

# 確率論的破壊力学 (PFM) に基づく PWR 1 次系配管の保全方法の検討

## Evaluation of Maintenance Methods of PWR Primary System Pipes Based on PFM

須山 健 ( Takeshi Suyama )\*

**要約** 原子力発電所の保全に関して、米国では炉心損傷頻度 (CDF) を考慮したリスク情報に基づく供用期間中検査 (RIISI) により、安全性を維持しながら検査対象箇所を減らし、検査費用を低減している。しかし CDF が極めて低い事象であっても、機器の損傷による発電所の計画外停止など信頼性に影響を与える事象については、重要視しておくことが望ましい。

炉心損傷につながる機器損傷のうち大部分を配管損傷に伴う冷却材喪失事故 (LOCA) が占め、CDF を算出するための配管損傷確率の評価は通常確率論的破壊力学 (PFM) 手法により行われるが、これまで PFM を用いて配管保全費用を算出した研究は、国内外の主要な公開文献には見当たらない。

そこで、本研究では安全上重要度の高い PWR 1 次系配管に対し、PFM に基づく配管損傷確率、配管溶接部の検査費用と補修費用、および配管損傷時の損傷対策費用を考慮した配管保全方法の評価モデルを作成した。これにより溶接部 1 箇所あたりの検査費用を 90 万円、配管漏えい時の損傷対策費用を 50 億円から 300 億円として供用期間 40 年におけるいくつかの検査方法に対する保全費用を計算した結果、供用期間中検査 (ISI) を実施するかどうか、ISI を供用期間中に 1 回実施する場合の適切な実施時期、及び ISI を供用期間中に 1 回実施するか 2 回実施するかについて、経済性と信頼性の観点からおおよその判断ができることを確認した。

**キーワード** 確率論的破壊力学 (PFM), PWR 1 次系配管, 供用期間中検査 (ISI), 保全費用, 信頼性, 経済性

**Abstract** In regard to the maintenance of nuclear power plants (NPPs), inspection costs are reduced in the US by decreasing inspection elements, while maintaining safety using the method of Risk-Informed In-Service Inspection (RIISI) considering core damage frequency (CDF). However, it is better to regard events that affect the reliability of NPPs, such as unplanned shutdown caused by damage to components, as significant even if CDF is extremely low.

The loss of coolant accident (LOCA) caused by pipe damage accounts for a large percentage of the damage of components that causes core damage, and the evaluation of pipe damage to calculate CDF is usually conducted by the method of Probabilistic Fracture Mechanics (PFM). However, reports on studies that calculate the maintenance costs of pipes by PFM cannot be found in the main open domestic or foreign journals.

Therefore, in this study, a maintenance costs evaluation model was made considering pipe damage probability based on PFM, inspection costs and repair costs of pipe welds, and the costs against damage in case of pipe damage for the PWR primary pipes that are of particular importance for safety. Maintenance costs were calculated for various inspection methods using a model assuming that the inspection cost per weld is 900 thousand yen, and the cost against damage varies from 5 to 30 billion yen for an operation period of 40 years. As a result, it was confirmed that whether In-Service Inspection (ISI) is conducted or not, an appropriate time of ISI in case ISI is conducted once, and whether ISI is conducted once or twice during the operation period can be judged roughly in terms of reliability and economic efficiency.

**Keywords** PFM, PWR Primary Pipes, In-Service Inspection, Maintenance Costs, Reliability, Economic Efficiency

## 1. はじめに

国内の軽水型原子力発電所はすでに 30 年余に及ぶ運転実績を有しており、高い安全性を維持しながら、電力の安定供給に貢献してきている。しかし電力の

規制緩和が着実に進行している昨今の状況において、今後も安全性を前提とした電力の安定供給を続けるためには、原子力発電所の保全のあり方について費用対効果を定量的に評価し、最も効果の高い保全方法を選択することが重要となる。

\* (株)原子力安全システム研究所 技術システム研究所 現在 関西電力(株)

一方、最近の原子力発電所の保全に関わる動向としては、リスク情報に基づく供用期間中検査 (risk-informed in-service inspection . RIISI) が導入されてきている。米国の原子力発電所では確率論的安全評価 (probabilistic safety assessment . PSA) 情報を用いた RIISI により、炉心損傷頻度 (core damage frequency . CDF) の大きい部位を集中的に検査する方式に変えた結果、安全性を維持しながら検査対象箇所を減らし、検査費用を低減するのに成功した。このような RIISI は日本ではまだ基準化されていないものの、ASME Boiler and Pressure Vessel Code Section XI (ASME Sec. XI) “Rules for Inservice Inspection of Nuclear Power Plant Components” に規定された「許容欠陥」が米国に遅れること 30 年にしてようやく「維持規格」として我が国が承認した基準になった現状から推定すると、近い将来 RIISI も基準化されることが十分に考えられる。ただし RIISI の基準化以前に、PSA に基づいて計算する CDF が極めて低い事象であっても、機器の損傷による発電所の計画外停止など信頼性に影響を与える事象については、重要視しておくことが望ましい。炉心損傷につながる機器損傷のうち多くの割合を配管損傷に伴う冷却材喪失事故 (loss of coolant accident . LOCA) が占め、CDF を算出するための配管損傷評価は通常確率論的破壊力学 (probabilistic fracture mechanics . PFM) 手法により行われるが、信頼性を重視した保全方法を検討する場合についても、PFM 手法を用いることは有効であると考えられる。この観点から国内外の原子力発電所の保全に関する主要な文献<sup>(1)~(11)</sup>を調査したが、PFM または RIISI を用いてリスクを考慮して配管保全費用を算出した例は見当たらなかった。

そこで、ここでは加圧水型原子炉 PWR において安全上重要度の高い 1 次系配管に対し、安全性および信頼性を維持し、安全性は CDF の観点から、信頼性は配管漏えい確率の観点から、費用対効果が定量化できる保全方法を PFM 手法に基づいて検討することとした。

## 2. PFM に基づく PWR 1 次系配管の保全方法評価モデルの検討

### 2.1 配管の PFM 評価フローと今回の PFM 評価方針

配管の PFM 評価は通常 PRAISE コード<sup>(12)</sup>で行われ、PRAISE では劣化事象として疲労き裂と応力腐食割れ (SCC) を考慮している。このうち疲労き裂については、配管製造時に溶接部に生じた欠陥が繰り返し応力により進展するものとして配管損傷確率が計算され、供用期間中に発生する可能性のあるき裂は考慮していない。SCC き裂については供用期間中に溶接部に発生し、残留応力等により進展するものとして配管損傷確率が計算される。

一方、PWR 1 次系配管の重要な経年劣化事象としては、起動停止や出力変動などの過渡事象による疲労、局所的な温度ゆらぎや振動による疲労、ステンレス鋼などの材料特有の SCC、鋳造ステンレス鋼特有の熱時効などが挙げられる。筆者らはこのうち熱時効の影響を含めて過渡事象による疲労を想定した PFM 評価をすでに実施した<sup>(13)</sup>。その他の劣化事象についても PRAISE コードを改良することにより PFM 評価は可能であるが、本研究ではまず本来の PRAISE による PFM 評価に基づくことが重要との観点から、製造時に溶接部に生じた欠陥 (製造欠陥) が過渡事象により疲労き裂進展するとして PFM 評価を行うこととした。本研究で実施する PFM 評価の概略フロー図を図 1 に示す。

この図に示した配管 PFM の評価上の仮定は以下の通りである。

1 箇所の配管溶接部を対象とし、その溶接部における製造欠陥の存在確率は Poisson 分布に従う。欠陥が存在する場合、それらは配管内表面に存在する配管周方向の半だ円形状のき裂であるとする。き裂の大きさを与えるパラメータとして、き裂深さは指数関数分布に基づく確率分布、き裂深さとき裂長さの比は指数関数分布または対数正規分布を与える。

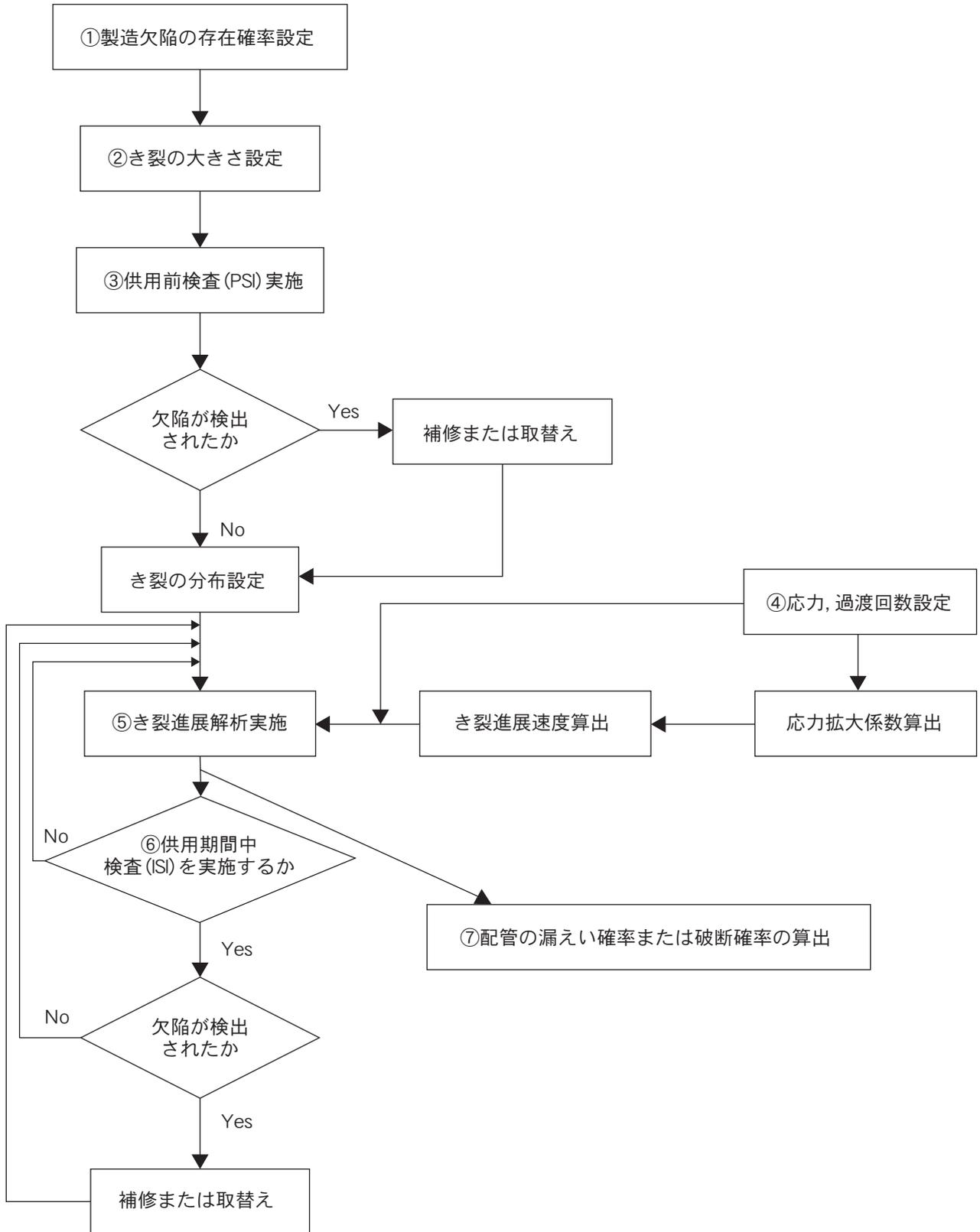


図1 今回実施するPFM評価の概略フロー図

供用前検査 (pre-service inspection . PSI) として、製造後の放射線透過試験 radiographic test . RT) または供用開始直前の超音波探傷試験 (ultrasonic test . UT) を行った場合、欠陥検出レベルに従い、検出されたき裂は補修または取替えによって除去されるとする。補修または取替えを行った場合、その溶接部に製造欠陥はなく、供用期間中は新品の状態であるとする。

供用期間中に発生する応力とその回数 (過渡回数) を設定する。

PSI によって検出されなかったき裂に応力と過渡回数を与えてき裂を進展させる。

供用期間中検査 (inservice inspection . ISI) として UT を実施する場合、適用した欠陥検出レベルに従い、検出されたき裂は補修または取替えによって除去されるとする。補修または取替えを行った場合、その溶接部に製造欠陥はなく、供用期間中は新品の状態であるとする。

溶接部の損傷確率として、その漏えい確率または破断確率を求める<sup>(12)</sup>。漏えい確率については検知できる漏えい量を設定し、き裂が繰り返し応力により進展して貫通き裂となり、その漏えい量に達する確率を求める。破断確率については正味断面応力基準 (net section criteria)<sup>(14)</sup> などの方法を用いて、配管が不安定破壊する確率を算出する。

## 2.2 保全方法評価モデルの検討

PWR 発電所の 1 次系配管のうち、第 1 種管のものを例にとると、ISI として溶接部の UT が行われ、欠陥が検出されなかった場合は供用継続となり、欠陥が検出された場合は、補修または取替えにより欠陥を除去するか、維持基準に基づく欠陥評価により健全性が確認できれば供用を継続するかの選択をすることとなっている。

原子力発電所の高経年化に伴い、今後検出レベルを超えるき裂が現れる可能性があるが、信頼性の観点からは、き裂が進展して配管漏えいに至る確率をできるだけ小さくすることが望ましいので、そのためには UT 検査の頻度を上げるなどの対策が考えられる。反面、検査頻度を過度に上げて、信頼性向上に対する効果が検査費用の増加に比べて小さい場合も考えられるので、経済性を考えた保全方法を選択することも重要である。

このような観点から、信頼性と経済性を考慮した供用期間中の配管保全費用は、(1) 検査費用、(2) 欠陥を検出した時の補修費用、(3) 配管漏えいとなった時にその部分の補修費用と他系統や他発電所への予防保全に要する費用を合わせた損傷対策費用、の 3 種類を計上することにより、概略的に見積もることが可能と考えられる。この配管保全費用の考え方にに基づき、まず PFM 手法による計算の結果から予想される典型的な配管漏えい確率の経年変化曲線を例にとって、保全方法評価モデルの作成を試みた。

PFM 手法により計算した配管の漏えい確率または破壊確率は、通常は発電所の供用年数に伴う累積損傷確率として表される。漏えい確率及び破壊確率はき裂の進展に伴い増加するので、累積損傷確率は供用年数に伴い増加の傾向を持ち、減少することはない。ISI 実施後は前節⑥の仮定により、累積損傷確率の増加傾向は ISI を実施しない時に比べて減少する。このような PFM 手法による一般的な累積損傷確率の傾向を元にとると、ある配管溶接部において、(1) ISI における UT を実施しない場合、(2) ISI における UT を 1 回実施する場合、および (3) 2 回実施する場合の累積損傷確率は、概略的には図 2 のように表すことができる。

原子力発電所は現在 60 年運転を目標にする一方で、保全については「運転開始後 30 年を迎える発電所については、高経年化対策を実施する。」<sup>(15)</sup> こととしているが、ここでは供用開始から 40 年後までの期間における保全費用を考えると、(1) ISI を実施しない場合、(2) ISI を 1 回実施する場合、および (3) 2 回実施する場合の供用開始 40 年後の累積損傷確率をそれぞれ  $P_{\text{leak,no-ISI},40}$ 、 $P_{\text{leak,ISI-1},40}$  および  $P_{\text{leak,ISI-2},40}$  とする。

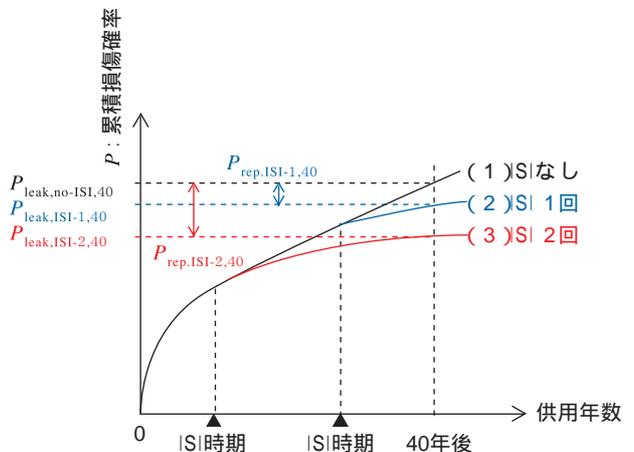


図2 PFMによる累積損傷確率の模式図

これらを用いて、それぞれの場合の保全費用を以下のように定義する。

(1) ISI を実施しない場合

$$C_{M,no-ISI,40} = P_{leak,no-ISI,40} \times C_{leak} \quad (1)$$

ここで、

$C_{M,no-ISI,40}$  : ISI を実施しない場合の40年間の保全費用

$C_{leak}$  : 評価対象溶接部が損傷した時の損傷対策費用

(2) ISI を 1 回実施する場合

$$C_{M,ISI-1,40} = P_{leak,ISI-1,40} \times C_{leak} + P_{rep,ISI-1,40} \times C_{rep} + C_{ISI} \quad (2)$$

$$\text{ただし、} P_{rep,ISI-1,40} = (P_{leak,no-ISI,40} - P_{leak,ISI-1,40})$$

ここで、

$C_{M,ISI-1,40}$  : ISI を 1 回実施する場合の40年間の保全費用

$P_{rep,ISI-1,40}$  : ISI を 1 回実施する場合に補修（取替え含む）する確率

$C_{rep}$  : 評価対象溶接部を含む配管を補修（取替え含む）するための費用

$C_{ISI}$  : 溶接部の ISI を 1 回実施するのに要する費用

(3) ISI を 2 回実施する場合

$$C_{M,ISI-2,40} = P_{leak,ISI-2,40} \times C_{leak} + P_{rep,ISI-2,40} \times C_{rep} + 2 \times C_{ISI} \quad (3)$$

$$\text{ただし、} P_{rep,ISI-2,40} = (P_{leak,no-ISI,40} - P_{leak,ISI-2,40})$$

ここで、

$C_{M,ISI-2,40}$  : ISI を 2 回実施する場合の40年間の保全費用

$P_{rep,ISI-2,40}$  : ISI を 2 回実施する場合に補修（取替え含む）する確率

$C_{leak}$  および  $C_{rep}$  は、配管漏えいまたは補修の時期によらず同じ費用とする。

## 2.3 保全方法評価モデルの活用例

ここでは、前項で定義した保全方法の評価モデルを1次系配管のISI計画にどのように活用するかについて、以下のような三つの意思決定方法を検討した。

(1) ISI を実施するかどうかの意志決定

ある溶接部について、ISI を実施しない時の保全費用  $C_{M,no-ISI,40}$  が ISI を 1 回実施する場合の保全費用  $C_{M,ISI-1,40}$  を下回る場合、

$$C_{M,no-ISI,40} < C_{M,ISI-1,40} \quad (4)$$

すなわち上式の関係となる場合は、信頼性および経済性の観点から ISI を実施する必要性は少ないと言える。ただし、 $C_{M,ISI-1,40}$  としては10年後ISI、20年後ISI、30年後ISI というように何通りかの場合を算出し、すべての場合において  $C_{M,no-ISI,40}$  を上回ることを確認する必要がある。

さらに、ISI を実施しない場合の保全費用  $C_{M,no-ISI,40}$  が ISI を 2 回実施する時の保全費用  $C_{M,ISI-2,40}$  と同等以下であることも確認できれば、この溶接部は ISI の必要性が小さいことをより精度よく確認したと言える。

厳密には、ISI を 3 回以上実施する場合の保全費用も算出して  $C_{M,no-ISI,40}$  と比較することも重要であるが、ISI を 1 回実施するごとに保全費用に ISI 費用が加わるため、ISI を 1 回実施する場合および2回実施する場合の保全費用がともに ISI を実施しない場合の保全費用を上回り、かつ ISI を 3 回以上実施する場合の保全費用が ISI を実施しない場合の保全費用を下回る可能性はほとんどないため、ISI を 3 回以上実施する場合の保全費用も算出の必要性は少ないと考えられる。

(2) ISI 時期の意志決定

ある溶接部について、ISI の時期によっては ISI を 1 回実施することによる保全費用が、ISI を実施しない時の保全費用を下回ることがある場合、すなわち

$$C_{M,ISI-1,40} < C_{M,no-ISI,40} \quad (5)$$

上式の関係となる場合は、信頼性および経済性の観点から ISI を 1 回以上実施する必要があると言える。ISI を 1 回だけ実施する場合は10年後ISI、20年後ISI、30年後ISI というように何通りかの  $C_{M,ISI-1,40}$  の値を算出し、最小となる時期に ISI を実施すればよい。

(3) ISI 実施回数の決定

ある溶接部について、ISI の時期によっては ISI を 2 回実施することによる保全費用が、ISI を 1 回だけ実施する時および ISI を実施しない場合の保全費用を下回ることがある場合、

$$C_{M,ISI-2,40} < C_{M,no-ISI,40}, C_{M,ISI-2,40} < C_{M,ISI-1,40} \quad (6)$$

上式の関係となる場合は、信頼性および経済性の観点から ISI を 2 回以上実施する必要があると言える。ISI を 2 回実施する場合は、[10年後と30年後ISI]、[20年後と30年後ISI] というように何通りかの  $C_{M,ISI-2,40}$  の値を算出し、最小となる時期に ISI を実施すればよ

い、同様の考え方で3回以上のISIの必要性についても検討すればよい。

## 2.4 安全性を考慮した経済性評価の検討

炉心損傷に至る可能性は配管損傷確率と比べても極めて小さいので、炉心損傷を考慮した配管保全費用を算出する必要性は現実的には少ないと考えられるが、ここでは念のため炉心損傷確率（core damage probability . CDP）を用いた保全費用の検討を行った。

CDPは冷却材喪失事故（loss of coolant accident . LOCA）などの起因事象の確率に条件付き炉心損傷確率（conditional core damage frequency . CCDP）を乗じて算出されるので、これを $P_{CCDP}$ とおくと、LOCAを起因事象とした炉心損傷確率 $P_{CDP}$ は、配管破断確率 $P_{break}$ を使って次の式で表すことができる。

$$P_{CDP} = P_{break} \times P_{CCDP} \quad (7)$$

$P_{CCDP}$ の値は1に対して無視できるほど小さいので、炉心損傷を考慮した保全費用は以下のように表すことができる。

(1) ISIを実施しない場合

$$C_{M(CCDP),no-ISI,40} = P_{break,no-ISI,40} \times (1 - P_{CCDP}) \times C_{break} + P_{break,no-ISI,40} \times P_{CCDP} \times C_{CCDP} + P_{break,no-ISI,40} \times C_{break} + P_{break,no-ISI,40} \times P_{CCDP} \times C_{CCDP} \quad (8)$$

ここで、

$C_{M(CCDP),no-ISI,40}$  : ISIを実施しない場合の炉心損傷を考慮した40年間の保全費用

$P_{break,no-ISI,40}$  : ISIを実施しない場合の供用開始40年後の累積破断確率

$C_{break}$  : 評価対象溶接部が破断した時の対策費用

$C_{CCDP}$  : 評価対象溶接部が破断し、炉心損傷した時の対策費用

(2) ISIを1回実施する場合

$$C_{M(CCDP),ISI-1,40} = P_{break,ISI-1,40} \times (1 - P_{CCDP}) \times C_{break} + P_{rep,ISI-1,40} \times C_{rep} + C_{ISI} + P_{break,ISI-1,40} \times P_{CCDP} \times C_{CCDP} = P_{break,ISI-1,40} \times C_{break} + P_{rep,ISI-1,40} \times C_{rep} + C_{ISI} + P_{break,ISI-1,40} \times P_{CCDP} \times C_{CCDP} \quad (9)$$

ここで、

$C_{M(CCDP),ISI-1,40}$  : ISIを1回実施する場合の炉心損傷を考慮した40年間の保全費用

$P_{break,ISI-1,40}$  : ISIを1回実施する場合の供用開始40年後の累積破断確率

(3) ISIを2回実施する場合

$$C_{M(CCDP),ISI-2,40} = P_{break,ISI-2,40} \times (1 - P_{CCDP}) \times C_{break} + P_{rep,ISI-2,40} \times C_{rep} + 2 \times C_{ISI} + P_{break,ISI-2,40} \times P_{CCDP} \times C_{CCDP} = P_{break,ISI-2,40} \times C_{break} + P_{rep,ISI-2,40} \times C_{rep} + 2 \times C_{ISI} + P_{break,ISI-2,40} \times P_{CCDP} \times C_{CCDP} \quad (10)$$

ここで、

$C_{M(CCDP),ISI-2,40}$  : ISIを2回実施する場合の炉心損傷を考慮した40年間の保全費用

$P_{break,ISI-2,40}$  : ISIを2回実施する場合の供用開始40年後の累積破断確率

## 3. 実機保全費用の評価計算

ここでは、前節で検討した保全方法評価モデルを用いた計算例について述べる。

### 3.1 ISI時期およびISI頻度を変えた場合の累積漏えい確率の計算

同一溶接部に対して、表1に示す5通りの検査パターンを想定して供用開始から40年後までの累積漏えい確率を算出した結果を図3に示す。主な計算条件は表2に示す。

表1 想定した検査パターン

①	ISIなし
②	10年後に1回検査実施
③	20年度に1回検査実施
④	30年後に1回検査実施
⑤	10年後と30年後の2回検査実施

図3から分かるように、この溶接部の漏えい確率は以下の特徴を持つ。

- (1) ISIを実施することにより累積漏えい確率は下がった。
- (2) ISIを2回実施した方がISIを1回実施するよりも累積漏えい確率は下がった。
- (3) ISIを1回実施する場合、供用開始40年後の累積漏えい確率は10年後ISIに比べて、20年後

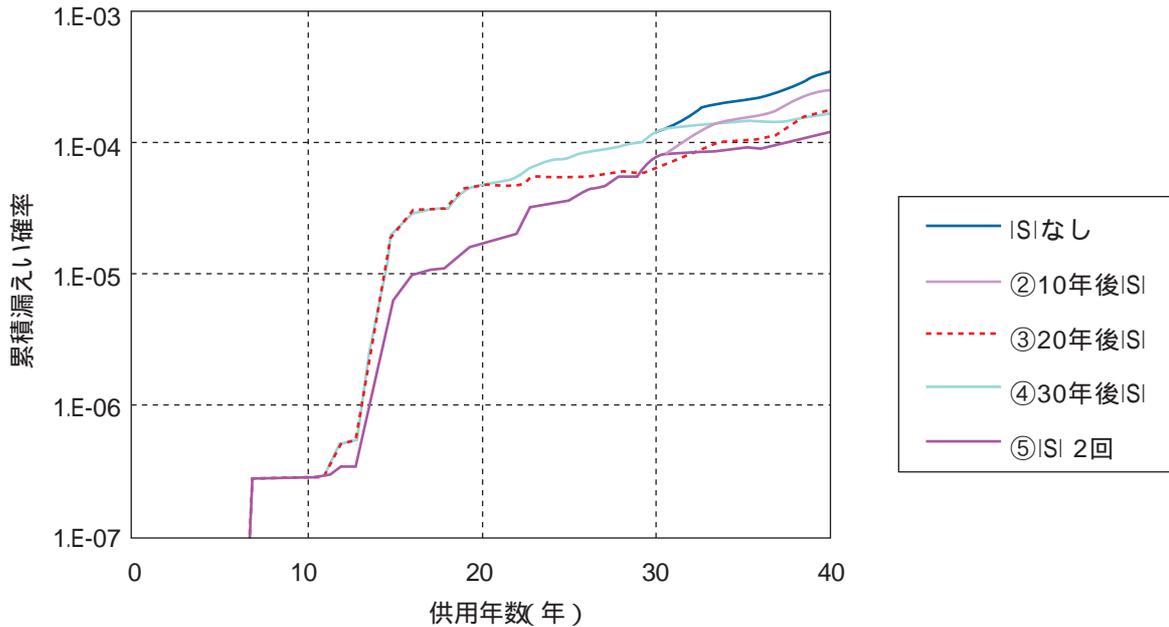


図3 検査パターンの違いによる累積漏えい確率の比較

表2 主な計算条件

計算コード	WinPRAISE4.24( PRAISEのWindows版 )	
配管材料	SUS316相当材	
配管口径 板厚	口径6インチ( 150mm ) 板厚0.72インチ( 18.3mm )	
製造欠陥存在確率	Moodの理論 <sup>(16)</sup> Hahnの式 <sup>(17)</sup> Harrisのデータ <sup>(12)</sup> に基づく	
製造欠陥の大きさ分布	Marshallの指数関数分布 <sup>(18)</sup> Abramowitzの式 <sup>(19)</sup> に基づく	
PSIおよび検査品質 <sup>(8)(9)</sup>	RT実施 UT実施 UT検査品質はやや悪い( Marginal ) <sup>(20)</sup>	
過渡事象	起動停止	冷却材温度; 288 . 応力; 21kgf/mm <sup>2</sup> . 頻度; 2回/年
	一様応力	応力; 21kgf/mm <sup>2</sup> . 頻度; 10回/年
	熱衝撃	温度変化; 149 ( ステップ状 ). 頻度; 10回/年
ISIの検査品質	UT検査品質はやや悪い( Marginal )	
き裂進展速度	Harrisの式に基づく <sup>(12)(21)</sup>	
漏えい検知能力	1gpm( gallon per minute ) <sup>(12)</sup>	

ISI および 30 年後 ISI の方が低く、20 年後 ISI と 30 年後 ISI はほぼ同じ値となった。

- (4) ISI を 2 回実施することにより、供用開始 40 年後の累積漏えい確率は ISI なしの場合の約 1/3 に下がった。

なお、供用年数 10 年前後に漏えい確率が急激に変化しているが、これは初期き裂分布の設定に乱数を用いた影響と考えられる。

### 3.2 損傷対策費用の違いによる保全費用の比較および保全戦略

図 3 に示した計算例では、ISI により累積漏えい確率を減らすことができ、信頼性を向上させることが可能であることを示した。しかし、検査費用をかけることにより経済性が向上したかどうかの確認は、実際の計算による以外にないので、以下のように行うこととした。

計算にあたっては前節で設定した保全費用を用いたが、計算結果に大きな影響を与える損傷対策費用については配管固有のものであり一般化できないので、ここでは前節で定義した「損傷対策費用」を50億円から300億円と変化させることとした。取替えを含む補修費用についても配管固有のものであるが、配管漏えい時の損傷対策費用に比べるとはるかに小さいと考えられるので、下に示す(11)式のように補修費用の10倍が損傷対策費用とした。

$$C_{rep} = 1 / 10C_{leak} \quad (11)$$

また、UT 検査費用  $C_{ISI}$  も配管口径や作業性などによって異なり溶接部固有であるが、ここでは日本非破壊検査工業会が発行している価格調査資料<sup>(22)</sup>に基づき、溶接部によらず UT 検査 1 回あたり 90 万円とした。

(1) 損傷対策費用が 50 億円の場合

損傷対策費用を 50 億円として、図 3 の累積損傷確率に対し、表 1 の各検査パターンの保全費用を計算した結果を図 4 に示す。

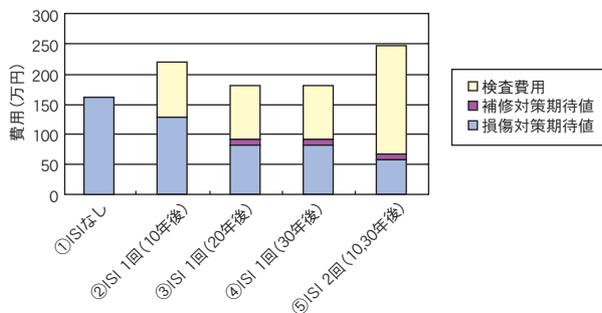


図4 検査パターンによる保全費用の比較 (損傷対策費用50億円)

この場合は、ISI なしの保全費用が最小で約 160 万円、次に ISI を 20 年後または 30 年後に実施する場合の保全費用が安く約 180 万円、ISI を 10 年後に実施する場合と ISI を 2 回実施する場合の保全費用は 200 万円以上となった。

これらの結果から、信頼性と経済性の観点からは、損傷対策費用 50 億円の場合は、ISI を実施する必要が少ないと言える。

(2) 損傷対策費用が 100 億円の場合

損傷対策費用を 100 億円として、図 3 の累積損傷確率に対し、表 1 の各検査パターンの保全費用を計算した結果を図 5 に示す。

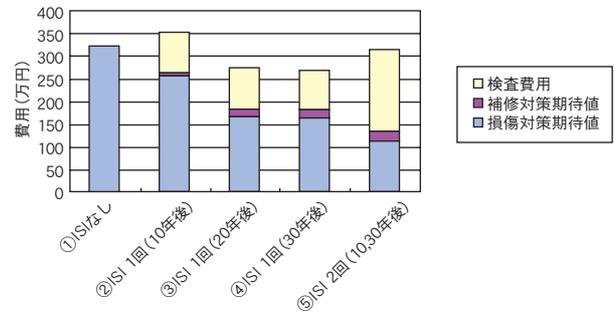


図5 検査パターンによる保全費用の比較 (損傷対策費用100億円)

この場合は、ISI を 20 年後または 30 年後に実施する場合の保全費用が最小で約 270 万円、それ以外の保全費用は 300 万円以上となった。

これらの結果から、信頼性と経済性の観点からは、損傷対策費用 100 億円の場合は 20 年後または 30 年後に ISI を 1 回実施する方がよいと言える。

(3) 損傷対策費用が 200 億円の場合

損傷対策費用を 200 億円として、図 3 の累積損傷確率に対し、表 1 の各検査パターンの保全費用を計算した結果を図 6 に示す。

この場合は、ISI を 20 年後または 30 年後に実施する場合の保全費用、ISI を 2 回実施する場合の保全費用が同等で約 450 万円、それ以外の保全費用は 600 万円以上となった。

この結果から、信頼性と経済性の観点からは、損傷対策費用 200 億円の場合は、20 年後または 30 年後に 1 回 ISI を実施するか、2 回 ISI を実施する方がよいと言える。

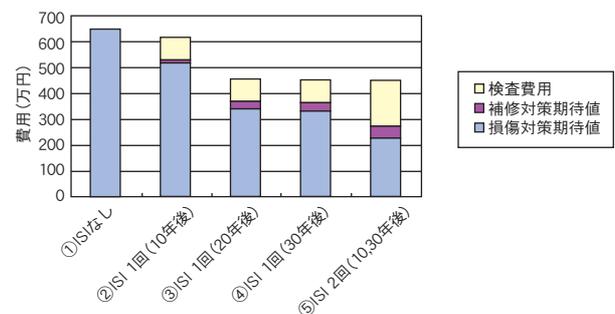


図6 検査パターンによる保全費用の比較 (損傷対策費用200億円)

#### (4) 損傷対策費用が 300 億円の場合

損傷対策費用を 300 億円として、図 3 の累積損傷確率に対し、表 1 の各検査パターンの保全費用を計算した結果を図 7 に示す。

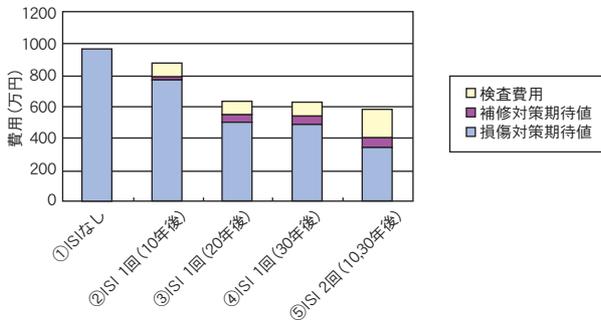


図7 検査パターンによる保全費用の比較  
(損傷対策費用300億円)

この場合は、ISI を 2 回実施する場合の保全費用が最低で約 590 万円となった。

この結果から、信頼性と経済性の観点からは、損傷対策費用 300 億円の場合は、2 回 ISI を実施する方がよいと言える。

### 3.3 安全性を考慮した経済性評価の例

$P_{\text{CDP}}$  は  $P_{\text{break}}$  に比べて十分小さく、炉心損傷対策費が配管破断対策費用に比べて十分大きいとしても、炉心損傷による損害額の期待値は前項で算出した保全費用に対して無視できるほど小さいと考えられるが、それでも概略的な数値を算出することは意義があると考えられるので、ここでは炉心損傷による保全費用を計算することとした。

$P_{\text{CDP}}$  を算出するためには、どの系統のどの溶接部が損傷するかを仮定する必要があるが、ここでは簡単のため、入江らが過去に「安全上重要な機器の管理に関する研究」<sup>(11)(23)(24)</sup>で実施した表 3 に示す条件付き炉心損傷確率のうち、前節で評価対象とした 6 インチ配管の破断に相当する大破断 LOCA の確率  $2.1 \times 10^{-3}$  を用いることとした。 $P_{\text{break,no-ISI,40}}$  については表 2 に示した条件で計算した結果、 $9.8 \times 10^{-13}$  となった。また、 $C_{\text{CCDP}}$  については、以前原子燃料工業(株)が蒸気発生器の供用期間中の保全費用を評価した時に用いた 3,200 億円<sup>(25)</sup> を使うこととした。

表3 代表発電所の条件付き炉心損傷確率の例

配管破断の直接的影響	条件付き炉心損傷確率
大破断LOCA	$2.1 \times 10^{-3}$
中破断LOCA	$7.7 \times 10^{-4}$
小破断LOCA	$6.8 \times 10^{-4}$
原子炉補機冷却水喪失	$8.5 \times 10^{-5}$
2次系冷却系の破断	$2.8 \times 10^{-5}$
過渡事象(原子炉自動停止)	$1.7 \times 10^{-11}$

この時、供用期間中検査を実施しない場合の炉心損傷を考慮した 40 年間の保全費用のうち、炉心損傷による損害額期待値は、

$$P_{\text{break,no-ISI,40}} \times P_{\text{CCDP}} \times C_{\text{CCDP}} = (9.8 \times 10^{-13}) \times (2.1 \times 10^{-3}) \times 3,200 \text{億円} = 6.6 \times 10^{-4} \text{円}$$

となり、保全費用への影響は極めて小さい。

## 4. まとめ

加圧水型原子炉 PWR の 1 次系配管に対して、安全性および信頼性を維持しながら費用効果を定量化できる保全方法について、安全性は CDF の観点から、信頼性は配管漏えい確率の観点から検討し、PFM 手法に基づく評価モデルを作成した。このモデルの特徴は以下の通りである。

- (1) 劣化事象を過渡事象による疲労とし、配管溶接部の内表面に周方向き裂を想定し、PFM 検査頻度を変えた時の累積損傷確率を算出し比較する。
- (2) 配管溶接部の検査費用とき裂が検出された時の補修費用、および配管損傷時の損傷対策費用を考慮して保全費用を定量化し、信頼性と経済性の観点から適切な検査頻度と検査時期を評価する。
- (3) 上記(2)に炉心損傷対策費用を加えた保全費用の定量化も行う。

この評価モデルを用いて代表配管の PFM 評価を実施し、検査費用を溶接部 1 箇所あたり 90 万円、補修費用は損傷対策費用の 10% であるとして、損傷対策費用を 50 億円から 300 億円と変化させた場合の供用期間 40 年の保全費用を計算した。主な結果は以下の通りである。

- (1) 口径6インチのステンレス鋼配管を想定し、ISIを実施しない場合も含めた5通りの検査パターンによる累積漏えい確率を比較し、ISIの効果を確認した。
- (2) ISIを実施しない場合の供用開始40年後の累積漏えい確率が $3.2 \times 10^{-4}$ である時、損傷対策費用が50億円であればISIを実施する必要性は少なく、損傷対策費用が100億円以上になればISIの必要性が大きいことを確認した。
- (3) 損傷対策費用が大きいほどISI回数を増やす方が保全費用は減少するが、ISIを1回行う場合は実施時期により保全費用は大きく異なるので、適切な検査時期の選定が重要であることを確認した。
- (4) 炉心損傷の損傷対策費用を3,200億円と想定した場合、炉心損傷対策費用は検査費用や配管漏えい時の損傷対策費用に比べて十分に小さいことを確認した。
- (6) 吉村 忍 他：経年劣化を受ける構造材料の確率論的破壊力学解析，日本原子力学会誌，34，1151 (1992).
- (7) 吉村 忍，矢川 元基，秋葉 博，藤岡 照高：確率論的破壊力学に基づく軽水炉配管のLBB成立性解析，日本原子力学会誌，39，777 (1997).
- (8) (財)原子力発電技術機構，原子力安全解析所：平成11年度PWRプラントの出力運転時レベル1 PSAに関する報告書，INS/M99-26 (2000).
- (9) (財)原子力発電技術機構，原子力安全解析所：平成12年度リスクを考慮した規制の国内プラントへの適用性検討，INS/M00-30(2001).
- (10) (財)原子力発電技術機構，原子力安全解析所：平成14年度リスク情報を考慮したPSAの活用に関する報告書，INS/M02-27(2001).
- (11) (財)発電設備技術検査協会，高度軽水炉安全管理技術開発（高稼働率技術開発等）に関する事業報告書（定期点検・定期検査の高度化に関する検討のうち確率論的検査管理手法に関するもの），2001.
- (12) D.O. Harris , E.Y. Lim , and D.D. Dedhia , “ Probability of Pipe Fracture in the Primary Coolant Loop of a PWR Plant , Vol.5: Probabilistic Fracture Mechanics Analysis ,” NUREG/CR-2189, Vol.5, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington, DC, August 1981.
- (13) 花房英光，入江隆，須山健，諸田秀嗣：配管溶接部の安全上重要度評価へのPSAの試験適用（第2報），日本原子力学会2001年春の年会予稿集，2001.
- (14) M.F. Kanninen et al.: Mechanical Fracture Predictions for Sensitized Stainless Steel Piping with Circumferential Cracks, EPRI NP-192, 1976, EPRI NP-192(1976).
- (15) 関西電力(株)地域共生・広報室 エネルギー広報グループ，原子力発電所の高経年化対策～原子力発電所の安全性・信頼性を維持するために～，2003.3.
- (16) A.M. Mood, Introduction to the Theory of Statistics, McGraw Hill Book Co., New York, 1950.
- (17) G.J. Hahn and S.S. Shapiro, Statistical Models in Engineering, John Wiley and Sons, Inc., New York, 1967.
- (18) An Assessment of the Integrity of PWR Pressure Vessels, Report a Study Group Chaired by W.

## 謝辞

この報告は、経済産業省の平成15年度「革新的実用原子力技術開発補助事業」のうち「PFMに基づく実機配管の総合最適保全に関する技術開発」の成果のうち当社が実施した部分を抜粋し、改めて取りまとめたものである。この補助事業の総括代表者であり本研究を進める上で多大なご指導と助言をいただいた東京大学大学院新領域創成科学研究科環境学専攻 吉村忍教授，補助事業を中心的に実施し，本研究において保全費用の評価方法を検討する段階で多大な協力をいただいた原子燃料工業(株)の磯部仁博氏と匂坂充行氏に深く感謝いたします。

## 文献

- (1) 吉田智朗：リスク評価と保全，フォーラム保全 vol.1, No.2, 12(2002).
- (2) U.S.NRC : Draft DG-1063 (1997).
- (3) EPRI: Risk-Informed In-service Inspection Evaluation Procedure, TR-106706s (1996).
- (4) 高木愛夫：火力発電設備の保全技術，日本金属学会誌 第66巻 第12号，pp.1185-1191(2002).
- (5) James R. Evans and David L. Olson: “ Introduction to Simulation and Risk Analysis ” , Prentice Hall, Inc., (1998).

Marshall, available from H.M Stationery Office, London, October 1976.

- (19) M. Aramowitz and I. Stegun, Handbook of Mathematical Functions, National Bureau of Standards Applied Mathematics Series 55, Washington, DC, 1964.
- (20) M.A. Khaleel, F. A. Simonen, D. O. Harris and D. Dedhia, " The Impact of Inspection on Intergranular Stress Cracking for Stainless Steel Piping " , Risk and Safety Assessment: Where is the balance?, ASME PVP Vol.296/SERA-Vol.3, 1995, pp. 411-422, 1995.
- (21) D.O.Harris, E.Y.Lim, D.D.Dedhia, H.H.Woo, and C.K.Chou, " Fracture Mechanics Models Developed for Piping Reliability Assessment in Light Water Reactors " ,NUREG/CR-301,U.S.Nuclear Regulatory Commission,Washington DC, June 1982.
- (22) (社)日本非破壊検査工業会, 非破壊検査当に関する価格調査資料 平成 15 年度, 2003.
- (23) 花房英光, 入江隆, 須山健, 諸田秀嗣: 確率論的評価手法に基づく PWR 高経年時の供用期間中検査の有効性評価, INSS Journal Vol.8, (2001).
- (24) 入江隆, 花房英光, 須山健, 諸田秀嗣, 小島重雄, 水野義信: PSA を用いた配管溶接部の安全上重要度評価における効率的な安全性向上手法の検討, 日本原子力学会 2001 年秋の年会予稿集, 2001.
- (25) 原子燃料工業株式会社, PFM に基づく実機配管の総合最適メンテナンスに関する技術開発, 革新的実用原子力技術開発補助事業 平成 15 年度成果報告書, 2004.