup> と想定	実際のPCV内からのダスト濃度は低い 今後，デブリ取り出し等の作業による影響を 考慮する必要あり
	水素爆発	RPV内水素濃度2.5%到達 3～4日程度	RPV内水素濃度2.5%到達 11～13日 (評価条件の精査を今後検討予定)
	再臨界	敷地境界線量： $2.4 \times 10^{-2}$ mSv/回 (100Bq/cm <sup>3</sup> 相当が24時間継続)	(再評価可否をふくめ今後検討予定)
SFPの燃料 共用プールの燃料	遮へい機能喪失 による被ばく	/	BAF到達時の敷地境界線量： ・ 1～6号SFP：0.5μSv/h以下 ・ 共用プール：1.4μSv/h以下 (評価条件の精査を今後検討予定)
	過熱による損傷	3号機：特定条件で損傷の可能性あり	1～3号：BAF到達でも損傷しない 5/6号，共用：特定条件で損傷の可能性あり (評価条件の精査を今後検討予定)
	機械的損傷	燃料体落下：約 $5.5 \times 10^{-2}$ mSv (5/6号) ガレキ落下：約 $1.5 \times 10^{-1}$ mSv (3号)	燃料体落下：約 $5.9 \times 10^{-4}$ mSv (5/6号) ガレキ落下：1号ガレキ撤去中，3号完了
放射性 廃棄物	液体	汚染水の漏えい	汚染水発生量 約490 m <sup>3</sup> /日 (2015年度)
	気体， 固体	放射性物質の飛散	設備ごとに敷地境界線量を評価
電源設備		各設備に必要な電源を配備	各リスクの再評価結果にあわせ，必要な電源 設備を今後検討予定

主なリスク		検討の方向性	実施予定時期 (目途)
燃料デブリ	過熱	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期注水停止時の温度上昇評価の評価条件を精査予定</li> <li>長期注水停止時の影響（放出量評価，被ばく評価等）について評価を検討予定</li> </ul>	2021年度上期
	ダスト飛散	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料デブリの試験的取り出し開始後の，取り出し規模拡大に向けて，安全評価を検討予定</li> </ul>	検討中
	水素爆発	<ul style="list-style-type: none"> <li>水の放射線分解による水素発生量の評価条件の精査を検討予定</li> </ul>	検討中
	再臨界	<ul style="list-style-type: none"> <li>再評価可否をふくめ今後検討予定</li> </ul>	検討中
SFPの燃料 共用プールの燃料	遮へい機能喪失による被ばく	<ul style="list-style-type: none"> <li>SFP水位低下時の線量影響（直接線，スカイシャイン線など）の評価条件の精査を検討中</li> </ul>	2020年度下期
	過熱による損傷	<ul style="list-style-type: none"> <li>SFP水位低下時の使用済燃料の温度評価および熱的損傷の可能性について評価条件の精査を検討中</li> </ul>	2020年度下期
放射性廃棄物 (液体，気体，固体)	漏えい，飛散	<ul style="list-style-type: none"> <li>放出管理や線量管理の安全上の考え方を検討予定</li> </ul>	検討中

# 1Fのリスクに対するLCO設定要否の検討例（検討中）

主なリスク		現状の安全評価 (詳細検討中)	管理の重要性（LCO設定の必要性）		
			(1) 重要度が高い	(2) 重要度は低下	(3) 重要度が低い
燃料デブリ	過熱	RPV底部80℃到達まで10日以上 (長期停止の影響は今後検討予定)		○	
	ダスト飛散	実際のPCV内からのダスト濃度は低い 今後、デブリ取り出し等の作業による影響を 考慮する必要あり		○ (今後検討)	
	水素爆発	RPV内水素濃度2.5%到達 11~13日 (評価条件の精査を今後検討予定)		○	
	再臨界	(再評価可否をふくめ今後検討予定)	○		
SFPの燃料 共用プールの燃料	遮へい機能喪失 による被ばく	BAF到達時の敷地境界線量： ・1~6号SFP：0.5μSv/h以下 ・共用プール：1.4μSv/h以下 (評価条件の精査を今後検討予定)		○	
	過熱による損傷	1~3号：BAF到達でも損傷しない 5/6号，共用：特定条件で損傷の可能性あり (評価条件の精査を今後検討予定)		○	
	機械的損傷	燃料体落下：約 $5.9 \times 10^{-4}$ mSv (56号) ガレキ落下：1号ガレキ撤去中，3号完了		○	
放射性 廃棄物	液体	汚染水の漏えい	汚染水発生量 平均約180m <sup>3</sup> /日(2019年度)	○ (第26条)	○ (第27条)
	気体, 固体	放射性物質の飛散	現状LCOなし 各設備の運用実態にあわせ，今後検討予定	(LCO設定要否も含めた適切な管理方法を 今後検討)	
電源設備		各リスクの再評価結果にあわせ，必要な電源 設備を今後検討予定		(今後検討)	

- 1～3号機の原子炉注水停止試験の実績から、原子炉注水停止時の温度上昇は限定的であり、一時的な注水停止によって、原子力安全上の影響はないことを確認。

		1号機		2号機		3号機
試験 実績	試験期間	2019年10月	2020年11月 ～12月	2019年5月	2020年8月	2020年2月
	注水停止時間	約2日	約5日	約8時間	約3日	約2日
	温度上昇率（最大）	約0.01℃/h	評価中	約0.2℃/h		約0.01℃/h
（参考）従来の温度上昇評価		約5℃/h（24時間でおよそ120℃の温度上昇）				

- 原子炉注水停止時の実績から、注水停止中の温度上昇は概ね直線的であったことから、RPV底部温度が80℃に至るまでの時間余裕（復旧時間余裕）はおよそ10日以上と評価。

$$(80 [^{\circ}\text{C}] - 30 [^{\circ}\text{C}]) \div 0.2 [^{\circ}\text{C}/\text{h}] = \text{約}10\text{日}$$

80 [°C]	LCO（100°Cに対し、測定の不確かさ20°Cを考慮）
30 [°C]	気温の上昇により全体的に温度が高くなる夏季を想定した初期温度
0.2 [°C/h]	注水停止試験の実績最大値（2号機※）

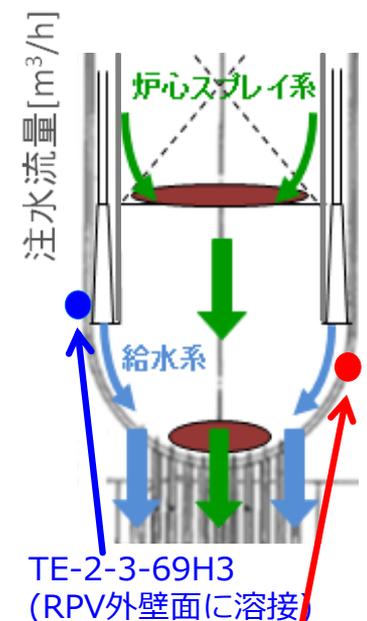
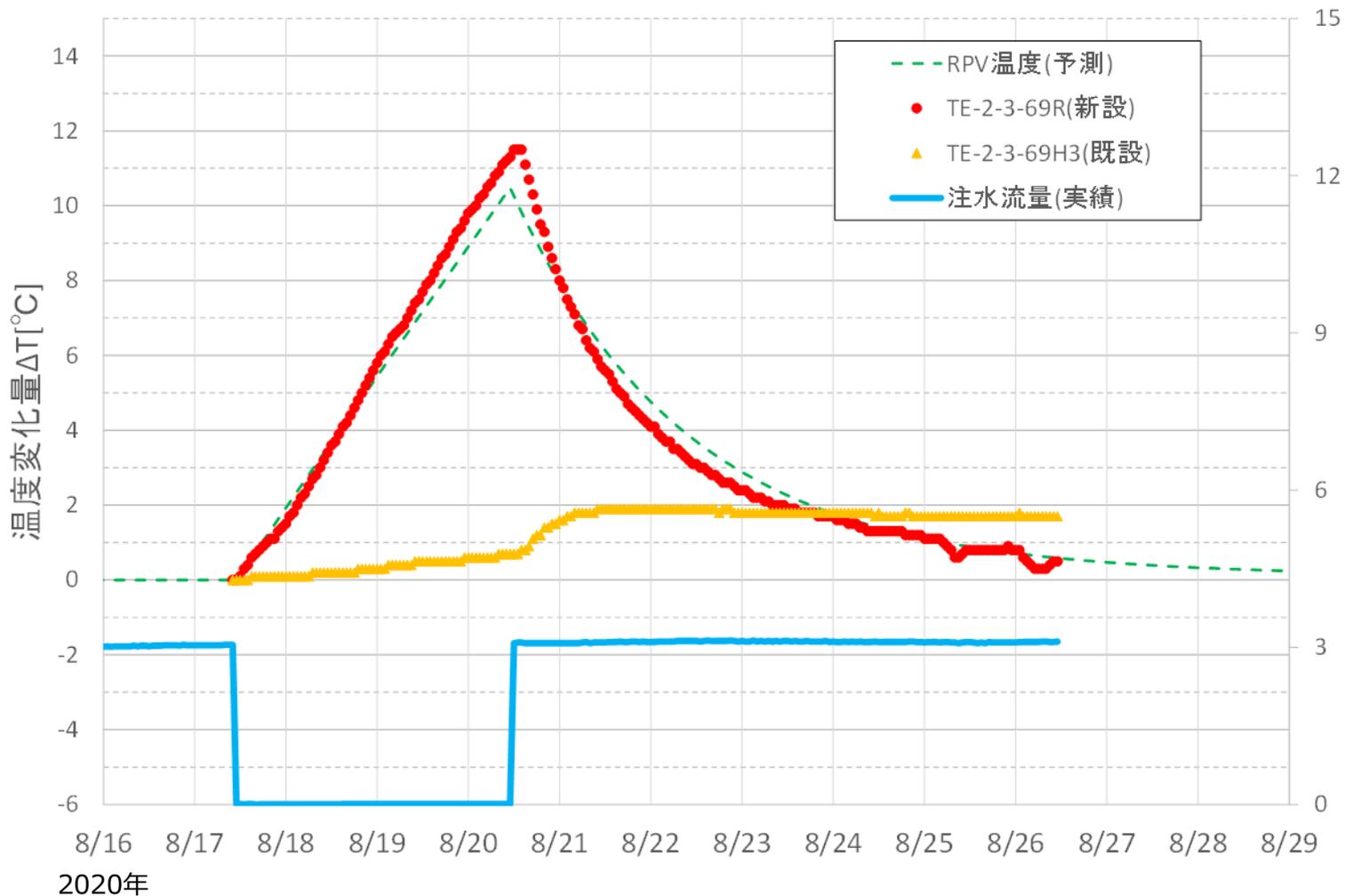
※ 2号機はRPV内に比較的多くの燃料デブリが存在と推定しているものの、ここでは、燃料デブリ分布の推定状況によらず、注水停止試験時の実績の温度上昇率（最大値）を採用。なお、2号機のRPV底部には事故後に設置した温度計があり、測定の信頼性も高い。

- 原子炉注水系の復旧時間余裕の評価（10日以上）は、あくまで実績の外挿による評価であり、長期間の注水停止による炉内状況の変化については知見が少ない状況。
- 2019年度に実施した注水停止試験の実績を踏まえ、2019年度よりも長時間の注水停止試験を以下のとおり計画し、現在実施中。今後、試験実績をふまえ、長期注水停止による影響を検討していく。

	2019年度 注水停止	2020年度 注水停止	今年度の 主な試験目的	備考
1号機	約2日 (2019年10月)	約5日間 (2020年11月～12月)	PCV水位低下の確認	PCV水位が最下端の検出器（温度計T1）を下回るかどうかを確認する (T1：D/W床面から約50cm程度)
2号機	約8時間 (2019年5月)	約3日間 (2020年8月)	温度評価モデルの 妥当性を検証	実績最大の温度上昇傾向を再確認する (実績最大約0.2℃/h)
3号機	約2日間 (2020年2月)	約7日間 (実施時期調整中)	PCV水位低下の確認	PCV水位が過去に漏洩が確認されているMSラインベローズ配管を下回らないことを確認する（原子炉建屋1階高さ）

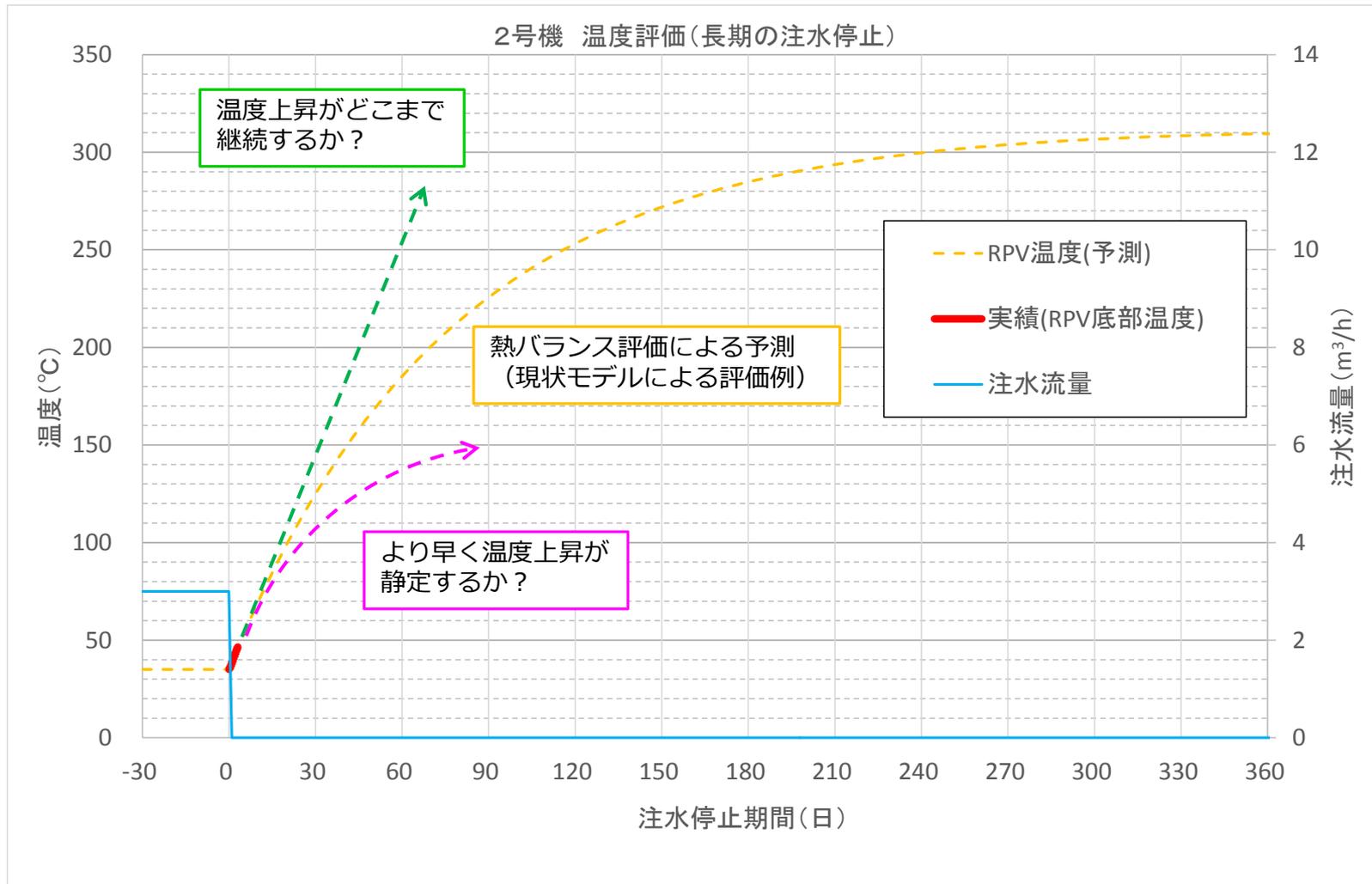
## <今後の検討課題>

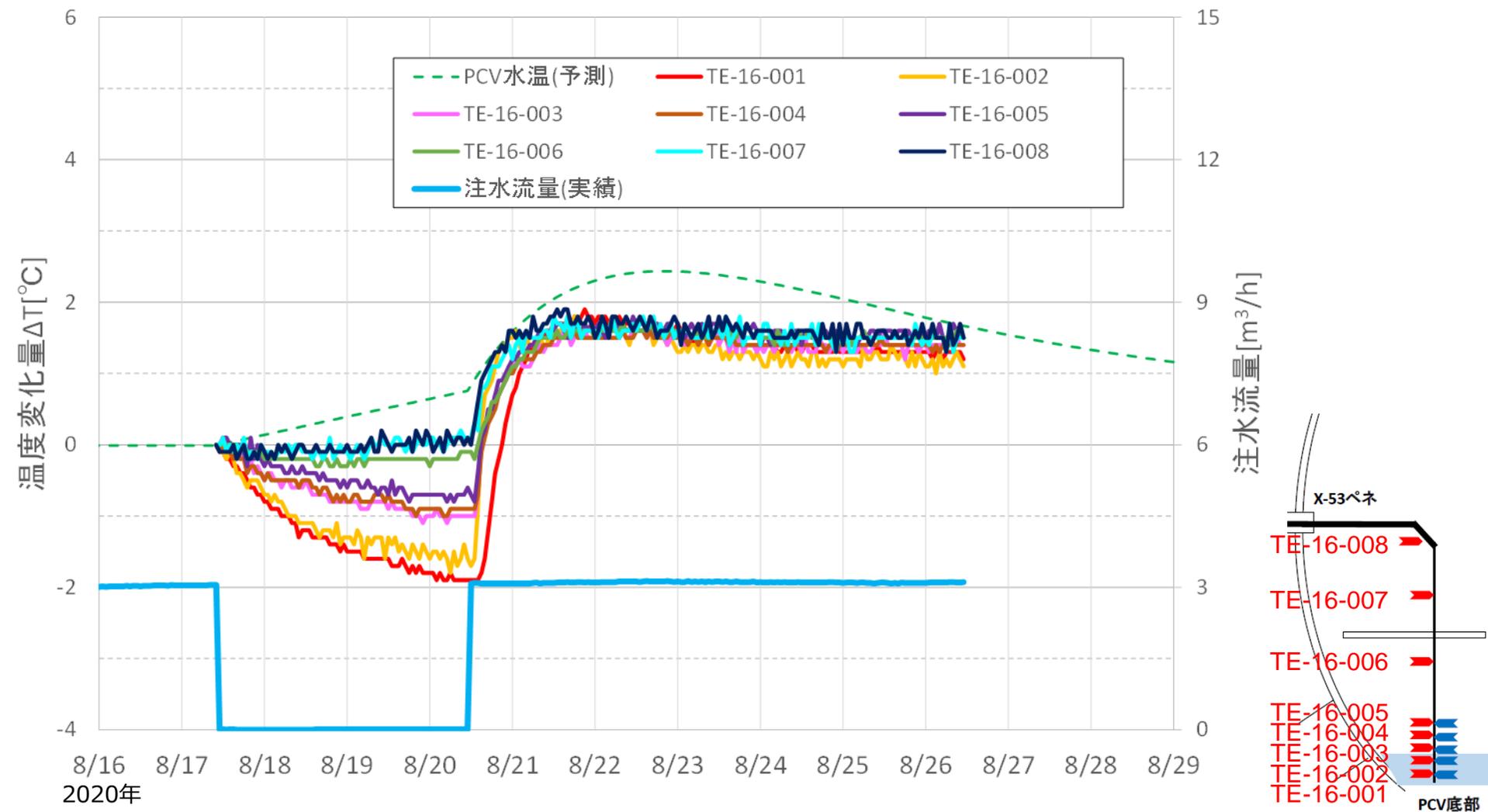
- 長期注水停止時の温度上昇評価の見直し
- 温度以外のパラメータへの安全上の影響（PCV水位、ダスト等）
- 現在のPCV内監視計器で観測可能な範囲の限界（ペDESTアル内の状況など）  
⇒ より長期間の注水停止試験を実施しても、得られる知見には限界がある可能性があり、今後の内部調査等で得られる情報もふまえた検討が必要。



TE-2-3-69R  
(ノズルに挿入)

- 2号機の注水停止試験（3日間の注水停止）では，RPV底部温度の温度上昇率はほぼ一定であり，実績の範囲では，熱バランス評価による計算値は実測値をよい精度で再現。
- 今後，長期的な温度評価について，評価条件の精査を検討していく。



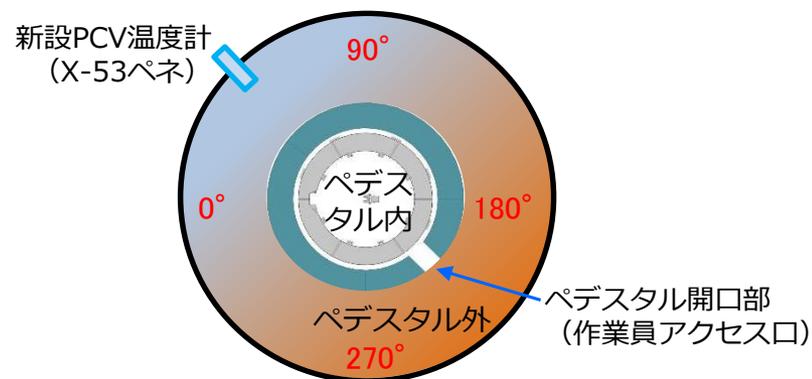
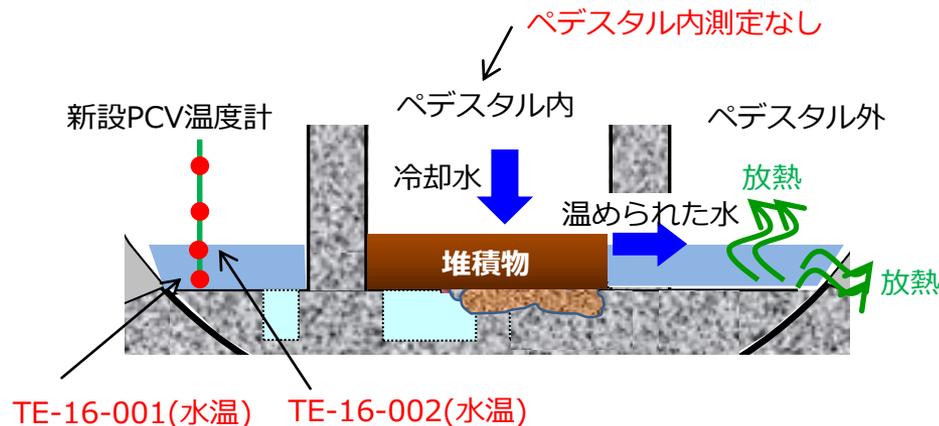


※試験期間中, PCV水位はTE-16-001,TE-16-002が水没で変化なし

- 2019年5月の注水停止試験でも注水停止中はPCV水温が低下。下段の要因と推定。
- 2020年8月の試験結果も同様の要因によるものと推定。

(PCV温度挙動に関する考察)

- ① これまでのPCV内部調査で2号機のペDESTAL内堆積物は水没していないことを確認。注水停止に伴い、燃料デブリを除熱して温められた水の供給がなくなり、PCV水温は放熱により徐々に低下した可能性。
- ② 注水再開に伴い、燃料デブリを除熱して温められた水が供給され温度が上昇した可能性。



- 今回の試験では、注水再開後の温度上昇量が大きい。これは、注水停止期間が延びたため、注水再開による熱移動が大きかったことによるものと推定。
- 注水再開後、TE-16-001の温度上昇が若干遅い。これは、TE-16-001がPCV最深部に設置されていて、水温変化への追従がTE-16-002に比べ遅くなることによるものと推定。

(参考) 長期注水停止とPCV水位の推定イメージ図

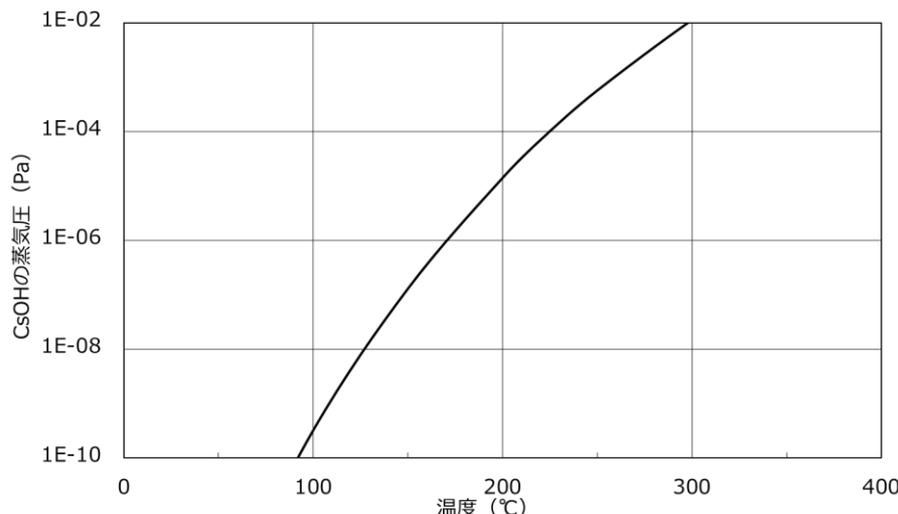
	1号機	2号機	3号機
現在の状態	<p>● 燃料デブリ</p> <p>炉心域に水位無し</p> <p>PCV水位高め</p> <p>真空破壊ラインから漏えい</p> <p>下部漏えいの可能性</p>	<p>炉心域に水位無し</p> <p>PCV水位低め</p> <p>S/Cから漏えい</p>	<p>炉心域に水位無し</p> <p>PCV水位高め</p> <p>MS管ベローズから漏えい</p>
注水停止後の推定	<p>RPV保有水喪失</p> <p>下部漏えいにより水位が低下する可能性</p> <p>ペDESTAL内の情報なし</p>	<p>RPV保有水喪失</p> <p>PCV水位変わらず</p>	<p>MS管ベローズ下端まで水位低下</p> <p>下部漏洩がある場合には、PCV水位はさらに低下</p>

## ■ 構造健全性への影響

材料	温度上昇による影響	主な使用箇所
金属材料 (SUS, 炭素鋼等)	<ul style="list-style-type: none"><li>金属材料は100℃を超過しても構造健全性に大きな影響はない</li><li>現状の使用環境は概ね大気圧であり、運転時の高圧のような高い応力は発生しない</li></ul>	RPV本体, PCV本体, 配管, サポート等
コンクリート材料	<ul style="list-style-type: none"><li>一般に100℃を超過すると構造強度が低下する</li><li>そのため, SFPでは温度を65℃以下に管理</li></ul>	ペDESTAL, 生体遮蔽, 原子炉建屋本体

## ■ PCV内ダスト濃度への影響

- FPの飽和蒸気圧の上昇等により, PCV内の放射能濃度は上昇する可能性がある。
- CsOHの場合, 100℃未満から300℃に温度上昇すると, 飽和蒸気圧はおよそ $10^8$ 倍。



(実施計画 II 2.1 添付資料-5 図-2)

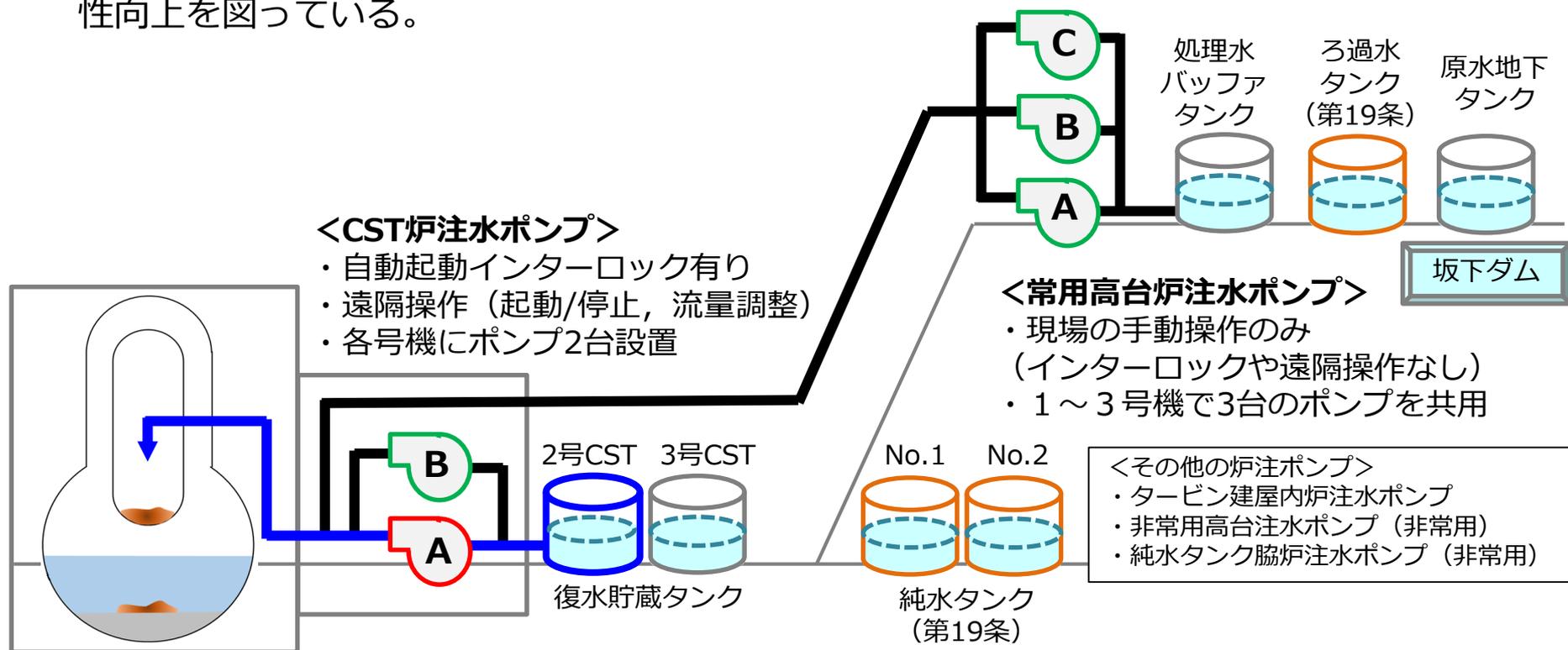
- PCVガス管理設備の設計（実施計画II 2.8）において、PCV内のガス中に含まれるダスト濃度は $100 \text{ Bq/cm}^3$ と想定。これをHEPAフィルタでろ過して排気することにより、環境への放射性物質の放出を抑制することを想定していた。
- 一方、実際のPCVガス中に含まれるダスト濃度は想定よりも大幅に低い状況。PCVガス管理設備の運用開始以降、フィルタ表面線量に上昇は確認されていない。なお、至近でPCVガス管理設備のHEPAフィルタ通過前のダスト濃度を分析した結果は以下の通り。

	1号機	2号機	3号機
ダスト濃度 (Cs-137) [単位 $\text{Bq/cm}^3$ ]	$2.4 \times 10^{-5}$	$1.8 \times 10^{-6}$	ND ( $< 9.9 \times 10^{-8}$ )
【参考】ドレン濃度※ (Cs-137) [単位 $\text{Bq/L}$ ]	$3.0 \times 10^4$	$2.8 \times 10^3$	$3.8 \times 10^3$
試料採取日	2019年10月11日	2020年8月6日	2020年1月31日

※ PCVガス中に含まれる放射性物質の大部分は、PCVガス管理設備内における水蒸気の凝縮過程において、ドレン側に移行しているものと考えられる。

- 今後のデブリ取り出し等の作業にあたっては、PCV内のダスト濃度の上昇リスクを適切に考慮し、作業における安全確保の判断基準等、適切な管理方法を検討していく。

- 常用原子炉注水系については、従前の常用高台炉注水ポンプを主とした運用から、現在では流量安定性や制御性がより高い、CST炉注水ポンプを主として運用している。
- CST炉注設備は電源もA系/B系で独立しており、それぞれの母線は所内共通D/Gからも受電可能となっている。
- 水源についても、処理水バッファタンクのリプレースや、2号CSTの運用開始などの信頼性向上を図っている。



- 現在、1～3号機のPCVガス管理設備で監視しているPCV内の水素濃度は、運転上の制限である2.5%よりも十分に低く安定している状況。

(2020.7.1 11:00時点)	1号機	2号機	3号機
窒素封入量	約 29.6 Nm <sup>3</sup> /h	約 11.6 Nm <sup>3</sup> /h	約 15.4 Nm <sup>3</sup> /h
水素濃度 (A系指示値)	0.00 %	0.05 % <sup>※1</sup>	0.13 % <sup>※1</sup>

※1 水素濃度計は熱電導度式水素濃度検出器を使用しているため、ガス管理設備のインリーク（酸素濃度変化）により、僅かながら指示値に影響を受けている（最大で+0.4%程度、空気を測定した場合）

- 現在の燃料デブリの崩壊熱では、水の放射線分解による水素発生量はPCVの容積と比較して十分小さく、急激な水素濃度上昇は考えにくい。また、仮に窒素封入が停止した場合においても、水素濃度2.5%に至るまでの時間余裕は10日以上と評価している。

		1号機	2号機	3号機
水素発生量の評価値		約0.03 Nm <sup>3</sup> /h	約0.04 Nm <sup>3</sup> /h	約0.04 Nm <sup>3</sup> /h
窒素封入停止時の 時間余裕の評価	RPV内2.5%到達 <sup>※2</sup>	約 13.4 日	約 11.4 日	約 11.1 日
	PCV内2.5%到達	約 63.8 日	約 71.0 日	約 69.1 日
評価条件	崩壊熱 (2020年7月)	約 0.063 MW	約 0.076 MW	約 0.076 MW
	G値 (非沸騰)	0.25		
(参考)2012年12月時点 の時間余裕評価	RPV内2.5%到達 <sup>※2</sup>	約 4 日	約 3 日	約 3 日

※2 PCVよりも容積が小さいRPV内に水素が滞留すると仮定した場合の保守的な評価

### ■ 水の放射線分解による水素発生量の評価

- G値を用いた評価式により燃料デブリの崩壊熱に応じた水素発生量を評価している。
- 水素濃度の測定値は、評価値よりも十分に小さく、評価は保守的である。
- 評価式および個別の評価条件の保守性については、定量的な特定は難しい可能性はあるが、今後、実施計画IIに記載の安全評価の再評価とあわせて検討していく予定。

(実施計画II 2.2記載の評価式)  $M = Pt \times E \times G / 100 \times A$

パラメータ	適用する評価条件	単位	備考 (保守性の検討例)	
M	水素発生量	—	lbmol/h	—
Pt	崩壊エネルギー (崩壊熱)	ORIGEN評価値	MW	既放出のFPの崩壊熱への寄与
E	エネルギー吸収率	総崩壊熱に対するエネルギー吸収率 約25% (2020年4月時点)  内訳 吸収率10% (燃料デブリ等※) 吸収率100% (水に溶解しているFP)	—	燃料デブリと水の接触状況 FPの水中への溶解状況
G	水の分解量 (G 値)	0.25 (設置許可, 非沸騰)	分子/100eV	他分野でのG値の採用事例
A	換算係数	82.2	eV・lbmol/MW・h・分子	—

※ 燃料デブリの自己遮蔽等を考慮して10%と設定

### ■ 水ジルコニウム反応による水素発生

- 燃料デブリは安定冷却されており、水ジルコニウム反応による水素発生のリスクはない。
- 事故初期の水素ガスがS/Cなど一部の密閉空間に残留している可能性があるため、予期せぬ水素濃度上昇のリスクあり。(1, 2号機のS/Cは、過去に水素残留を確認し、窒素封入によるパーシを完了済み。3号機のS/Cは水素残留の有無を未確認、パーシ未実施。)

- 実施計画 Ⅲ 第1編第25条において、PCV内水素濃度のLCOを2.5%以下と定めている。
- これは、仮に窒素封入が停止した場合においても、PCV内の水素濃度を可燃限界の4.0%以下に維持するため、窒素封入再開までの時間として32時間以上<sup>※1</sup>の余裕を見込んで設定したものの。
- LCOを設定した当初（2012年5月時点）の崩壊熱を用いて評価しているため、現在までの崩壊熱の低下を考慮すると、水素濃度がLCOの2.5%から可燃限界の4.0%に至るまでの時間余裕は拡大している。
- なお、実際の1～3号機のPCVガス管理設備で監視しているPCV内の水素濃度は、運転上の制限である2.5%よりも十分に低く安定している状況。

		1号機	2号機	3号機
水素発生量の評価値（2012年5月時点）		約0.14 Nm <sup>3</sup> /h	約0.20 Nm <sup>3</sup> /h	約0.20 Nm <sup>3</sup> /h
初期水素濃度（評価条件）		2.5%		
窒素封入停止時の 時間余裕の評価	RPV内4.0%到達 <sup>※2</sup>	約 40 時間	約 32 時間	約 32 時間
	PCV内4.0%到達	約 199時間	約 200時間	約 200時間
(参考)2020年7月 時点の時間余裕評価	RPV内4.0%到達 <sup>※2</sup>	約 8 日	約 7 日	約 7 日

※1 水素濃度の確認要求頻度の毎日1回として24時間、および窒素封入の復旧所要時間(目安)として8時間の合計で32時間とした。なお、8時間以内の対応としてはPSA単一故障・電源故障時のPSA切替および封入ライン損傷の場合のホース予備品交換等を想定。

※2 PCVよりも容積が小さいRPV内に水素が滞留すると仮定した場合の保守的な評価

- 水の放射線分解による水素発生リスクをふまえると、PCV内の不活性雰囲気維持の観点では窒素封入の重要性は低下している。
- 一方、窒素封入の確保については、以下のような、不活性雰囲気の維持以外の影響についても再検討が必要である。

### (例1) PCV圧力の管理

現在の1～3号機のPCV圧力は、PCVガス管理設備の排気流量と窒素封入量のバランスでコントロールしている。窒素封入停止時にはD/W圧力が低下することから、PCVガス管理設備の設備保護※<sup>1</sup>や、空気インリークによりPCV内の酸素濃度が上昇することの影響※<sup>2</sup>を検討する必要がある。

### (例2) PCVガス管理設備がPCVガスを抽気出来ていることの確認

現状、PCV内の酸素濃度は、窒素封入により、大気よりも十分に低い状況。これにより、PCVガス管理設備が適切にPCV内のガスを排気していることの確認は、排気ガス中の酸素濃度が大気よりも十分に低いことで確認が可能。しかしながら、仮に、窒素封入をせずPCV内の酸素濃度が大気と同等となる場合、この確認方法を再検討する必要がある。

- ※1 PCVガス管理設備は、耐圧制限からPCV圧力の運用範囲が限定されている。このため、窒素封入停止時の圧力低下時の運用下限について管理する必要がある。（例：2,3号機PCVガス管理設備の耐圧：-約5kPa ~ +約5kPa）
- ※2 PCV内の酸素濃度については、実施計画において具体的な制限値はないものの、予期せぬ水素濃度上昇のリスクや、長期的なPCV内構造物の構造健全性などの観点から、酸素濃度管理の考え方を検討する必要がある。

- 水の放射線分解による水素発生量を実績値で確認するためには、注水停止試験と同様、窒素封入等を停止する試験が考えられるが、現状の設備構成では以下の課題がある。
  - ① これまでの実績から、水の放射線分解による水素発生量は、微少である可能性が高いことから、長期間の窒素封入停止が必要になると見込まれる。
  - ② 窒素封入停止中にPCV内の水素濃度上昇を確認するためには、PCVガス管理設備による排気も同時に停止する必要がある。
  - ③ 一方、PCVガス管理設備の停止中は、PCVガス中の水素濃度や希ガスの測定が出来なくなるため、試験中の水素濃度変化の確認や、短半減期希ガスによる未臨界監視が出来なくなる。

- PCVガス管理設備における水素濃度計の基本仕様は以下の通り。

	1号機	2号機	3号機
測定範囲	0～5 %		
測定誤差（計器）	± 0.1 %	± 0.05 %	
検出器の種類	熱伝導度式		
酸素濃度への影響	最大で+ 0.4%程度（空気測定時）※		

※ 2号機PCVガス管理設備における試運転実績では約0.35%

- 水素の可燃限界（4%）および運転上の制限（2.5%）を検知するために十分な性能を有している。

- 水素は拡散性の高い気体であり、またPCV内空間においては、微少な温度分布による自然対流によって気体は十分に拡散されている。また、容積に対して流量は少ないものの、RPVへの窒素封入によって、強制対流も発生している。
  
- 従って、水素は比重が比較的軽い気体ではあるものの、PCV内の空間において上部等の局所的な空間に滞留することはない。
  
- ただし、S/Cや弁で隔離された配管内部など、完全に密閉されている空間内部においては、事故初期の水素ガス等が残留している可能性は否定できない。
  - 1, 2号機のS/Cは、過去に水素残留を確認し、窒素封入によるパージを完了済み
  - 3号機のS/Cは水素残留の有無を未確認、パージ未実施

- 燃料デブリが臨界となる可能性は工学的に極めて低いと考えられるものの、その状況は、事故後の時間経過によって大きな変化はない状況。
- 実施計画II 2.4（ホウ酸水注入設備）では、判断基準として定める短半減期希ガス濃度（Xe-135が1Bq/cm<sup>3</sup>）を保守的に考慮し、100倍の100Bq/cm<sup>3</sup>に相当する臨界が24時間継続した場合の敷地境界における被ばく影響を以下の通り評価している。

号機	敷地境界における実行線量
1号機	22μSv（1回あたり）
2, 3号機	24μSv（1回あたり）

- 燃料デブリの臨界評価の再評価にあたっては、さまざまな条件に基づく解析評価が可能である一方、実際の燃料デブリの組成や形状、配置などの詳細が不明であるなど、現実的に妥当な評価条件の特定には課題がある状況。
- 今後、燃料デブリの取り出し作業に向けて、適切な臨界管理方法を検討する必要がある。

- 1～3号機のSFPは、水面からの放熱等によって、循環冷却設備の停止時においても、運転上の制限（1号60℃、2,3号65℃）には至らないと評価。評価の妥当性は冷却停止試験の実績データで確認済み。
- 5, 6号機のSFP, 共用プールについては、冷却停止試験等の実績データがなく、評価モデルの妥当性が未検証であるものの、1～3号機と同様の放熱考慮モデルを適用すると、冷却停止時においても100℃に至ることはないと概算評価している。

## 冷却停止時の時間余裕評価

	新評価式（放熱考慮）	従来評価（断熱モデル）
1～3号SFP	1号60℃、2,3号65℃に至ることはない	—
5号SFP	100℃に至ることはない※	65℃到達まで 約15日（参考）
6号SFP		65℃到達まで 約13日（参考）
共用プール		65℃到達まで 約6日（参考）

※ 概ね70～80℃以下と概算評価（2018年8月時点、参考値）

使用済燃料プール冷却水喪失時の影響評価結果（概算評価）を以下に示す。

✓ 敷地境界線量率への影響

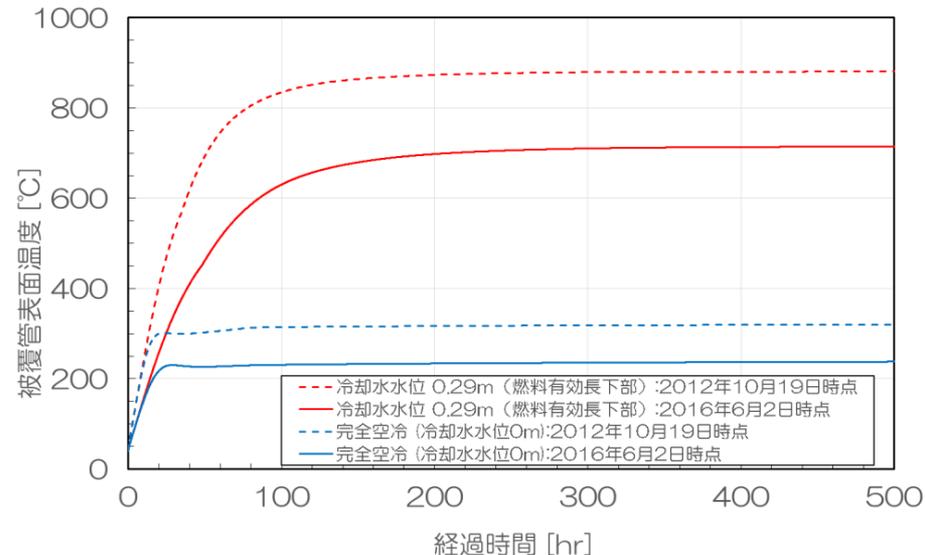
SFP水位が燃料有効底部（BAF）となった場合でも、1～3号機、5/6号機、共用プールの全てにおいて、5 $\mu$ Sv/hに到達しないと評価している。

✓ 燃料被覆管損傷の影響（詳細評価中）

プール冷却水が完全に喪失する場合には空冷により損傷しないと見込んでいるが、5/6号機および共用プールについては、冷却水が抜けきらず、燃料下部に滞留した場合は、空冷が十分に行えず、損傷する可能性があるとして評価している。

## SFP水位低下時の影響評価結果（BAF到達時）

号機	敷地境界線量率の上昇（概算）	燃料被覆管損傷	
		完全水抜け	BAF水位 <sup>※1</sup>
1号機	~0.5 $\mu$ Sv/h以下	損傷しない	損傷しない
2号機			
3号機			
5号機			損傷する可能性あり（詳細評価中）
6号機			
共用プール			



3号機 SFP冷却水喪失時における被覆管表面温度評価（2016年時点）<sup>※2</sup>

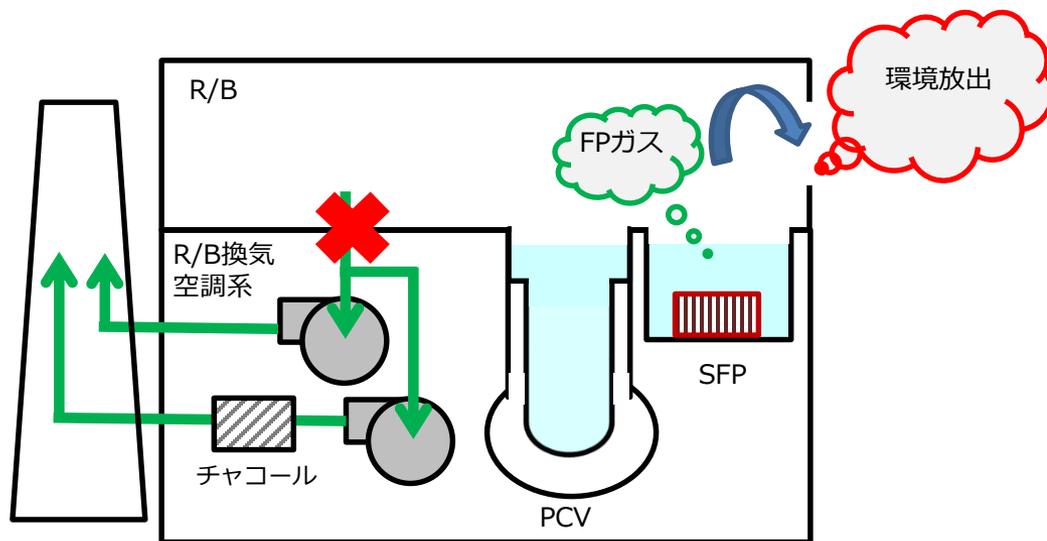
※1 SFP水位がBAF付近において、空冷効果がない条件が継続した場合の概算評価

※2 特定原子力施設監視・評価検討会（第45回）「地震・津波対策の実施状況」より抜粋

- 1～4号機SFP燃料の取り出しに向けて準備を進めているところ。

	1号機	2号機	3号機	4号機
各号機の状況	がれき撤去中 (SFP養生設置)	がれき類なし 燃料取り出し準備中	がれき撤去完了 燃料取り出し中	燃料取り出し完了

- 5/6号機についても，燃料取り出しに向けた準備を進めているが，放射能減衰を考慮した燃料落下事故の影響を評価した結果，敷地境界実効線量で $10^{-4}$ mSvオーダーと小さいことから，SGTS待機要求等を除外。（実施計画認可済み）



5/6号FHA時の公衆被ばく影響評価結果

	5号機	6号機
敷地境界線量 (mSv)	約 $5.0 \times 10^{-4}$	約 $5.9 \times 10^{-4}$

5/6号機FHA評価のFPガス放出イメージ（地上放出）

- 汚染水対策の進捗に伴い、建屋内の汚染水発生量は震災当初よりも減少し、各建屋の滞留水の水位が運転上の制限に到達するまでの時間余裕は拡大。

汚染水発生量（実績値）

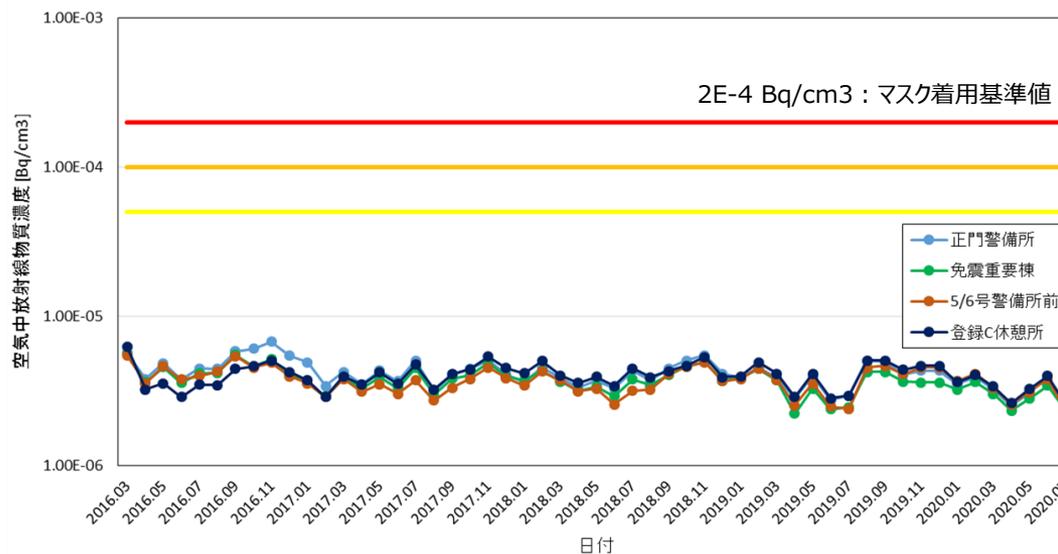
2015年度	2019年度
約 490 m <sup>3</sup> /日	約 180m <sup>3</sup> /日

- 一方、建屋間の連通の解消により、各建屋の有効面積は減少し、エリアによっては、サブドレン水位逆転までの時間余裕は短縮。
- 上記については、サブドレン設備を停止すれば、サブドレン水位が上昇し、水位逆転は発生しないことが考えられるため、仮に全ての汚染水処理設備が機能喪失した場合、サブドレン設備を停止することが水位逆転を防ぐ上で重要となる。

## <気体放射性廃棄物>

- 構内ダストモニタ（15箇所）の指示値は，2011年10月以降，緩やかに低下しており，至近の4年間は，-6乗 Bq/cm<sup>3</sup>オーダーで推移している。

主要な構内連続ダストモニタの推移(月平均)



- 今後のデブリ取り出し等の作業にあたっては，PCV内のダスト濃度の上昇リスクを適切に考慮し，作業における安全確保の判断基準等，適切な管理方法を検討していく。

## <固体放射性廃棄物>

- 瓦礫等，水処理二次廃棄物については，屋外一時保管エリアの解消に向けて，固体廃棄物貯蔵庫等の屋内での保管管理を進めている状況。

- 電源は、電源自体の確保が目的ではなく、各設備に電源を供給することが目的であるため、リスクや設備の状況に応じてLCOの必要性を検討する必要がある。
- 1Fに電源供給する送電線は、66kV送電線5回線（大熊線3号、4号、東電原子力線、双葉線1号、2号）で構成されており、外部電源が全て喪失した場合には、所内共通D/G2台及び5・6号の非常用D/G4台から所内電力を供給でき、更に電源車4台も利用できる状態にある。
- 外部電源、非常用D/G及び電源車等による主要な電源供給対象機器を次頁に示す。

# 電源のリスク状況の変化

所内共通D/G(A),(B)の主要な電源供給対象 <b>太字：電源車の供給対象, 赤字：機器付D/Gの供給対象</b>		備考
【A系電源（通常時，大熊線3号から受電）】	【B系電源（通常時，大熊線4号から受電）】	
窒素ガス分離装置(A~C)		非常用PSA1台有り
1~3号機 PCVガス管理設備A	1~3号機 PCVガス管理設備B	
滞留水移送装置，サブドレン集水設備	滞留水移送装置，サブドレン集水設備	
KURION, SARRYII	SARRY, SARRYII	
共用プール FPC	共用プール FPC	
<b>共用プール 補給水系</b>	<b>共用プール 補給水系</b>	
<b>SFP非常用注水設備</b>		
1~3号機 T/B炉注水ポンプ°		
1~3号機 CST炉注水ポンプ°A	1~3号機 CST炉注水ポンプ°B	
常用高台炉注水ポンプ(A~C)		非常用高台炉注有り
免震重要棟のCVCF		免震棟はGTGを保有
1~3号機 FPC(A),(B)		電源選択可能
1~4号機 <b>計測用電源</b>	1~4号機 <b>計測用電源</b>	
1~4号機 <b>建屋内照明</b>	1~4号機 <b>建屋内照明</b>	
	<b>純水タンク脇炉注水ポンプ°</b>	
非常用D/G(5A),(5B),(6A),(6B)の主要な電源供給対象（ <b>太字：電源車の供給対象</b> ）		備考
【A系電源（通常時，双葉線1号から受電）】	【B系電源（通常時，双葉線2号から受電）】	
使用済燃料プール冷却・維持に係る設備 A系 (FPC系, ASW系, RCW系, RHR系, RHRS系, <b>照明, MUWC系, 計測用電源, 充電器盤等</b> )	使用済燃料プール冷却・維持に係る設備 B系 (FPC系, ASW系, RCW系, RHR系, RHRS系, <b>照明, MUWC系, 計測用電源, 充電器盤等</b> )	非常用D/G起動には 所内蓄電池を使用

# (参考) 1～3号機の主な想定リスクと実施計画記載

## ■ LCOを設定していない機能は、実施計画Ⅲで測定や適切な設備の使用、保管場所の指定等を規定し管理

主なリスク源 (実施計画Ⅰ)	主なリスク	短期的リスク低減に必要な 主な安全機能	関連設備 (実施計画Ⅱ)	LCO (実施計画Ⅲ)	LCO以外の条文 (実施計画Ⅲ)	
燃料デブリ	過熱	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉注水冷却（残留熱除去）</li> <li>RPV/PCVの温度監視</li> </ul>	2.1 RPV/PCV注水設備 2.9 RPV/PCV内監視計測器	第18条, 第19条	なし	
	放射性物質 の飛散	<ul style="list-style-type: none"> <li>PCVガスのろ過</li> <li>排気ガスのダスト濃度監視</li> </ul>	2.8 PCVガス管理設備 2.15 放射線管理関係設備等	なし	第6章放射性廃棄物管理 第42条 第7章放射線管理 第60条, 第61条	
	水素爆発	<ul style="list-style-type: none"> <li>窒素封入による不活性雰囲気維持 (水素パーセント, 酸素濃度低減)</li> <li>水素濃度, 酸素濃度の監視</li> </ul>	2.2 窒素封入設備 2.8 PCVガス管理設備	第25条	なし	
	再臨界	<ul style="list-style-type: none"> <li>ほう酸水注入準備</li> <li>短半減期希ガスの監視</li> </ul>	2.4 ほう酸水注入設備 2.9 RPV/PCV内監視計測器	第23条, 第24条	なし	
使用済燃料	遮へい喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>プール水位の維持</li> </ul>	2.3 使用済燃料プール設備 2.12 共用プール設備	第20条, 第21条, 第22条	なし	
	熱的損傷	<ul style="list-style-type: none"> <li>プール冷却の維持（残留熱除去）</li> </ul>	2.3 使用済燃料プール設備 2.12 共用プール設備			
	機械的損傷	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料落下, ガレキ落下等の防止</li> </ul>	2.11 燃料取り出し設備	なし	第5章燃料管理 第36条, 第37条	
乾式貯蔵キャスク の燃料	放射性物質 の飛散	<ul style="list-style-type: none"> <li>容器の密封機能, 除熱機能</li> </ul>	2.13 使用済燃料乾式キャスク 仮保管設備	なし	第5章燃料管理 第36条, 第37条	
放射性 廃棄物	液体	汚染水漏洩	<ul style="list-style-type: none"> <li>建屋水位/サブドレン水位の管理</li> <li>汚染水のタンク貯留, 漏えい監視</li> </ul>	2.5 汚染水処理設備等 2.6 滞留水を貯留している建屋 2.16 液体廃棄物処理施設	第26条, 第26条の2, 第27条	第6章放射性廃棄物管理 第40条の2 第41条
	気体	放射性物質 の飛散	<ul style="list-style-type: none"> <li>ダスト濃度監視</li> <li>空間線量率監視</li> </ul>	2.15 放射線管理関係設備等	なし	第6章放射性廃棄物管理 第42条, 第42条の2, 第43条
	固体	放射性物質 の飛散	<ul style="list-style-type: none"> <li>適正な保管管理（汚染拡大防止）</li> <li>遮へい機能維持</li> </ul>	2.10 固体廃棄物等の管理施設 2.17 雑固体廃棄物焼却設備	なし	第6章放射性廃棄物管理 第38条, 第39条, 第40条
各リスク共通		<ul style="list-style-type: none"> <li>各設備で必要な電源の維持</li> <li>監視制御の確保</li> </ul>	2.7 電気系統設備 2.14 監視室・制御室	第28条, 第29条	なし	

# (参考) 5・6号機の主な想定リスクと実施計画記載

## ■ LCOを設定していない機能は、実施計画Ⅲで測定や適切な設備の使用、保管場所の指定等を規定し管理

主なリスク源 (実施計画 I)	主なリスク	短期的リスク低減に必要な 主な安全機能	関連設備 (実施計画 II)	LCO (実施計画 III)	LCO以外の条文 (実施計画 III)
使用済燃料	遮へい喪失	・プール水位の維持	2.24 5・6号機 復水補給水系 2.27 5・6号機 燃料プール冷却浄化系 2.28 5・6号機 燃料取扱系及び燃料貯蔵設備	第55条	なし
	熱的損傷	・プール冷却の維持 (残留熱除去)	2.27 5・6号機 燃料プール冷却浄化系 2.28 5・6号機 燃料取扱系及び燃料貯蔵設備	第55条	なし
	機械的損傷	・燃料落下の防止	2.28 5・6号機 燃料取扱系及び燃料貯蔵設備	なし	第5章燃料管理 第85条, 第86条
乾式貯蔵キャスクの燃料	放射性物質の飛散	・容器の密封機能, 除熱機能	2.13 使用済燃料乾式キャスク仮保管設備	なし	第5章燃料管理 第85条, 第86条
放射性廃棄物	液体	滞留水による重要設備への影響	2.33.2 5・6号機 仮設設備 (滞留水貯留設備)	なし	第6章放射性廃棄物管理 第88条, 第90条
	気体	放射性物質の飛散	2.26 5・6号機 原子炉建屋常用換気系 2.34 5・6号機 計測制御設備	なし	第6章放射性廃棄物管理 第89条, 第90条
	固体	放射性物質の飛散	2.10 固体廃棄物等の管理施設 2.17 雑固体廃棄物焼却設備	なし	第6章放射性廃棄物管理 第87条, 第87条の2, 第87条の3
各リスク共通		・各設備に必要な電源の維持 ・監視制御の確保	2.32 5・6号機 電源系統設備 2.34 5・6号機 計測制御設備	第59条, 第61条, 第62条, 第64条, 第66条	なし

## 東京電力株式会社福島第一原子力発電所原子炉施設の保安及び特定核燃料物質の防護に関する規則

(発電用原子炉施設の**運転**)

**第十四条** 法第四十三条の三の二十二第一項の規定により、発電用原子炉設置者は、次の各号に掲げる発電用原子炉施設の**運転**に関する措置を講じなければならない。ただし、廃止措置対象施設については、この限りでない。

- 一 発電用原子炉施設の**運転**に必要な知識を有する者に**運転**を行わせること。
- 二 発電用原子炉施設の**運転**に必要な構成人員がそろっているときでなければ**運転**を行わせないこと。
- 三 前号の構成人員のうち**運転管理責任者**は、発電用原子炉施設の**運転**に必要な知識、技能及び経験を有している者であって、かつ、原子力規制委員会が告示で定める基準に適合したもののなかから選任すること。
- 四 前号に定めるもののほか、**運転管理責任者**に関し必要な事項は、原子力規制委員会が告示で定める。
- 五 発電用原子炉施設の**運転**に関する次の事項を定め、これを**運転員**その他の従業者に守らせること。
  - イ 発電用原子炉施設の**運転**に係る操作に関し、その操作に先立って確認すべき事項、その操作に必要な事項及びその操作の後に確認すべき事項
  - ロ **運転員**その他の従業者が発電用原子炉施設の状態に応じて定期的に又は必要に応じて確認すべき事項(**運転上の制限**(実施計画で定める発電用原子炉施設の**運転**に関する条件であって、当該条件を逸脱した場合に発電用原子炉設置者が講ずべき措置が実施計画で定められているものをいう。以下この条及び第十八条において同じ。)を逸脱していないことを確認するためのものを含む。)並びにその確認の方法及び実施頻度又は時期に関する事項
  - ハ 警報の発報、**運転上の制限**の逸脱その他の異状があった場合に**運転員**その他の従業者が講ずべき措置(次号の処置を除く。)に関する事項
- 六 非常の場合に講ずべき処置を定め、これを**運転員**その他の従業者に守らせること。
- 七 **運転上の制限**を逸脱したときは、その旨を直ちに原子力規制委員会に報告すること。ただし、第十八条第五号に掲げるときを除く。