

Na小型炉のシステム設計研究

－平成13年度の研究成果のまとめ－

(研究報告)

2002年10月

核燃料サイクル開発機構
大洗工学センター

本資料の全部または一部を複製・複製・転載する場合は、下記にお問い合わせください。

〒319-1184 茨城県那珂郡東海村村松4番地49
核燃料サイクル開発機構
技術展開部 技術協力課

Inquiries about copyright and reproduction should be addressed to :

Technical Cooperation Section,
Technology Management Division,
Japan Nuclear Cycle Development Institute
4-49 Muramatsu, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki 319-1184, Japan

© 核燃料サイクル開発機構 (Japan Nuclear Cycle Development Institute)
2002

Na 小型炉のシステム設計研究
－ 平成 13 年度の研究成果のまとめ －
(研究報告)

近澤 佳隆¹⁾、堀 徹¹⁾、此村 守¹⁾
塩谷 洋樹²⁾、小野 清²⁾

要 旨

高速炉実用化戦略調査研究（フェーズⅡ）では、分散電源や電源以外の多目的利用を幅広く想定して、経済性、安全性、長寿命炉心などの要求条件を満足する小型炉概念を提示する計画である。平成 13 年度には、有望なナトリウム冷却小型炉および多目的利用小型炉概念を絞り込むために、以下の小型炉概念を検討した。このうち、ナトリウム冷却小型炉では、原子炉容器のコンパクト化などによる経済性向上の追及を目標とした。

(ナトリウム冷却小型炉)

- ・出力規模：150MWe、
- ・燃料種類：金属燃料、
- ・炉心寿命：10年
- ・原子炉型式：タンク型炉およびループ型炉、
- ・冷却方式：強制環方式

(多目的利用冷却小型炉)

- ・用途および方法：水素分離膜を用いた水蒸気改質法による水素製造

ナトリウム冷却小型炉の検討では、経済性、安全性などの要求条件に基づき、炉心およびプラント概念を構築した。このうち、タンク型炉では、環状中間熱交換器および電磁ポンプ合体機器や、UIS 引抜き方式の採用などにより、原子炉容器をコンパクト化（φ4m×h20.8m）し、初号機の建設単価は 34 万円/kWe と、発電単価 5.5 円/kWh に相当する目標値（35 万円/kWe）を達成した。また、タンク型炉、ループ型炉のいずれも、反射体制御方式や、PRACS×2 系統+RVACS×1 系統（いずれも自然循環方式）の組み合わせによる崩壊熱除去系を採用した。

多目的利用小型炉の検討では、2 次ナトリウムを介して、蒸気生成および水蒸気改質反応熱を補償する原子力水素プラントの系統構成や、水素分離膜などを使用した水蒸気改質器の概念検討を行い、17 円/Nm³の水素製造単価（高純度水素）を達成できる見通しを提示した。

-
- 1) 大洗工学センター システム技術開発部 FBR システムグループ
 - 2) 同 FBR サイクル解析グループ

System Design Study of a Small Sodium Cooled Reactor

Yoshitaka Chikazawa¹⁾, Toru Hori¹⁾, Mamoru Konomura¹⁾, Hiroki Shiotani²⁾, Kiyoshi Ono²⁾

Abstract

Small sized fast breeder reactors have a potential to use a power source applicable to diversified social needs. In the Feasibility Study of JNC, we will make a concept of small sized fast breeder reactor with various requirements of economical competitiveness, reactor safety, very long lived core, etc. The design requirements for a small sodium cooled fast reactor in Fiscal Year 2001 (FY 2001) were defined as follows:

(Small Sodium Cooled Reactor)

- Electric Power : 150MWe
- Fuel Type : Metal
- Coolant Circulation System : Forced Circulation (Tank or Loop Type)
- Core Life : 10 years

Based on a previous study of a small sodium cooled reactor, cost reduction of the plant with an electrical power of 150MWe was pursued. Concepts of its fuel, core and plant were designed and their main specifications were determined. The Reactor vessel was minimized and the diameter of the reactor vessel became 4 m. The reactor system was enhanced a passive safety to avoid a core melt even at ATWS. The construction cost of the whole plant was evaluated 340,000 yen/kWe and the economical goal (350,000 yen/kWe) was achieved. The constitution of a decay heat removal system was chosen which was a system of two PRACS and one RVACS driven by natural circulation in order to satisfy a heat removal condition of Category IV in Japanese Standard.

Design Concept of a multipurpose reactor was studied. The purpose of the reactor was to produce hydrogen. It was performed with a membrane steam reformer. A potential to achieve the economical goal (17 yen/Nm³) is shown.

1) FBR System Design Group, System Engineering and Technology Division, O-arai Engineering Center JNC

2) FBR Cycle Analysis Group, System Engineering and Technology Division, O-arai Engineering Center JNC

目次

1. 緒言	1
2. 研究計画	2
2.1 全体概要	6
2.2 ナトリウム冷却小型炉	6
2.2.1 フェーズⅡの進め方	9
2.2.2 平成13年度の進め方	11
2.3 多目的小型炉	12
2.3.1 フェーズⅡの進め方	12
2.3.2 平成13年度の進め方	14
3. 前年度までの研究成果	15
3.1 小型炉の導入ニーズ	15
3.2 小型炉の基本方針	17
3.3 炉心燃料概念	19
3.4 プラント概念	26
4. ナトリウム冷却小型炉の検討	34
4.1 全体概要	34
4.2 設計要求と対応方針の検討	35
4.2.1 設計要求の整理	35
4.2.2 対応方針の検討	42
4.3 炉心燃料概念の検討	49
4.3.1 基本方針	49
4.3.2 炉心核熱燃料設計	50
4.3.3 安全特性	58
4.3.4 MOX燃料炉心の検討	83
4.4 プラント概念の検討	86
4.4.1 原子炉構造の検討	86
4.4.2 原子炉停止・制御系の検討	101
4.4.3 冷却系の検討	121
4.4.4 崩壊熱除去系の検討	142
4.4.5 BOP設備の検討	170
4.4.6 プラント概念まとめ	234
4.5 建屋・配置計画の検討	239
4.5.1 検討条件および検討方針	239
4.5.2 タンク型炉の配置検討	240

4.5.3	ループ型炉の配置検討	242
4.5.4	配置計画の検討まとめ	243
4.6	評価	251
4.6.1	物量およびコスト評価	251
4.6.2	評価のまとめ	260
5.	多目的利用小型炉の検討	262
5.1	全体概要	262
5.2	多目的利用の調査検討	263
5.2.1	水素製造	263
5.2.2	海水淡水化	263
5.2.3	熱供給	263
5.2.4	検討の方向性	264
5.3	水素製造の検討	269
5.3.1	基本構成の予備検討	269
5.3.2	水素製造に係わる安全性検討	299
5.3.3	ヒートマスバランスの特性把握と候補案の摘出	308
5.3.4	水蒸気改質器概念の検討	345
5.3.5	水素製造系の検討	361
5.3.6	経済性評価	383
5.3.7	基本仕様の選定	392
5.4	海水淡水化プラントの検討	409
5.5	熱供給プラントの検討	416
6.	まとめ	418
6.1	ナトリウム冷却小型炉の検討	418
6.1.1	設計要求と対応方針の検討	418
6.1.2	炉心概念の検討	419
6.1.3	プラント概念の検討	419
6.1.4	建屋・配置計画	420
6.1.5	評価	420
6.2	多目的利用小型炉の検討	421
6.2.1	多目的利用の調査検討	421
6.2.2	水素製造の検討	421
6.2.3	海水淡水化プラントの検討	421
6.2.4	熱供給プラントの検討	422
7	結言	423
	参考文献	424

表目次

表 3.3-1	ナトリウム冷却小型炉の炉心燃料概念の主要仕様	・・・	21
表 3.3-2	ナトリウム冷却小型炉の安全解析まとめ	・・・	22
表 3.4-1	自然循環方式タンク型ナトリウム冷却小型炉の基本仕様	・・・	28
表 3.4-2	強制循環方式ループ型ナトリウム冷却小型炉の基本仕様	・・・	29
表 4.2.1-1	設計要求に対応した小型炉の取り組み方針（案）	・・・	36
表 4.2.2-1	許容される建設費に対する修繕費等の比率	・・・	47
表 4.3.2-1	燃料諸元	・・・	52
表 4.3.2-2	核特性解析結果	・・・	53
表 4.3.3-1	安全解析条件（15MWe）	・・・	62
表 4.3.3-2	ULOF 解析条件・結果	・・・	63
表 4.3.3-3	UTOP 解析条件	・・・	63
表 4.3.4-1	MOX 燃料炉心仕様と特性	・・・	84
表 4.3.4-2	MOX 燃料炉心諸元	・・・	85
表 4.4.1-1	炉心上部機構の要求条件と設計対応（案）	・・・	91
表 4.4.1-2	炉停止棒駆動軸の流力振動防止評価	・・・	92
表 4.4.2-1	反応度制御スキームの具体化の一例	・・・	112
表 4.4.2-2	反射体運用	・・・	113
表 4.4.3-1	ナトリウム冷却炉の冷却系基本構成（案）	・・・	128
表 4.4.3-2	ナトリウム冷却小型炉（タンク型）中間熱交換器主要目	・・・	129
表 4.4.3-3	ナトリウム冷却小型炉（タンク型）1次／2次電磁ポンプ 主要目	・・・	130
表 4.4.3-4	ナトリウム冷却小型炉（タンク型）蒸気発生器主要目	・・・	131
表 4.4.3-5	ナトリウム冷却小型炉（ループ型）中間熱交換器主要目	・・・	132
表 4.4.3-6	ナトリウム冷却小型炉（ループ型）1次／2次電磁ポンプ 主要目	・・・	133
表 4.4.3-7	ナトリウム冷却小型炉（ループ型）蒸気発生器主要目	・・・	134
表 4.4.4-1	事象ごとの崩壊熱除去系動作状態	・・・	149
表 4.4.4-2	PRACS 炉内熱交換器（DHX）主要目	・・・	150
表 4.4.4-3	PRACS 空気冷却器主要目（ヒートバランス検討用）	・・・	151
表 4.4.4-4	2重管空気冷却器サイジング検討結果	・・・	152
表 4.4.4-5	RVACS 性的ヒートバランス計算結果	・・・	153
表 4.4.5-1	2次系不純物混入量の概算結果	・・・	173
表 4.4.5-2	放射性廃棄物処理設備の合理化の考え方	・・・	198
表 4.4.5-3	安全保護系信号の内訳（案）	・・・	211

表 4.4.5-4	ナトリウム冷却小型炉でのナトリウム漏えい対策 (案)	・・・	212
表 4.4.5-5	安全評価事象と安全保護系信号 (案)	・・・	213 ~ 214
表 4.4.5-6	原子炉計装項目一覧	・・・	215
表 4.4.5-7	安全保護系信号等の内訳	・・・	217 ~ 218
表 4.4.5-8	定期検査項目設定の考え方	・・・	226
表 4.4.5-9	ISI 対象部位および検査項目 (案)	・・・	228
表 4.4.5-10	ナトリウム炉漏えいに係わる ISI 方法 (案)	・・・	229
表 4.4.5-11	補修カテゴリ分類 (案)	・・・	230
表 4.4.5-12	機器移送設備の構成 (案)	・・・	231
表 4.4.5-13	ナトリウム冷却小型炉定期検査工程表	・・・	232
表 4.4.6-1	ナトリウム冷却炉 (タンク型炉) 概念	・・・	235 ~ 236
表 4.4.6-2	ナトリウム冷却炉 (ループ型炉) 概念	・・・	237 ~ 238
表 4.6.1-1	タンク型およびループ型ナトリウム冷却小型炉の物量比較	・・・	256
表 4.6.1-2	タンク型およびループ型ナトリウム冷却小型炉のコスト比較	・・・	257
表 4.6.1-3	タンク型ナトリウム冷却炉のコスト内訳	・・・	258
表 5.2-1	多目的利用の文献調査	・・・	265 ~ 266
表 5.3.1-1	水蒸気改質器反応データ	・・・	276
表 5.3.1-2	水蒸気改質法を利用した小型炉の基本仕様構成 (案) 抽出	・・・	277
表 5.3.1-3	基準概念のヒートマスバランス (案 1)	・・・	279 ~ 280
表 5.3.1-4	プラント流体により水蒸気改質反応熱を補償した概念のヒートマスバランス (案 3)	・・・	281 ~ 282
表 5.3.1-5	プラント流体により水蒸気改質反応熱を補償した概念のヒートマスバランス (案 4)	・・・	283 ~ 284
表 5.3.1-6	プラント流体により水蒸気改質反応熱を補償した概念のヒートマスバランス (案 5)	・・・	285 ~ 296
表 5.3.1-7	発電と併用した概念のヒートマスバランス (直列接続)	・・・	287 ~ 288
表 5.3.1-8	発電と併用した概念のヒートマスバランス (並列接続)	・・・	289 ~ 290
表 5.3.1-9	今後の検討対象とすべき水素製造プラントと組み合わせた小型炉概念の系統構成 (案)	・・・	291
表 5.3.2-1	水蒸気改質器と蒸気発生器の建屋配置による得失の影響	・・・	305
表 5.3.2-2	2次ナトリウム系への水素透過量の推定量	・・・	306
表 5.3.3-1	メタンガス転化率データ	・・・	320
表 5.3.3-2	表 5.3.3-1 に対応した水蒸気改質器仕様 (東京ガス)	・・・	320
表 5.3.3-3	水素製造単独プラント基本仕様	・・・	321 ~ 322

表 5.3.3-4	水素製造単独プラントの改質温度と水素製造量の関係	・・・	323
表 5.3.3-5	水素製造単独プラントの水素製造系コスト内訳	・・・	323
表 5.3.3-6	水素製造単独プラントの水素製造系建設単価内訳	・・・	323
表 5.3.3-7	水素製造・発電併用プラント基本仕様	・・・	325 ～ 326
表 5.3.3-8	水素製造単独プラント選定仕様	・・・	327
表 5.3.3-9	水素製造単独プラント建設コスト内訳	・・・	328
表 5.3.3-10	水素製造・発電併用プラント選定仕様	・・・	329
表 5.3.3-11	水素製造・発電併用プラント建設コスト内訳	・・・	330
表 5.3.3-12	水素製造単独プラントの水素製造単価	・・・	331
表 5.3.3-13	水素製造・発電併用プラントの水素製造単価	・・・	331
表 5.3.3-14	選定された系統仕様概略	・・・	331
表 5.3.4-1	検討対象の水蒸気改質器の系統仕様	・・・	354
表 5.3.4-2	水蒸気改質器の仕様（既往設計例を含む）	・・・	355
表 5.3.4-3	水蒸気改質器の伝熱計算結果	・・・	356
表 5.3.4-4	水蒸気改質器の物量およびコスト評価	・・・	357
表 5.3.5-1	水素製造単独プラント原子炉冷却系系統仕様（再循環系を設置する場合）	・・・	368
表 5.3.5-2	水素製造単独プラント原子炉冷系系統仕様比較	・・・	368
表 5.3.5-3	水素製造・発電併用プラント原子炉冷却系系統仕様（再循環系を設置する場合）	・・・	369
表 5.3.5-4	水素製造・発電併用プラント原子炉冷系系統仕様比較	・・・	369
表 5.3.5-5	廃ガス再循環系を設置しない場合の基本仕様	・・・	370
表 5.3.5-6	廃ガス再循環系を設置する場合の基本仕様	・・・	371
表 5.3.5-7	原子力水素プラントの水素製造系のヒートバランス	・・・	372
表 5.3.5-8	水素製造系の熱交換器除熱量比較	・・・	373
表 5.3.5-9	基準とした熱交換器の仕様（凝縮が無い場合）	・・・	374
表 5.3.5-10	PSR の蒸気発生器	・・・	374
表 5.3.5-11	水素製造系の熱交換器の伝熱面積と直接費	・・・	375 ～ 376
表 5.3.5-12	水蒸気改質器の伝熱面積と直接費の比較	・・・	377
表 5.3.5-13	原子力水素プラント建設コスト（廃ガス再循環系なし）	・・・	378
表 5.3.5-14	原子力水素プラント建設コスト（廃ガス再循環系設置）	・・・	379
表 5.3.6-1	原子力水素プラント経済性評価ケース	・・・	388
表 5.3.6-2	経済性評価に用いた炉特性データ	・・・	388
表 5.3.6-3	原子力水素プラント建設費	・・・	389
表 5.3.6-4	原子力水素プラント経済性試算結果	・・・	389
表 5.3.7-1	水素製造販売価格の内訳	・・・	400

表 5.3.7-2	水素製造単価評価方法比較	・・・	400
表 5.3.7-3	電気分解による水素製造単価	・・・	401
表 5.3.7-4	原子力熱出力と水素製造コストの関係（評価法1）	・・・	402
表 5.3.7-5	水素製造単価（評価法2）	・・・	402
表 5.3.7-6	導入期の水素需要[9]	・・・	403
表 5.3.7-7	導入期の水素需要[10]	・・・	403
表 5.3.7-8	原子力水素プラント規模試算結果	・・・	404
表 5.3.7-9	原子力水素プラント規模試算結果（熱出力換算）	・・・	404
表 5.3.7-10	水蒸気改質器の基本仕様	・・・	405
表 5.3.7-11	熱出力と2次系ループ数の増加比率	・・・	405
表 5.3.7-12	熱出力の制限値まとめ	・・・	406

目次

図 2.1-1	実用化戦略調査研究（フェーズⅠ）での小型炉概念抽出フロー	・・・	4
図 2.1-2	実用化戦略調査研究（フェーズⅡ）での小型炉全体検討フロー	・・・	5
図 2.2.1-1	ナトリウム冷却小型炉の検討対象概念の絞込みイメージ	・・・	9～10
図 2.3.1-1	原子炉の核熱利用	・・・	13
図 3.3-1	高富化度差二領域炉心の特徴	・・・	23
図 3.3-2	ナトリウム冷却炉の炉心燃料概念の検討フロー	・・・	24
図 3.3-3	ナトリウム冷却小型炉の炉心概念図	・・・	25
図 3.4-1	自然循環方式タンク型ナトリウム冷却小型炉のプラントシステム概念	・・・	30
図 3.4-2	自然循環方式タンク型ナトリウム冷却小型炉の原子炉構造概念	・・・	30
図 3.4-3	自然循環方式タンク型ナトリウム冷却小型炉のプラント全体配置	・・・	31
図 3.4-4	強制循環方式ループ型ナトリウム冷却小型炉のプラントシステム概念	・・・	32
図 3.4-5	強制循環方式ループ型ナトリウム冷却小型炉の原子炉構造概念	・・・	32
図 3.4-6	強制循環方式ループ型ナトリウム冷却小型炉のプラント全体配置	・・・	33
図 4.2.2-1	資本費、運転費、燃料費に対するナトリウム冷却小型炉の特徴と対応方針（案）	・・・	48
図 4.3.2-1	炉心選定手順	・・・	54
図 4.3.2-2	P/d と炉心特性の関係のサーベイ	・・・	55
図 4.3.2-3	炉心縦および横断面	・・・	57
図 4.3.3-1	反射体制御炉心ナトリウム冷却小型炉モデル	・・・	64
図 4.3.3-2	炉心安全解析用ポンプ特性	・・・	65
図 4.3.3-3	軸方向出力分布	・・・	66
図 4.3.3-4	冷却材温度反応度係数	・・・	67
図 4.3.3-5	反応度相対値	・・・	67
図 4.3.3-6	ULOF 解析結果 流量半減時間 20 秒	・・・	68
図 4.3.3-7	ULOF 解析結果 流量半減時間 15 秒その後 200 秒まで線形減衰	・・・	72

図 4.3.3-8	ULOF 解析結果 流量半減時間 15 秒	・・・	75
図 4.3.3-9	UTOP 解析結果 挿入反応度 15 c	・・・	78
図 4.3.3-10	ULOHS 解析結果 支持板膨張 (単純膨張)	・・・	81
図 4.3.3-11	ULOHS 解析結果 支持板膨張 (台形膨張)	・・・	82
図 4.4.1-1	タンク型炉の冷却系概念図	・・・	93
図 4.4.1-2	ループ型炉の冷却系概念図	・・・	94
図 4.4.1-3	タンク型炉原子炉構造概念	・・・	95
図 4.4.1-4	強制循環低圧損炉心 燃料集合体概念	・・・	96
図 4.4.1-5	反射体構造概念図	・・・	97
図 4.4.1-6	水平免震での原子炉支持位置床応答曲線 S2	・・・	98
図 4.4.1-7	3次元免震上下床応答曲線ケーススタディ波 S2	・・・	99
図 4.4.1-8	ループ型炉原子炉構造概念	・・・	100
図 4.4.2-1	反射体の運用方法	・・・	114
図 4.4.2-2	反射体 S 字カーブ	・・・	115
図 4.4.2-3	反射体駆動装置概念図	・・・	116
図 4.4.2-4	反射体駆動装置の計測制御系と誤差の積み上げ概略図	・・・	117
図 4.4.2-5	反射体駆動装置構造図	・・・	118
図 4.4.2-6	反射体駆動装置油圧系ユニット回路図	・・・	119
図 4.4.2-7	中性子吸収体駆動機構構造概念図	・・・	120
図 4.4.3-1	タンク型炉およびループ型炉のコスト低減の考え方	・・・	135 ~ 136
図 4.4.3-2	タンク型炉冷却系系統概念図	・・・	137
図 4.4.3-3	タンク型炉中間熱交換器構造概念	・・・	138
図 4.4.3-4	タンク型炉蒸気発生器構造概念	・・・	139
図 4.4.3-5	タンク型炉冷却系系統概念図	・・・	140
図 4.4.3-6	タンク型炉中間熱交換器-蒸気発生器一体化機器構造概念	・・・	141
図 4.4.4-1	PRACS 機器高低差	・・・	154
図 4.4.4-2	空気冷却器スタック高さの影響	・・・	155
図 4.4.4-3	DXH 伝熱管径の依存性	・・・	156
図 4.4.4-4	2次系配管径の依存性	・・・	157
図 4.4.4-5	DHX 伝熱管径の圧力損失との関係	・・・	158
図 4.4.4-6	PRACS 空気冷却器概念	・・・	159
図 4.4.4-7	RVACS 諒恕熱量評価条件	・・・	160
図 4.4.4-8	RVACS 伝熱面積増加のための流路構成案 (タンク型)	・・・	161
図 4.4.4-9	RVACS 伝熱面積増加のための流路構成案 (ループ型)	・・・	162
図 4.4.4-10	RVACS 静的ヒートバランス計算モデル	・・・	163

図 4.4.4-11	リークフロー率の交換熱量、ナトリウム温度・流量への影響	・・・	164
図 4.4.4-12	ULOF 事象時の炉壁流量変化	・・・	165
図 4.4.4-13	ガードベッセル複写率の除熱量への影響	・・・	166
図 4.4.4-14	加熱長さの除熱量への影響	・・・	167
図 4.4.4-15	フローダイオードの適用例 (SNR-300)	・・・	168
図 4.4.4-16	RVACS 単独所熱時のホットプール温度変化	・・・	169
図 4.4.5-1	2次系系統構成 (従来案)	・・・	174
図 4.4.5-2	2次系系統構成 (案)	・・・	175
図 4.4.5-3	充填ドレン構成 (案)	・・・	176
図 4.4.5-4	2次系系統構成計画	・・・	177
図 4.4.5-5	燃料取扱系設備概念 (案)	・・・	185
図 4.4.5-6	崩壊熱曲線	・・・	186
図 4.4.5-7	燃料交換設備概念 (崩壊熱減衰後に燃料交換する場合)	・・・	187
図 4.4.5-8	燃料交換手順 (崩壊熱減衰後に燃料交換する場合)	・・・	189 ~ 190
図 4.4.5-9	燃料交換設備概念 (炉停止直後に燃料交換する場合)	・・・	191
図 4.4.5-10	燃料交換方法概念 (炉停止直後に燃料交換する場合)	・・・	193 ~ 194
図 4.4.5-11	燃料交換手順 (炉停止直後に年流交換する場合)	・・・	195 ~ 196
図 4.4.5-12	換気空調系の機能分担と構成 (案)	・・・	201 ~ 202
図 4.4.5-13	タンク型炉原子炉計装設置位置	・・・	221
図 4.4.5-14	集合体 1 体当たりの燃料交換時間	・・・	233
図 4.5-1	ナトリウム冷却小型炉 (タンク型炉) 構内配置図	・・・	244
図 4.5-2	ナトリウム冷却小型炉 (タンク型炉) 全体配置図 (1 階)	・・・	245
図 4.5-3	ナトリウム冷却小型炉 (タンク型炉) 全体配置図 (2 階)	・・・	246
図 4.5-4	ナトリウム冷却小型炉 (タンク型炉) 全体配置図 (3 階)	・・・	247
図 4.5-5	ナトリウム冷却小型炉 (タンク型炉) 全体配置図 (断面)	・・・	248
図 4.5-6	ナトリウム冷却小型炉 (ループ型炉) 構内配置図	・・・	249
図 4.5-7	ナトリウム冷却小型炉 (ループ型炉) 全体配置図 (1 階)	・・・	250
図 4.5-8	ナトリウム冷却小型炉 (ループ型炉) 全体配置図 (2 階)	・・・	251
図 4.5-9	ナトリウム冷却小型炉 (ループ型炉) 全体配置図 (3 階)	・・・	252
図 4.5-10	ナトリウム冷却小型炉 (ループ型炉) 全体配置図 (断面)	・・・	253
図 4.6.1-1	BOP 共用化および習熟効果によるコスト低減効果	・・・	259
図 4.6.2-1	ナトリウム冷却小型炉の経済性評価のまとめ	・・・	261
図 5.3.1-1	水蒸気改質法を使用したナトリウム冷却小型炉の基本構成フロー (案)	・・・	293 ~ 294
図 5.3.1-2	水蒸気改質法を使用した基準概念での熱収支	・・・	295

図 5.3.1-3	プラント流体により水蒸気改質反応熱補償を行う概念の ヒートマスバランス例	・・・	296
図 5.3.1-4	今後の検討対象とする水蒸気改質法を使用したナトリウ ム冷却小型炉の系統構成 (案)	・・・	297 ~ 298
図 5.3.2-1	水素透過量計算体系	・・・	307
図 5.3.3-1	水素製造単独プラント系統概念	・・・	332
図 5.3.3-2	水素製造・発電併用プラント概念図	・・・	333
図 5.3.3-3	水素製造単独プラントのパラメータサーベイ検討フロー	・・・	334
図 5.3.3-4	水素製造・発電併用プラントのパラメータサーベイ検討フ ロー	・・・	335
図 5.3.3-5	2次系ホットレグ温度と1次系 ΔT の関係(単独プラント)	・・・	336
図 5.3.3-6	2次系ホットレグ温度と1次系ナトリウム流量の関係(単 独プラント)	・・・	336
図 5.3.3-7	2次系ホットレグ温度と2次系 ΔT の関係(単独プラント)	・・・	337
図 5.3.3-8	2次系ホットレグ温度と2次系ナトリウム流量の関係(単 独プラント)	・・・	337
図 5.3.3-9	原子炉系・冷却系直接費(水素製造単独プラント、水蒸気 改質温度 500℃、原子炉出口温度 580℃)	・・・	338
図 5.3.3-10	原子炉系・冷却系直接費(水素製造単独プラント、水蒸気 改質温度 450℃、原子炉出口温度 530℃)	・・・	339
図 5.3.3-11	原子炉系・冷却系直接費(水素製造単独プラント、水蒸気 改質温度 450℃、原子炉出口温度 550℃)	・・・	340
図 5.3.3-12	水素製造単独プラント建設単価	・・・	341
図 5.3.3-13	2次系ホットレグ温度と水素製造・発電併用プラントの熱 配分	・・・	342
図 5.3.3-14	2次系ホットレグ温度と水素製造・発電併用プラントの建 設単価	・・・	343
図 5.3.3-15	水素製造に使用した熱の割合と建設単価の関係	・・・	344
図 5.3.4-1	水蒸気改質器 伝熱管部のバウンダリ構成	・・・	358
図 5.3.4-2	水蒸気改質器 伝熱計算モデル	・・・	359
図 5.3.4-3	水蒸気改質器全体と伝熱管廻りの構造図 (案)	・・・	360
図 5.3.5-1	原子力プラント水素製造系系統概念図 (案1: 廃ガス冷却 温度 50℃)	・・・	380
図 5.3.5-2	原子力プラント水素製造系系統概念図 (案2: 廃ガス冷却 温度 220℃)	・・・	381

図 5.3.5-3	原子力プラント水素製造系系統概念図（案 3：廃ガス再循環系設置）	・・・	382
図 5.3.6-1	原子力水素プラントの経済性計算イメージ	・・・	390
図 5.3.6-2	水素製造設備の更新比率が経済性に及ぼす影響	・・・	391
図 5.3.7-1	水素製造単価とプラント熱出力の関係（単独、評価法 1）	・・・	407
図 5.3.7-2	水素製造単価とプラント熱出力の関係（併用、評価法 1）	・・・	107
図 5.3.7-3	水素製造単価とプラント熱出力の関係（単独、評価法 2）	・・・	408
図 5.3.7-4	水素製造単価とプラント熱出力の関係（併用、評価法 2）	・・・	408
図 5.4-1	蒸発法の発電用原子炉との組み合わせ概念	・・・	414
図 5.4-2	逆浸透膜法の発電用原子炉との組み合わせ概念	・・・	415

1. 緒言

近年、電力自由化への対応や、エネルギー需要との整合性の観点より、電力需要に柔軟に対応でき、投資リスクの小さい分散電源の導入が重要視されている。また、原子力シェアの維持、拡大をねらって、電力供給以外に原子力による水素製造、熱供給などの多目的利用が注目されており、スケールメリットを指向した大型炉に代えて、需要地近接立地などを狙った、小型炉の検討が進められている。

実用化戦略調査研究では、経済性、安全性など開発目標達成の見通しを有する高速増殖炉概念の構築に向けて、冷却材種類（ナトリウム、重金属、ガス、水など）や、出力規模（大型炉、中型炉、小型炉）をパラメータに、各炉型の特徴を最大限活用することを目指した検討を行っている。

基幹電源として使用する大型炉および中型炉では、革新技術の導入、スケールメリット効果および共用化・量産効果の活用により、経済性の目標である建設単価 20 万円/kWe（発電単価 4 円/kWh）を達成できる見通しを得た。

一方、小型炉では、スケールデメリットにより建設単価が増加するが、上記のように電力需要への柔軟な対応や、投資リスクが小さいなどの特徴を有しており、分散電源および電源以外の多目的利用を想定して、小型炉心に起因する固有の安全特性、受動的安全性などの特徴を活用した概念検討を行った。

フェーズⅠ（平成 12 年度）には、分散電源への適用を前提に、出力 50MWe の自然循環、または、強制循環方式の金属燃料炉心を対象として、ナトリウム冷却小型炉概念の検討を行い、建設単価は若干高いが、安全性、長寿命炉心などの要求条件を満足できる可能性を示した。

フェーズⅡ（平成 13～17 年度）には、分散電源および電源以外の多目的利用を幅広く想定して、経済性、安全性、長寿命炉心などの要求条件を満足するナトリウム冷却小型炉概念を提示し、フェーズⅢ以降の検討対象概念を選定する計画である。

このうち、フェーズⅡ初年度の平成 13 年度には、建設単価の低減を目指して、出力 150MWe、強制循環方式のナトリウム冷却小型炉概念の検討を行い、経済性や、安全性などの見通しを評価した。また、電源以外の多目的利用について、水素製造を中心に高速炉と組み合わせた場合のプラント概念を検討し、シーズ拡大の可能性を明らかにした。

本報告書は、平成 13 年度のナトリウム冷却小型炉に係る検討成果をとりまとめたものである。

2. 研究計画

2.1 全体概要 ([1]、[2])

フェーズ I（平成 12 年度）では、小型炉の導入ニーズなどの検討をもとに、経済性、安全性、炉心寿命などに係る設計要求を摘出し、以下の基本方針（案）を設定した。

- ・ 経済性 : 他の電源、または、多目的用途と競合し得ること
- ・ 安全性 : 固有の安全特性、受動的安全性を活用して、可能な限り炉心損傷を防止するなど所定の安全性を満足すること
- ・ 炉心寿命 : 10 年以上の長寿命を有すること
- ・ 環境負荷低減 : 高燃焼度燃料の使用および燃料交換頻度の低減などにより廃棄物発生量の低減を目指す
- ・ 資源有効利用 : 増殖性能の代わりに、炉心を長寿命化する
- ・ 核不拡散性 : 炉心の長寿命化に関連して、燃料、または、原子炉への不法なアクセスが困難であること
- ・ 運転・保守補修性 : 運転監視、保守補修対象部位および機器が少ない概念を目指す

また、上記のうち、安全性および長寿命炉心などの要求条件を達成できる小型炉概念として、分散電源への適用を前提に、以下のナトリウムおよび鉛ビスマス冷却小型炉の検討を行った。フェーズ I での小型炉概念の摘出フローを図 2.1-1 に示す。

① ナトリウム冷却炉

- ・ 出力規模 : 50MWe
- ・ 燃料種類 : 金属燃料
- ・ 炉型 : 自然循環方式・タンク型炉、強制循環方式・ループ型炉（2 次系簡素化概念を採用）
- ・ 炉心寿命 : 30 年

② 鉛ビスマス冷却炉

- ・ 出力規模 : 50MWe
- ・ 燃料種類 : 窒化物燃料
- ・ 炉型 : 自然循環方式・タンク型炉、一括燃料交換方式
- ・ 炉心寿命 : 30 年

フェーズ II（平成 13～17 年度）では、フェーズ I での検討結果をもとに、分散電源や電源以外の多目的利用を幅広く想定して、経済性、安全性、長寿命炉心などの要求条件を満足する、ナトリウム冷却、または、鉛ビスマス冷却小型炉概念を提示し、フェーズ III 以降の検討対象概念を

選定する計画である。

フェーズⅡにおける小型炉全体の検討フローを図 2.1-2 に示す。

小型炉概念の検討の流れ

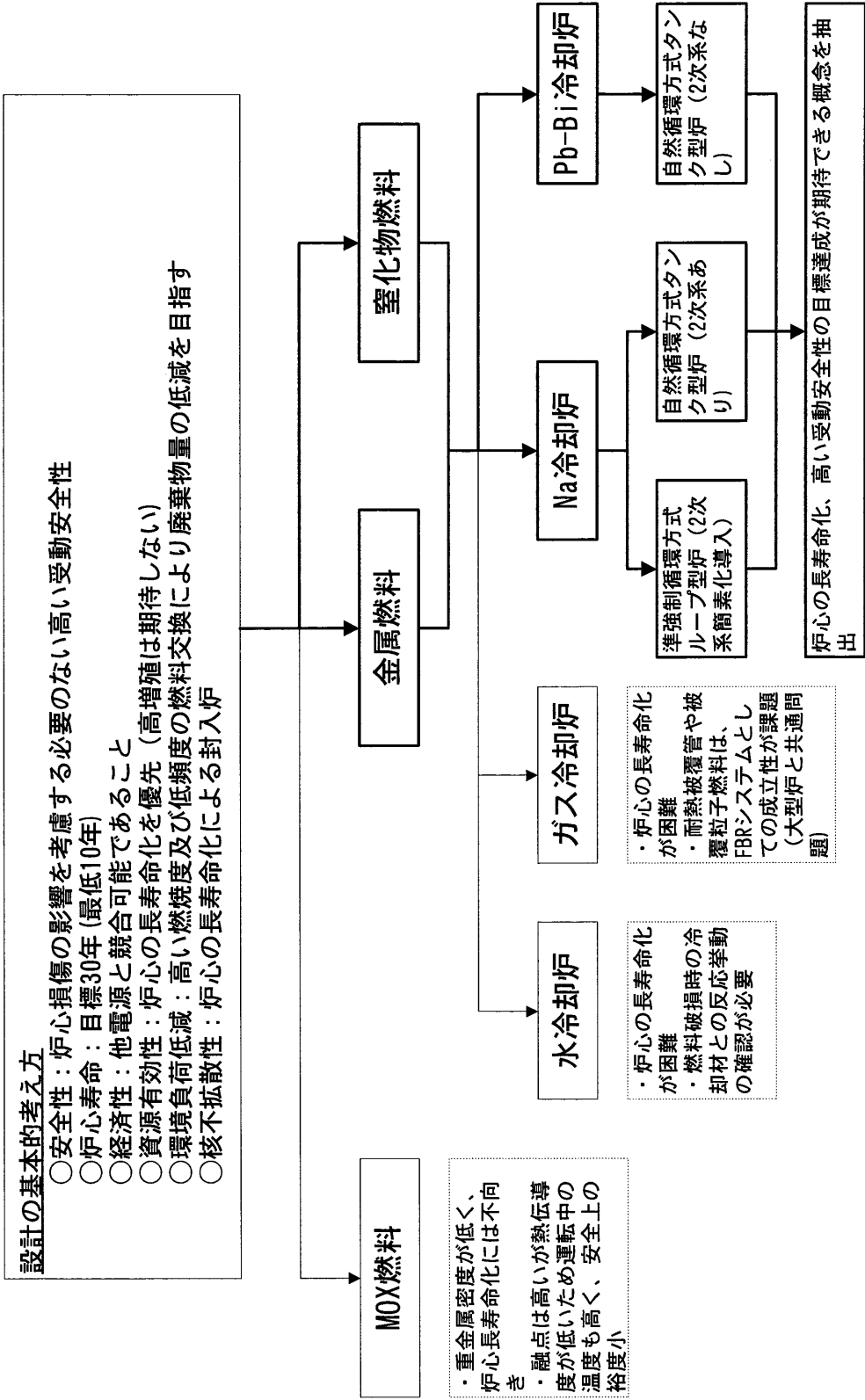


図 2.1-1 実用化戦略調査研究(フェーズI)での小型炉概念の抽出フロー

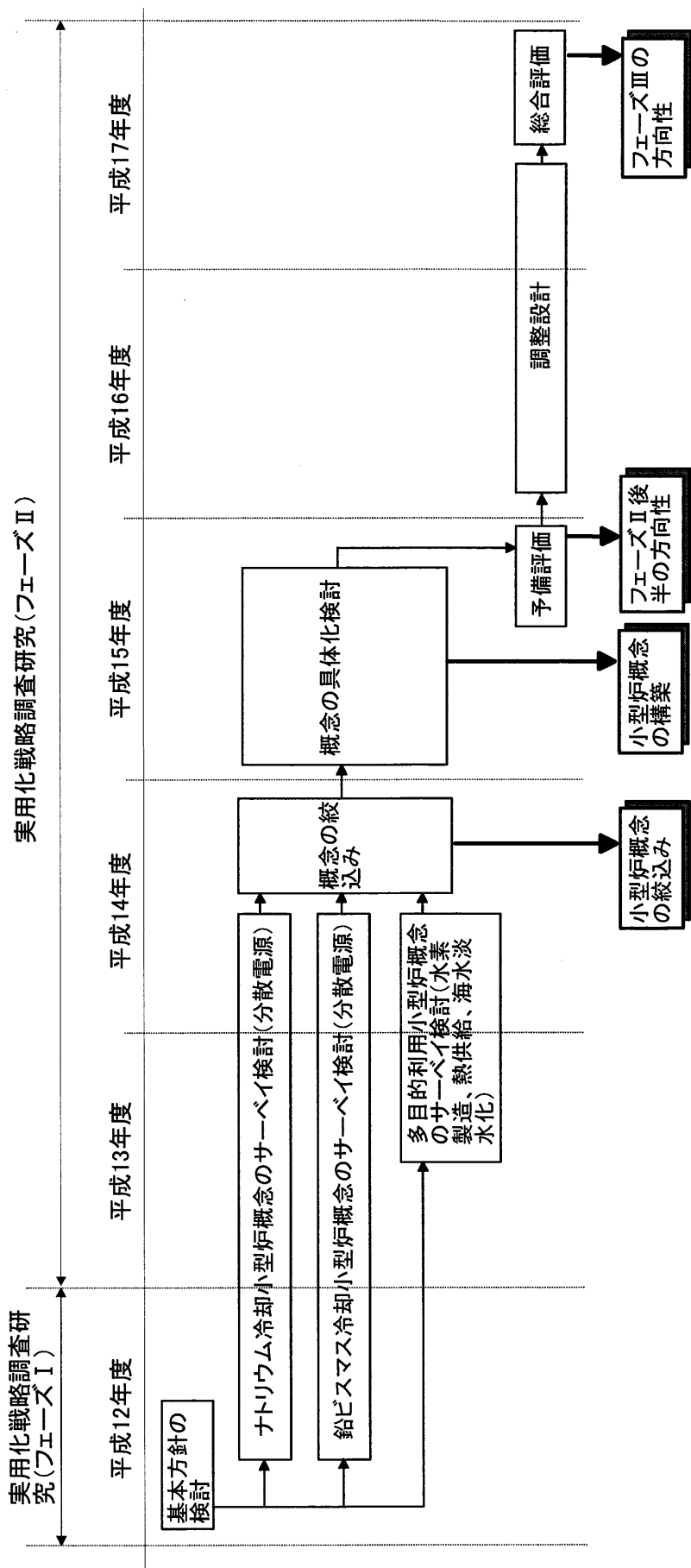


図 2.1-2 実用化戦略調査研究（フェーズⅡ）における小型炉全体の検討フロー

2.2 ナトリウム冷却小型炉（分散電源）

2.2.1 フェーズⅡの進め方

フェーズⅠ（平成12年度）では、主に出力50MWeの自然循環方式・タンク型炉および強制循環方式・ループ型炉（鉛ビスマス中間熱媒体を使用した2次系簡素化概念を採用）の検討を行い、「いずれの概念も、安全性および長寿命炉心などの要求条件を達成できる見通しを有するが、建設単価が高く、建設単価35万円/kWe（分散電源の目標。基幹電源の目標20万円/kWeに対して、送電経費不要分を考慮）を達成するには、更なる設計工夫、出力増加などの対応を取込まなければならないこと」や、「上記に関連して、小型炉の特徴に留意することにより、出力、燃料種類（金属燃料、酸化物燃料）、原子炉型式（タンク型炉、ループ型炉）、冷却方式（強制循環、自然循環）、原子炉停止・反応度制御方式（制御棒制御、反射体制御）などの主要仕様を設定する必要があること」などを明らかにした。

上記の検討結果をもとに、フェーズⅡ（平成13～17年度）では、経済性、安全性、長寿命炉心などの要求条件を満足するナトリウム冷却小型炉概念を検討し、フェーズⅢ以降の検討対象概念を選定（別途実施の鉛ビスマス冷却小型炉、多目的利用小型炉を含む）する。

フェーズⅡの5年間のうち、前半の3年間（平成13～15年度）には、小型炉への様々な設計要求を考慮して、分散電源への適用を前提に、有望なナトリウム冷却小型炉概念を絞り込み、予備評価を行う。

後半の2年間（平成16、17年度）には、絞り込んだナトリウム冷却小型炉の具体化検討および総合評価を行う。

小型炉の使用目的に関して、フェーズⅡの5年間では、分散電源、多目的利用の使用目的ごとに検討を進めるが、ナトリウムおよび鉛ビスマスの冷却材の選定を含めて、前半の3年間の終了段階（平成15年度末）に、使用目的の絞り込みを行うこともあり得る。

フェーズⅡのアウトプットイメージは、以下のとおりである。

時期	評価項目	主な判断材料	評価結果の反映先
平成 15 年 度末	有望な小型炉概念 の絞り込み 設計要求達成の見 通し評価（予備評 価）	各概念の具体 化検討	平成 16 年度以 降の調整設計 および成立性 評価
平成 17 年 度末	設計要求達成の見 通し評価（総合評 価） 小型炉の使用目的 と概念選定	各概念の詳細 設計	フェーズⅢの 概念設計

また、検討対象とするナトリウム冷却小型炉の基本仕様は、以下のとおりである。

- ① 出力規模 : ~150MWe
- ② 燃料種類 : 金属燃料（必要に応じて、酸化物燃料）
- ③ 原子炉型式 : タンク型炉、または、ループ型炉
- ④ 冷却方式 : 自然循環、または、強制循環
- ⑤ 冷却ループ数 : 1ループ（炉外冷却系）
- ⑥ 炉心寿命 : 10年以上

検討対象概念の絞り込みイメージを図 2.2.1-1 に示す。図中には、多目的利用小型炉概念も示した。平成 14 年度末には、有望な概念を絞り込む計画である。

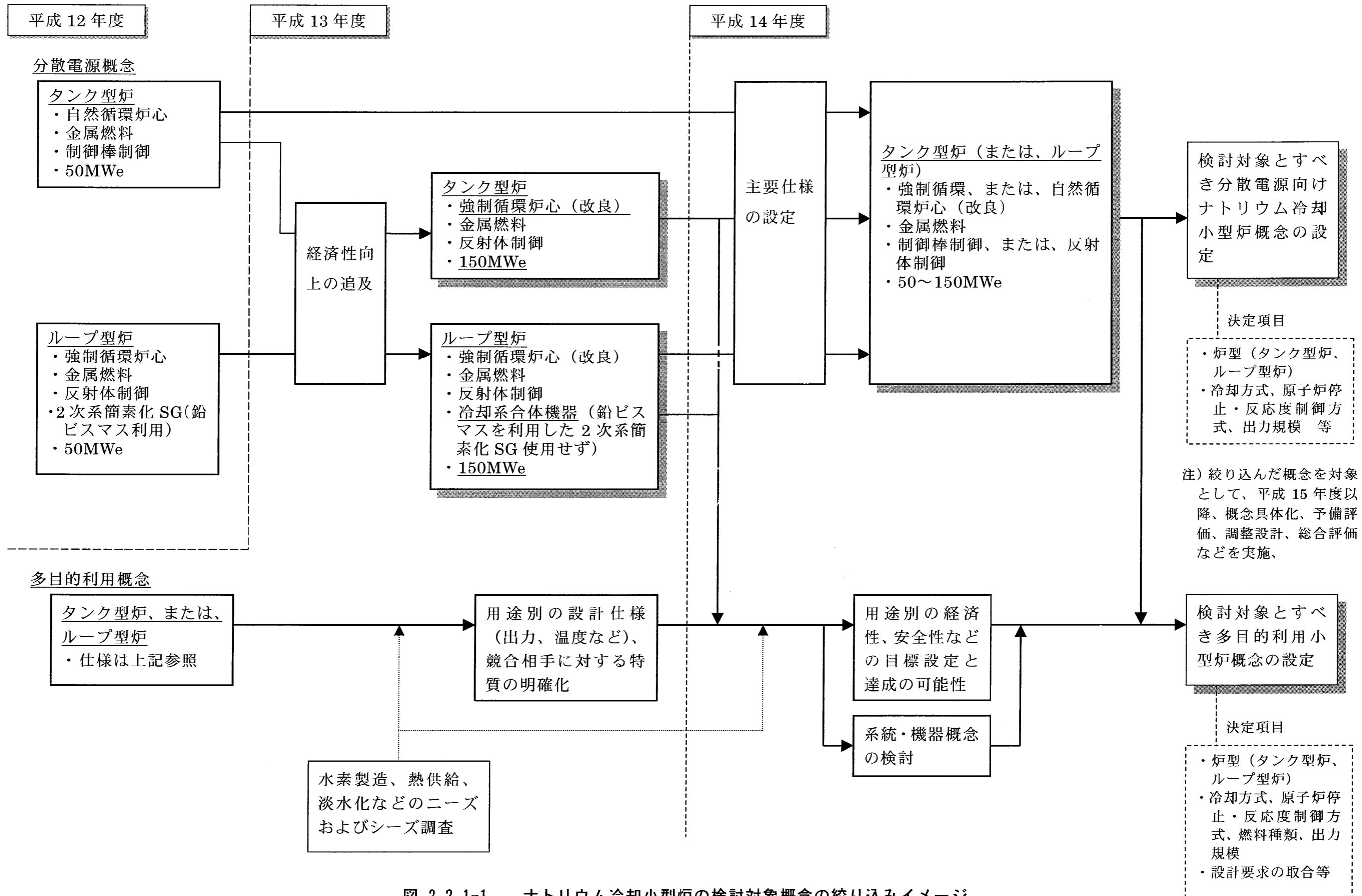


図 2.2.1-1 ナトリウム冷却小型炉の検討対象概念の絞り込みイメージ

2.2.2 平成 13 年度の進め方

平成 13 年度には、経済性向上の追求を目標として、分散電源への適用を前提に、有望なナトリウム冷却小型炉概念を絞り込むためのサーベイ検討（平成 14 年度まで継続）を行う。具体的には、原子炉容器のコンパクト化などコスト低減に有効と考えられる以下のナトリウム冷却小型炉概念を検討対象とする。

- ① 出力規模 : 150MWe
- ② 燃料種類 : 金属燃料
- ③ 原子炉型式 : タンク型炉、または、ループ型炉
- ④ 冷却方式 : 強制循環
- ⑤ 冷却ループ数 : 1 ループ（炉外冷却系）
- ⑥ 炉心寿命 : 10 年以上

主要な設計要求に対して、平成 13 年度の小型炉概念の構築に係る検討作業は、以下のとおりである。

- 経済性
 - ・小容量の特徴を生かして、ループ数の低減（炉外主冷却系の 1 系統化）、機器合体、BOP 合理化を図る。
 - ・このうち、機器合体について、タンク型炉では原子炉容器内、ループ型炉では原子炉容器外の冷却系容器内（鉛ビスマスでなく、2 次ナトリウム使用）に冷却系機器を集中する。
- 安全性
 - ・固有の安全特性、受動的安全性を活用した低圧力損失、低出力密度、低燃焼反応度を満足する炉心概念を構築する。
 - ・上記に関連して、ポンプトリップ時の炉内自然循環や、RVACS を有効利用するとともに、ATWS/AWS 時にも可能な範囲で炉心損傷の発生を防止できる安全設備を具体化する。
- 炉心長寿命化
 - ・10 年以上の無燃交をねらって、長尺燃料でなく、高内部転換比、低燃焼反応度を満足する炉心概念を構築する。
- 運転・保守補修の簡素化
 - ・設備簡素化および作業量低減を目指して、小型炉固有の運転監視、保守補修の考え方や、設備対応を検討する。
 - ・ナトリウム-水反応およびナトリウム漏えいに係る運転監視について、発生ポテンシャルを低減するために、二重伝熱管構造の熱交換器を採用する。

2.3 多目的利用小型炉

2.3.1 フェーズⅡの進め方

原子力シェアの維持、拡大をねらって、電力供給以外に原子力による水素製造、熱供給、海水淡水化などの多目的利用小型炉が重要視されている。

フェーズⅠ（平成 12 年度）では、文献などの調査検討のみで、多目的利用小型炉概念の検討を実施していない。

フェーズⅡ（平成 13～17 年度）では、上記の調査検討などをもとに、用途に対応した経済性、安全性などの要求条件を満足する多目的利用小型炉概念を検討し、フェーズⅢ以降の検討対象概念を選定（別途実施の分散電源向けナトリウム冷却小型炉、鉛ビスマス冷却小型炉を含む）する。

フェーズⅡの 5 年間のうち、前半の 3 年間（平成 13～15 年度）には、出力規模、システム構成、温度範囲などの設計仕様を検討し、競合相手に対する特質を明らかにした上で、有望な多目的利用小型炉概念を絞り込み、予備評価を行う。

後半の 2 年間（平成 16、17 年度）には、絞り込んだ多目的利用小型炉の具体化検討および総合評価を行う。

小型炉の使用目的に関して、フェーズⅡの 5 年間では、分散電源、多目的利用の使用目的ごとに検討を進めるが、前半の 3 年間の終了段階（平成 15 年度末）に、使用目的の絞り込みを行うこともあり得る。

フェーズⅡのアウトプットイメージは、ナトリウム冷却小型炉と同じである。

また、分散電源向け炉心概念の適用を想定して、主にプラント概念と多目的利用の適合性を検討するが、高温化や、炉心寿命の短縮など設計仕様の変更が必須、または、許容できる場合には、炉心概念の見直し検討も行う。

原子炉からの核熱利用例を図 2.3.1-1 に示す。平成 14 年度末には、有望な概念（または、多目的用途）を絞り込む計画である。

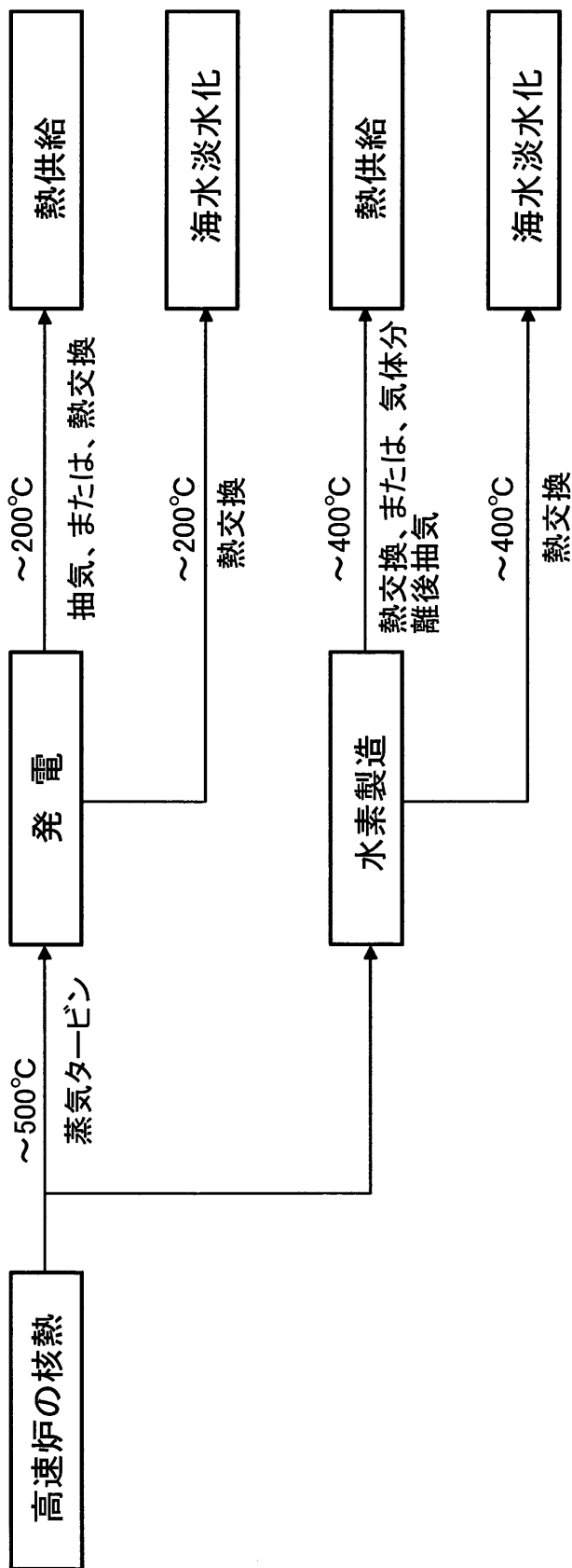


図 2.3.1-1 原子炉の核熱利用例

2.3.2 平成 13 年度の進め方

電力供給以外の用途として、水素製造、海水淡水化、熱供給が考えられる。このうち、海水淡水化および熱供給は、軽水炉などでの実績を有しており、必要な温度領域より、高速炉を使用する必然性は小さい。

一方、多数の水素製造方法が実用化、または、提案段階にあるが、水素分離膜（パラジウム膜）を利用したメタンガスの水蒸気改質法は、高速炉の温度領域を適用可能で、かつ、高純度水素の製造、設備コンパクト化、連続処理対応などの観点より、有望な方法と考えられる。

平成 13 年度には、多目的利用に係る調査結果をもとに、高速炉と組み合わせた場合のプラント概念を提示し、用途別に設計仕様への要求や、競合相手に対する特質を明らかにする。ただし、過去の検討例が少ないこともあって、主に、以下の水蒸気改質法を使用した原子力水素プラント概念（検討のスタート条件）を検討対象とする。原子炉側は、基本的に分散電源向けに検討した概念を使用する。

- ① 出力規模 : 150MWe
- ② 原子炉型式 : タンク型・強制循環方式のナトリウム冷却小型炉
- ③ 水素製造方法 : 水素分離膜を利用したメタンガスの水蒸気改質法 ($\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2 - 165\text{kJ/mol}$ 、吸熱反応で左記の反応熱は常温での数値)
- ④ 原子炉熱出力の利用方法 : 2次ナトリウム系を介して、蒸気などの生成、水蒸気改質反応熱（吸熱反応）の補償を実施

3. 前年度までの研究成果（[1]、[2]）

フェーズⅠの最終年度に相当する平成12年度には、小型炉の導入ニーズなどの検討をもとに、経済性、安全性、炉心寿命などに係る基本方針（案）を設定するとともに、安全性および長寿命炉心などの要求条件を達成できる小型炉概念として、分散電源への適用を想定したナトリウムおよび鉛ビスマス冷却小型炉の検討を行った。

このうち、小型炉導入ニーズを含めて、ナトリウム冷却小型炉に係る研究成果は、以下のとおりである。

3.1 小型炉の導入ニーズ

小型炉の建設実績、TMI-2 および Chernobyl 事故以降の小型炉分野の状況、米国で実施中の21世紀における原子力利用のあるべき姿を模索するNERI計画などの調査を行い、以下のように小型炉の導入ニーズをとりまとめた。

- ① 今後、導入されるべき新エネルギーシステムは、環境保全に配慮するとともに、高効率（省エネルギー）および既存の発電システムと競合できる経済性を達成する必要がある。
- ② 発電のみでなく、蒸気や熱を積極的に利用して、高効率を達成するコジェネレーションの分野が拡大すると予想される。その動力システムとして有力な燃料電池およびガスタービン（天然ガス）と比較すると、原子炉は、少ない燃料で長期間運転可能な特徴を主張すべきである。また、大型炉と比較して、設置数の増加が予測されるため、燃料交換頻度を低くすることが望ましい。この観点では、熱中性子炉よりも液体金属冷却高速炉の方が燃料交換サイクルの長期化に適合している。
- ③ 発電と異なり、熱供給は長距離輸送への対応が困難であるため、需要地に近接して供給源を設置する必要がある。また、日常生活に必要な供給温度は100℃程度であるが、産業分野で使用する場合には、高温ほど使用範囲が拡大する傾向にある。よって、軽水炉よりも、液体金属冷却炉、更には高温ガス炉の方が高温の蒸気および熱を供給でき、適用範囲が拡大する。
- ④ 需要地に近接して原子炉を設置する場合には、固有の安全特性、受動的安全性を備えて、自然現象によるプロセスで異常事象が終息することが実証され、社会に広く受容されることが必要である。
- ⑤ 燃料交換サイクル長期化の必要性について、設置場所へのアクセス条件によって様々なパターンが考えられる。毎年の燃料交換から、寿命中燃料交換不要までを選択肢として、経済性、安全性、核不拡散性などの観点より検討する必要がある。
- ⑥ 燃料交換頻度の低減や、使用済燃料の取扱方法の工夫などによる核拡散抵抗性について、IAEAなどの専門機関を含めた国際的な合意形成が必要と考

えられる。よって、経済性、安全性に加えて、核不拡散性の観点より、原子炉および燃料の可搬性に係る具体的な評価検討が必要である。

これらの調査結果をもとに、以下の小型炉の導入ニーズを抽出した。

(国内向け)

- ・送電ロス、送電コストの低減（島嶼部、電力需要都市への近接立地）
- ・投資リスクの縮小

(輸出向け)

- ・分散電源
- ・投資リスクの縮小
- ・多目的利用（海水淡水化、寒冷地の熱供給など）

3.2 小型炉検討の基本方針

小型炉はスケールデメリットの欠点を有するため、物量ベースの経済性評価では、要求条件の達成が困難と予想されていた。ただし、大型炉と比較して、立地スペースの自由度が高いことや、比較的容易に受動的安全性を達成できるなどの特徴を有しており、実用化戦略調査研究にて検討する意義は高いと判断した。

経済性、安全性などの基本方針は、以下のとおりである。炉心寿命については、経済性、環境負荷低減などの各項目に記載した。

(1) 経済性

小型炉の経済性向上策として、物量低減以外に、システム簡素化と長期間運転による保守補修作業の低減および稼働率の向上、量産効果、建設期間の短縮などが考えられる。これらの特徴を生かすことにより、スケールデメリットによるコスト増加を可能な範囲で抑制する。

また、マイクロガスタービンなど他電源のコストと十分に競合できることが重要である。

(2) 安全性

炉心損傷事象に到達する代表的な起回事象に対して、受動的な原子炉停止および炉心冷却を可能とすることにより、10%/炉年以下の炉心損傷発生頻度を達成する。

受動的安全性の達成が容易である特徴を生かして、異常な過渡変化時に受動的な原子炉停止および炉心冷却を可能とするとどまらず、設計基準事故時にも、特別な工学的安全設備（SASS、GEM など）に期待せず、受動的な原子炉停止および炉心冷却が可能となる概念を追求する。

また、自然循環性能について、定格運転時にも主冷却ポンプを必要としない可能性を有しており、自然循環特性を生かした小型炉概念を構築する。自然循環性能の増加により、ポンプ削減に伴う所内負荷率の低減、定検項目の削減、冷却材流量喪失事象に対するアドバンテージなどの利点に期待できる。また、崩壊熱除去系では、RVACSを使用でき、崩壊熱除去運転時の受動的安全性および多重性を強化できる。

(3) 環境負荷低減

現段階では、FP 核変換および TRU 燃焼を積極的に検討する必要はないが、高燃焼度燃料の使用および燃料交換頻度の低減などにより廃棄物発生量の低減を目指す。

(4) 資源有効利用

増殖性能の代わりに、炉心の長寿命化を図る。また、高い増殖性能は炉心寿命中の燃焼反応度を増加するため、出力制御の観点より望ましくない。よって、増殖比（内部転換比）は約 1 を目指す。

(5) 核不拡散性

低燃料交換頻度に伴い、燃料輸送の機会が低減するとともに、プルトニウム製造

プラントとしての性格が薄れる。よって、小型炉は本質的に高い核不拡散性を有すると考えられる。

(6) 運転・保守補修性

小型炉の特徴を生かして、運転監視、保守補修対象部位および機器が少ない概念を指向する。

3.3 炉心燃料概念

高速炉の高内部転換性能を利用して、30年間燃料無交換で運転でき、かつ、運転中の燃焼反応度を低減することにより反応度制御の簡素化が可能な小型炉炉心燃料概念を追求した。

ナトリウム冷却小型炉の炉心概念では、自然循環炉心（制御棒制御）および2種類の強制循環炉心（制御棒制御および反射体制御）の合計3種類の概念を検討した。

いずれの概念も、電力中央研究所で検討している4S炉（Super Safe Small and Simple、[3]、[4]）を出発点としたものの、燃料の短尺化による中性子経済の改善や、正のボイド反応度を許容するなどの設計対応を取り込み、プラント運転中、径方向に出力分布が移動する高富化度差二領域炉心の採用により4S炉の設計概念とは異なっている。高富化度差二領域炉心の特徴を図3.3-1、ナトリウム冷却小型炉の炉心燃料概念の検討フローを図3.3-2に示す。

- ・炉心外側にプルトニウム富化度の高い燃料を配置し、寿命初期の反応度を外側炉心で維持する。
- ・外側炉心と比較して、内側炉心のプルトニウム富化度は極端に低いが、高内部転換性能を有するため、燃焼に伴いプルトニウム量が増加する。
- ・外側炉心の反応度が低下する燃焼後期には、プルトニウム量が増加した内側炉心の反応度が増加して、出力分布が中心方向に移動する。
- ・自然循環方式では、出力分布が径方向に移動しても、高発熱燃料の流量が増加する流量再配分効果によって、燃料温度を抑制できると考えられる。

いずれの炉心概念も、高燃焼度達成の制約がないことや、燃焼反応度の低減（目標1%dk/kk'）をねらって、太径の燃料ピン（φ15mm）を使用した。

(1) 自然循環炉心（制御棒制御）

燃焼反応度を低減するためには、燃料稠密配置や、炉心形状の球体化（炉心高さ/炉心等価直径≒1）が望ましいが、0.01kg/cm²以下の圧力損失を目指して、炉心高さの低い扁平炉心を指向した。

圧力損失とボイド反応度の観点より、扁平炉心では燃焼反応度が増加する傾向にあるため、炉心等価直径を2.5mに増加するとともに、圧力損失条件を満足する範囲で燃料体積比を増加し、自然循環炉心として最適な炉心形状を選定した。

自然循環炉心の採用に伴いULOF事象を原理的に排除できる。また、UTOP事象について、設計仕様よりも大きい反応度挿入率3¢/sec、反応度挿入量20¢を想定しても、径方向膨張効果を考慮せずに安全要求を満足できる可能性を有することを明らかにした。

他の炉心も合せて、炉心燃料概念の主要仕様を表3.3-1、安全解析結果を表3.3-2、炉心概念図を図3.3-3に示す。

(2) 強制循環炉心1（反射体制御）

4S 炉と同様に反射体制御を使用するが、燃料湾曲挙動などの予測不確実性を緩和するために、炉心高さを低減した。また、反射体制御方式では、燃焼反応度よりも大きい反射体価値の確保や、過渡時の径方向膨張効果の信頼性を向上するためには、燃料体数の少ない小炉心径が望ましい。

上記の特徴を考慮した炉心形状の検討結果をもとに、炉心等価直径 1.42m、炉心高さ 1.5m の 3 層 18 体の燃料から構成される炉心概念を選定した。

「電磁ポンプ 1 基の瞬時停止+残りの電磁ポンプ 1 基のフローコーストダウンに期待+スクラム失敗」の ULOF 事象について、径方向熱膨張効果に期待することにより、14 秒以上の流量半減時間で安全要求を満足できる可能性（径方向熱膨張効果なしの条件では、200 秒間に 40%流量確保）を明らかにした。また、出力制御時の停止誤差などの影響を考慮する必要があるが、反応度制御のうち、燃焼制御は 1mm/月の微速動作により行うため、UTOP 事象を排除できる可能性を有している。

(3) 強制循環炉心 2（制御棒制御）

(2)項と同じ強制循環炉心であるが、受動安全性を重視して、ボイド反応度の極小化をねらった扁平炉心を指向した。

燃料稠密配置の条件で、高内部転換比を確保できる炉心形状の検討結果をもとに、炉心等価直径 2.38m、炉心高さ 0.9m の炉心概念を選定した。

「電磁ポンプ 1 基の瞬時停止+残りの電磁ポンプ 1 基のフローコーストダウンに期待+スクラム失敗」の ULOF 事象について、冷却材密度係数が強制循環炉心 1 の半分以下と小さいため、径方向熱膨張効果なしの条件でも 24 秒以上の流量半減時間で安全要求を満足できる可能性を明らかにした。また、UTOP 事象について、設計仕様よりも大きい反応度挿入率 $3\text{ } \rho/\text{sec}$ 、反応度挿入量 $17\text{ } \rho$ を想定しても、径方向膨張効果を考慮せずに対応可能である。

表 3.3-1 ナトリウム冷却小型炉の炉心燃料概念の主要仕様

項 目		自然循環炉心	強制炉心-1	強制炉心-2
基本 条件 ・ 炉 心 構 成	熱出力 (MWth)	125	125	125
	電気出力 (MWe)	50	50	50
	運転サイクル長さ (年)	30	30	30
	燃料交換バッチ (炉心/内部ブラ/径ブラ)	1/-/-	1/-/-	1/-/-
	炉心型式	高富化度差 二領域均質炉心	高富化度差 二領域均質炉心	高富化度差 二領域均質炉心
	炉心高さ (cm)	100	150	90
	軸ブランケット厚さ (cm) (上部/下部)	0/0	0/0	0/0
	炉心等価直径 (cm)	252	142	238
	遮蔽体外接円径 (cm)	499	333	499
	燃料集合体数 (体) (内側/外側/径ブラ)	78(48/38/-)	18(6/12/-)	78(48/38/-)
	制御棒(炉停止棒)本数 (本)	7	1	7
	径方向遮蔽体	B4C	B4C	B4C
炉 心 燃 料 仕 様	燃料材料	3元合金燃料	3元合金燃料	3元合金燃料
	炉心材料(被覆管/ラッパ管)	HT-9/HT-9	HT-9/HT-9	HT-9/HT-9
	燃料ピン外径 (mm)	15	15	15
	被覆管肉厚 (mm)	0.8	0.9	0.8
	燃料スミヤ密度 (%TD)	75	75	75
	ワイヤ径 (mm)	-	-	1
	燃料ピンピッチ/燃料ピン外径 (P/D)	1.13	1.09	1.07
	集合体当たり燃料ピン本数 (本)	217	331	217
	ラッパ管外対面間距離 (mm)	258	306	245
	ラッパ管肉厚 (mm)	2	2	2
集合体配列ピッチ (mm)	260	308	246	
炉 心 主 要 特 性	Pu 富化度 (wt%) (内側炉心/外側炉心) *1	11.5/17.0	8.1/16.3	9.3/18.4
	炉心部取出平均燃焼度 (MWd/t)	58	87	60
	燃焼反応度 (%dk/kk')	0.4	0.9	0.5
	最大線出力密度 (W/cm)	150	250	167
	炉心部平均線出力密度 (W/cm) (平衡中期)	74	140	82
	炉心部平均出力密度 (W/cc) (平衡中期)	25	53	31
	ピーク高速中性子束 ($\times 10^{15}$ n/cm ² sec)	0.3	0.5	0.3
	ピーク高速中性子フルエンス ($\times 10^{23}$ n/cm ²)	3	4	3
	増殖比 (平衡中期)	1.01	0.98	1.04
	炉心部ドップラ係数 ($\times 10^{-3}$ Tdk/dT)	-5	-3.8	-3.9
	炉心ナトリウムボイド反応度 (\$)	3.7	4.7	1.9

*1)Pu 組成比 : $^{239}\text{Pu}/^{240}\text{Pu}/^{241}\text{Pu}/^{242}\text{Pu} = 66/27/2/5$

表 3.3-2 ナトリウム冷却小型炉の安全解析まとめ

	事象	自然循環炉心	準強制循環炉心-1	準強制循環炉心-2
想定事象 (ATWS)	ATWS- ULOF	原理的排除	外部電源喪失により EMP2 基 フローコストダウンあり+ スクラム失敗	同左
	ATWS - ULOHS	SG 除熱機能瞬時喪失、30 分 後 PRACS 起動	同左	同左
	ATWS- UTOP	出力制御棒 1 本の引き抜き	反射体 3 セグメントの引き抜き	出力制御棒 1 本の引き抜き
想定事象 (AWS)	AWS- ULOF	原理的排除	EMP1 基瞬時停止+EMP1 基 フローコストダウンあり+ スクラム失敗	同左
	AWS- UTOP	出力制御棒 1 本の引き抜き+ 径方向膨張効果無し +高反応度挿入率:3¢/sec	反射体 3 セグメントの引き抜き+ 径方向膨張効果無し +高反応度挿入率:3¢/sec または、反射体 6 セグメント の仮想的な連動操作	出力制御棒 1 本の引き抜き+ 径方向膨張効果無し +高反応度挿入率:3¢/sec
安全性達成条件		ホットチャンネルの冷却材バルク温度：900℃以下 燃料ペレット中心最高温度：1000℃以下 ホットプレナム温度： 650℃以下(炉容器の健全性の観点から設定)		
解析結果・ 考察 (ATWS)	ATWS- ULOF	原理的に発生しない	成立 AWS-ULOF に包絡される	成立 AWS-ULOF に包絡される
	ATWS - ULOHS	成立	成立 AWS-ULOF に包絡される	成立 AWS-ULOF に包絡される
	ATWS- UTOP	成立 AWS-UTOP に包絡される	成立 径方向膨張ありの場合、印加 反応度 20¢ 以下で成立	成立 AWS-UTOP に包絡される
解析結果・ 考察 (AWS)	AWS- ULOF	原理的に発生しない	径方向膨張を考慮する場合、 流量半減時間 14 秒で成立。 径膨張無しの場合、200 秒間 40%流量保持により成立。	径方向膨張を考慮しなくとも、 流量半減時間 24 秒で成 立。
	AWS- UTOP	径方向膨張を考慮しなくとも、 印加反応度 20¢ 以下で 成立。	径方向膨張を考慮しない場 合、印加反応度 10¢ 以下で 成立。 6 本の連動操作は燃焼制御装 置で行われるため反応度挿入 率は極めて小さく、対応可 能。	径方向膨張を考慮しなくとも、 印加反応度 17¢ 以下で 成立。
受動安全性強化の達成 (AWS 時の CDA 回避 可能性)		達成見通しあり ATWS は SASS 無しで整定 LOF 型事象を原理的に排除。 出力制御用粗調整棒の価値は 20¢ 以下に設定されており、 径方向膨張無しでも UTOP 時 安全条件を満足。	達成見通しあり ATWS は SASS 無しで整定 200 秒間 40%流量保持できれ ば、径方向膨張無しで ULOF 時安全条件を満足。 反射体制御のため、誤引き抜 き時の投入反応度は負であり、 径方向膨張無しでも UTOP 時安全条件を満足。	達成見通しあり ATWS は SASS 無しで整定 流量半減時間を 24 秒以上と することにより、ポンプ 1 基 瞬時、径方向膨張無しでも ULOF 時安全条件を満足。 出力制御棒の価値は 17¢/本 以下に設定されており、径方 向膨張無しでも UTOP 時安全 条件を満足。

ATWS：異常な過渡変化+スクラム失敗
AWS：事故+スクラム失敗

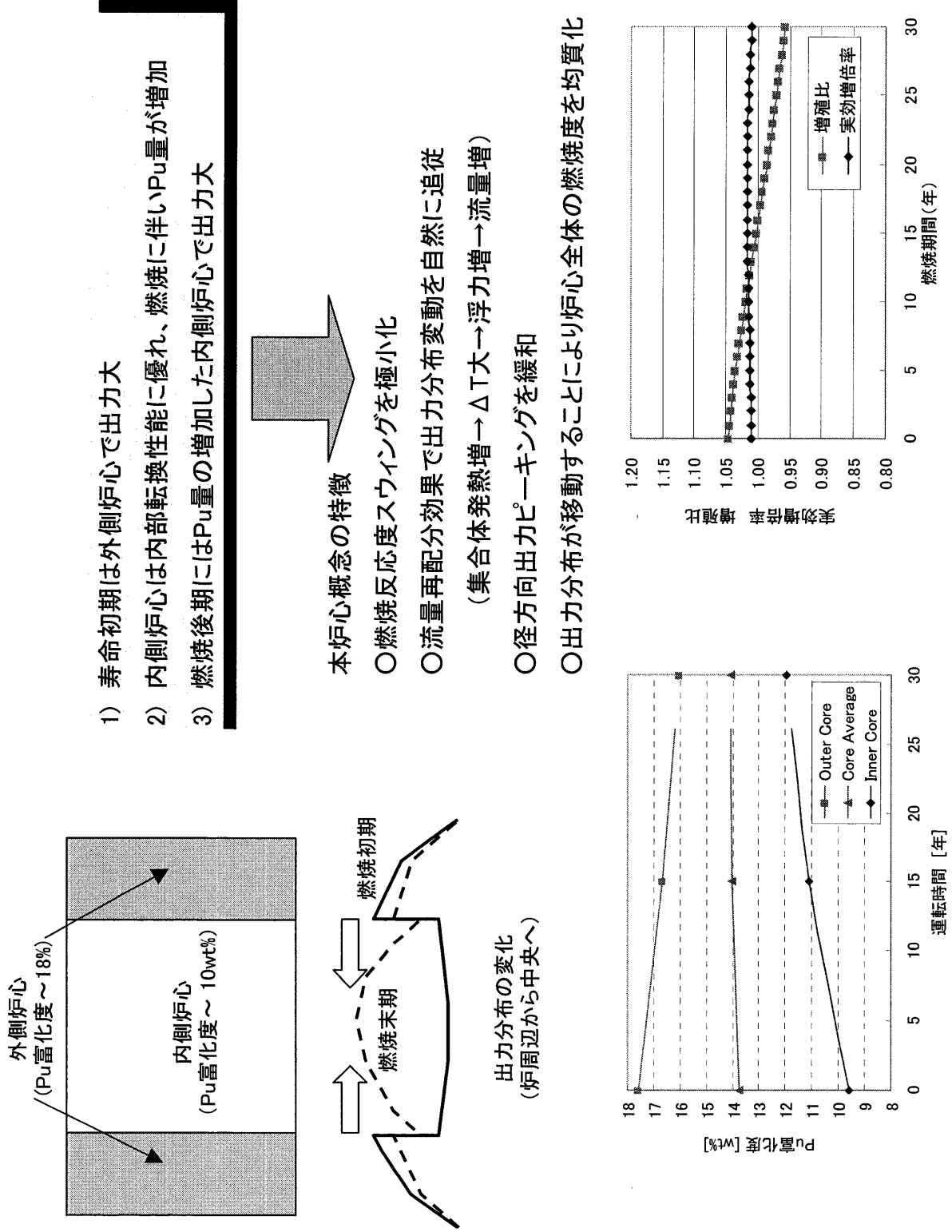


図 3.3-1 高富化度差二領域炉心の特徴

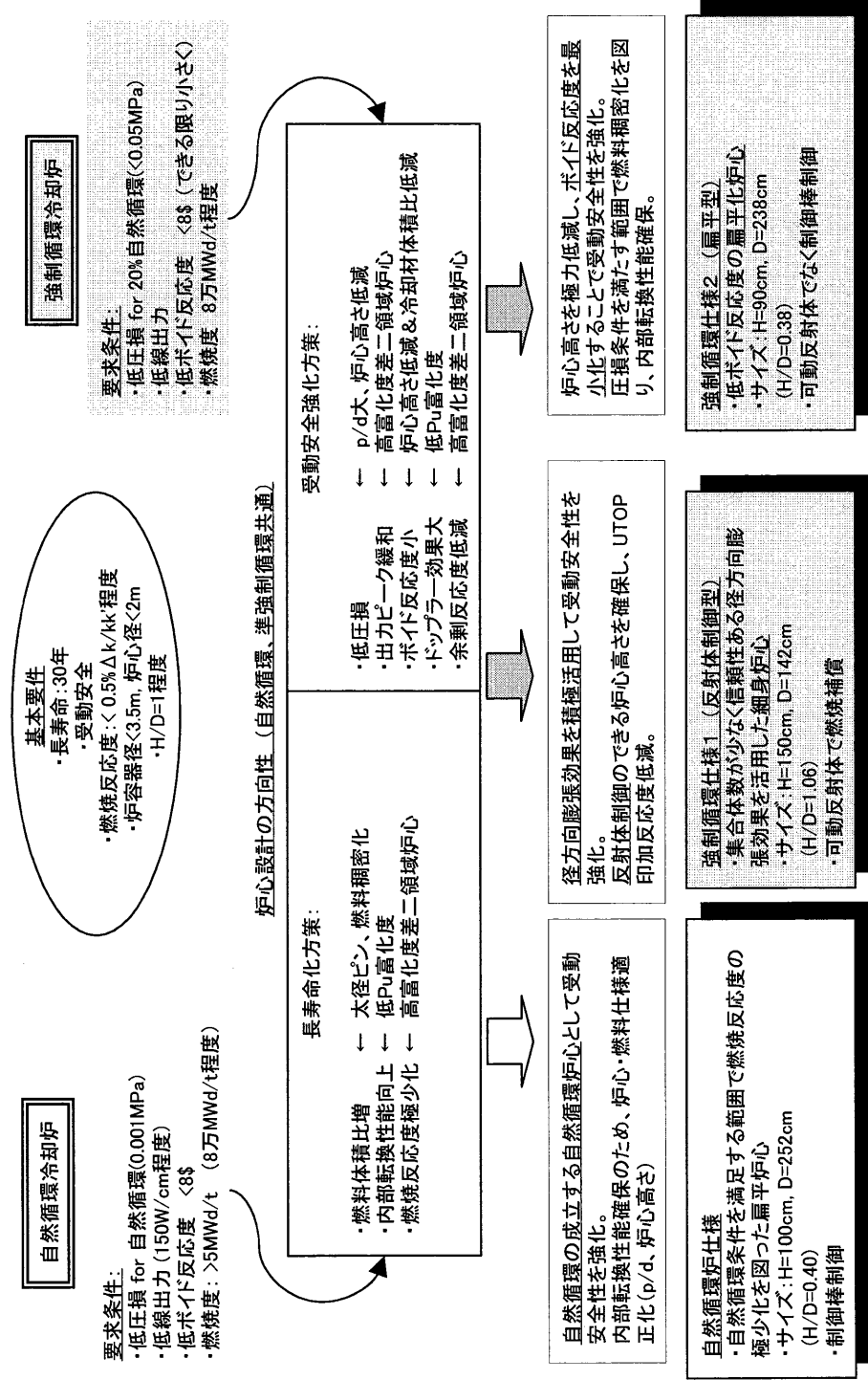


図 3.3-2 ナトリウム冷却小型炉の炉心燃料概念の検討フロー

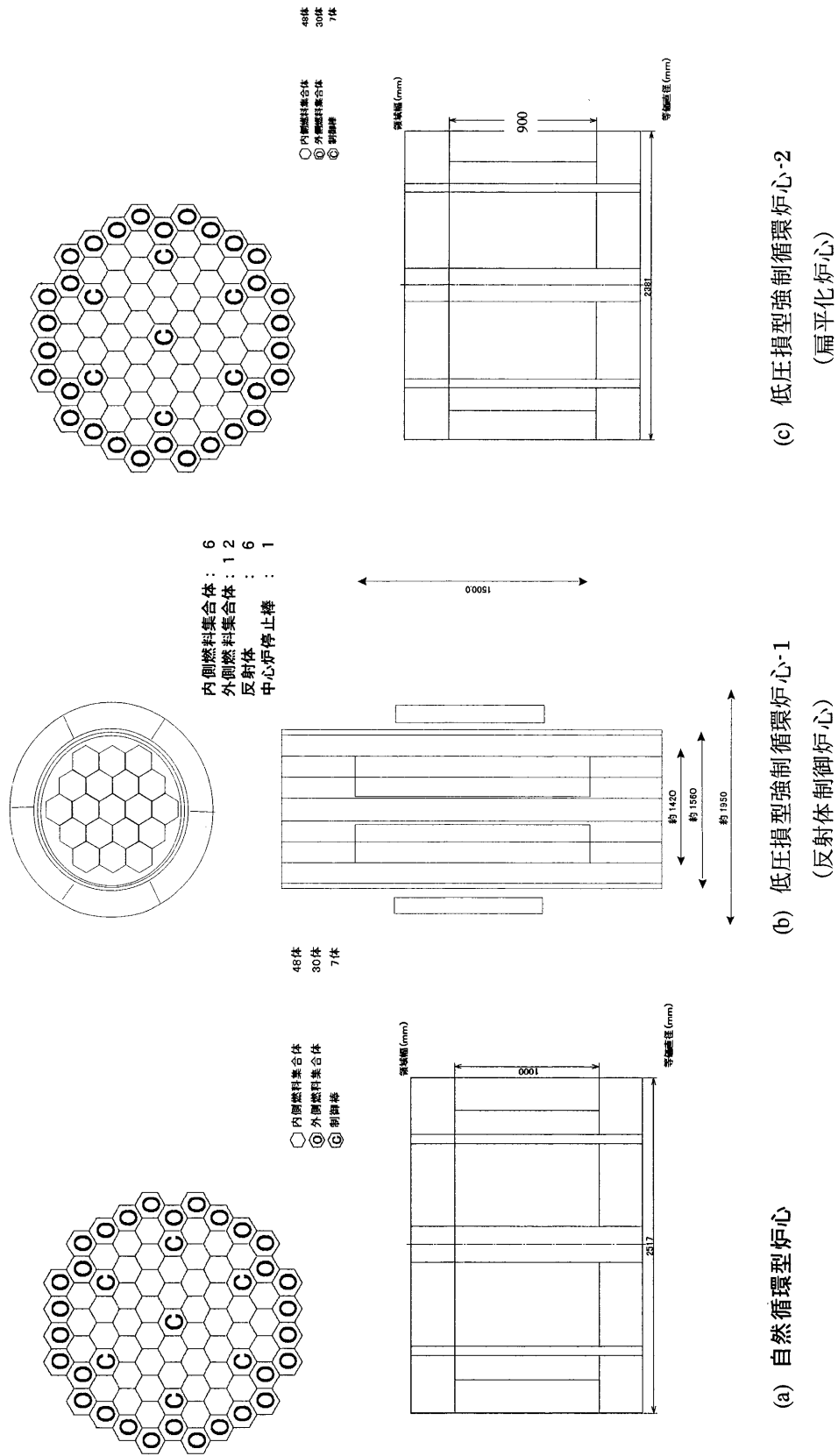


図 3.3-3 ナトリウム冷却小型炉の炉心概念図

3.4 プラント概念

ナトリウム冷却小型炉の炉心燃料概念のうち、自然循環方式および強制循環方式のプラント概念を検討した。いずれの概念も、炉心燃料概念と同様に4S炉を出発点として受動的安全性などの向上を目指した。フェーズIでの小型炉概念の抽出フローを図2.1-1に示した。

(1) 自然循環方式タンク型炉

本概念は、4Sを出発点として([3]、[4])、炉心圧損を低減(バンドル圧損で 0.01kg/cm^2)して、自然循環力を強化することにより受動的安全性の向上を目指した概念である。

本概念の基本仕様を表3.4-1、プラント基本系統および原子炉概念を図3.4-1~3に示す。4Sからの主要な変更点は以下のとおりである。

- ① 4Sの炉心($\phi 83\text{cm} \times 4\text{mH}$ 、125MWt、炉心寿命10年)に対し、自然循環炉心($\phi 252\text{cm} \times 1\text{mH}$ 、125MWt、炉心寿命30年)に変更した。
- ② 炉心径の拡大により原子炉容器径は $\phi 2.5\text{m}$ から $\phi 4\text{m}$ に増加したが、原子炉容器軸長は、炉心の短尺化や、IHXおよびPRACS炉内熱交換器の高さ低減により約23mから約18mに低減した。
- ③ 1次ナトリウム系の自然循環性能の向上をねらって、 0.01kg/cm^2 まで炉心圧損を低減したため、炉心等価直径は約252cmまで増加した。これに伴い、反射体制御に代えて、制御棒制御方式を採用した。
- ④ ただし、プラント起動時の予熱対応として、炉内のIHI下方に補助電磁ポンプを設置した。
- ⑤ 崩壊熱除去系は、炉心廻りに安全系を集中できる自然循環方式のPRACSとRVACSの組み合わせとした。

(2) 強制循環方式ループ型炉

本概念は、炉心圧損を完全自然循環(バンドル圧損 0.01kg/cm^2)と従来型炉(2~ 3kg/cm^2)の中間領域(0.5kg/cm^2)として、自然循環力の強化による受動安全性向上と原子炉構造の物量低減など経済性向上の両立を目指した概念である。

本概念の基本仕様を表3.4-2、プラント基本系統および原子炉概念を図3.4-4~6に示す。4Sからの主要な変更点は以下のとおりである。

- ① 4Sの炉心($\phi 83\text{cm} \times 4\text{mH}$ 、125MWt、炉心寿命10年)に対し、強制循環炉心($\phi 142\text{cm} \times 1.5\text{mH}$ 、125MWt、炉心寿命30年)に変更した。
- ② 炉心径の拡大により原子炉容器径は $\phi 2.5\text{m}$ から $\phi 3.34\text{m}$ に増加したが、原子炉容器軸長は、炉心の短尺化や、IHXおよびPRACS炉内熱交換器の高さ低減により約23mから約18mに低減した。
- ③ 1次ナトリウム系の自然循環性能の向上をねらって、 0.5kg/cm^2 まで炉心

圧損を低減したため、炉心等価直径は約 142cm まで増加した。この程度の炉心径であれば反射体による反応度制御が可能であるため、4S と同様に反射体制御方式を採用した。

- ④ ループ型炉の採用に伴い、伝熱管破損時のナトリウム-水反応事故排除をねらって、原子炉容器外に鉛ビスマス中間熱媒体を使用した 2 次系簡素化概念（鉛ビスマス熱媒体プール型 SG）を設置した。
- ⑤ 崩壊熱除去系は、自然循環方式タンク型炉と同様に、炉心廻りに安全系を集中できる自然循環方式の PRACS と RVACS の組み合わせとした。

表 3.4-1 自然循環方式タンク型ナトリウム冷却小型炉の基本仕様

No.	項目	基本仕様
1	原子炉型式	タンク型(2次Na系あり)
2	電気出力(発電端)	50MWe
3	熱出力	125MWt
4	ループ数	1ループ
5	1次Na温度	510℃/355℃
6	2次Na温度	475℃/310℃
7	1次Na流量	2280t/h
8	2次Na流量	2128t/h
9	主蒸気温度/圧力	453℃/10MPa
10	給水温度/流量	210℃/193t/h
11	タービン発電機	蒸気タービン
12	プラント効率	約40%
13	プラント稼働率	95%以上(目標)
14	炉心・燃料	金属燃料(U-Pu-10%Zr)
15	反応度制御方式	制御棒方式(2系統)
16	燃焼度	約6万Mwd/t
17	増殖比	約1.0
18	原子炉停止系	主および後備炉停止棒
19	炉心安全性	①停止方策:SASSなしで高温静定②CDA防止強化策:高熱伝導の金属燃料+低出力密度+自然循環力強化
20	炉心支持方式	側部支持
21	炉壁保護構造	炉壁側の冷却材は全てコールド
22	炉心上部機構	コラム型
23	1次系配管方式	側部流出入
24	中間熱交換器	シェルアンドチューブ直管型
25	1次主循環ポンプ	(完全自然循環)
26	蒸気発生器	ヘリカルコイル二重管SG
27	2次主循環ポンプ	SG内蔵電磁ポンプ
28	崩壊熱除去方式	PRACS+RVACS
29	漏えい対策	容器:ガードベッセル、配管:外管
30	原子炉格納施設	トップドーム、ガードベッセル
31	プラント運転サイクル	30年1バッチ方式
32	①燃料減衰待貯蔵	30年毎全体交換搬出
33	②炉内燃料交換	炉上部プラグ取外し後、燃料交換装置を設置して交換
34	③炉内/外燃料移送	輸送キャスクに収納
35	免震	建屋三次元免震
36	プラント寿命	40年以上
37	原子炉建屋	8300m ³

表 3.4-2 強制循環方式ループ型ナトリウム冷却小型炉の基本仕様

No.	項目	基本仕様
1	原子炉型式	ループ型(2次系簡素化)
2	電気出力(発電端)	50MWe
3	熱出力	125MWt
4	ループ数	1ループ
5	1次Na温度	510℃/355℃
6	2次Pb-Bi温度	475℃/310℃
7	1次Na流量	2280t/h
8	2次Pb-Bi流量	1870t/h
9	主蒸気温度/圧力	453℃/10MPa
10	給水温度/流量	210℃/193t/h
11	タービン発電機	蒸気タービン
12	プラント効率	約40%
13	プラント稼働率	95%以上(目標)
14	炉心・燃料	金属燃料(U-Pu-10%Zr)
15	反応度制御方式	反射体方式
16	燃焼度	約9万MWd/t
17	増殖比	約1.0
18	原子炉停止系	反射体(6分割)+炉停止棒(1本)
19	炉心安全性	①受動的炉停止方策:SASSなしで高温静定②CDA防止強化
20	炉心支持方式	側部支持
21	炉壁保護構造	炉壁側の冷却材は全てコールド
22	炉心上部機構	コラム型
23	1次系配管方式	側部流出入
24	中間熱交換器	ヘリカル型(IHX-SG一体)
25	1次主循環ポンプ	浸漬型電磁ポンプ(炉外または炉内設置)
26	蒸気発生器	2次系簡素化SG
27	2次主循環ポンプ	SG内蔵リフトポンプ
28	崩壊熱除去方式	PRACS+RVACS
29	Na漏えい対策	容器:ガードベッセル、配管:外管
30	原子炉格納施設	上部建屋矩形ライナ、ガードベッセル
31	プラント運転サイクル	30年1バッチ方式
32	①燃料減衰待貯蔵	30年毎全体交換搬出
33	②炉内燃料交換	炉上部プラグ取外し後、燃料交換装置を設置して交換
34	③炉内/外燃料移送	輸送キャスクに収納
35	免震	建屋三次元免震
36	プラント寿命	40年以上
37	原子炉建屋	12000m ³

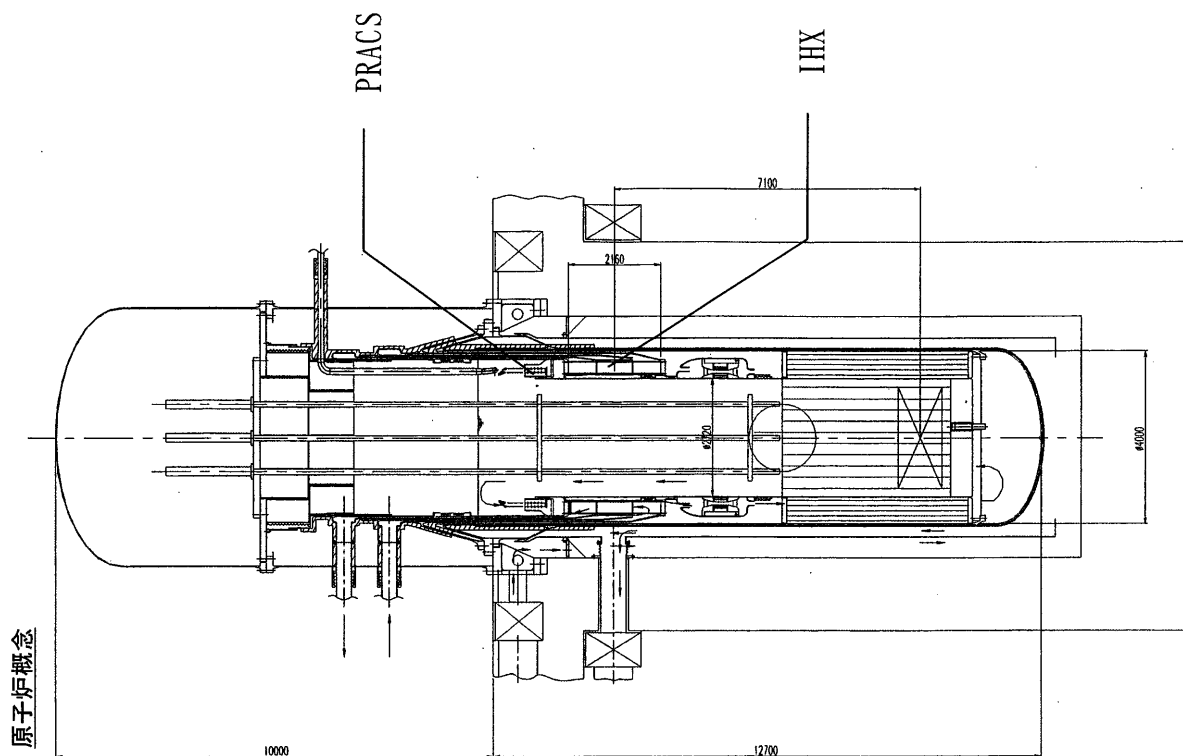


図 3.4-2 自然循環方式タンク型ナトリウム冷却小型炉の
原子炉構造概念

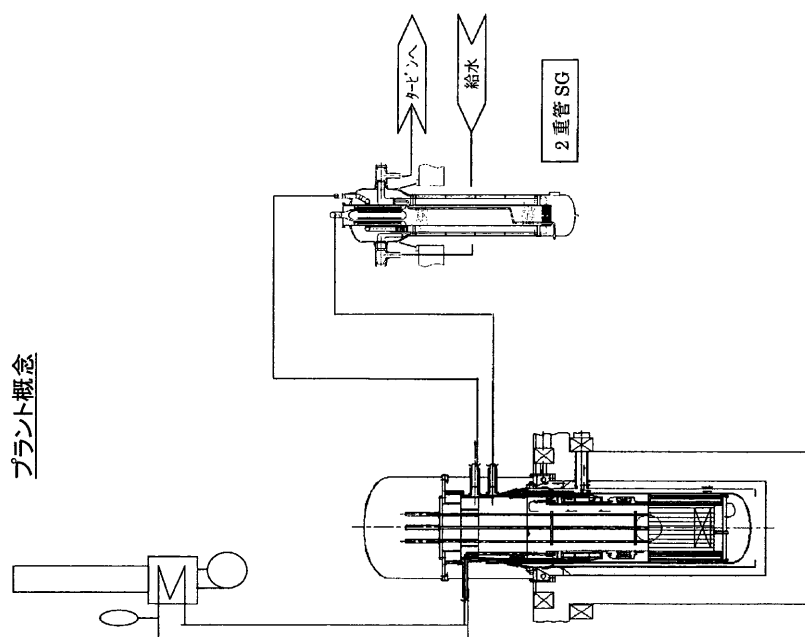


図 3.4-1 自然循環方式タンク型ナトリウム冷却小型炉の
プラント系統概念

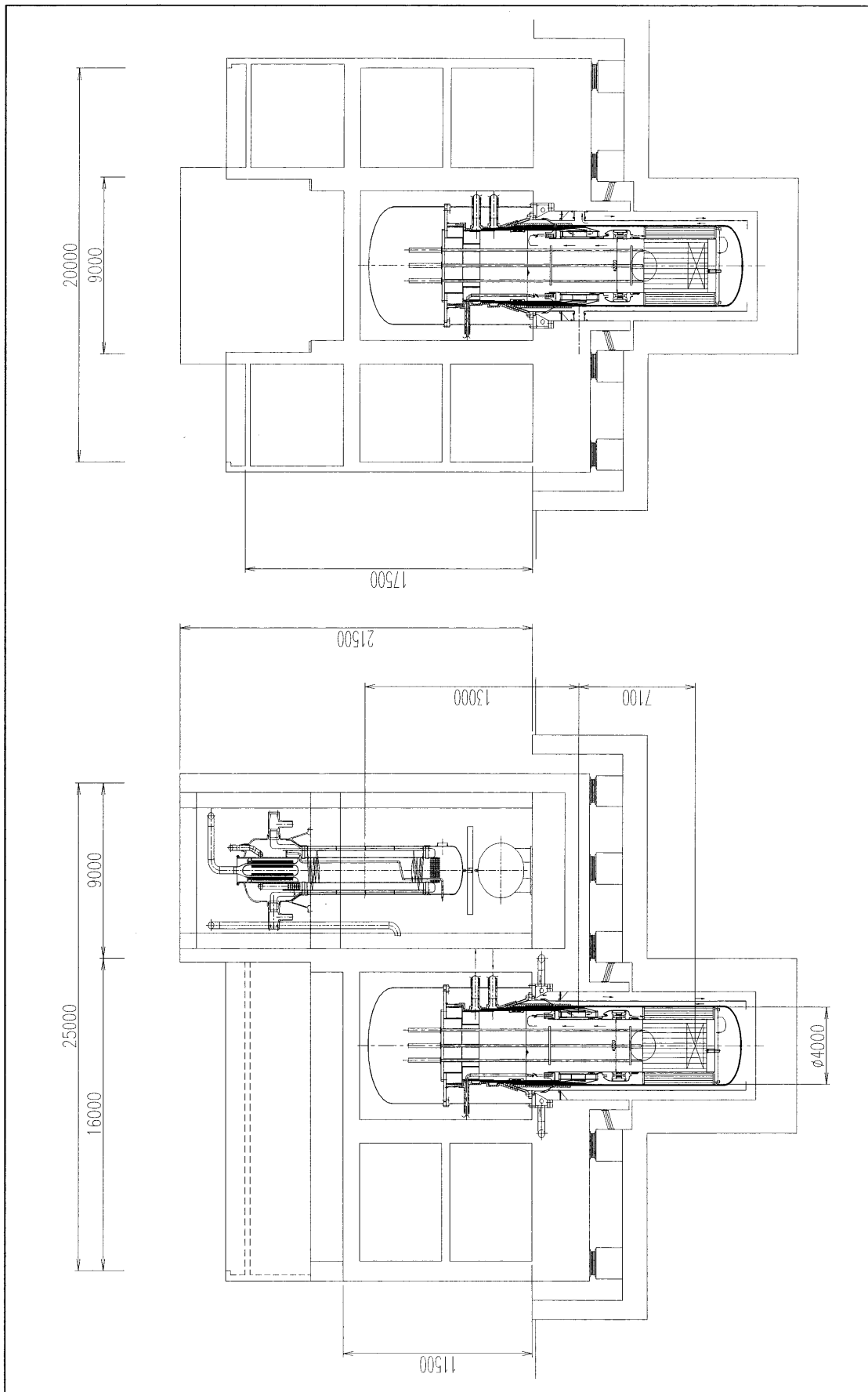


図 3.4-3 自然循環方式タンク型ナトリウム冷却小型炉の
プラント全体配置 (原子炉建屋)

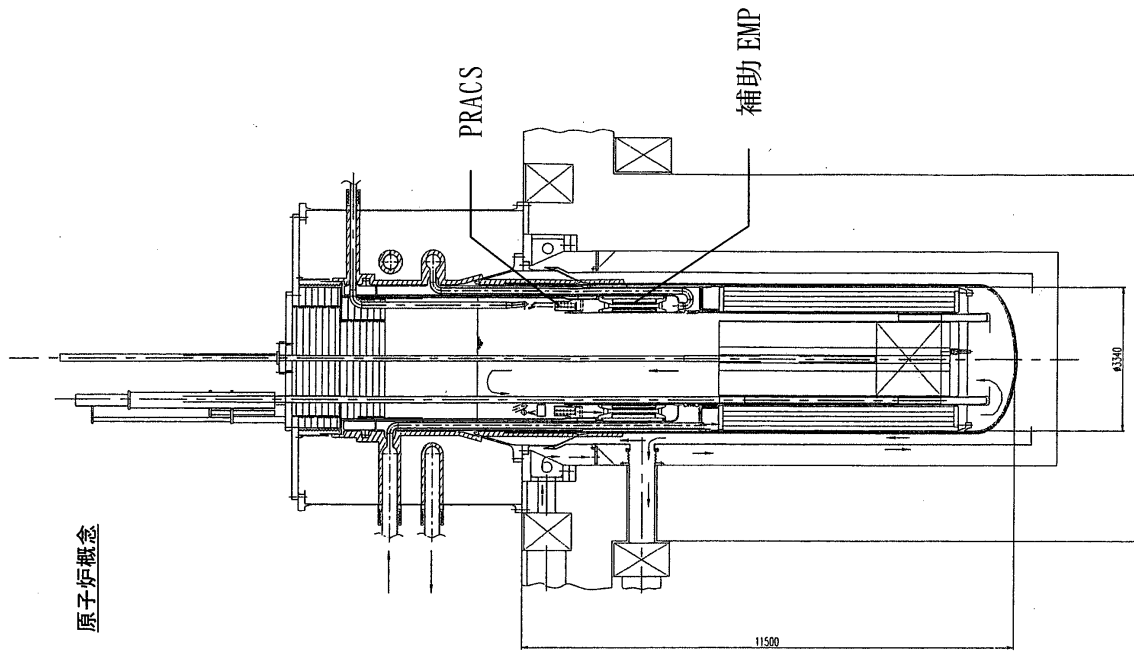


図 3.4-5 強制循環方式ループ型ナトリウム冷却小型炉の
原子炉構造概念

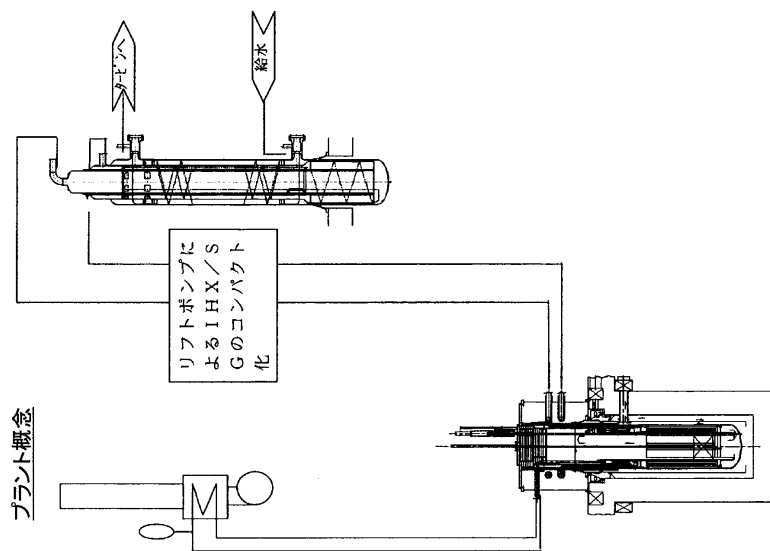
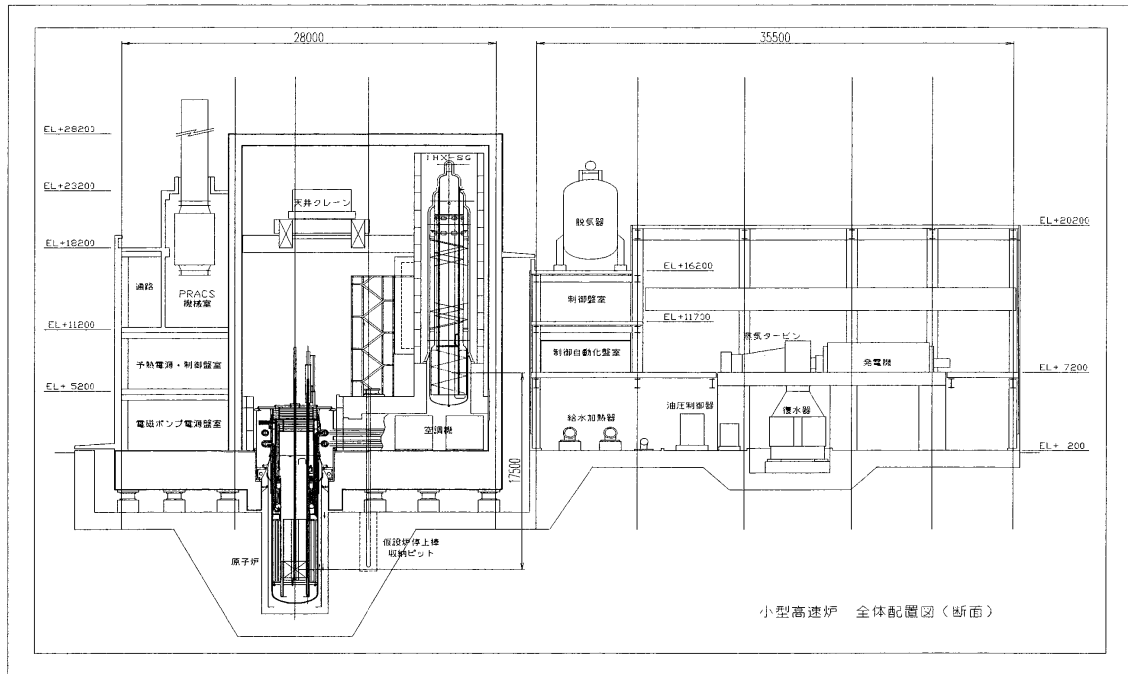
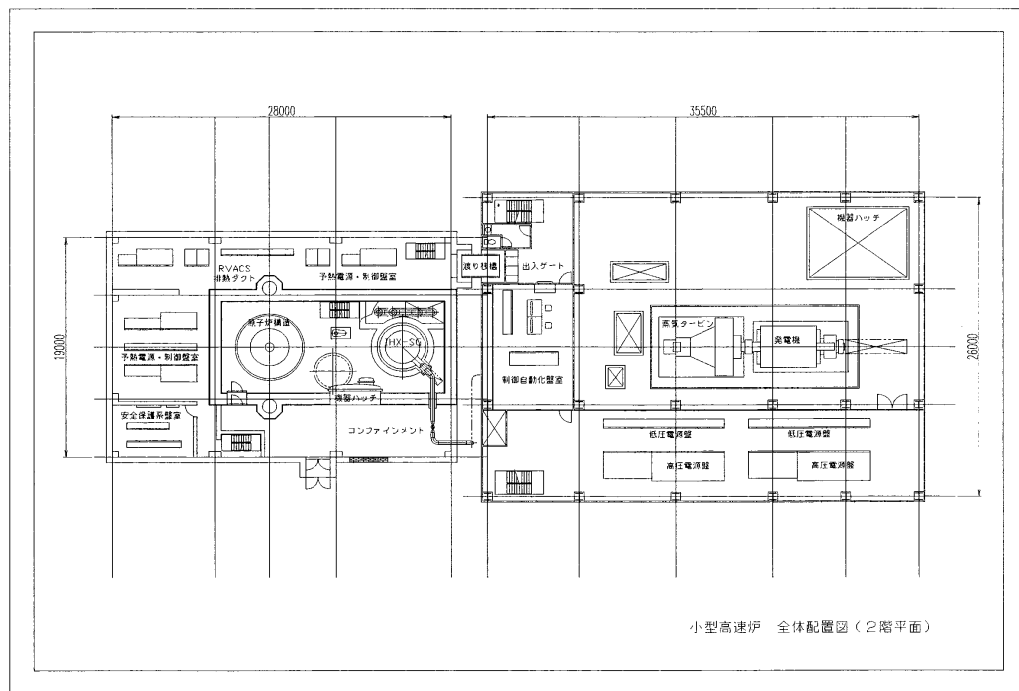


図 3.4-4 強制循環方式ループ型ナトリウム冷却小型炉の
プラント系統概念



縦断面



平面

図 3.4-6 強制循環方式ループ型ナトリウム冷却小型炉の
プラント全体配置(原子炉およびタービン建屋)

4. ナトリウム冷却小型炉の検討

4.1 全体概要

平成12年度の検討結果をもとに、平成13年度には、経済性向上の追求を目標として、分散電源への適用を前提に、有望なナトリウム冷却小型炉概念を絞り込むためのサーベイ検討を行った。

具体的には、150MWeへの出力増加や、強制循環方式の有効利用による原子炉容器のコンパクト化などコスト低減に有効と考えられる以下のナトリウム冷却小型炉概念を検討対象とした。

- ・出力規模 : 150MWe
- ・燃料種類 : 金属燃料
- ・原子炉型式 : タンク型炉、または、ループ型炉
- ・冷却方式 : 強制循環
- ・冷却ループ数 : 1ループ (炉外冷却系)
- ・炉心寿命 : 10年以上

原子炉型式のうち、タンク型炉、ループ型炉のいずれも、同一の炉心仕様に対して、ループ数低減および機器合体に係る設計対応を取り込んだ。

本章では、設計要求と対応方針をもとに、上記のナトリウム冷却小型炉に係る炉心燃料概念 (概要のみ)、プラント概念、建屋・配置計画の検討や、経済性評価を記載した。

主要な記載内容は、以下のとおりである。

- ① 炉心燃料概念の検討
 - ・炉心核熱パラメータサーベイと炉心構築
 - ・固有・受動安全性の検討
 - ・MOX燃料炉心の適用性の検討
- ② プラント概念の検討
 - ・原子炉構造の検討
 - ・原子炉停止・制御系の検討
 - ・冷却系の検討
 - ・崩壊熱除去系の検討
 - ・BOP設備の検討
 - ・小型炉概念のまとめ
- ③ 建屋・配置計画の検討
- ④ 評価 (経済性評価)

4.2 設計要求と対応方針の検討

4.2.1 設計要求の整理

実用化戦略調査研究では、ナトリウム冷却炉、重金属冷却炉、ガス冷却炉などの他の炉型を含めて、経済性、安全性などの設計要求および取り組み方針を議論している。

小型炉の設計および取り組み方針（案）を表 4.2.1-1 に示す。本設計および取り組み方針は、ナトリウムおよび鉛ビスマス冷却小型炉の両方を対象としたものである。

基幹電源であるナトリウム冷却大型炉および中型炉との主要な相違点は、以下のとおりである。（基幹電源では、冷却材種類に関係なく、設計要求は同じ）

（経済性）

- ・分散電源向けの概念では、5.5 円/kWh の発電単価を要求する。（基幹電源では 4 円/kWh）
- ・上記の発電単価を達成する目安として、建設単価の基準値を 35 万円/kWe とする。（ナトリウム冷却大型炉では 20 万円/kWe）
- ・高速中性子を利用する小型炉心の特徴を活用し、10 年以上の燃料交換間隔を要求する。（基幹電源では要求なし）
- ・量産効果、モジュール工法/工場製作範囲の拡大など小型炉の特徴を生かして、20 か月以内の建設工期を目標とする。（基幹電源のうち、大型炉では 42 か月、中型炉では 36 か月）
- ・システム簡素化、燃交頻度の低減などにより定検期間を短縮し、稼働率の基準値を 95%以上とする。（基幹電源では 93%）

（安全性）

- ・小型炉の有する固有の安全特性、受動的安全性を極力活用し、事故の防止、影響緩和対策を図った設計とすること（基幹電源では記載なし）

（環境負荷低減）

- ・余剰中性子は、炉心長寿命化に活用し、FP 核変換は要求しない。（基幹電源では、FP 核変換を要求）

（資源有効利用）

- ・高速中性子炉心の有する高い内部転換機能を利用し、炉心の長寿命化を優先する。（基幹電源では、可能な限り低増殖から高増殖まで柔軟に対応でき、かつ、FP 核変換を行う場合に、1.0 以上の増殖比を要求）

（核不拡散）

- ・長寿命炉心の利点を生かした燃交間隔の長期化、炉容器/燃料のパッケージ交換方式など、燃料への接近機会を制限する方策の適用性も検討すること（基幹電源では記載なし）

（運転・保守補修性）

- ・日負荷追従運転に係る記載なし

表 4.2.1-1(1/6) 設計要求に対応した小型炉の取り組み方針(案)

小型炉の設計要求	フェーズII設計での取り組み方針	備考(フェーズIの評価結果)
<p>小型炉の経済性目標として、各利用分野(熱利用、水素製造等)における他のエネルギーと競合可能な経済性を有すること。</p> <p>分散電源として利用する場合には、送電経費等、削除可能なコストを考慮し、要求値を設定する。</p> <p>また、電熱併給等の多目的利用を図ることにより、エネルギー効率を高めたシステム構築を図ること。</p> <p>以下に、経済性に関する要求値、目標値及び基準値を示す。</p> <p>(1)要求値 [発電単価] 分散電源として利用する場合における発電単価の要求値を5.5円/kWhとする。 [燃料交換間隔] 高速中性子を利用する小型炉心の特徴を活用し、燃料交換間隔は10年以上を要求値として設定する。 [プラント寿命] 大型炉と同様、プラント寿命に係わる国際動向を勘案し、プラント寿命は60年を要求値として設定する。</p> <p>(2)目標値 [建設工期] 重量効果、モジュール工法/工場製作範囲の拡大等、小型炉の有する特長を活用し、建設工期の目標値を20ヶ月以内とする。 [燃料交換間隔] 高速中性子を利用する小型炉心の特徴を最大限活用し、燃料交換間隔の目標値を30年以上とする。</p> <p>(3)基準値 [建設単価] 分散電源利用における発電単価の要求値(5.5円/kWh)を達成するための目安として、建設単価の基準値を35万円/kWeとする。 [稼働率] システムの簡素化、燃料交換頻度の低減、機器設備の一体交換方式の採用等による定検期間短縮を図り、稼働率の基準値を95%以上とする。</p>	<p>(1)要求値 [発電単価] 建設単価、燃焼度、熱効率、連続運転期間、稼働率、建設工期等の指標を満足させることにより達成。 [燃料交換間隔] 燃料交換間隔を10年以上として設定。 [プラント寿命] 設計寿命を60年として設定する。具体的には、炉心槽/炉容器の中性子照射量、熱交換器伝熱管の腐食し、熱通過率等の想定回数等を60年相当の数値として設計を進める。また、設計に使用する材料強度データについては当面外挿値を使用する。これと平行して、熱通過率の合理化(事象想定回数の見直し等)、モニタリングの活用、構造設計方針及び材料強度基準の見直しといった課題についても、長期的課題として取り組んでいく。</p> <p>(2)目標値 [建設工期] ①一連の建設単価低減の検討にて、小交換熱量の特徴を生かして、機器数の低減や機器の小型化などを取込む。 ②また、工場製作範囲の拡大、大型ユニット工法及び船殻構造の適用性を検討し、建設工程を検討する。</p> <p>(3)基準値 [建設単価] 要求値の10年以上に対して、炉心性能とのバランスを勘案して30年以上の燃料交換間隔を目指す。(昨年度の検討にて、燃料交換間隔30年の成立性を明らかにしたため、本年度以降に検討する燃料交換間隔の短い炉心・プラント概念と炉心性能、経済性などを比較)</p> <p>(4)稼働率 [建設単価] ①炉心性能の向上により、炉心のコンパクト化を図るとともに、小交換熱量の特徴を生かして、炉心数低減(1ループ化)、機器合体(冷却系機器の集約)、BOP簡素化などを取込む。 ・Na冷却-タンク型炉：HX、崩壊熱除去系伝熱コイル、EMPなどの冷却系機器を原子炉容器内に集約し、炉外設置のSGと1ループの二次Na系配管により接続する。 ・Na冷却-ループ型炉では、HX、SG、EMPなどの冷却系機器を炉外の冷却系容器内に集約し、原子炉容器と1ループの一次Na系配管により接続する。 ・PbBi冷却炉では、タンク型を前提として、SGを含めた冷却系機器を原子炉容器内に集約する。原子炉構造物量の低減をねらって、燃料一括構成から、燃料集合体構成への変更を検討する。 ②安全性、長寿命炉心の許容する範囲で、出力を増加し、スケールメリット効果を採用する。 ③また、既往知見をもとに、多数プラント設置によるBOP設備の共有化及び習熟効果を調査し、更なる建設単価低減の可能性を検討する。 [稼働率] 機器の小型化及び機器数の低減、燃料交換頻度の低減、機械式ポンプの削除などを考慮して、定検工程を検討し、95%以上の稼働率を目指す。</p>	<p>(1)要求値 [発電単価] 未評価 [燃料交換期間] 30年 [プラント寿命] 40年以上</p> <p>(2)目標値 [建設工期] 概略検討をもとに、Na冷却炉で25ヶ月以下の達成の可能性を検討(PbBi冷却炉は未実施) [燃料交換期間] 30年</p> <p>(3)基準値 [建設単価] ①コマンドコストコードによる建設単価は、Na冷却炉で83~86万円/kWe、PbBi冷却炉で118万円/kWe。(いずれも5万kWeの出力。ただし、大型炉の建設単価をもとに、0.6乗則で外挿すると、5万kWeで約67万円/kWe、15万kWeで49万円/kWe) ②ループ数低減及び機器合体の設計対応は、採用済み。ただし、BOP簡素化、出力増加対応などは未検討。 [稼働率] 概略検討をもとに、Na冷却炉で95%以上の達成の可能性を検討(PbBi冷却炉は未実施)</p>

表 4.2.1-1(2/6) 設計要求に対応した小型炉の取り組み方針(案)

安全性	小型炉の設計要求	フェーズⅡ設計での取り組み方針	備考(フェーズⅠの評価結果)
<p>① システムの安全設計に当たっては、小型炉の有する固有の安全特性、受動的安全性を極力活用し、事故の防止、影響緩和対策を図った設計とすること。</p> <p>② 安全要求</p> <p>(i) 決定論的安全要求 開発目標で掲げる高い安全性を実現するために、多重・多様性を強化した能動的安全設備に加え、必要に応じて受動的安全機能を導入するとともに、仮想的な炉心損傷時の影響を原子炉容器内あるいは格納容器内で終息させる設計とする。(炉型毎の要求については「⑦個別要求」を参照)</p> <p>(ii) 確率論的安全要求 決定論的安全要求を補完する目的で、炉心損傷発生頻度の要求値である 10⁻⁶/炉年未満を達成できる見通しを示すこと。さらに、炉心損傷あたりの格納機能の非信頼度を十分低く(基準値として 1/100)維持できる見通しを示すこと。</p> <p>③ 安全設計の原則 原則として、現行軽水炉に適用される基準、指針類及び「もんじゅ」の安全審査で適用された基準、指針類、高速増殖実証炉の設計研究における考え方を参考にし、選定した冷却材、燃料及びプラント概念の特徴を考慮した設計とすること。</p> <p>④ 原子炉停止機能への要求 原子炉停止系には受動的な炉停止能力(例えば、SASS)を付加するか、あるいは、事象進展緩和を可能とする受動的機構(例えば、GEM)を付加するとともに運転員の介入による事象終息が可能な設計とする。なお、軽水炉のように 1 時間程度の短時間(基準値)で炉心損傷に至らないシステムの場合は、運転員の介入により炉心損傷が防止できることを示すことにより、受動的な炉停止機能を不要とすることができ。</p> <p>⑤ 崩壊熱除去機能への要求 炉停止後の崩壊熱除去機能について、多重性あるいは多様性をもたせるとともに、全交流動力電源の喪失を想定しても炉心冷却が可能で設計とする。また、事故管理方針により、その機能回復が図れる設計とする。</p>	<p>① 低線出力密度、低冷却材密度係数、自然循環、ドップラー係数など、固有の負の反応度フィードバック等を活用して、事故の防止、影響緩和を図った設計とする。</p> <p>② 安全要求</p> <p>(i) 決定論的安全要求 ・多重・多様性を強化した能動的安全設備に加え、受動的な炉心損傷時の影響を原子炉容器内で終息させることにより、仮想的な炉心損傷時の影響を原子炉容器内で終息させることにより、炉心損傷あたりの格納機能の非信頼度を十分低く抑える。プラント概念検討の中で適切な設計対応を取込むこととする。</p> <p>(ii) 確率論的安全要求 ・炉停止系及び崩壊熱除去系に適切な多重性・多様性を持たせることにより炉心損傷発生頻度を低減する。また、仮想的な炉心損傷時の影響を原子炉容器内で終息させることにより、炉心損傷あたりの格納機能の非信頼度を十分低く抑える。プラント概念検討の中で適切な設計対応を取込むこととする。</p> <p>③ 安全設計の原則 ・大型炉と同様に、既往の基準を参考に安全設計を進める。</p> <p>④ 原子炉停止機能への要求 ・独立2系統の能動的炉停止系を設置し、緩慢な事象推移の特徴を利用し、軽水炉のように 1 時間程度の短時間で炉心損傷に至らないシステムを目指し、SASS を使用しなくても運転員の介入により炉心損傷が防止できることを示す。また、中性子の漏洩と吸収のメカニズムの違いを活かした炉停止系の多様性概念について、長寿命炉心、プラント経済性等の要求条件をクリアする範囲で追求する。</p> <p>⑤ 崩壊熱除去系への機能要求 ・受動的冷却機能及び安全系局限化をねらって、全交流動力電源の喪失に対応可能な完全自然循環の崩壊熱除去系の構成を検討する。特に、自然循環性能に関連して、低線出力及び低圧力損失の炉心とする。</p> <p>・崩壊熱除去系は、10⁶/炉年未満の炉心損傷頻度を達成するために、Na 配管が不要で、原子炉を直接冷却する RVACS を有効利用する。</p> <p>・タンパ・ペーパンの運用方法について、多重性・多様性を取込むとともに、完全自然循環と整合し、かつ、受動的冷却機能確保できる設計に対応とする。</p>	<p>① 同左</p> <p>② 安全要求</p> <p>(i) 決定論的安全要求 ・同左(ただし、再臨界回避策は採用せず)</p> <p>(ii) 確率論的安全要求 ・同左</p> <p>③ 安全設計の原則 ・同左</p> <p>④ 原子炉停止機能への要求 同左</p> <p>⑤ 崩壊熱除去系への機能要求 ・いずれも完全自然循環の PRACS+RVACS の組み合わせを選定。ループ数、運用方法などは未検討</p>	

表 4.2.1-1 (3/6) 設計要求に対応した小型炉の取り組み方針(案)

小型炉の設計要求	フェーズII設計での取り組み方針	備考 (フェーズIの評価結果)
<p>⑥炉心損傷に対する格納機能の確保</p> <p>代表的な炉心損傷事象に対し、選定したプラント概念及び着目する事象の特徴を考慮して、合理的にリスクの低減が図れるように以下の対策を講じることによって事故影響の局限化を図る。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高速炉の炉心燃料の特徴を踏まえて、炉心損傷の事象推移過程において再臨界に伴う有意な機械的エネルギー発生が防止できる対策を講ずる(再臨界回避)。 ・さらに事故後の融体静定、熱除去、放射性物質の閉じ込めを可能な限り炉容器内で達成し、格納施設への熱・機械的負荷を大幅に緩和して放射性物質の閉じこめ能力を確保することで、炉心損傷の影響を周辺環境に有意に及ぼさない設計とする。 <p>⑦個別要求</p> <p>上記の要求に加えて、検討対象とする各概念の特徴に応じて以下の事項に留意した設計とする。</p> <p>(1)ナトリウム炉</p> <ul style="list-style-type: none"> ・低圧系とすることが可能な特長を活かし、漏洩の原因となる異常を極力排除する。漏洩を仮定しても静的機器により冷却材を確保して炉心冷却が可能で設計とするとともに、漏洩の影響を局限化できる設計とすること。 ・ナトリウムと水の熱交換を行う蒸気発生器については、その漏洩が炉心の安全性を損なわないように発生防止、発生時の拡大防止の両面から十分な対策を施すこと。異常拡大防止については、異常の早期検出と水系の減圧操作により影響の局限化を追求すること。 ・炉心損傷の影響については、ナトリウムの高い伝熱特性を活かして原子炉容器内での終息を図ること。 <p>(2)重金屬冷却炉</p> <ul style="list-style-type: none"> ・低圧系とすることが可能な特長を活かし、漏洩の原因となる異常を極力排除するとともに、漏洩を仮定しても静的機器により冷却材を確保して炉心冷却が可能で設計とする。 ・腐食性が高く、比重が大きい重金屬の特徴に配慮した構造設計、耐震設計を行うこと。 ・蒸気発生器伝熱管破損時にも1次系への蒸気侵入の影響が炉心の安全性を損なわない設計とする。 ・炉心損傷の影響については、重金屬の高い伝熱特性を活かして原子炉容器内での終息を図ること。 	<p>⑥炉心損傷に対する格納機能の確保</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉心構造の工夫等により炉心損傷を想定しても、再臨界を回避し、炉内にて炉心損傷の影響を終息できる設計対応とする。 <p>⑦個別要求</p> <p>(1)ナトリウム炉</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大型炉と同様に、全てのNaバウンダリをガードベッセル、外管、エングロージャ等で格納し、漏洩を仮定しても上記の静的機器により冷却材を確保して炉心冷却が可能で設計とするとともに、漏洩の影響をそれらの内部に局限化できる設計とする。 ・崩壊熱除去系 AC の伝熱管部は、二重伝熱管の採用等によりNa漏洩及び火災燃焼の可能性を低減する。(RVACSは A/C 設置せず) ・SG 伝熱管破損について、二重管 SG(ただし、二次 Na 系設置)、又は、鉛ビスマス中間熱媒体体を利用した二次系簡素化概念のいずれかを採用する。本年度は、二重管 SG を採用した概念検討を行い、経済性、安全性などの観点よりいずれかのの方策を設定する。 ・大型炉の検討を参考に、軸ブランクカット削除型(ABLE)をベースにし炉心損傷の影響緩和検討を行う。 <p>(2)重金屬炉</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉容器内に冷却系機器を集約することにより冷却材バウンダリを局限化する。 ・鉛ビスマス中型炉と同様に、原子炉容器内に鉛ビスマス純化系などを設置し、腐食対応を図る。プラント概念の検討をもとに、構造及び耐震検討を行う。 ・SG は炉心槽上部に設置し、リーク時の水蒸気の廻り込みを防止する。鉛ビスマス中型炉の成果を反映して、SG への影響緩和評価を行う。 ・軸ブランクカット削除型(ABLE)をベースにし、重金屬と燃料との密度差が近い事を考慮し炉心損傷の影響緩和検討を行う。 	<p>⑥炉心損傷に対する格納機能の確保</p> <ul style="list-style-type: none"> ・同左(ただし、再臨界回避方策は採用せず) <p>⑦個別要求</p> <p>(1) ナトリウム炉</p> <ul style="list-style-type: none"> ・同左(ただし、崩壊熱除去系 AC への二重伝熱管の採用や、炉心損傷対応までは取込んでいない) ・SG 伝熱管破損について、タンク型炉では二重管 SG(二次Na系設置)、ループ型炉では二次系簡素化概念を採用したプラント概念を検討 <p>(2) 重金屬炉</p> <ul style="list-style-type: none"> ・同左(ただし、炉心損傷対応までは取込んでいない) ・腐食対応は、鉛ビスマス中型炉の検討結果をもとに、同一の機器を設置。

安全性

表 4.2.1-1 (4/6) 設計要求に対応した小型炉の取り組み方針(案)

小型炉の設計要求	フェーズII設計での取り組み方針	備考 (フェーズIの評価結果)
<p>①TRU 燃焼 低除染・TRU 燃料を装荷可能とし、サイクルを通じての環境負荷低減を図ること。</p>	<p>①TRU 燃焼 ・低除染・TRU 燃料を装荷した場合の燃焼解析を行い、TRU 組成の変化を評価する。 ・同時に、本燃料を装荷した炉心の反応度係数を評価し、安全特性に大きな影響がないことを確認する。安全特性に大きな影響がある場合には、炉心仕様の見直しを行い、低除染・TRU 燃料を受け入れられる炉心とする。</p>	<p>①TRU 燃焼 ・30 年間の炉心寿命達成に主眼を置いたため、炉心寿命延長に不利な低除染・TRU 燃料装荷は想定せず ・ただし、FP を含まない高速炉多重リサイクル TRU 燃料 (MA 含有燃料) の解析を行い、Pu 燃料とほぼ同一の燃焼特性が得られることを確認。</p>
<p>②FP の核変換による放射能低減 余剰中性子については、炉心の長寿命化に活用することとし、FP 核変換は要求しない。</p>	<p>②FP の核変換による放射能低減 ・FP 核変換は要求しない。</p>	<p>②FP の核変換による放射能低減 ・同左</p>
<p>③運転廃棄物/廃炉廃棄物 環境負荷低減の観点から、通常のプラント運転で発生する廃棄物及び廃炉時に発生する廃炉廃棄物については、冷却材を含め可能な限り再利用が図れる設計とすること。 運転・保守における放射性固体廃棄物の発生量の目標値を現行軽水炉の 1/10 以下とする。 また、運転に伴う放射性気体及び液体廃棄物の環境への放出放射能に関する要求値を、単位発電量当たりの放出量を現行軽水炉の設置許可申請書記載値に対して同等以下とするとともに、これを更に低減する設計を目指すこと。 廃止措置に伴い発生する放射性固体廃棄物発生量(体積)の最小化を設計を目指すこと。 なお、廃棄物発生量の評価については、国の検討動向を勘案した区分毎に評価すること。</p>	<p>③運転廃棄物/廃炉廃棄物 ・運転廃棄物は、燃焼頻度の低減に加えて、大型炉を参考に、廃棄物量の低減を旨とした検討を進める。 ・廃炉廃棄物は、大型炉と同様に、炉容器室内に、高β、γ線が発生する元素を含む材料を使用しないように管理することで解体性を確保する。 平成14年度の検討にて、廃棄物量の低減に係る検討を行う。 また、廃棄物の再利用に関しても、その可能性を追求する。具体的に、フェーズII前半の3年間で廃炉廃棄物量を把握して目標達成状況を評価し、必要に応じて、後半の2年間で廃棄物量のさらなる低減を図る。</p>	<p>③運転廃棄物/廃炉廃棄物 ・特に考慮せず(長寿命炉心で考慮)</p>

表 4.2.1-1(5/6) 設計要求に対応した小型炉の取り組み方針(案)

小型炉の設計要求	フェーズⅡ設計での取り組み方針	備考(フェーズⅠの評価結果)
<p>①増殖比 高速中性子炉心の有する高い内部転換機能を利用し、炉心の長寿命化を優先する。 なお、小型炉の資源有効利用性に係る評価については、導入シナリオの評価の中で実施する。</p> <p>②TRU 燃焼 資源の有効利用の観点から、下記の2ケースについて MA 核種を混入した低除染・TRU 燃料を経済的に燃焼できること。 (1)FBR マルチリサイクルでの組成及び含有率 (2)長期貯蔵 LWR-SF を視野に入れたサイクルでの組成及び含有率</p>	<p>①増殖比、②TRU 燃焼 ・燃料体積比、炉心構成(径方向 2 領域、3 領域、径軸方向 2 領域等)の調整等により、高速炉特有の高い内部転換性能を活用した炉心長寿命方策を検討する。 ・左記 2 種類の燃料組成に対して、燃焼解析を行う。</p>	<p>①増殖比、②TRU 燃焼 ・重元素密度の高い、新型燃料、15mm の大径燃料ピンとの採用により、炉心の燃料体積比を向上させ、寿命期間を通じてほぼ 1.0 の増殖比を達成し、30 年間の炉心寿命を得た。</p>

資源有効利用

表 4.2.1-1 (6/6) 設計要求に対応した小型炉の取り組み方針(案)

核不拡散	小型炉の設計要求	フェーズII設計での取り組み方針	備考 (フェーズIの評価結果)
核不拡散	<p>核拡散抵抗性向上の観点から、以下の項目について設計上配慮すること。</p> <p>①燃料取扱設備は、核物質防護及び保障措置の対応を考慮した設計とすること。</p> <p>②新燃料及び使用済燃料については、意図しない接近を制限できること。</p> <p>③プラント概念に、長寿命炉心の利点を生かした燃料交換間隔長期化、炉心燃料一括方式、炉容器/燃料のパッケージ交換方式等、燃料への接近機会の制限方策の適用性についても検討対象とすること。</p>	<p>①長寿命炉心の特徴を生かして、燃料取扱設備を常設せず、10年以上の無燃交を目指す。</p> <p>②新燃料及び使用済燃料は、UISを引抜かない、又は、燃料出入機などを設置しない限り炉容器から取出せないよう設計する。また、原子炉容器外では、キヤスクなどを利用して、作業員が直接アクセスできないようにする。</p> <p>③燃料交換間隔は10年以上とする。(昨年度、炉心燃料一括交換の炉心・プラント概念を構築しており、本年度以降に検討する燃料集合体交換の概念と物量などを比較)</p>	<p>①いずれも低燃焼反応度や中性子経済の効率化により、30年の無交換を達成</p> <p>②新燃料及び使用済燃料は、UISを引抜いて取扱うことを基本とするが、具体的な検討は未実施</p> <p>③PbBi冷却炉は燃料一括構成で炉心・プラント概念を検討</p>
運転・保守・補修性(信頼性)	<p>幅広い利用と多様なユーザーの導入インセンティブ向上を図る観点から、以下の目標に向けたシステム概念の構築を目指すこととする。</p> <p>①運転の簡素化、自動化、運転制御系の高度化、検査及びメンテナンスし易い設計等により、運転・保守作業におけるヒューマンエラーの防止、保守作業量の低減、運転員・保守員の省力化、保守作業員の被ばく低減を図るとともに、小型炉の特長を生かした設計を目指すこと。</p> <p>②化学的活性や毒性、放射化等、冷却材の有する特性を考慮し、運転性、保守補修性の向上を図ったプラント設計とすること。</p>	<p>①大型炉と比較して出力あたりの運転・保守補修作業が煩雑化する傾向にあるが、小型炉の特徴を生かして、定検短縮による稼働率向上(95%以上)、運転・保守補修対象機器数の低減、作業簡素化により、大型炉と同程度の運転費を目指す。プラント概念の検討と平行して、小型炉の運転・保守・補修の考え方を明示するとともに、それに適合する概念を検討する。</p> <p>②Na炉はNaの化学的活性を考慮し、Na漏洩対策及びNa-水反応対策を強化し、事故影響の局限化を図る。これにより、事故後の速やかな復旧、再起動を可能とする。具体的には、微小2次Na漏洩の復旧に1ヶ月(暫定)、微小Na水反応はプラグ本数1本(暫定)に制限できる概念を示す。重金属炉は化学的不活性であるPb-Biの特長を活かし、Pbの毒性、Poの影響に関する調査を行い、それらを考慮した運転性、保守補修性を向上できる概念を構築する。</p>	<p>①、②動的機器数の低減、安全系局限化により、Na冷却炉で15~25日(稼働率95%以上)達成の可能性を検討(PbBi冷却炉は未実施)</p>

4.2.2 対応方針の検討

(1) 経済性

ナトリウム冷却小型炉の発電単価について、送電経費が不要なことなどを考慮して、5.5 円/kWh（大型炉で 4 円/kWh）の達成が要求されている。発電単価を構成する資本費、運転費、燃料費のうち、ナトリウム冷却小型炉の資本費、すなわち、建設単価は、スケールデメリットを考慮してナトリウム冷却大型炉の 2 倍程度（35 万円 kWe 以下。ただし、単基プラントの初号機を対象）とするが、運転費および燃料費はナトリウム冷却大型炉と同程度として、上記の発電単価の要求条件を達成する。

資本費、運転費、燃料費に対するナトリウム冷却小型炉の特徴と対応方針を図 4.2.2-1 に示す。各特徴に対する基本方針は、以下のとおりである。

(i) 資本費

資本費は、減価償却費、事業報酬、固定資産税、廃止措置費の合計で表わされる。このうち、減価償却費、事業報酬、固定資産税は、いずれも建設費の関数であるため^{注1)、2)}、資本費の低減をねらって、建設費（建設単価）を低減する。

建設費（建設単価）を低減するために、出力規模が小さい、すなわち、小交換熱量の特徴を生かして、ループ数低減、機器合体、BOP 簡素化を追求する。

また、建設費（建設単価）は、設備・機器費以外に、建設期間の関数であり、ナトリウム冷却小型炉では、工場完成範囲の拡大、大型ユニット工法・船殻構造の採用により建設期間の低減に期待する。ただし、本検討は、建設工程の具体的な検討を行わないために、対象外とする。^{注3)}

注 1) 減価償却費は、以下の式により計算される。（事業報酬、固定資産税も同じ）

$$\text{減価償却費の合計} = (\text{建設費} - \text{土地代}) \times \{1 - (1 - \text{減価償却率})^{\text{償却期間}}\}$$

ただし、現状、土地代なしとしてコストを算定しているため、減価償却費は建設費（建設単価）の関数として表わされる。また、発電単価は、耐用年平均資本費（各年度の資本費および割引率の関数）をもとに計算するため、留意する必要がある。

注 2) 廃止措置費は、建設費の関数でないが、ナトリウム冷却大型炉のケースで資本費全体の 10% を占める程度

注 3) 建設費は、建設費自体と建中利子の合計で、このうち、建中利子は建設費 × 利率（3%）× 建設期間/2 で計算される。建設期間が 1 年相違しても建設費の影響は利率の半分（1.5%）と小さい。

(a) ループ数低減

崩壊熱除去系の信頼度を確保することにより、安全系を炉内廻りに限定し、主冷却機器およびループを 1 系統化（ただし、必要に応じて、動的機器は多重化）する。具体的には、原子炉容器外の主冷却系に着目して、タンク型炉では 2 次主

冷却系、ループ型炉では1次主冷却系を1系統とする。

(b) 機器合体

機器の簡素化と相反する部分を有するが、以下の2とおりのアプローチにより小交換熱量の冷却系機器どうしを合体および同一機器内に収納する。

- ・タンク型炉：原子炉容器内に、中間熱交換器、1次主循環ポンプ（設置するケース）、崩壊熱除去系・伝熱コイルなどを設置して、原子炉容器と蒸気発生器の組み合わせとする。
- ・ループ型炉：中間熱交換器、1次主循環ポンプ（設置するケース）、蒸気発生器を合体して、原子炉容器外の冷却系容器内（ナトリウムを使用）に収納し、かつ、原子炉容器を簡素化する。

平成12年度のループ型炉では、中間熱媒体として鉛ビスマスを使用した2次系簡素化概念を採用したが、本検討では、以下の理由によりナトリウムの使用を基本として、平成14年度に2次系簡素化概念の採用の有無を決定する計画である。

- ① 平成12年度には、ナトリウム-水反応事故排除のポテンシャル向上をねらって、2次系簡素化概念（鉛ビスマス熱媒体プール・伝熱管分離設置型蒸気発生器）を採用したが、2次ナトリウムを使用した条件で、小型炉の特徴を生かしたナトリウム-水反応事故対策を明らかにした上で、2次系簡素化概念の採用の有無を決定する必要がある。
- ② 上記の2次系簡素化概念は、「大流量バブリングによる自然循環性能の確証」、「ナトリウム伝熱管破損時の鉛ビスマスリーク対応の明確化」、「鉛ビスマス腐食など取扱技術の確立」などの技術課題を有しており、研究開発上、小型炉の早期導入に適合しない。
- ③ また、鉛ビスマス充填・ドレン系、純化系などの鉛ビスマス補助系を設置する必要がある、出力規模の低下に伴い、2次系簡素化概念本体の構築は容易となるが、補助系コストの占める割合が増加するため、逆にコストメリット低下の恐れを有する。

(c) BOP簡素化

小交換熱量を生かした系統・機器数の低減および合体、安全系局限化、長寿命炉心の採用などを取り込み、主に以下の方向性によりBOP設備を簡素化する。

- ・ナトリウム補助設備：ナトリウムインベントリの低減、運転・監視の省力化
- ・原子炉格納容器：格納容積の低減
- ・タービン設備：軽水炉技術の取り込み
- ・計測制御設備：対象機器数低減および安全系局限化による簡素化
- ・電気設備：安全系局限化（非常用DGの削除）

- ・燃料取扱設備 : 長寿命炉心の採用による簡素化
- ・換気空調系 : 合体を含めた系統・機器数の低減、安全系局限化に伴う容量低減
- ・発電所補助設備（原子炉補機冷却系、ユーティリティ供給系、共通保修設備など） : 系統・機器数の低減、安全系局限化に伴う容量低減、保修の省力化

(ii) 運転費

運転費は、直接費（人件費、修繕費、諸費）および関連費（業務分担費、事業税）の合計で、発電単価に使用する耐用年平均運転費は、上記の数値を電気出力、設備利用率などの積で除する。また、上記の数値のうち、人件費は、必要人数と人件費単価の積、修繕費および諸費は、建設費に所定の比率を乗じて計算される。

よって、ナトリウム冷却大型炉と同程度の運転費に抑制するには、以下の対応が必要である。

- ① 人件費、修繕費のいずれも運転監視・保守補修の簡素化による合理化効果や、設備利用率向上を取り込む。
- ② 単位出力あたりの運転員数は、ナトリウム冷却大型炉と同程度を目指す。
- ③ 修繕費について、系統・機器数低減や、定検期間短縮を見込み、比率の低減を図る。具体的には、①の保修の簡素化と関連するが、電磁ポンプの採用など、ナトリウム冷却小型炉の特徴を踏まえて、修繕費を抑制する。

ナトリウム冷却大型炉の検討結果をもとに、出力 150MWe のナトリウム冷却小型炉の運転員数、建設費に対する修繕費などの比率を整理した結果を表 4.2.2-1 に示す。

ナトリウム冷却大型炉と同等の運転費を実現するために、建設費に対する修繕費の比率は、運転員 20 人のケースで 2% (0.5%)、40 人のケースで 1.66% (0.16%) 以下とする必要がある。(かっこ内は 1.5% の諸費率を引いた数値)

上記の修繕費は定検時に発生するものであり、定検項目低減や、定検期間短縮などの検討をもとに、必要運転員数および修繕比率などを明らかにする。

(iii) 燃料費

燃料費は、一般に (取得価格/装荷量) / (燃焼度×熱効率) により計算される。ナトリウム冷却小型炉では、金属燃料を採用するが、ナトリウム冷却大型炉と取得価格/装荷量、熱効率に大きな差異がなければ、燃料費は燃焼度に依存する傾向と考えられる。

ナトリウム冷却大型炉では、ブランケット燃料を含めた炉心取出し平均燃焼度が約 6 万 MWd/t である。一方、ナトリウム冷却小型炉では、増殖に対する要求が小さく、ブランケット燃料を有しないことや、高内部転換比の特徴を有しており、平成 12 年度の検討で 6~9 万 MWd/t の数値を達成している。

今後、燃料単価低減などを含めて燃料費の検討を行う必要があるが、現状、ナトリウム冷却大型炉と同等の燃焼度を達成しているため、本検討対象外とする。

(2) 安全性

ナトリウム冷却大型炉と同様に、多重・多様性を有する安全機能の導入（原子炉停止系、崩壊熱除去系）、炉心損傷頻度 10^{-6} /炉年未満などを達成するとともに、固有の安全特性、受動的安全性を活用して、事故の発生防止および影響緩和方策を図る。

特に、平成 12 年度には、ATWS/AWS 時にも炉心損傷の発生を防止できることを目指したが、本検討では、万一の炉心損傷の発生を想定しても、適切な再臨界回避方策を取り入れた設計とする。

(i) 原子炉停止機能

独立 2 系統の原子炉停止系を設置し、万一のスクラム失敗を想定しても、固有の安全特性、受動的安全性を生かして、軽水炉のように短時間で炉心損傷に到達せず、必要に応じて、運転員の介在により炉心損傷を防止する。SASS（自己作動型炉停止機構）は採用しないことを目標とする。

また、中性子の漏えいと吸収のメカニズムの相違を利用した炉停止系の多様化について、経済性、長寿命炉心などの要求条件を満足できる範囲で追及する。

(ii) 崩壊熱除去機能

炉内自然循環能力（強制循環炉心でも、ポンプトリップなどの事故時には自然循環を活用）および RVACS を含めた自然循環方式の崩壊熱除去系により、動的機器なしで所定の冷却能力を確保する。

このうち、崩壊熱除去系は、 10^{-6} /炉年未満の炉心損傷発生頻度を達成するために、ナトリウム配管が不要で、ガードベッセルを介して原子炉を直接冷却する RVACS を有効利用する。また、RVACS は、原子炉容器形状により除熱性能が制限されるため、併用する崩壊熱除去系構成の工夫や、RVACS の除熱要求を緩和（原子炉停止数日以降に使用など）するなどの設計対応を取り込む。

(iii) 炉心損傷に対する格納機能

原子炉構造などの工夫により、万一の炉心損傷発生を想定しても、即発臨界と再臨界を防止し、かつ、炉内にてその影響を終息できるように設計対応する。また、低線出力、低圧力損失、低冷却材密度係数、ドップラー係数など固有の反応度フィードバックを活用して、ATWS/AWS 時にも安全要求を満足できるようにする。

(iv) ナトリウム漏えいおよびナトリウム-水反応対応

ナトリウム冷却炉特有のナトリウム漏えいおよびナトリウム-水反応に対する基本方針は、(4)項「運転・保守補修性」に記載した。

(3) 環境負荷低減・資源有効利用・核不拡散

環境負荷低減について、低除染・TRU 燃料を装荷可能とするが、余剰中性子は炉心の長寿命化に活用することにより、FP 核変換までは要求しないこととする。運転廃棄物は、燃交頻度の低減など、ナトリウム冷却小型炉の特徴を生かして、積極的に発生量の低減を検討する。また、廃炉廃棄物は、ナトリウム冷却大型炉と同様に、炉容器室内に高 β 、 γ 線が発生する元素を含む材料の使用を回避することにより、解体性を確保することを基本とする。単位出力あたりの廃炉廃棄物は、ナトリウム冷却大型炉と比較して、スケールデメリットによる増加が推測されるため、これの克服対策を検討する必要がある。具体的な検討は、平成 14 年度以降に実施する。

資源有効利用について、内部転換比が高く、軽水炉と異なり低燃焼反応度の条件で炉心長寿命化を達成できる見通しを有するため、10 年以上の長寿命炉心の実現を目指す。

核不拡散については、燃交頻度の低減（10 年以上の長寿命炉心）に加え、新燃料および使用済燃料は、炉心上部機構は引抜かない、または、燃料出入機を設置しない限り取出せないように設計するなど、作業員の直接的なアクセスの可能性を極力低減する。具体的な内容は、燃料取扱設備の概念構築の中で実施する。

(4) 運転・保守補修性

ナトリウム冷却大型炉と比較して、ナトリウム冷却小型炉では、単位出力あたりの運転・保守補修作業が煩雑化する傾向にあるが、小型炉の特徴を生かして、運転・保守補修対象機器数の低減、作業の簡素化、定検期間の短縮に伴う設備利用率の向上（95%以上）により、大型炉と同程度の運転費を目指す。

特に、化学的に活性なナトリウムの使用に伴い、ナトリウム漏えいおよびナトリウム-水反応事故対策を強化して、事故影響の局限化や、プラントの早期再起動を図る。一方、運転監視を簡素化して、ある程度の事故進展は許容するが、最終的に事故が終息すれば良く、事故後に破損箇所、または、機器を交換する考え方もあり得る。ナトリウム漏えいおよびナトリウム-水反応事故対応については、上記の考え方に対応する設備構成などの検討を行い、設計の方向性を選定する。

また、運転・保守補修対象機器数の低減や、定検期間の短縮に関係して、燃交間隔は 10 年以上とする。

表 4.2.2-1 ナトリウム冷却小型炉に許容される建設費に対する修繕費等の比率

(単位:%)

大型炉に対する運転 費の比率	小型炉の要員数(15万kWeベース)				
	10人	20人	30人	40人	50人
同じ	2.17	2.00	1.83	1.66	1.48
1.5倍	3.34	3.17	3.00	2.83	2.66
2倍	4.51	4.34	4.17	4.00	3.83

注1) 上表に相当する大型炉の数値(修繕費+諸費)は3.5%で、修繕費2%、諸費1.5%の割合と想定。すなわち、炉型によって、諸費率が同じであれば、上表の数値から1.5%を引いた数字が修繕費率に相当

注2) 上表の計算では、運転費のうち、人件費、修繕費、諸費、業務分担費を対象。各項目は、以下のよう
に計算される。

- ・人件費=要員数(大型炉で113人)×900万円/人年
- ・修繕費=建設費×2%(定検期間での費用)
- ・諸費=建設費×1.5%
- ・業務分担費=(人件費+修繕費+諸費)×14%

注3) 運転費の計算で使用される耐用年平均運転費(事業税以外)は、以下の式により計算

耐用年平均運転費=年間運転費/年間発電量

ただし、年間発電量=電気出力×24×365×設備利用率×(1-所内負荷率)

注4) 上表の計算で使用した建設単価及び設備利用率は、以下のとおり。

- ・大型炉 建設単価:17.1万円/kWe、設備利用率:91.8%
- ・小型炉 建設単価:35万円/kWe、設備利用率:95%

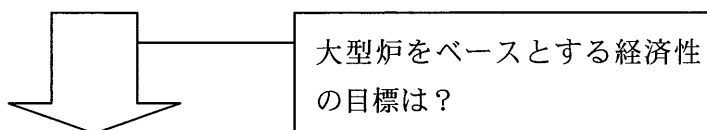
注5) 上表の小型炉の要員数と修繕費等の比率の関係は、以下の計算式により算出

$(113 \times 900 + 17.1 \times 150000 \times 3.5 / 100) \times 1.14 \times 0.123$

$= (\text{小型炉要員数} \times 900 + 35 \times 150000 \times \text{小型炉の修繕費等の比率} / 100) \times 1.14$

注6) 注5)のうち、左辺の0.123は、大型炉に対して、小型炉に許容される運転費の割合。出力比は0.1倍であるが、小型炉では設備利用率が高く、資本費も低減できるため、その分、多少の増加が許容される。

経済性の目標	
○ 資本費	<ul style="list-style-type: none"> ・スケールデメリットに対して、小交換熱量の有効利用、革新的技術の採用による建設コスト単価の低減 ・機器数低減や、革新的手法による建設工期の短縮
○ 運転費	<ul style="list-style-type: none"> ・定検期間の低減などによる設備利用率（稼働率）向上 ・運転監視、保守補修作業の容易化
○ 燃料費	<ul style="list-style-type: none"> ・平均燃焼度の向上



大型炉の発電単価（試算）

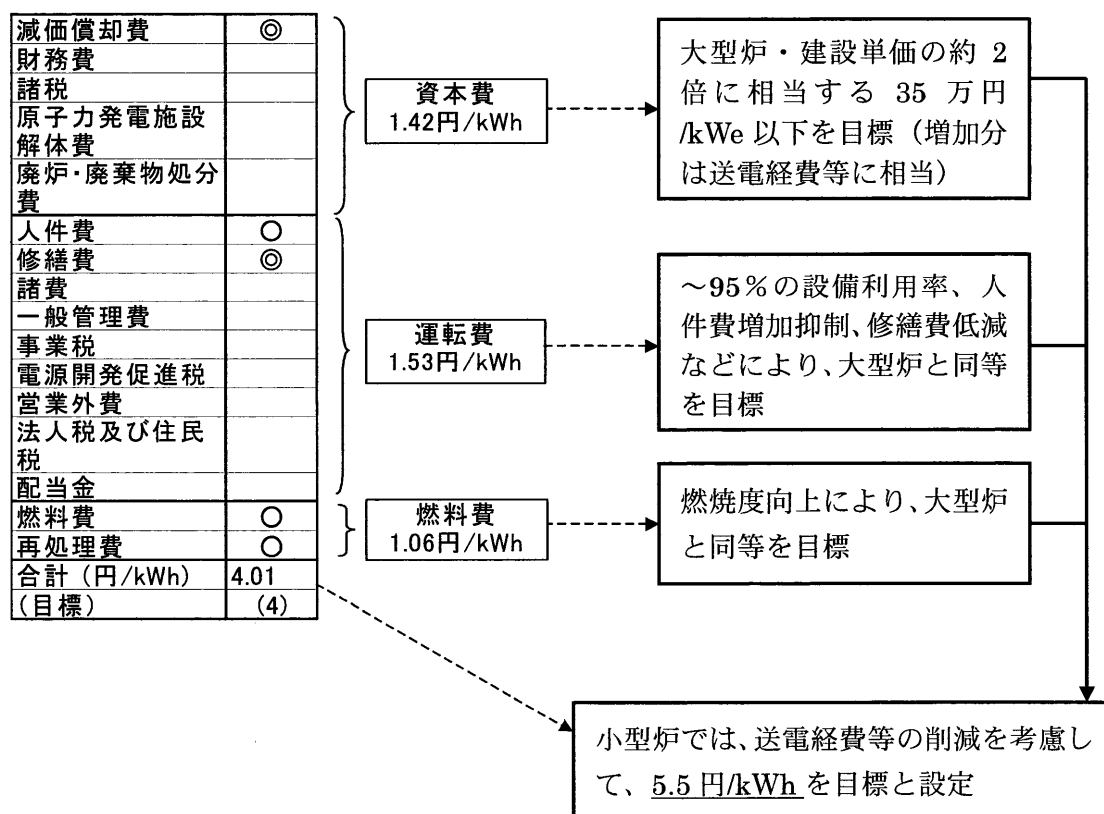


図 4.2.2-1 資本費、運転費、燃料費に対するナトリウム冷却小型炉の特徴と対応方針（案）

4.3 炉心燃料概念の検討

4.3.1 基本方針

平成 12 年度は電気出力 50MWe、Pu-U-Zr 3 元合金燃料、強制循環および自然循環の条件で検討を行った結果以下のこと明らかにした[1]。

- ・ 高 Pu 富化度差 2 領域炉心を採用することで炉心の長寿命化（30 年燃料無交換）を達成できる見通しを得た。
- ・ LOF 事象を原理的に排除し（自然循環炉心）、SASS なしでも ATWS 事象を静定させることで、固有安全による高い安全性を達成できる見通しを得た。

しかし、フェーズ I で実施されたプラント設計検討では、初号機の建設費が目標の 30 万円/kWe を 2 倍以上上回るという課題を残した。

一方、フェーズ I で検討した自然循環炉心のサイズを大幅に変更することなく、炉心寿命 10 年、電気出力 150MWe とした強制循環炉心を採用することにより経済性向上の可能性を有している。

フェーズ II の炉心設計検討では、このようなプラント設計側からの要求に適応し、かつフェーズ I で得られた長寿命と高い安全性を維持する炉心を炉心寿命 10 年、電気出力 150MWe、強制循環の条件で炉心の基本仕様について検討した[2]。

4.3.2 炉心核熱燃料設計

(1) 炉心燃料具体化

基本方針のとおり、平成 13 年度では 12 年度に比べ、原子炉サイズを大きく変えずに出力を 3 倍に増大することを目指す。燃料ピン径を平成 12 年度炉心と変えない場合、最大線出力が大型炉並みとなり、ATWS 時の安全性が満足できない恐れがある。

そこで、平成 12 年度炉心のピン径 15mm に対して 10mm 程度以下の細径化にすることで、最大線出力の抑制を図ることとした。

このような背景の下行った炉心選定手順を図 4.3.2-1 に示す。安全性予備検討から、炉心圧損上限、冷却材ボイド反応度上限を各々設定し、フェーズ I の検討結果から、基準炉心高さを 80cm と想定して、図 4.3.2-2 に代表例を示すピン径と炉心圧損、炉心等価直径、燃焼度、燃料体積比の関係をサーベイした。その際、UTOP 時において余裕を持って安全性を満足させる条件として、最大線出力を 285W/cm とした。

サーベイの結果、図 4.3.2-2 (1/2) に示すように上記条件を同時に満足する燃料要素径として 9.5mm を得た。なお、このケースでのピンピッチ/ピン径比 (p/d) は 1.121、取り出し平均燃焼度約 8 万 MWd/t など燃料諸元を表 4.3.2-1 に示す。同表に示すように、金属燃料の照射による伸びを 4% 考慮したケースについても炉心特性を評価することとした。

本解析で用いた燃料 TRU 同位体組成比は平成 12 年度炉心の解析で使用した数値と同一で、以下のとおりである。

$$\begin{aligned} &^{238}\text{Pu} : ^{239}\text{Pu} : ^{240}\text{Pu} : ^{241}\text{Pu} : ^{242}\text{Pu} : ^{237}\text{Np} : ^{241}\text{Am} : ^{243}\text{Am} : ^{244}\text{Cm} : ^{245}\text{Cm} \\ &= 0.0 : 66.0 : 27.0 : 2.0 : 5.0 : 0.0 : 0.0 : 0.0 : 0.0 : 0.0\text{w/o} \end{aligned}$$

(2) 炉心核熱特性

選定した炉心仕様を基に炉心核熱特性解析を行った。解析対象とした炉心の縦および横断面図を図 4.3.2-3 に示す。本炉心（以降、基準炉心と称する）は径方向に関して Pu 富化度 2 領域としたことに加え、別途検討した燃料被覆管健全性評価における被覆管最高温度制限 650℃を満足するため、軸方向の Pu 富化度も 2 領域とした。本報ではこの型の炉心を回字型炉心と呼ぶことにする。回字型炉心の内側領域が低富化度領域、外側領域が高富化度領域で、それぞれの Pu 富化度は一種類である。

炉心核特性解析は図 4.3.2-3 の炉心を 2 次元 RZ 体系にモデル化し、ADJ2000 ライブラリを核データに用いた燃焼拡散計算を用いて行った。

核特性解析結果を表 4.3.2-2 に示す。冷却材ボイド反応度は炉心部と上部ガス

プレナム部をともにボイドとした場合で約 1.5\$となり、前項で設定した上限 2\$を下回っている。燃焼反応度変化については、金属燃料の照射伸びを考慮した場合で 1.7% $\Delta k/kk'$ 、考慮しない場合で 1.2% $\Delta k/kk'$ となっており、各々のケースに対応する反射体反応度値はこれら燃焼反応度変化をいずれも上回っている。したがって、本炉心は反射体により燃焼補償を行うことで運転サイクル長 10 年を達成できる見通しがある。

表 4.3.2-1 燃料諸元 [2]

項目	単位	燃料仕様 (照射伸び考慮)	燃料仕様 (照射伸び未考慮)
集合体型式		ダクトあり	ダクトあり
スペーサ型式		グリッドスペーサ	グリッドスペーサ
燃料棒本数		397	397
燃料棒直径	mm	9.5	9.5
被覆管肉厚	mm	0.56	0.56
燃料スミア密度	%	72.1	75
燃料棒クリアランス	mm	1.15	1.15
燃料棒ピッチ	mm	10.65	10.65
p/d		1.121	1.121
ダクト肉厚	mm	2	2
ダクトギャップ	mm	2	2
バンドルピッチ	mm	220.7	220.7
炉心部体積比			
・燃料 (被覆管内)	%	50.8	50.8
・構造材	%	18.4	18.4
・冷却材	%	30.8	30.8
ガスプレナム部体積比			
・構造材	%	18.4	18.4
・冷却材	%	30.8	30.8

表 4.3.2-2 核特性解析結果 [2]

項目	単位	燃料仕様 (照射伸び考慮)	燃料仕様 (照射伸び未考慮)
電気出力	MWe	150	150
原子炉熱出力	MWt	375	375
設備利用率	%	90	90
原子炉入口温度	℃	355	355
原子炉出口温度	℃	510	510
炉心型式		回字型炉心	回字型炉心
燃料		Pu-U-10%Zr3 元合金	Pu-U-10%Zr3 元合金
炉心等価直径	m	2.14	2.14
炉心高さ	m	0.832 (4%伸び考慮)	0.8
炉心燃料集合体数	体	84	84
炉停止棒	体	1	1
バッチ数		1	1
運転サイクル長さ	年	10	10
取り出し平均燃焼度	万 MWd/t	8.0	8.0
Pu 富化度 (内側/外側)	w/o	10.1/18.0	10.0/17.7
²³⁵ U 濃縮度	w/o	0.3	0.3
転換比 (MOC)		0.92	0.92
最大線出力密度	W/cm	279	285
冷却材ボイド反応度	\$	約 1.5 (上部ガスプレナム部ボイド時)	約 1.5 (上部ガスプレナム部ボイド時)
燃焼反応度変化	%Δρ	1.7	1.2
反射体反応度値	%Δρ	3.0	2.7
炉心圧損	kg/cm ²	0.75	0.75

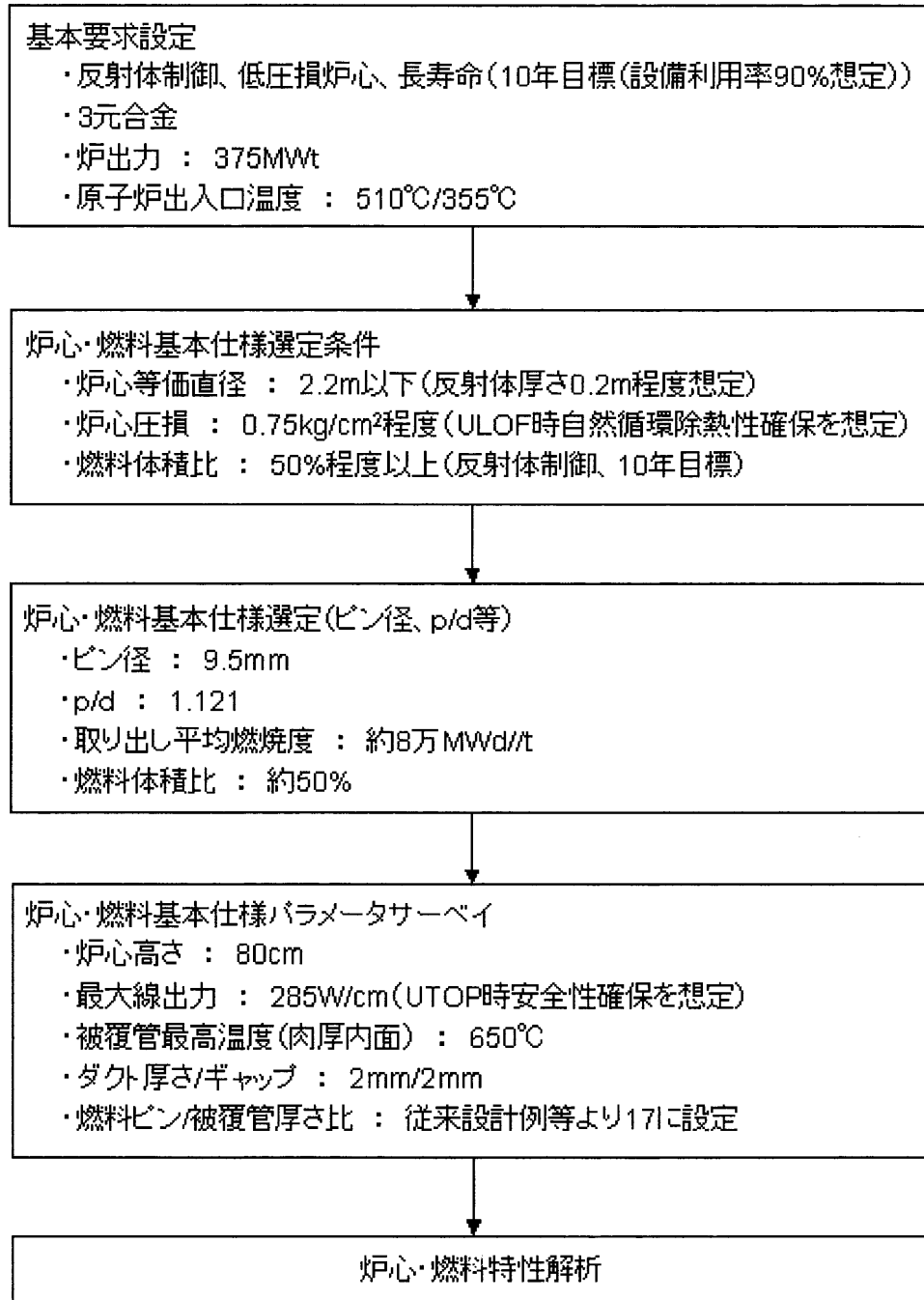


図 4.3.2-1 炉心選定手順 [2]

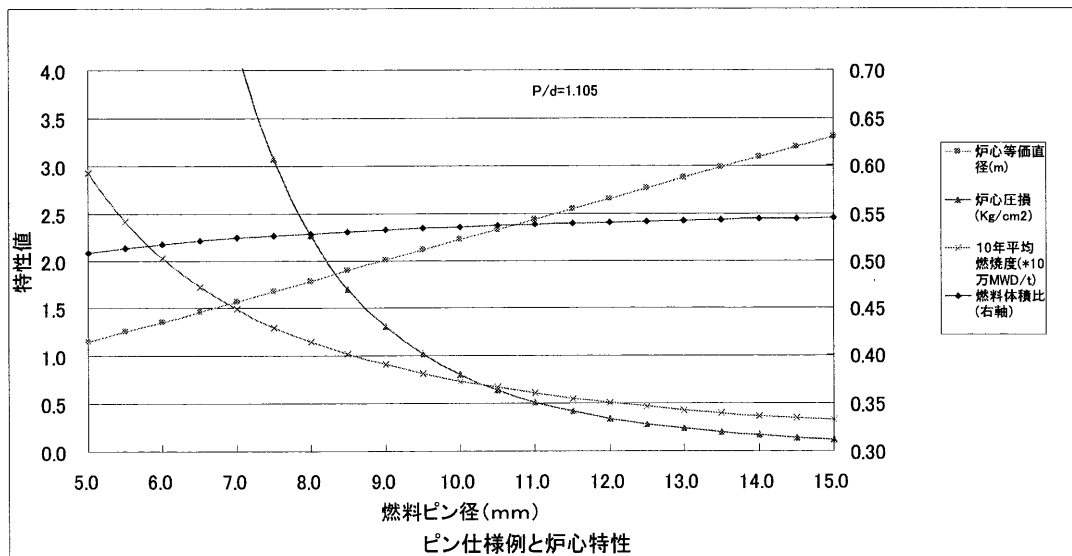
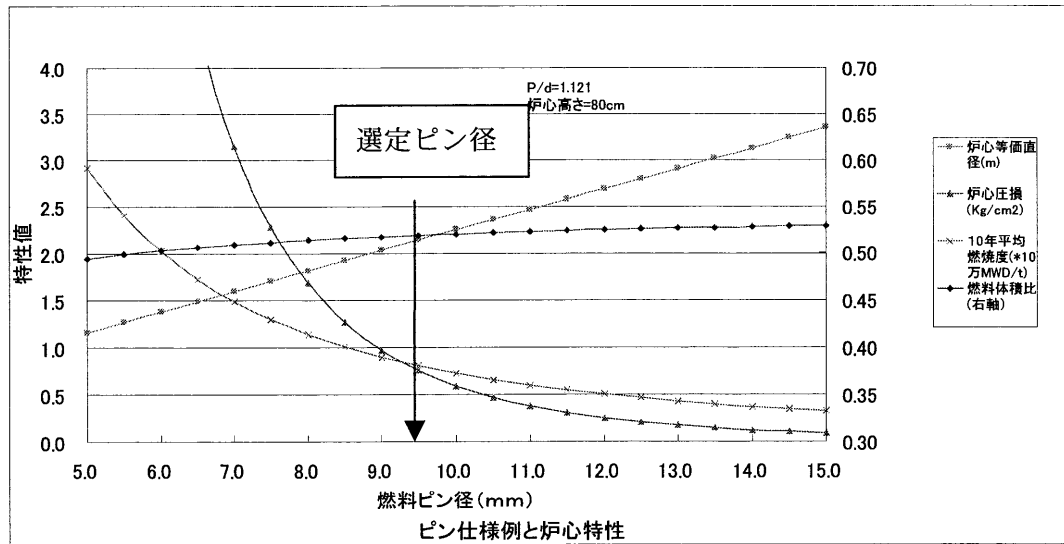
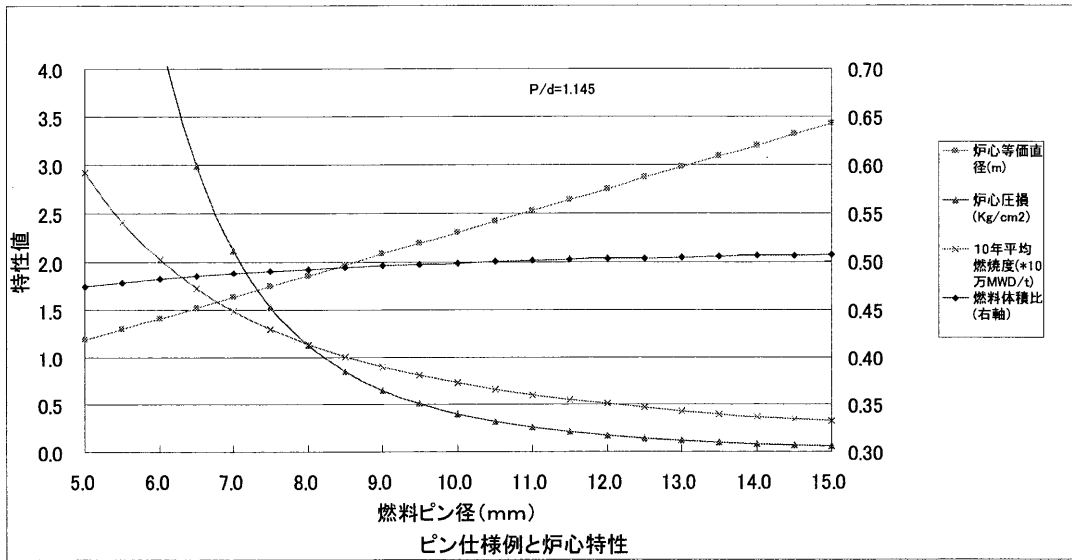


図 4.3.2-2 (1/2) P/d と炉心特性の関係サーベイ [2]

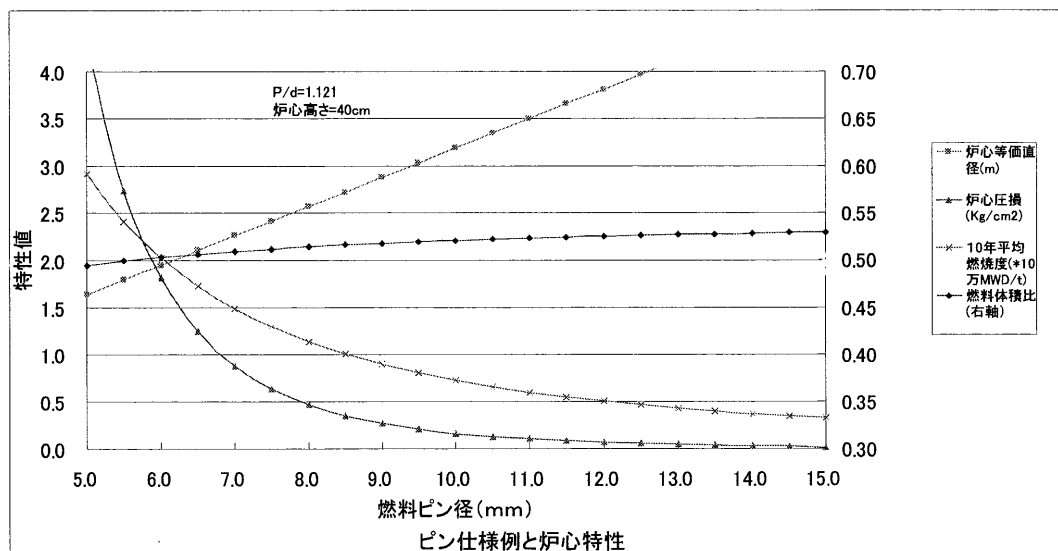
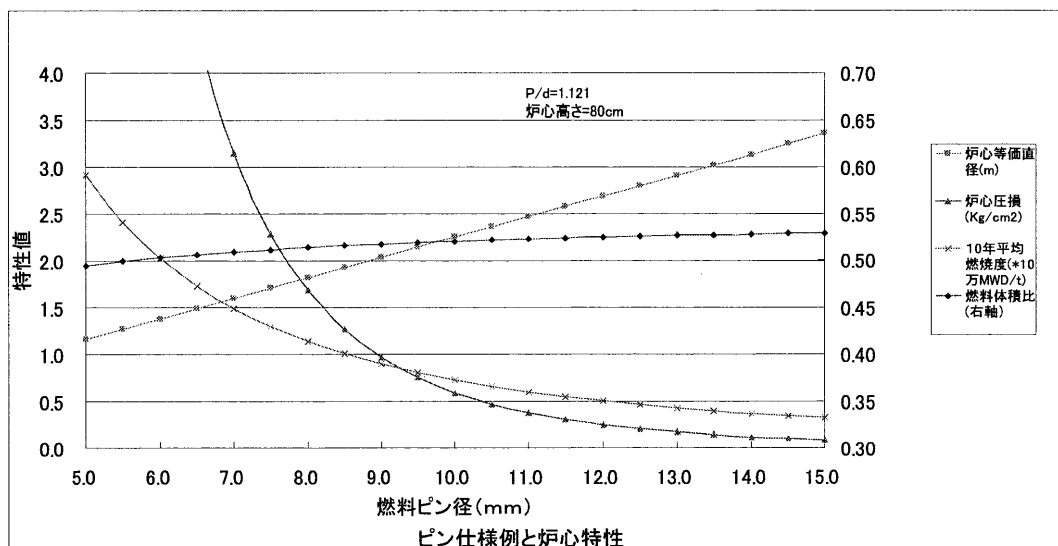
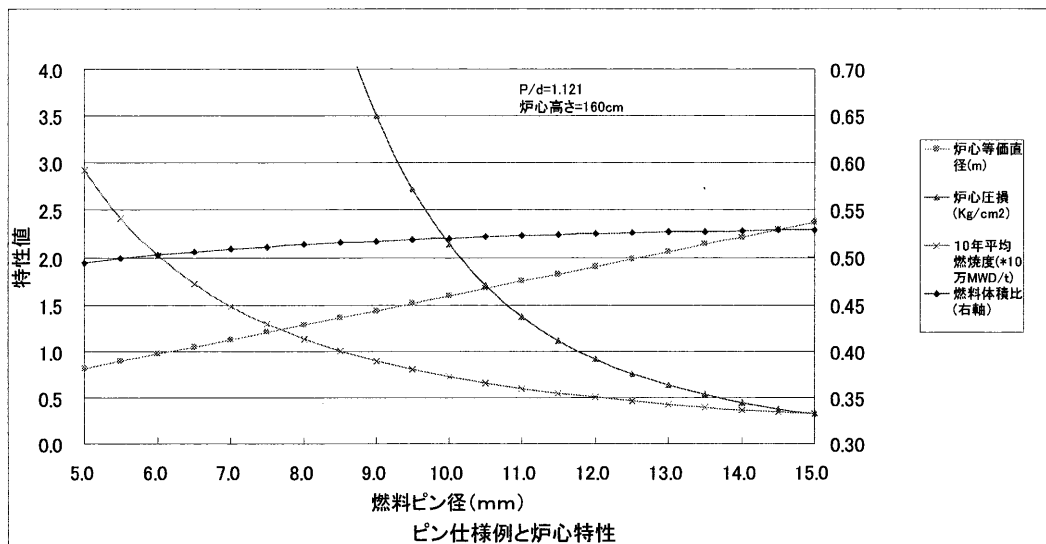


図 4. 3. 2-2 (2/2) 炉心高さ と炉心特性の関係サーベイ [2]

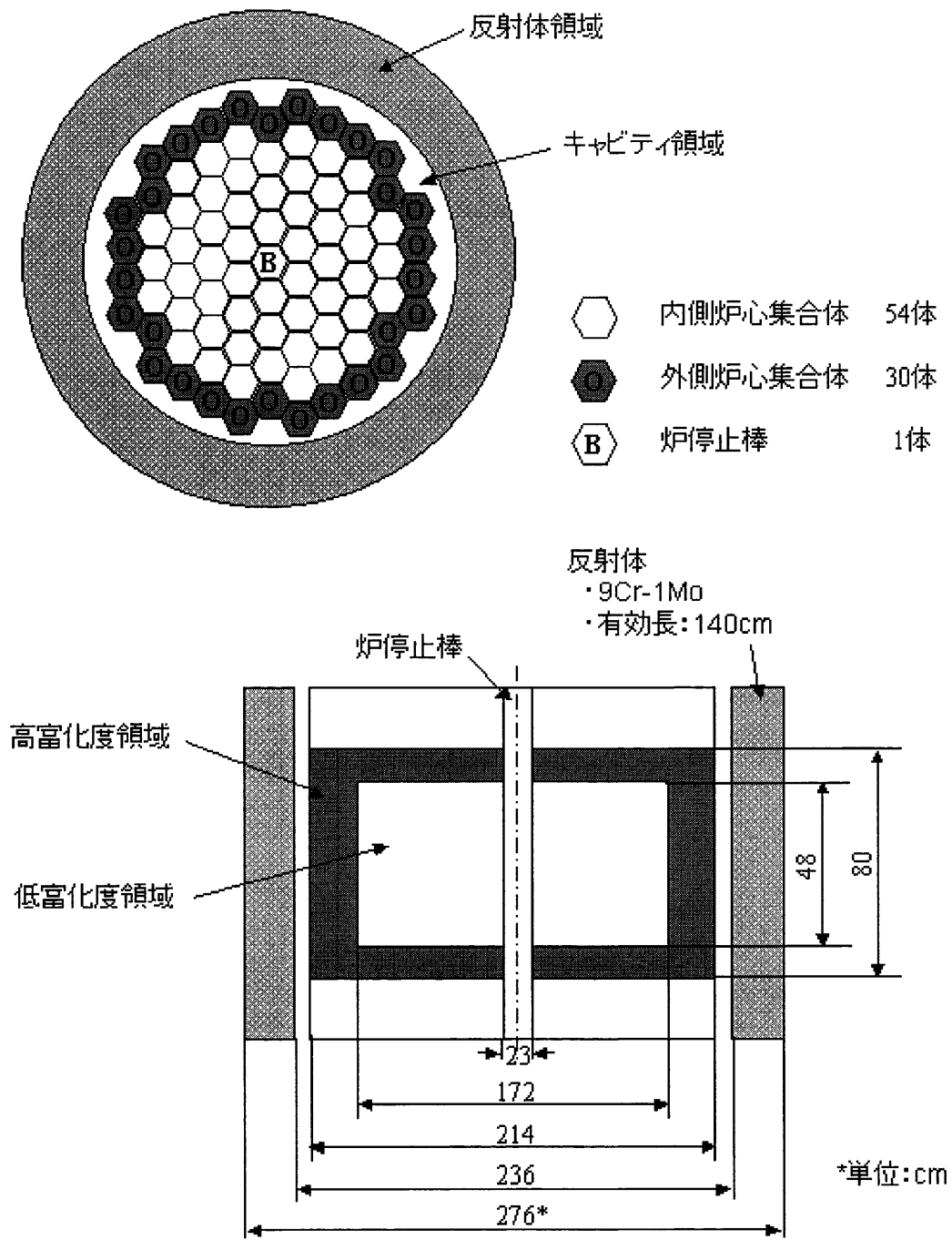


図 4.3.2-3 炉心縦および横断面図 [2]

4.3.3 安全特性

(1) 概要

選定した炉心、およびプラント設計側で検討されたプラントを対象に、炉心固有の特性（ドップラー反応度、燃料軸膨張反応度等）を生かすことにより炉停止失敗を仮想した状況の下でも炉心損傷を回避できる条件を抽出するため、ULOF、UTOP を評価対象に選定し、これらの事象における安全要求条件を炉心圧損、流量半減時間、許容印加反応度などの観点から検討・整理した。

(2) 解析条件

1次主冷却系、2次主冷却系、崩壊熱除去系のフローネットワークモデルを図4.3.3-1に示す。チャンネル数は計5つで、炉心はノミナルホットテストチャンネル、内側炉心、外側炉心の3チャンネル、それ以外に反射体チャンネル、吸収棒チャンネルの2チャンネルである。電磁ポンプについては、図4.3.3-2に示すQ・H特性を使用した。炉心圧損は、各炉心流量において炉心設計で設定された炉心圧損となるように、圧損係数をレイノルズ数の近似式で与えた。これによって、炉心圧損をパラメータとして簡易に評価できるようにした。

解析条件を表4.3.3-1、表4.3.3-2に示す。主要な内容は以下のとおりである。

① ノミナルホットテストチャンネルの冷却材出口温度

以下の式に基づき設定した。

- ・ホットテスト条件被覆管内面温度（650℃）
 $=$ ノミナルホットテスト条件冷却材温度上昇分
 \times ホットスポットファクタ（1.25）
 $+$ 被覆管内面温度とノミナルホットテスト冷却材出口温度差（20℃）
 $+$ 炉心入口温度（355℃）
- ・ノミナルホットテスト条件冷却材温度上昇分 $=$ 220℃
- ・ノミナルホットテスト条件冷却材出口温度 $=$ 575℃
- ・ホットスポットファクタは実証炉などの過去の検討例を参考にした。

② 最大線出力

選定された炉心は平成12年度定圧損炉心に比べ、冷却材温度係数が小さいことを勘案し、平成12年度低圧損炉心の250W/cmよりも若干高い条件として275W/cmを設定した。

③ ホットチャンネルの発熱量、流量

②の最大線出力条件となるように発熱量、流量を設定した。内側炉心、外側炉心チャンネルのP/Fは同じとし、領域の出力分布は考慮していない。

④ 燃料熱伝導度

Zr重量比（0.1）、Pu重量比（0.2暫定値）、温度に依存した評価式[3]

を用いた。さらに照射効果として、FP ガスポロシティ (0.1 暫定値) の影響を考慮した評価式[3]を用いた。

- ⑤ ギャップコンダクタンス
Na ボンドを想定し、 $140,000\text{W/m}^2/\text{C}$ とした。
- ⑥ 燃料の軸方向出力分布
図 4.3.3-3 に示すような回字型炉心の最大発熱集合体の出力分布をすべてのチャンネルに共通に与えた。
- ⑦ 反応度係数の軸方向分布
冷却材温度係数については上部プレナム部も考慮した図 4.3.3-4 に示す分布を与え、その他のものについては軸方向一定とした。
- ⑧ 炉心径方向膨張 (パッド膨張)
現状の評価レベルにおいては、不確かさの大きさが評価結果に大きく影響すると考え、本検討では考慮しないこととした。
- ⑨ 炉心支持板膨張反応度
以下の 2 種類について考えた。
 - ・ 支持板膨張量に等しく炉心が膨張したとするモデル (以下、レファレンスモデルと称する)
 - ・ 炉心頂部の中間パッド部が固定され、支持板の膨張量に対し台形状に膨張するとして炉心形状係数を支持板の温度上昇量に乗じるモデル (以下、保守側モデルと称する)
- ⑩ 反射体-炉心軸方向相対変位反応度
 - ・ 反射体延長棒の軸方向の伸び、原子炉容器の伸び、燃料集合体の伸びを考慮
 - ・ 反射体駆動軸はホットプレナムに直接接触すると仮定
 - ・ 反射体駆動軸の円形外形 : 0.21m (暫定)
 - ・ 反射体価値曲線 : 図 4.3.3-5 (全挿入で $3\% \Delta k/k'$ 挿入とした)
 - ・ 反射体待機位置 : 反射体上端が炉心頂部から鉛直下方 1cm の位置にあると想定

安全性目標は以下の通りとした。

- ① ノミナルホットテスト条件の被覆管 (ODS を想定) CDF を SR ベースで 0.5 以下とした。
- ② 燃料融点が 1100C 弱であることを踏まえた上で、ここでは燃料中心温度を 1000C 以下に抑えることとした。

これらの解析条件に基づく安全解析の結果を以下で述べる。

(3) ULOF 解析

炉心圧損 0.75kg/cm^2 、流量半減時間 20 秒とした場合の解析結果を図 4.3.3-6

に示す。制御棒軸伸び反応度が有効に機能しており、ノミナルホットテスト条件の被覆管の CDF は 0.2 程度で静定し、判断条件である 0.5 以下 (SR ベース) を満足していることがわかる。

流量半減時間を 15 秒とし、電磁ポンプのフローコーストダウンに対する工夫により 45 秒以降の流量減少を緩和 (45 秒以降、200 秒まで線形に減衰させる条件) した場合の解析結果を図 4.3.3-7 に示す。この場合も同じく制御棒軸伸び反応度が有効に機能しており、CDF は 0.25 程度で静定し、判断条件を満足している。

流量半減時間を 15 秒とし、その後の流量減少についての緩和効果に期待しない場合の解析結果を図 4.3.3-8 に示す。ノミナルホットテスト条件での CDF は 0.9 となり、判断条件を満たさないことがわかる。このことから、流量半減時間を 15 秒とする場合は、電磁ポンプのフローコーストダウンによる流量減少を緩和する工夫が ULOF における安全性を確保する上で重要なポイントの一つであるといえる。

以上の結果を表 4.3.3-2 にまとめた。

(4) UTOP 解析

挿入反応度を 15¢とした場合の解析結果を図 4.3.3-9 に示す。ここで、反応度挿入率は、負荷追従などの出力上昇における反射体の反応度挿入事故を考慮し 1%P₀/min 程度 (1%P₀: 定格出力の 1%) とした。1%P₀/min の出力上昇は、約 0.25~0.5¢/min 程度の反応度挿入率に相当すると考えられる^{注1)}。本解析では保守的にその 10 倍程度の挿入率を想定し、0.1¢/秒とした。

図 4.3.3-9 より、燃料最高温度、CDF とともに判断条件を満足している。

以上の結果を表 4.3.3-3 にまとめた。

注 1) 炉出力 0% から 100% の上昇に必要な反応度挿入量は冷却材、構造材の温度変化から下記となる。

- ・ 炉心部冷却材平均温度上昇 (0%→100%) : (510-355) /2=77.5℃
- ・ 炉心部構造材平均温度上昇 (0%→100%) : (510-355) /2=77.5℃
- ・ 燃料平均温度上昇 (0%→100%) : 499-355=144℃

表 4.3.3-2 の反応度係数から、炉出力 0% から 100% の上昇に必要な出力補償反応度を概略評価すると、以下のようになる。

$$\begin{aligned}
 & (-2.0 \times 10^{-6} \text{dk/kk}' / ^\circ\text{C} \times 144^\circ\text{C}) \text{ (燃料温度反応度分)} \\
 & + (1.5 \times 10^{-6} \text{dk/kk}' / ^\circ\text{C} \times 77.5^\circ\text{C}) \text{ (構造材反応度分)} \\
 & + (1.9 \times 10^{-6} \text{dk/kk}' / ^\circ\text{C} \times 77.5^\circ\text{C}) \text{ (冷却材反応度分)} \\
 & + (-5.0 \times 10^{-6} \text{dk/kk}' / ^\circ\text{C} \times 144^\circ\text{C}) \text{ (ドップラー反応度分)} \\
 & = -7.4 \times 10^{-4} \text{dk/kk}' \text{ (出力補償反応度)} \\
 & \approx -21 \text{¢} \text{ (反射体駆動軸熱膨張差は考慮していない)}
 \end{aligned}$$

この結果により、 $1\%P_0/\text{min}$ の反応度挿入では概ね $0.2\text{¢}/\text{min}$ 必要ということになる。燃焼初期では冷却材温度係数等も小さいことから、反応度挿入率を $0.25\sim 0.5\text{¢}/\text{min}$ 程度とした。

(5) ULOHS 解析

SG 瞬時断熱として、30 分後に PRACS のダンパーを開くとすると想定して、30 分までの過渡解析を行った。炉心支持板膨張反応度モデルはレファレンスモデル、保守側モデルの 2 ケースを選定した。RVACS 空気通風路のダンパは運転時開放とした。

炉心支持板膨張反応度モデルにレファレンスモデルを用いた場合の解析結果を図 4.3.3-10、保守側モデルを用いた場合の解析結果を図 4.3.3-11 に示す。両ケースとも冷却材ホットプレナムの温度が 1800 秒では 700°C 未満に抑えられている。

(6) 安全解析まとめ

ナトリウム冷却小型炉に対して事故時に炉停止失敗を考慮しても炉心損傷の回避が可能であることを確認するための安全解析を行った。ナトリウム冷却小型炉の炉心固有の特性の効果を最大限に生かすため、燃料軸方向膨張、炉心支持板反応度、反射体-炉心軸方向相対変位反応度を考慮した解析を行った。

ULOF では電磁ポンプの流量半減時間が結果に強く影響し、流量半減 20 秒では制限条件を満たすが、15 秒では CDF が Sr ベースで 0.5 を超え、冷却材流路を維持することが困難であることがわかった。

UTOP は炉心固有の安全性に期待すれば高温静定可能なことが示された。

ULOHS は炉心支持板反応度の寄与が大きく、炉心支持板反応度に期待するならば 30 分はホットプレナムの温度を 700°C 未満に抑えられることが示された。

表4. 3. 3-1 (1/2) 解析条件 (15万kWe) [2]

炉心長	0.8 m
出力	375 MWt
炉心入口温度	355 °C
炉心出口温度	510 °C
燃料集合体数	84 体
中性子吸収棒	1 体
反射体	6 体
燃料ピン数	397 本/集合体
バンドルピッチ	225 mm
ダクト間ギャップ	2 mm
ダクト厚さ	2 mm
炉心集合体圧損	0.75 kg/cm ²
燃料棒直径	9.5 mm
スミア密度	75 %
燃料棒ピッチ	10.8 mm
平均線出力	141 W/cm
ノミナルホットテスト冷却材出口温度	575 °C
最大線出力	275 W/cm

表4. 3. 3-1 (2/2) 反応度係数 (15万kWe) [2]

燃料膨張反応度温度係数	dk/kk' /°C	-2.0E-06
構造材膨張反応度温度係数	dk/kk' /°C	1.5E-06
Na反応度温度係数 (炉心+ガスパレナム)	dk/kk' /°C	1.9E-06
炉心支持板膨張温度係数	dk/kk' /°C	-4.7E-06
炉心径方向膨張反応度温度係数	dk/kk' /°C	0.0E+00
ドップラー係数	Tdk/DT	-3.5E-03

反応度係数はサイクル末期相当

Na反応度係数は軸方向分布を簡易的に考慮

炉心部5.2E-6dk/kk' /°C, ガスパレナム部-3.3E-6dk/kk' /°C

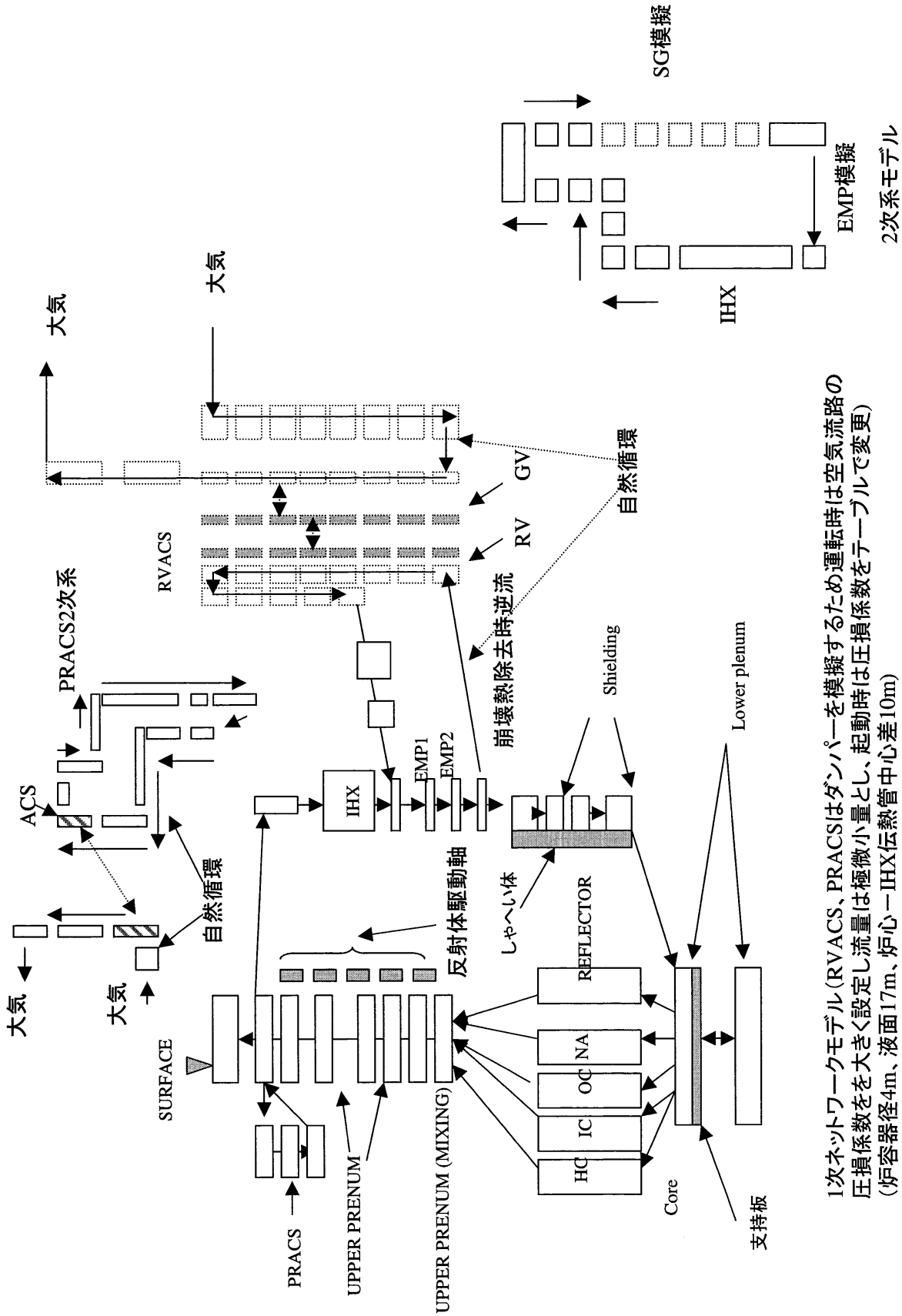
表4.3.3-2 ULOF解析条件・結果 (15万kWe) [2]

事象	解析ケース	ポンプステイクの有無	流量半減時間 sec	冷却材密度係数 (炉心部+ガス プレナム部) dk/kk'/°C	炉心圧損 kg/cm ²	被覆管最高 温度 °C	CDF (ODS)
ULOF	UL-HT20	無し	20	1.90E-06	0.75	902	0.20
	UL-HT15R1	無し	15*1	1.90E-06	0.75	908	0.25
	UL-HT15	無し	15	1.90E-06	0.75	929	0.90

UL-HT15R1は流量半減時間15秒で45秒以降200秒まで線形減衰

表4.3.3-3 UTOP解析条件 (15万kWe) [2]

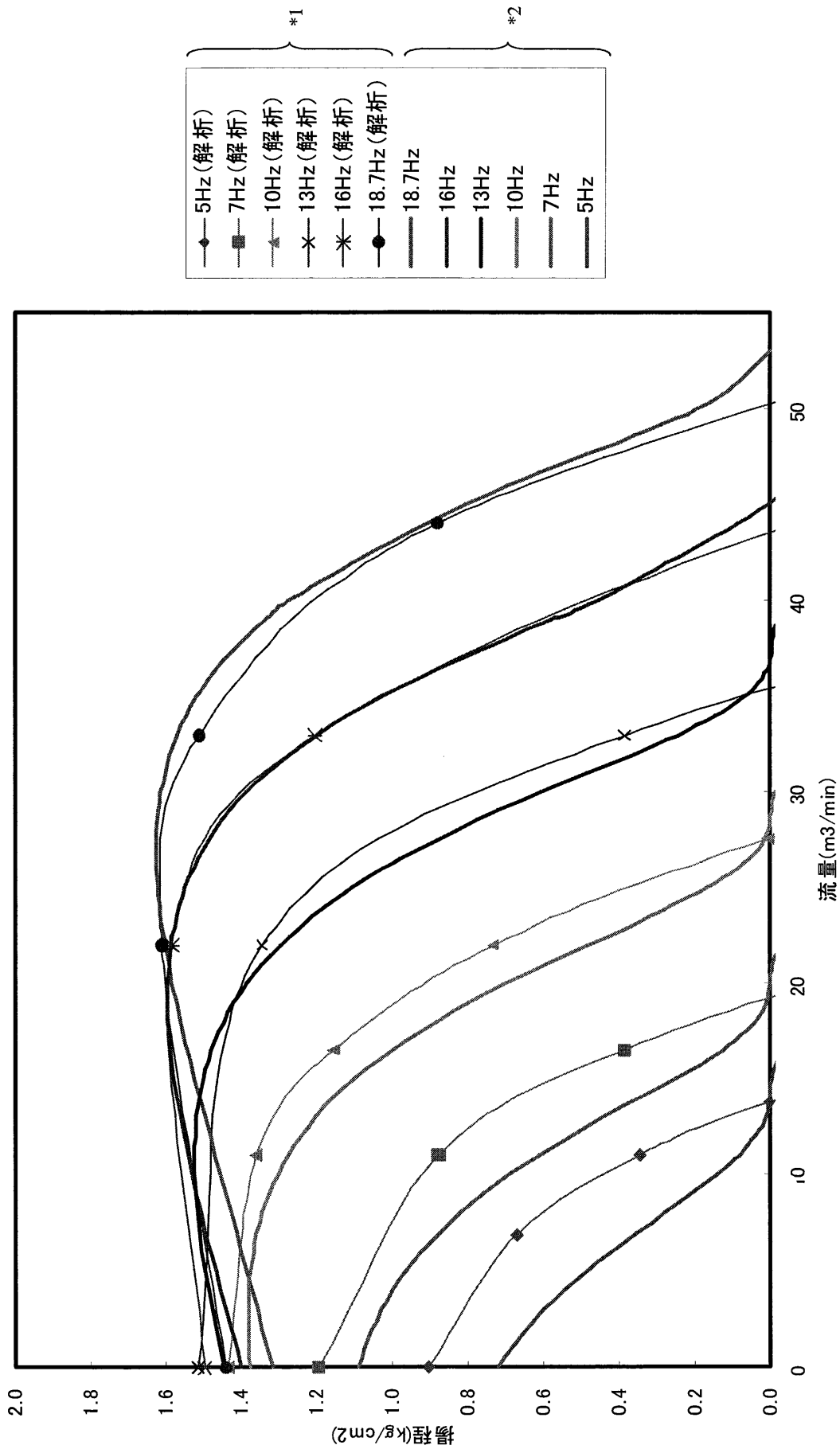
解析対象	解析ケース	反応度挿入量 ¢	反応度挿入率 ¢/sec	冷却材密度係数 (炉心部+ガス プレナム部) dk/kk'/°C	その他	炉心出力 P0	燃料中心温度 °C	被覆管中心 温度 °C	CDF (ODS)
UTOP	UT15	15	0.1	1.90E-06	除熱量一定	1.55	933	749	0.1以下



1次ネットワークモデル(RVACS、PRACSはダンパーを模倣するため運転時は空気流路の圧損係数を大きく設定し流量は極微小量とし、起動時は圧損係数をテーブルで変更)
(炉容器径4m、液面17m、炉心-IHX伝熱管中心差10m)

図4.3.3-1 反射体制御炉心ナトリウム冷却小型炉モデル[2]

炉心安全解析用のシングルポンプ特性の最適高次式



*1 図解 誘導電動機 -基礎から制御まで-
 坪島 茂彦 東京電機大学出版局
 *2 炉心過渡挙動解析で使用した電磁ポンプ
 特性式

図4.3.3-2 炉心安全解析用ポンプ特性 [2]

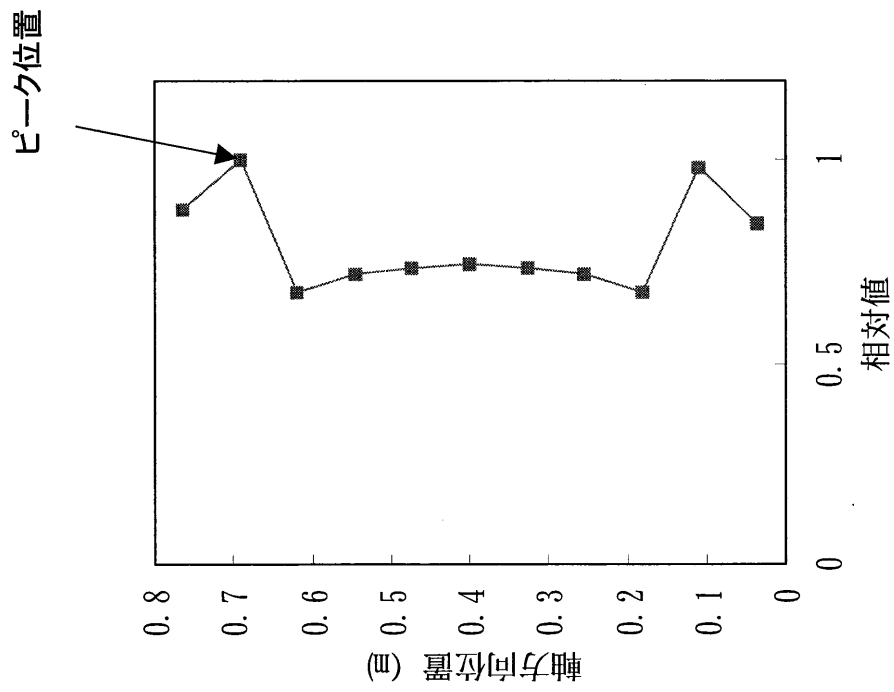


図4.3.3-3 軸方向出力分布 (HC, OC, NH) [2]

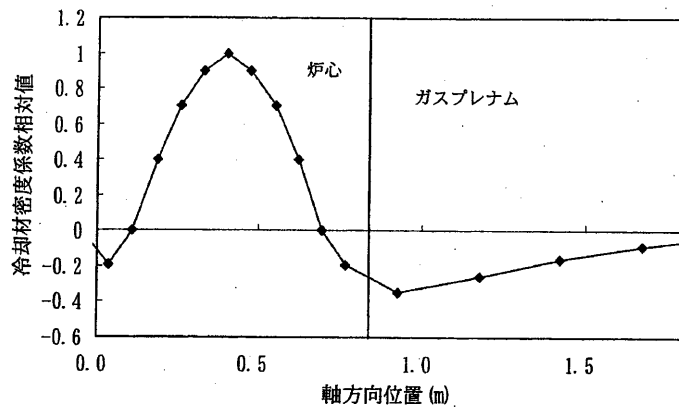


图 4.3.3-4 冷却材温度反应度系数轴方向分布 [2]

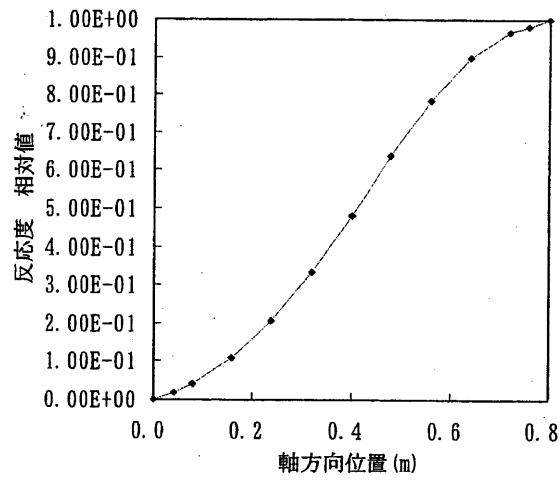


图 4.3.3-5 反应度相对值 [2]

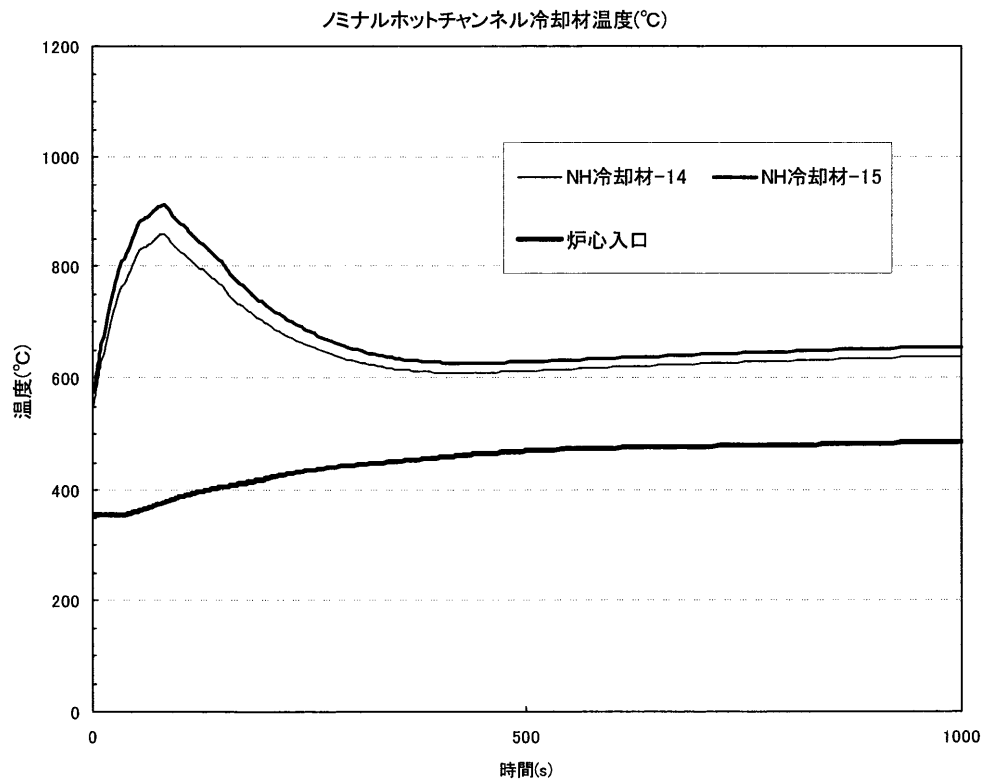
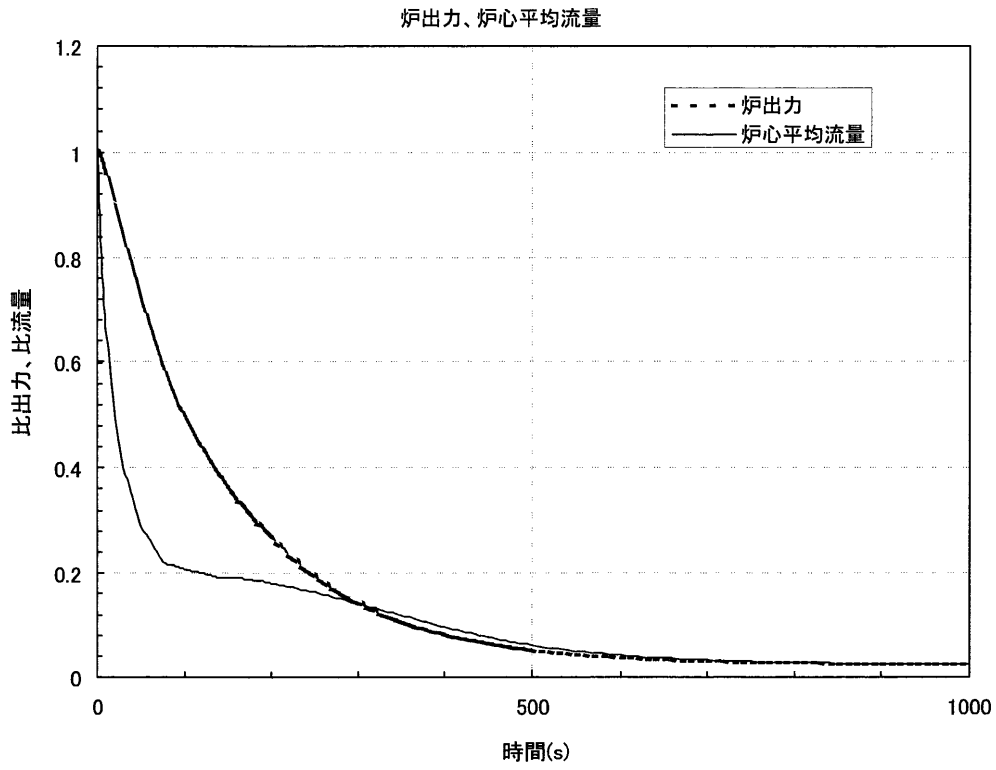


図 4.3.3-6 (1/4) ULOF 解析結果 流量半減時間 20 秒 (UL-HT20) [2]

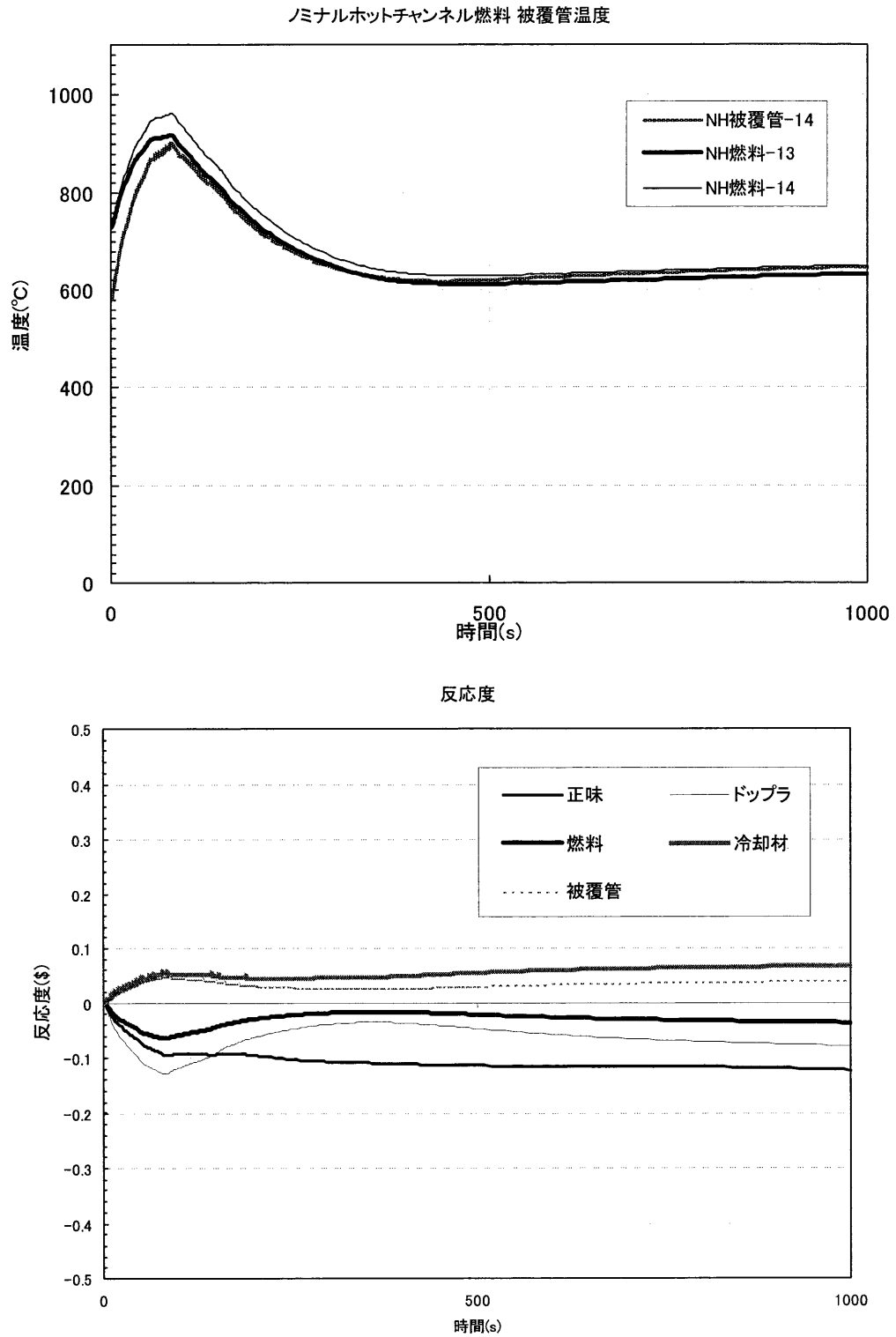
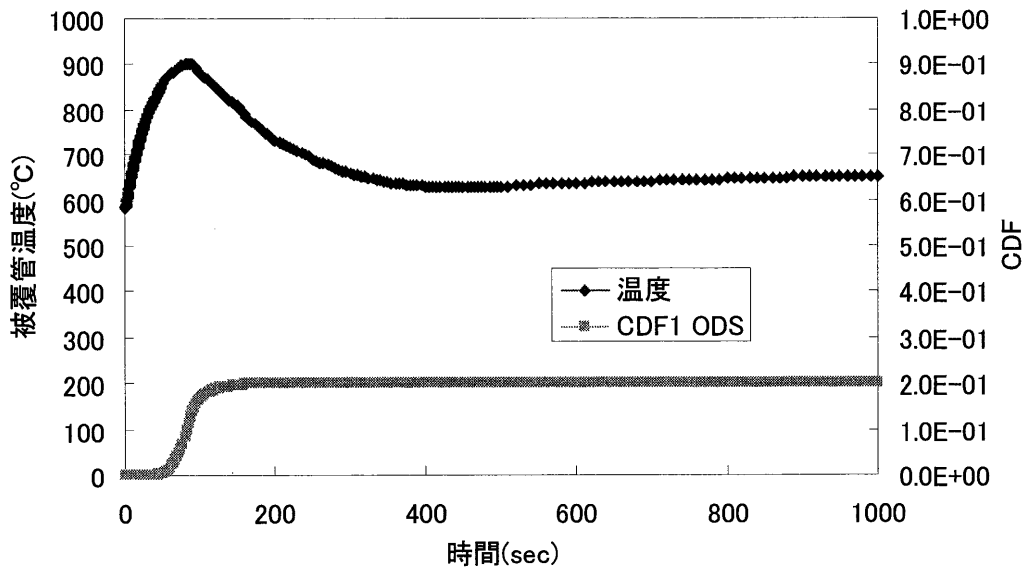
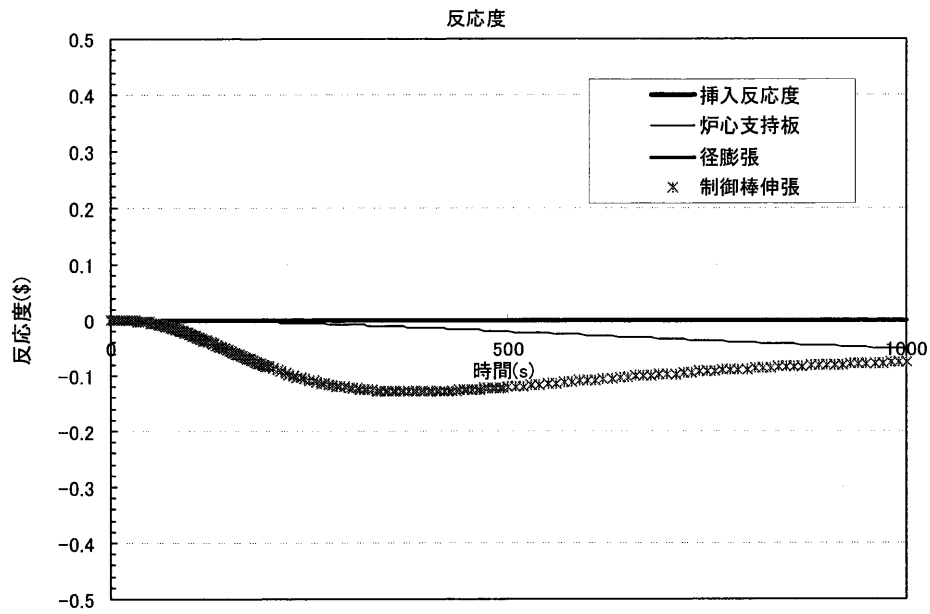


図 4. 3. 3-6 (2/4) ULOF 解析結果 流量半減時間 20 秒 (UL-HT20) [2]



ノミナルホットテストCDFと被覆管温度

図 4. 3. 3-6 (3/4) ULOF 解析結果 流量半減時間 20 秒 (UL-HT20) [2]

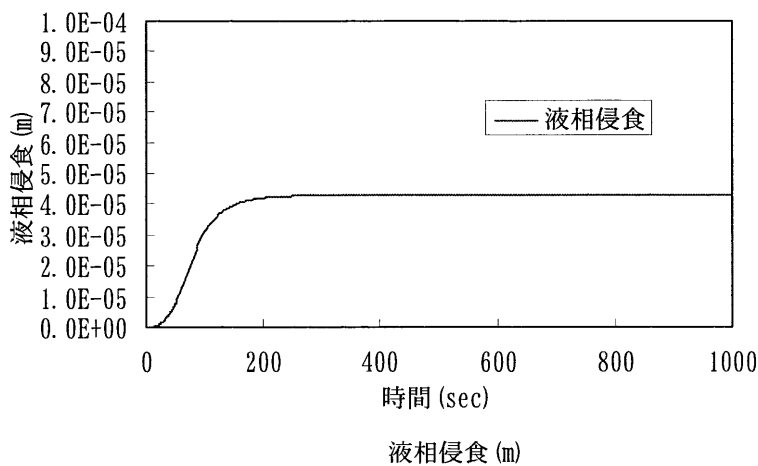
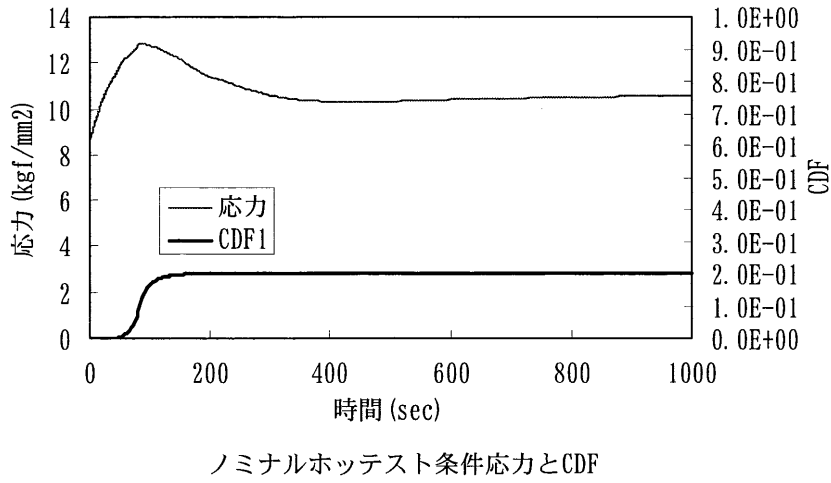
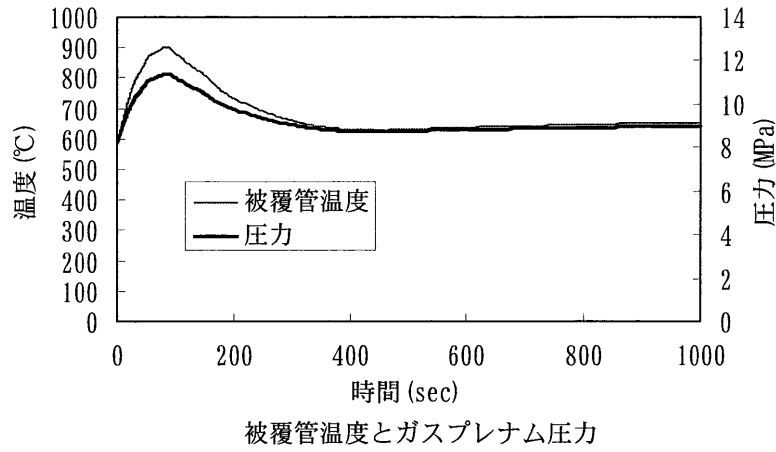


図 4. 3. 3-6 (4/4) ULOF 解析結果 流量半減時間 20 秒 (UL-HT20) [2]

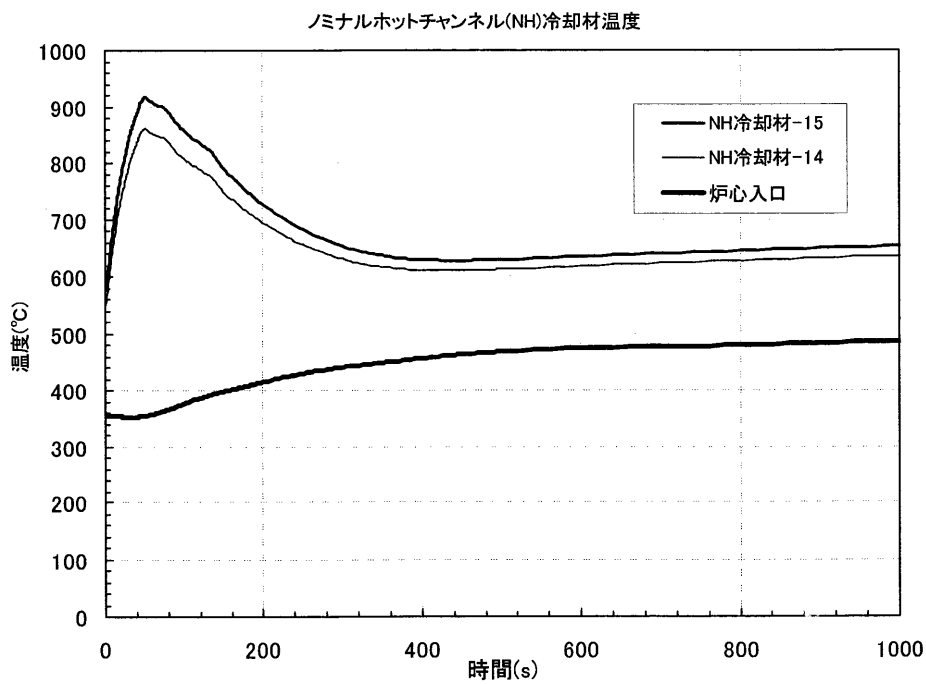
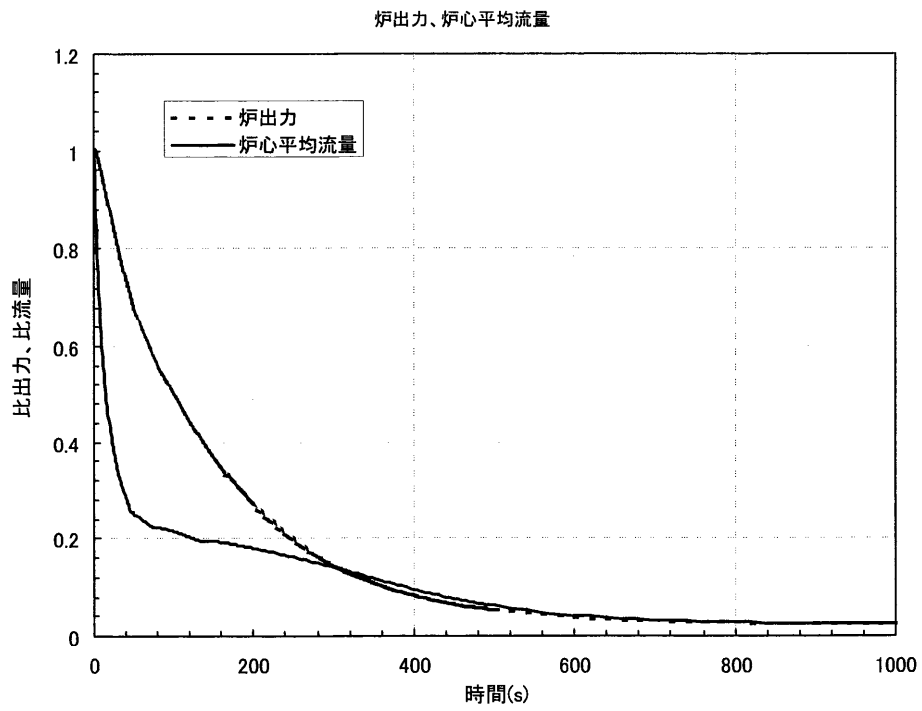


図 4.3.3-7 (1/3) ULOF 解析結果 流量半減時間 15 秒その後 200 秒まで線形減衰 (UL-HT15R1) [2]

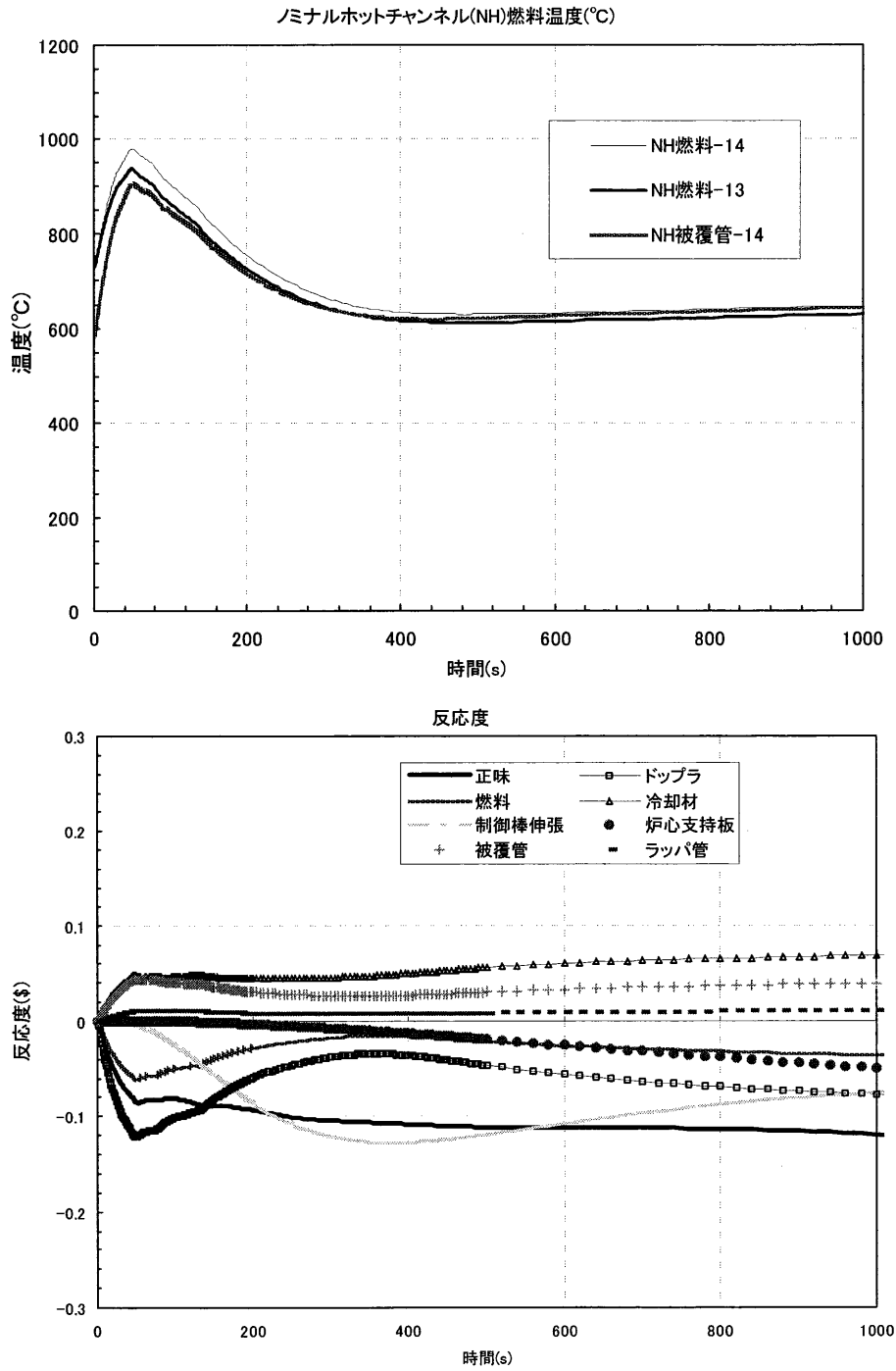
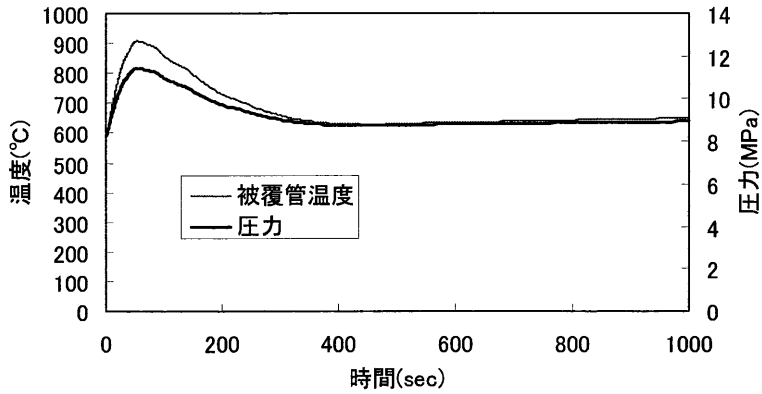
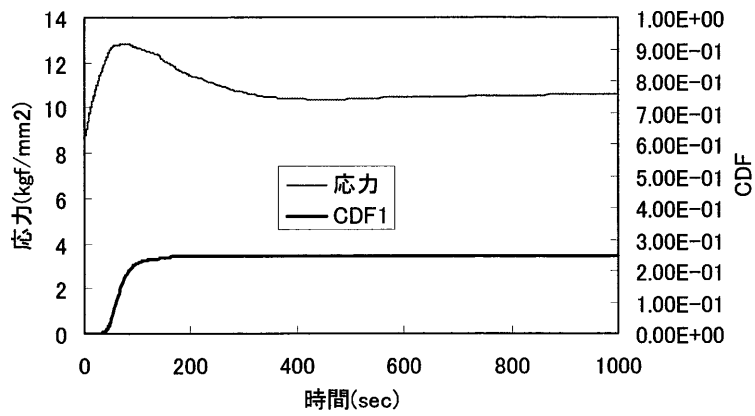


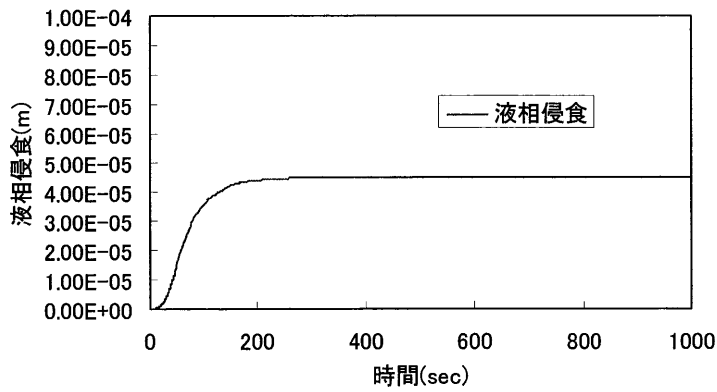
図 4.3.3-7 (2/3) ULOF 解析結果 流量半減時間 15 秒その後 200 秒まで線形減衰 (UL-HT15R1) [2]



被覆管温度とガスプレナム圧力



応力とCDF



液相侵食(m)

図 4. 3. 3-7 (3/3) ULQF 解析結果 流量半減時間 15 秒その後 200 秒まで線形減衰 (UL-HT15R1) [2]

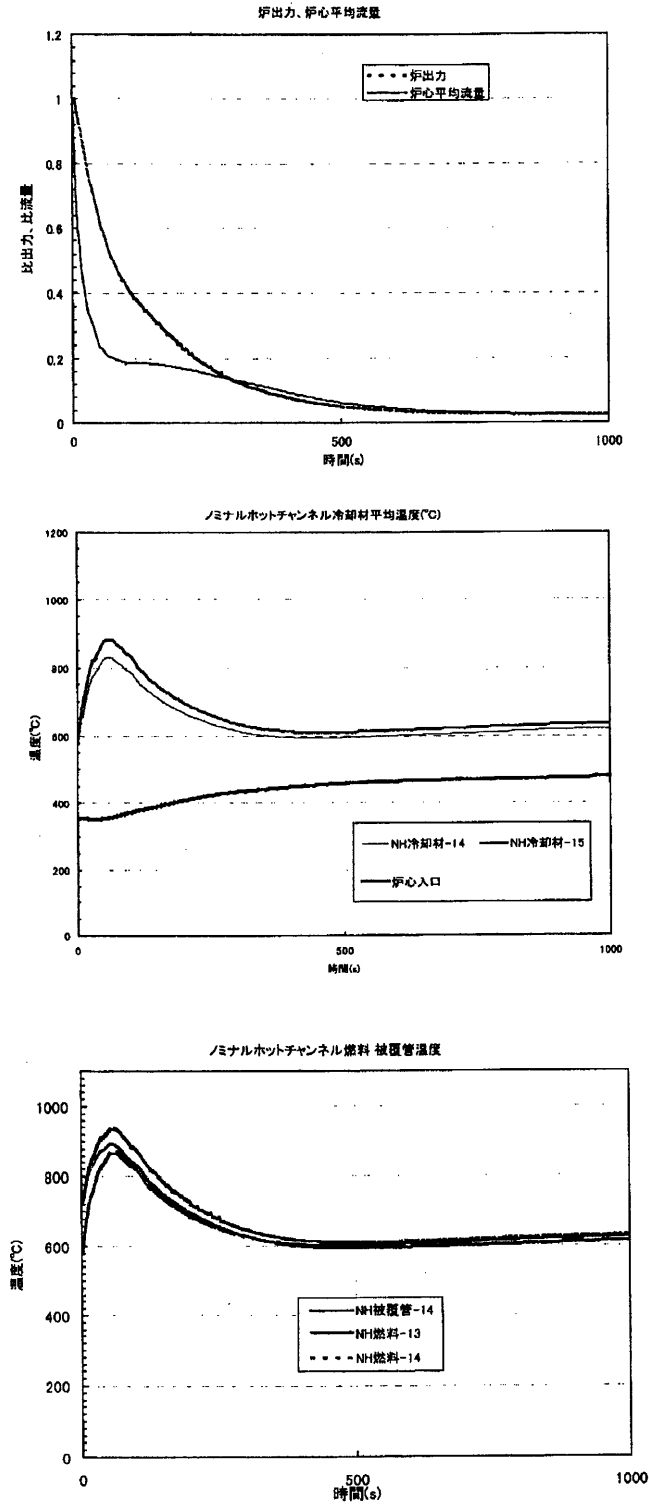


図 4. 4. 3-8 (1/3) ULOF 解析結果 流量半減時間 15 秒の結果 (UL-HT15) [2]

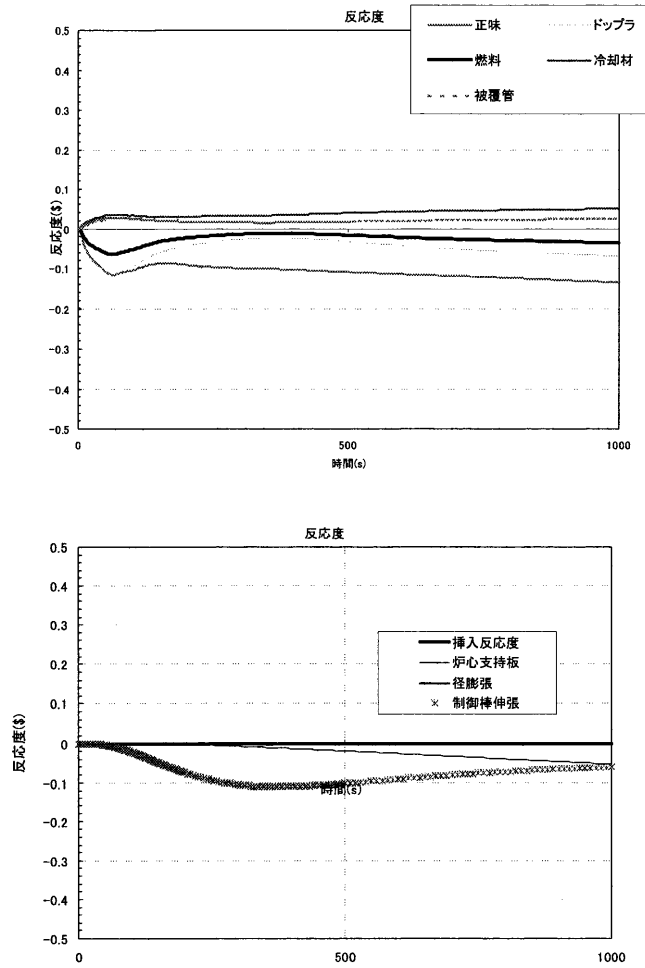
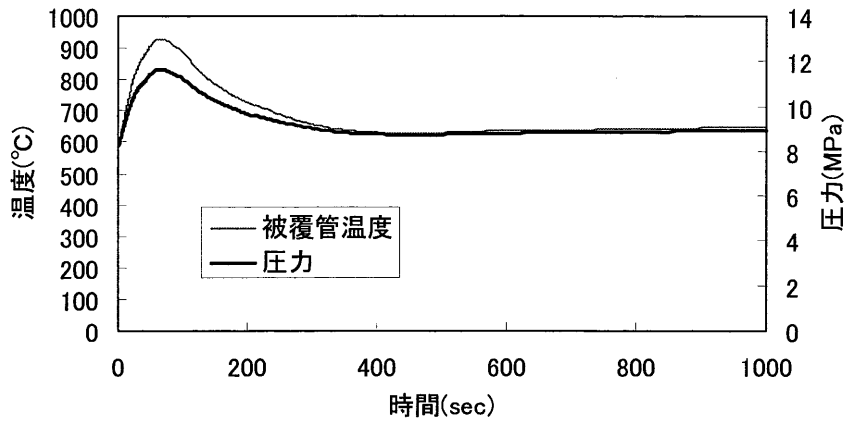
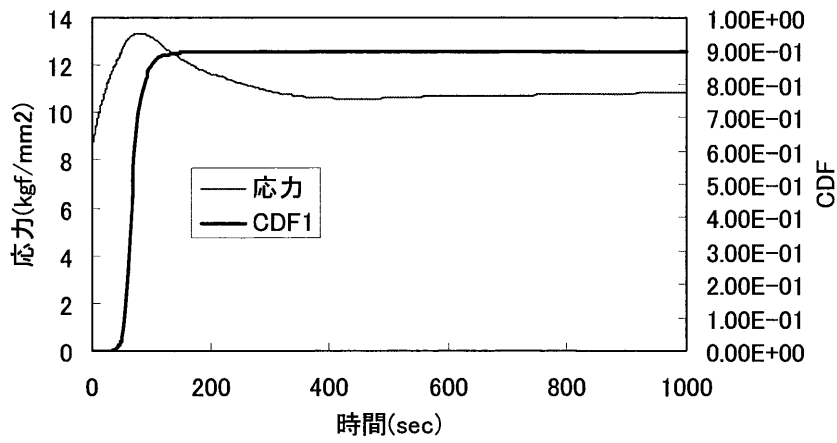


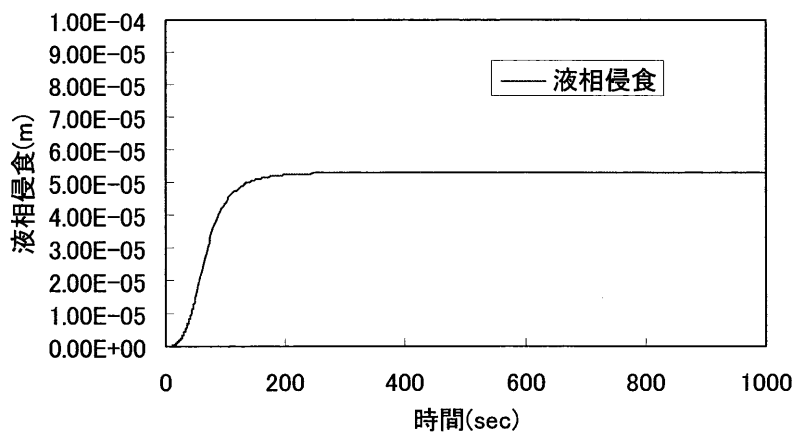
図 4. 3. 3-8 (2/3) ULOF 解析結果 流量半減時間 15 秒の結果 (UL-HT15) [2]



被覆管温度とガスプレナム圧力



応力とCDF



液相侵食(m)

図 4. 3. 3-8 (3/3) ULOF 解析結果 流量半減時間 15 秒の結果 (UL-HT15) [2]

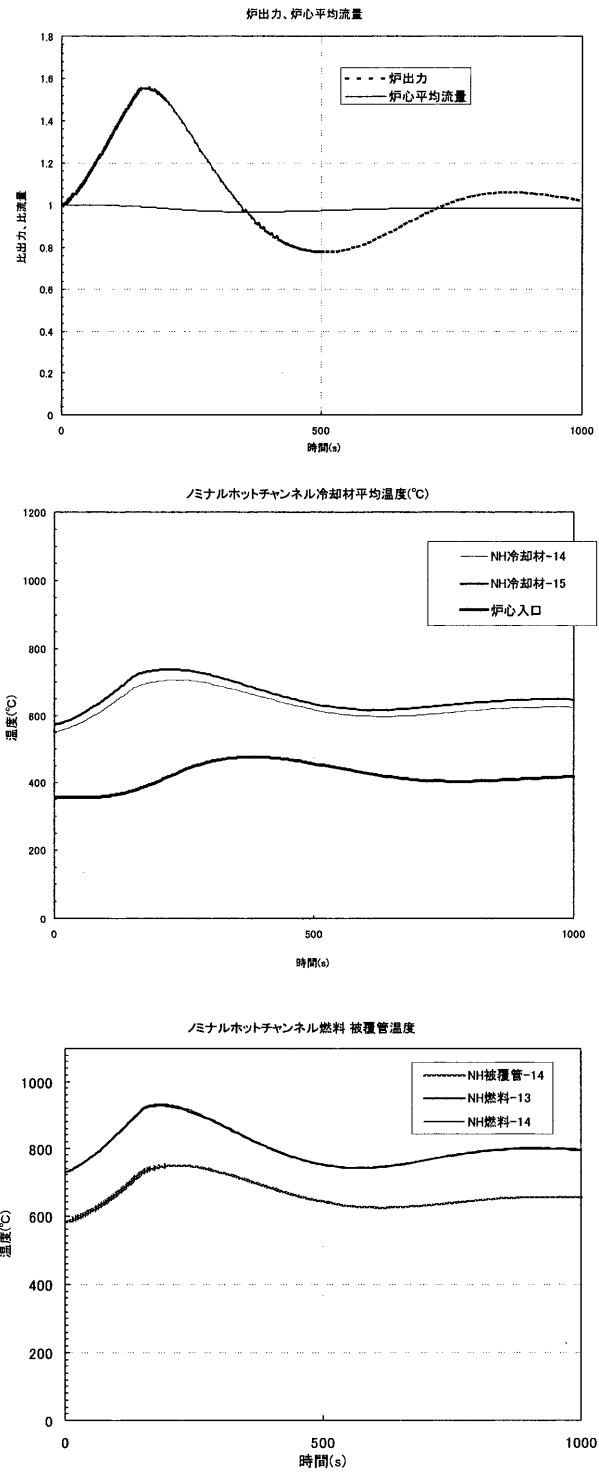


図 4.3.3-9 (1/3) UTOP 解析結果 挿入反応度 15¢ (UT15) [2]

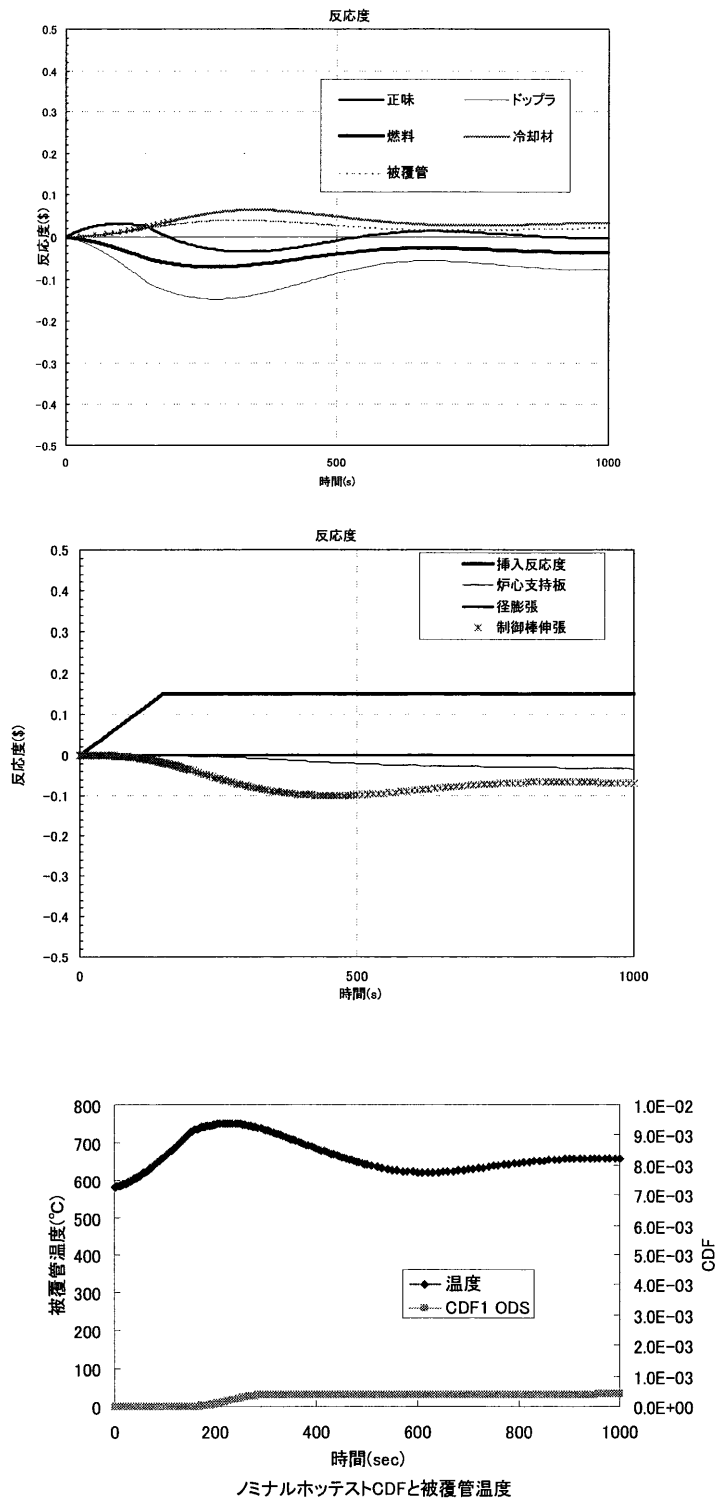


図 4. 3. 3-9 (2/3) UTOP 解析結果 挿入反応度 15¢ (UT15) [2]

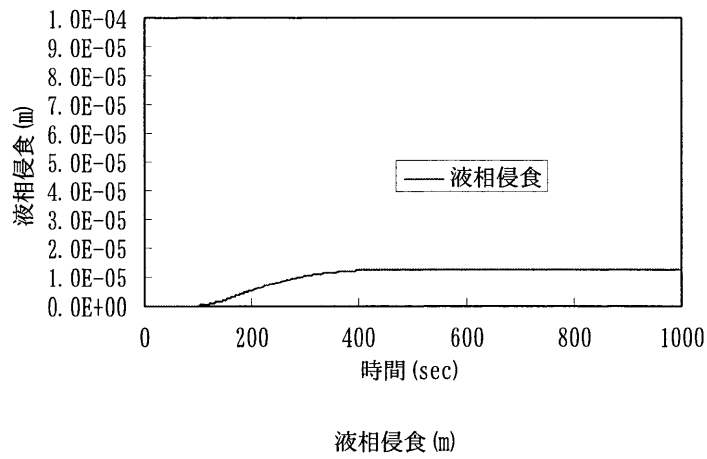
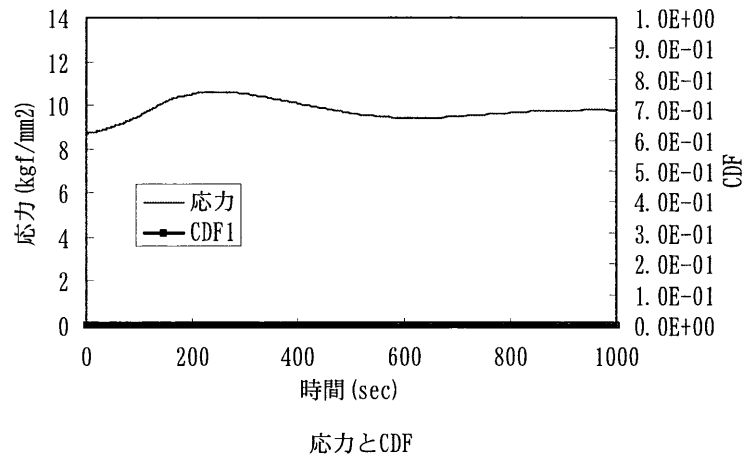
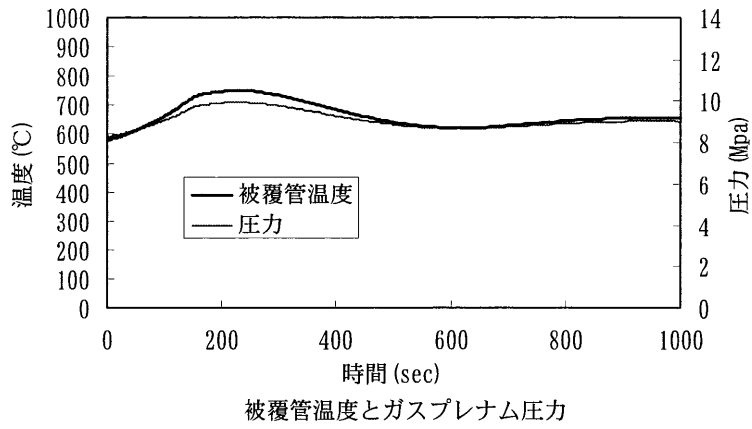


図 4.3.3-9 (3/3) UTOP 解析結果 挿入反応度 15¢ (UT15) [2]

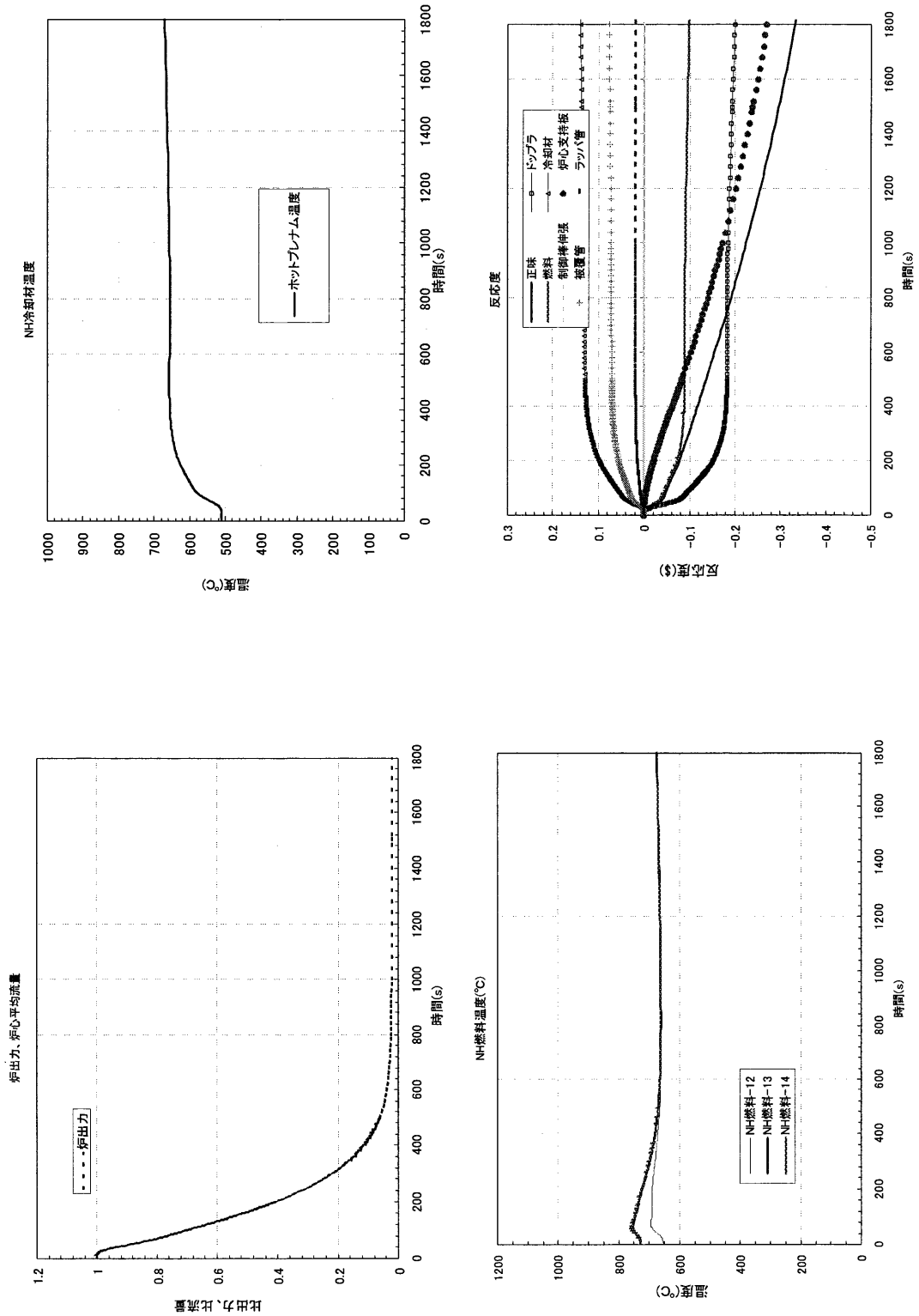


図 4.3.3-10 UL0HS 解析結果 (支持板膨張 (単純膨張)) [2]

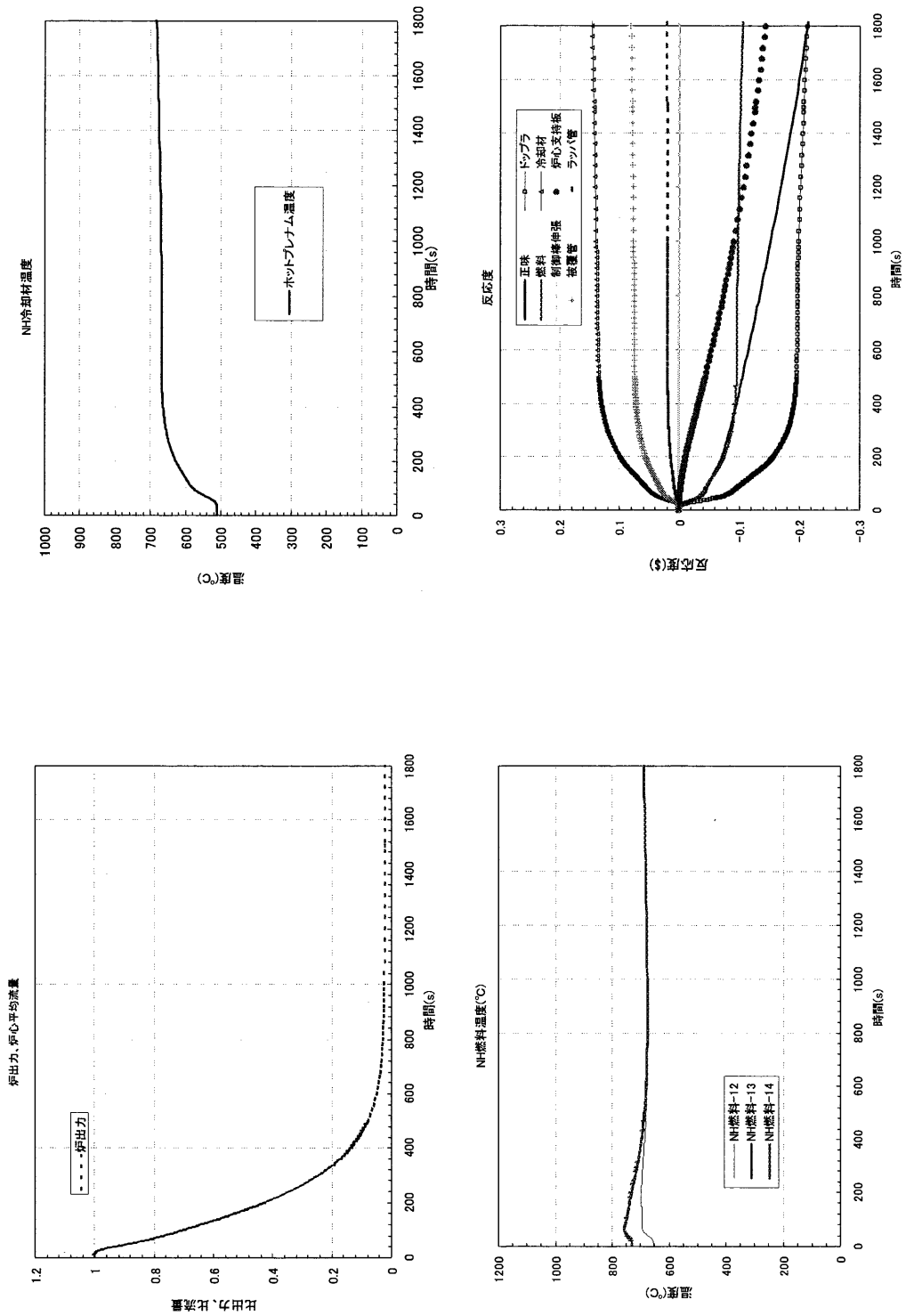


図 4.3.3-11 UL0HS 解析結果 (支持板膨張×0.5 台形膨張) [2]

4.3.4 MOX 燃料炉心の検討

金属燃料炉心と燃料ミート部分のみ MOX 燃料に変更した場合に炉心特性がどの程度変わるかについて検討した。

炉心仕様、炉心特性をまとめたものを表 4.3.4-1 に、燃料諸元を表 4.3.4-2 にそれぞれ金属燃料炉心との比較の形で示す。金属燃料に比べて重金属密度の低い MOX 燃料では、燃焼反応度変化を金属燃料炉心と同程度に抑えるのに運転サイクル長を 2 年程度にまで短縮する必要がある。運転サイクル長を金属燃料炉心と同じく 10 年にしようとする、燃焼反応度損失は 7 倍程度に増大し、反射体反応度を大幅に上回る事となり、反応度収支が成立しない。このことから、10 年程度の長期運転サイクルを狙う場合、MOX 燃料炉心の成立性はほぼ期待できないといえる。

表 4.3.4-1 MOX 燃料炉心仕様と特性 [2]

項目	単位	MOX 燃料仕様案		金属燃料仕様案 (圧損 0.75 kg/cm ²) 燃料照射伸び考 慮	金属燃料仕様案 (圧損 0.75 kg/cm ²) 燃料照射伸びなし
炉出力	MWt	375		375	375
設備利用率	%	90		90	90
原子炉入口温度	℃	355		355	355
原子炉出口温度	℃	510		510	510
炉心等価径	m	2.14		2.14	2.14
炉心高さ	m	0.8		0.832 (4%伸び考慮)	0.8
炉心燃料集合体数	体	84		84	84
反射体数	体	8		8	8
炉停止棒	体	1		1	1
運転サイクル長	年	2	10	10	10
取出燃焼度	万 MWd/t	2.4	10	8.0	8.0
Pu 富化度 (内/外)	%	13.7/ 22.3	14.7/ 24.8	10.1/18.0	10.0/17.7
転換比 (MOC)		0.86	0.79	0.92	0.93
最大線出力密度	W/cm	240	245	279	285
ボイラー反応度	\$	約 1 (上 部フルタイム ボイラー時)	約 2 (上 部フルタイム ボイラー時)	約 1.5 (上部フル タイムボイラー時)	約 1.5 (上部フル タイムボイラー時)
燃焼反応度変化	%Δρ	1.3	9.8	1.7	1.2
反射体反応度	%Δρ	2.9	2.9	3.0	3.0
炉心圧損	kg/cm ²	0.75	0.75	0.75	0.75

表 4.3.4-2 MOX 燃料諸元 [2]

項目	単位	MOX 燃料仕様案	金属燃料仕様案 (圧損 0.75 kg/cm ²) 燃料照射伸び考 慮	金属燃料仕様案 (圧損 0.75 kg/cm ²) 燃料照射伸びなし
燃料棒本数		397	397	397
燃料棒直径	mm	9.5	9.5	9.5
被覆管肉厚	mm	0.56	0.56	0.56
燃料スミア密度	%TD	82	75 (U-Pu-10%Zr)	72.1 (U-Pu-10%Zr)
燃料棒クリアランス	mm	1.15	1.15	1.15
燃料棒ピッチ	mm	10.65	10.65	10.65
P/d		1.121	1.121	1.121
ダクト肉厚	mm	2	2	2
ダクトギャップ	mm	2	2	2
バンドルピッチ	mm	220.7	220.7	220.7

4.4 プラント概念検討

4.4.1 原子炉構造の検討

(1) 設備対応方針

低線出力、低圧力損失、低燃焼反応度の炉心・燃料を内包できる概念を検討する。設備ごとの対応方針は以下のとおりである。タンク型、ループ型それぞれの原子炉構造および冷却系概念図を図 4.4.1-1 および図 4.4.1-2 に示す。

(i) 原子炉容器およびガードベッセル

原子炉容器のコンパクト化をねらって、以下のように炉心廻りの放射線しゃへいの簡素化や、炉心槽上部の炉内機器形状をもとに、原子炉容器径を削減する。

- ① 放射線照射量が厳しい箇所には、照射目安値の大きい改良 9Cr-1Mo 鋼を使用する。500℃での照射目安値（いずれも母材）は、改良 9Cr-1Mo で $4.0 \times 10^{22} \text{n/cm}^2$ 、12Cr 系鋼で $4.0 \times 10^{21} \text{n/cm}^2$ 、SUS304 で $6.0 \times 10^{21} \text{n/cm}^2$ 。（上記のうち、改良 9Cr-1Mo および 12Cr 系鋼は[4]、SUS304 は DDS に基づく。
- ② 燃料頂部支持などの機能は、原子炉容器から行う必要に応じて炉心槽などの放射線照射に対する要求条件の緩和も考慮する。（目安値以上の放射線照射を許容する）

原子炉容器軸長は、炉内機器配置および自然循環性能を考慮して、適切な寸法を設定する。特に、タンク型炉では、炉心-中間熱交換器の伝熱中心差が原子炉容器軸長に直接影響するため、炉心などの圧力損失をもとに必要な自然循環ヘッドを確保する。

原子炉容器およびガードベッセルの肉厚は、可能な範囲で薄肉化を図る。また、原子炉容器-ガードベッセルの隙間について、ナトリウム漏えい時の液位（EsL レベル）、RVACS 除熱要求、原子炉容器の ISIなどを考慮して、適切な間隙幅および雰囲気ガスを設定する。RVACS の除熱性能、すなわち、原子炉容器ガードベッセル間の熱輸送は、ガスの熱伝導および放射により行われる。高温域では、放射が支配的となるため、間隙幅および雰囲気ガス種類の影響が低下する傾向にある。

(ii) 炉内構造（炉内冷却流路を含む）

炉心槽などの炉内構造は、原子炉容器下部より支持する。小型炉の特徴を生かして構造の簡素化を図る。

また、1次ナトリウム系の自然循環性能を向上するために、原子炉容器内（ループ型炉では、炉外の中間熱交換器を含む）の冷却流路を単純化するとともに、構造健全性の観点より、通常運転時には低温ナトリウムが原子炉容器と接触する構造（コールドベッセル）とする。特に、タンク型炉では、炉

内への中間熱交換器、1次主循環ポンプ（設置するケース）、崩壊熱除去系・伝熱コイルの設置に伴い、炉内冷却流路が複雑化する傾向に留意する。（図4.4.1-1参照）

(iii) 炉心上部機構

炉心上部機構（炉心上部機構）の要求機能として、一般に、制御棒案内管の保持および制御棒に係る安全要求への対応、カバーガスバウンダリの形成、機器の搭載および位置決め、炉内流動の適正化^{注1)}が考えられる。炉心上部機構の要求機能と設計対応を整理した結果を表4.4.1-1に示す。カバーガスバウンダリおよび熱遮へいの形成、制御棒駆動機構の搭載などの機能は、実証炉と同一であるが、固有の特性や、運転・監視の簡素化を生かして、可能な範囲でSASS、燃料集合体出口温度計、セレクトバルブなどを削除し、これらの搭載機能を簡素化することを目指す。

炉心上部機構は、コラム型を採用して、上記の搭載機能の簡素化や、円筒胴の削除により物量を低減するとともに、水平方向のバッフル板を設置し、炉内流動を適正化し、かつ、必要な剛性を確保する。

原子炉制御方式として、反射体、または、制御棒による方式が考えられる。反射体方式でも、炉中央に炉停止棒やこれの案内管を設置するため、炉心上部機構を設置する必要がある。実証炉と同様に、地震時の燃料浮き上がりを防止するためには、全炉心燃料上にホールドダウンプレートを設置しなければならないが、燃料および炉心支持板の構造工夫によっては浮き上がり防止機能の要求を緩和できると考えられる。

以上により、要求機能の整理や、耐震・安全性に係る検討をもとに、炉心上部機構の構造簡素化を図る。

注1) 主要なナトリウム冷却炉におけるナトリウム流速（炉心槽出口近傍）は、以下のとおりである。ナトリウム冷却小型炉のナトリウム流速は、ナトリウム冷却大型炉の約半分であるが、実証炉と同程度と想定される。炉心頂部からの液面高さなども考慮しなければならないが、必要に応じて、ガス巻き防止方策などが要求される。

- ・実証炉（ループ型炉、66万kWe）：0.347m/sec
- ・大型炉（ループ型炉、150万kWe）：0.668m/sec
- ・小型炉（タンク型炉、150MWe）：0.372m/sec

(iv) ルーフデッキ

燃料取扱設備の簡素化をねらって、回転プラグを削除した構造を基本とする。ルーフデッキは、デッキ形状（平板、鏡板）、デッキ構造（一枚板構造、ボックス構造とコンクリートの組み合わせ）、ルーフデッキ冷却方式（強制循環、自然循環）、ルーフデッキ冷却の位置、熱遮へい板の有無などにより分類され

る。

ルーフデッキ重量を低減するために、一枚板構造の採用を目指す。ルーフデッキの構造健全性（上下方向の温度分布、支持部の冷却）や^{注1)}、他の原子炉構造等との整合性が厳しいと想定され場合にはこの限りでない。

また、安全性局限化などの観点より、ルーフデッキ自然循環冷却方式の採用が望ましいが具体的な検討が必要であり、適用困難と判断した場合には、強制循環方式として、非常用ガスタービンからの電源供給（常用系の選択もあり得る）を採用する。²⁾

注 1) ただし、原子炉容器の小径化や、1次ナトリウム温度の低減（550℃→510℃）などに伴い、構造健全性の成立範囲は拡大の方向と推測

注 2) 従来、安全上の重要度の高い原子炉格納容器空調系は、非常用 DG に接続していたが、換気空調設備の合理化をねらって、常用系とすることを旨とする

(2) 概念具体化

(i) タンク型炉

(a) 概念検討

タンク型炉では、炉心、1次冷却系機器（中間熱交換器、電磁ポンプ）および崩壊熱除去系（PRACS）熱交換器等を原子炉容器内に内包する。タンク型炉の原子炉構造概念を図 4.4.1-3 に示す。

原子炉容器径は炉心槽部の形状寸法により決定する。炉心外接円径 2.26m の炉心に対して反射体厚さ 0.3m、しゃへい体設置スペース 0.5m、炉内構造支持構造物の取り付けスペースを確保することにより原子炉容器内径を 4m とした。

冷却系機器は、炉心槽外側と原子炉容器壁の間のスペースに配置する（次項冷却系概念参照）。

原子炉容器の板厚は 3次元免震の採用により 25mm とした。原子炉容器の外側には、ガードベッセルを設置する。ガードベッセルは、万一の原子炉容器漏えい時の冷却材液位の保持などを考慮して、原子炉容器と 50mm の間隙を確保して内径 4.15m、板厚は 15mm とした。

原子炉容器の軸方向寸法は、燃料集合体長さ（3.3m）、中間熱交換器（管板間長さ 4.9m）、1次電磁ポンプ長さ（2基の電磁ポンプの直列配置を考慮し 2基分のステータ長さ 1.6m）、PRACS 伝熱管の設置スペース（設置高さ 1.14m）に加えて、万一の原子炉容器漏えい時の冷却材液位や、支持構造および原子炉容器配管貫通部構造廻りの健全性確保を考慮して原子炉容器支持部から下端までを 16.6m とした。また、崩壊熱除去系の簡素化や、受動

的安全性の強化をねらってガードベッセル面空気冷却の RVACS を採用している。150MWe 原子炉において RVACS の必要除熱容量は約 3MW 程度と考えられるが、本検討では原子炉容器のコンパクト化に伴い約 1.8MW しか除熱できないため PRACS と組合せることにより必要な除熱量を確保した (4.4.4 節参照)。

また、炉心燃料集合体概念を図 4.4.1-4、反射体概念を図 4.4.1-5 に示す。

(b) 炉心上部機削除の検討

次にタンク型炉を対象として炉心上部機構削除の可能性を検討した。

炉心上部機構の機能としては以下が考えられる。

- ・制御棒案内管支持
- ・出口温度計装の設置
- ・炉心出口冷却材ミキシング
- ・集合体浮き上がり防止

反射体制御を採用した場合は制御棒案内管支持の機能が不要となるため炉心上部機構削除の可能性はある。

ここでは、反射体制御方式でも中心に設置する炉停止棒の地震時挿入性や、駆動軸あるいは案内筒の流力振動などの問題を確認して炉心上部機構の簡素化を概略検討した。

出口温度計装の削除の検討は 4.4.2 節で検討をした、

(7) 流力振動

ASME N-1300 の流力振動評価法に基づいて、流力振動が防止できる軸仕様を検討した結果、外径 210mm、肉厚 8mm の円筒程度の剛性 (固有振動数 3.4Hz) があれば対応可能である。

(i) 地震時挿入性

炉停止棒の地震時挿入性を確保するためには、先端変位を 80mm 以下とする必要がある。長尺の炉停止棒案内管形状やレファレンス S₂ 波に対応する水平方向の応答加速度 (0.3G、床応答曲線は図 4.4.1-6) より、上記の先端変位の確保は困難となる可能性を有するが、通常時に炉心の一部を構成している下部案内管内に炉停止棒の先端を挿入させることにより制御棒の挿入性を確保する方針とする。なお、炉停止棒の先端変位を抑える方策として、炉心上部機構等により中間位置でサポートすることが考えられるが、サポート長や剛性確保を考慮すると、ホットプレナムの流動を妨げになる可能性があり、ここでは採用しないこととする。

(7) 集合体浮上がり制限機能

炉心上部機構には集合体の浮上がり量を制限する機能が期待される場合がある。本機能は炉心上部機構が設置される領域の集合体のみ有効

で、その領域外に設置される集合体には有効ではないのが一般的である。

ナトリウム冷却小型炉の上下固有振動数は約 14Hz（水平 1 次固有振動数は約 2.5Hz）で、図 4.4.1-7 に示す上下床応答曲線（3 次元免震、ケーススタディ波）より、対応する応答加速度は 0.5G 以下と小さい（レファレンス波での床応答曲線が計算されていないが、更にこれを下回る応答と推測される）。この程度の応答加速度では集合体の浮上がりは起こらないと想定される。一方、水平免震のレファレンス波 S₂ 上下床応答曲線（図 4.4.1-6）では、約 1.3G の応答加速度となるため、水平免震のみのケースでは時刻歴応答解析等の詳細評価が必要となる可能性を有する。ただし耐震建屋の集合体浮上がりに対する制約条件（上下応答については、水平免震のみの場合は耐震建屋のケースに近いと考えられる）は約 3G（32m/s²）であり、集合体の浮上がりが問題となる可能性は低いものと考えられる。

(i) 炉上部機構削除のまとめ

以上の概略検討から、集合体出口温度計装の削除（4.4.2 節参照）および免震（水平または 3 次元）を前提とすれば、炉停止棒の流力振動、地震時の挿入性および集合体浮き上がり防止の観点より、炉心上部機構削除の可能性があると考えられる。

反射体で十分な炉停止能力を確保可能な場合は炉停止棒を削除することも可能で、その場合は炉心上部機構の削除はより容易である。

ただし集合体浮き上がり防止の詳細解析、集合体出口における冷却材ミキシング等の確認が今後必要である。

(ii) ループ型炉

ループ型炉原子炉構造概念を図 4.4.1-8 に示す。

原子炉容器径は、タンク型と同様に 4m である。原子炉容器の軸方向寸法は、炉内機器配置の観点より燃料集合体長さ 3.3m、PRACS 伝熱管の設置スペース（設置高さ 1.14m）に加えて原子炉容器漏えい時の冷却材液位や支持構造および原子炉容器配管貫通部構造廻りの健全性確保を考慮すればよい。

ただし、本概念では崩壊熱除去系の簡素化や受動的安全性の強化をねらって RVACS を採用して受動安全性の強化を図っている。RVACS の除熱容量はガードベッセル伝熱表面積の大きさに依存し、タンク型炉の原子炉容器軸長でも約 1.8MW 程度しか確保できないため、タンク型炉程度の軸方向長さを確保することが望ましい。炉容器内の機器配置に対して軸長の短縮は可能であるが、RVACS 機能確保と物量削減双方を勘案して原子炉容器長さを支持フランジから原子炉容器下端までを 13.3m とした。

表 4.4.1-1 炉心上部機構の要求条件と設計対応(案)

項目	実証炉(フェーズ1)	小型炉	備考
型式	円筒胴型(小回転プラグ搭載)	コラム型(ルーフトッキ搭載)	
機能条件	<p>カバーガスバウンダリ</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉カバーガスバウンダリの一部を形成し、炉内カバーガスのシール機能を有すること 回転プラグ上面を所定の温度以下に保持し、搭載機器の機能を確保すること 適切な鉛直方向温度勾配により、構造健全性を確保すること <p>機器の搭載、位置決め</p> <ul style="list-style-type: none"> 制御棒駆動機構、燃料集合体出口温度計(炉心燃料全数)を搭載し、位置決めすること <p>破損燃料関連</p> <ul style="list-style-type: none"> FFDLセレクタバルブを設置し、サンプリング配管(炉心燃料全数)を設置すること <p>炉内流動</p> <ul style="list-style-type: none"> ガス巻き防止の観点より、UIS下端に整流機構を設置し、リングプレートへの適切なNa流れとすること <p>サーマルストライピング</p> <ul style="list-style-type: none"> 集合体間出口最大温度差(約150°C)に対し、必要な箇所Alloy718を取付けること 	<p>同左</p> <ul style="list-style-type: none"> 制御棒駆動機構のみを搭載し、位置決めすること 燃料集合体出口温度計は、可能な範囲で削除すること <p>同左</p> <ul style="list-style-type: none"> FFDLセレクタバルブの削除 <p>同左</p> <ul style="list-style-type: none"> Na冷却大型炉よりも、Na流速が低く、ガス巻き構造を簡素化できる可能性有り <p>同左</p> <ul style="list-style-type: none"> ただし、燃料集合体出口温度計、FFDLセレクタバルブ、SASSの削除、又は、基数の低減によりAlloy718の取付け範囲を限定 	<ul style="list-style-type: none"> 反射体制御方式でも、炉心中央に炉停止棒を設置の予定 <ul style="list-style-type: none"> 炉内流動検討の進捗に合わせて、検討 <ul style="list-style-type: none"> ホールドダウンプレート下面等に取付け
安全条件	<p>制御棒挿入性</p> <ul style="list-style-type: none"> 地震時変位(上下)の制御棒案内管の相對変位)を抑制し、制御棒挿入性を確保すること <p>SASSへの流量確保</p> <ul style="list-style-type: none"> SASSのキューリ点電磁石部位への適切なNa流れを確保すること <p>燃料浮き上がり防止</p> <ul style="list-style-type: none"> 地震時の燃料浮き上がりを防止するために、GEM領域までにホールドダウンプレートを設置すること <p>ルースパーツ流入防止</p> <ul style="list-style-type: none"> ルースパーツ発生を防止すること 万一、発生しても炉心部へ流入して、冷却性能を阻害しないこと 	<p>同左</p> <ul style="list-style-type: none"> SASS設置せず <ul style="list-style-type: none"> 地震時の燃料浮き上がりを防止するために、炉心燃料領域にホールドダウンプレートを設置すること ただし、S2地震時にも炉心燃料が炉心支持板の勤合部(実証炉で50mm)から外れなければ、この限りでない <p>同左</p>	

注1) 灰色部分が実証炉からの主要な変更点(案)

表 4.4.1-2 炉停止棒駆動軸の流力振動防止評価

流動領域	上部プレナム
対象部位	反射体駆動装置駆動軸 (8B-sch40)
端部支持条件	ピン支持-自由
円管板厚 t (m)	0.0082
円管外径 D1 (m)	0.2163
円管内径 D2 (m)	0.1999
長さ L (m)	15
ヤング率 E (kg/m ²)	1.57E+10
密度 ρ (kg·sec ² /m ⁴)	879.6
断面2次モーメント I (m ⁴)	2.91E-05
断面積 A (m ²)	5.36E-03
振動数係数* λ	3.927
ストローハル数 St	0.21
1次固有値 f1 (Hz)	3.4
対象部位の流速 V (m/sec)	0.5 (暫定)
カルマン渦の発生周期に関する評価	共振防止
$N = St \cdot V / D1 < f1$	0.5
渦放出に対する評価	Lock-in 回避
$V / f1 \cdot D1 < 1$	0.68

*) 片端ピン支持、片端自由のほりとして計算

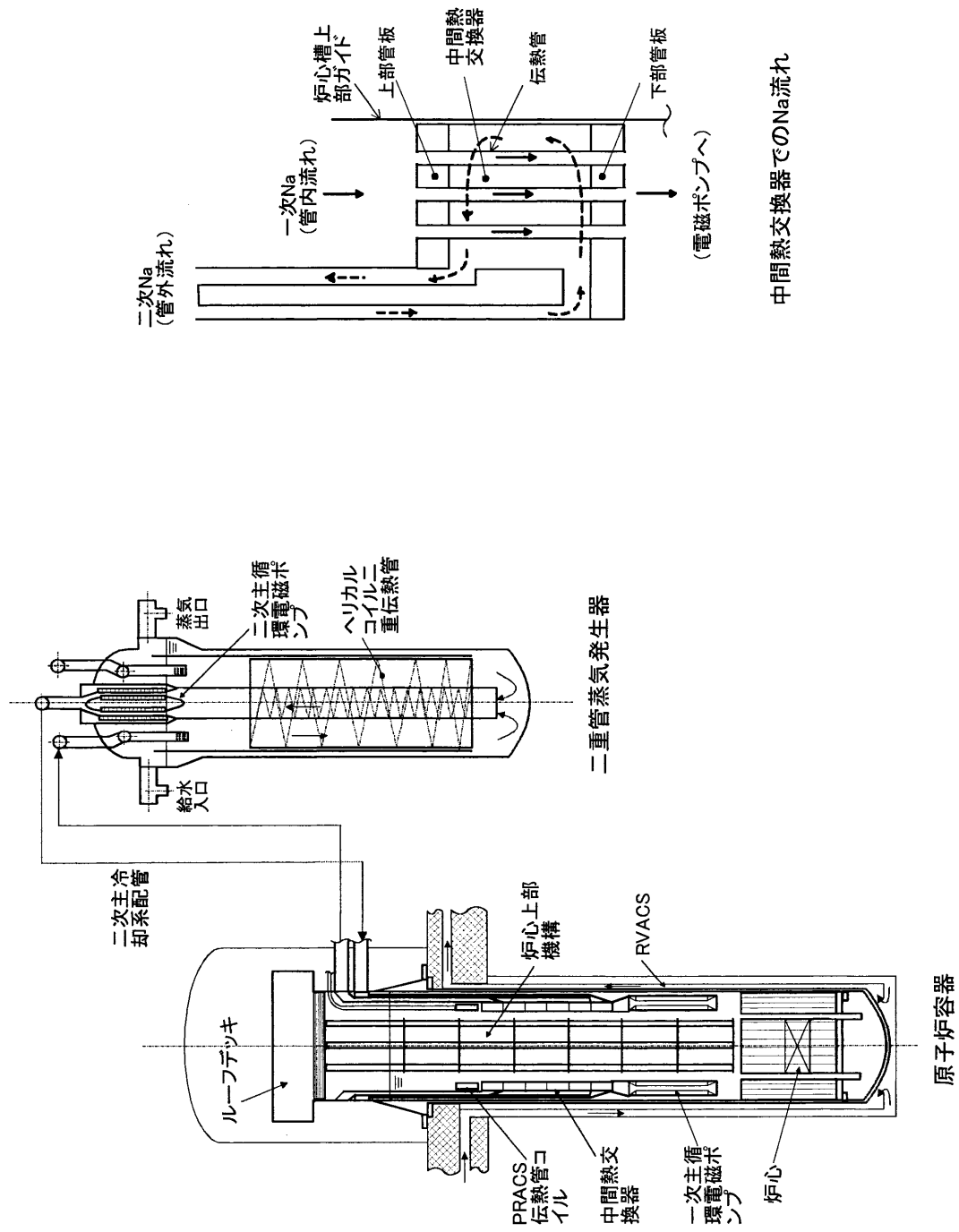


図 4. 4. 1-1 タンク型炉の原子炉構造および冷却系概念図

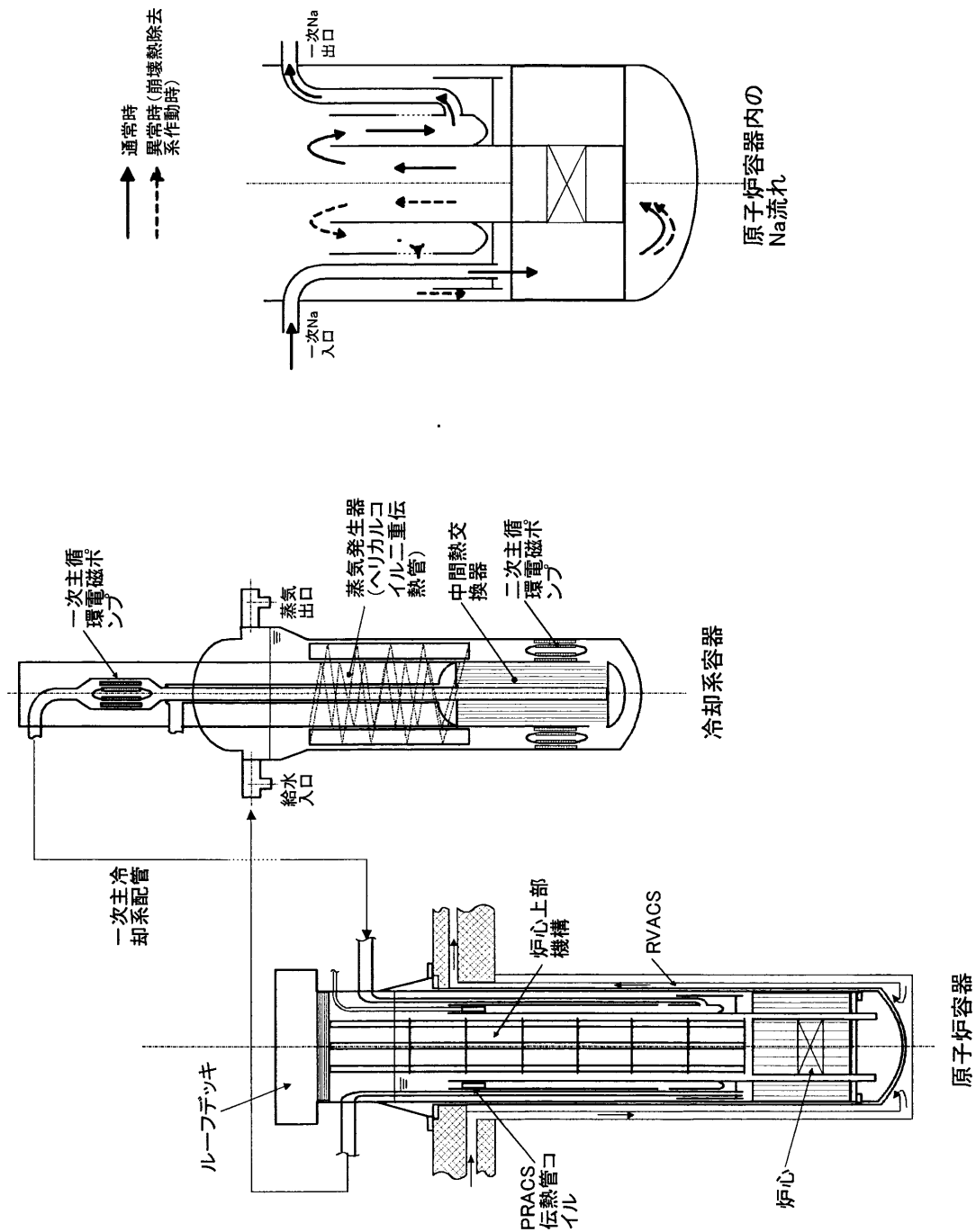


図 4. 4. 1-2 ループ型原子炉の原子炉構造および冷却系概念図

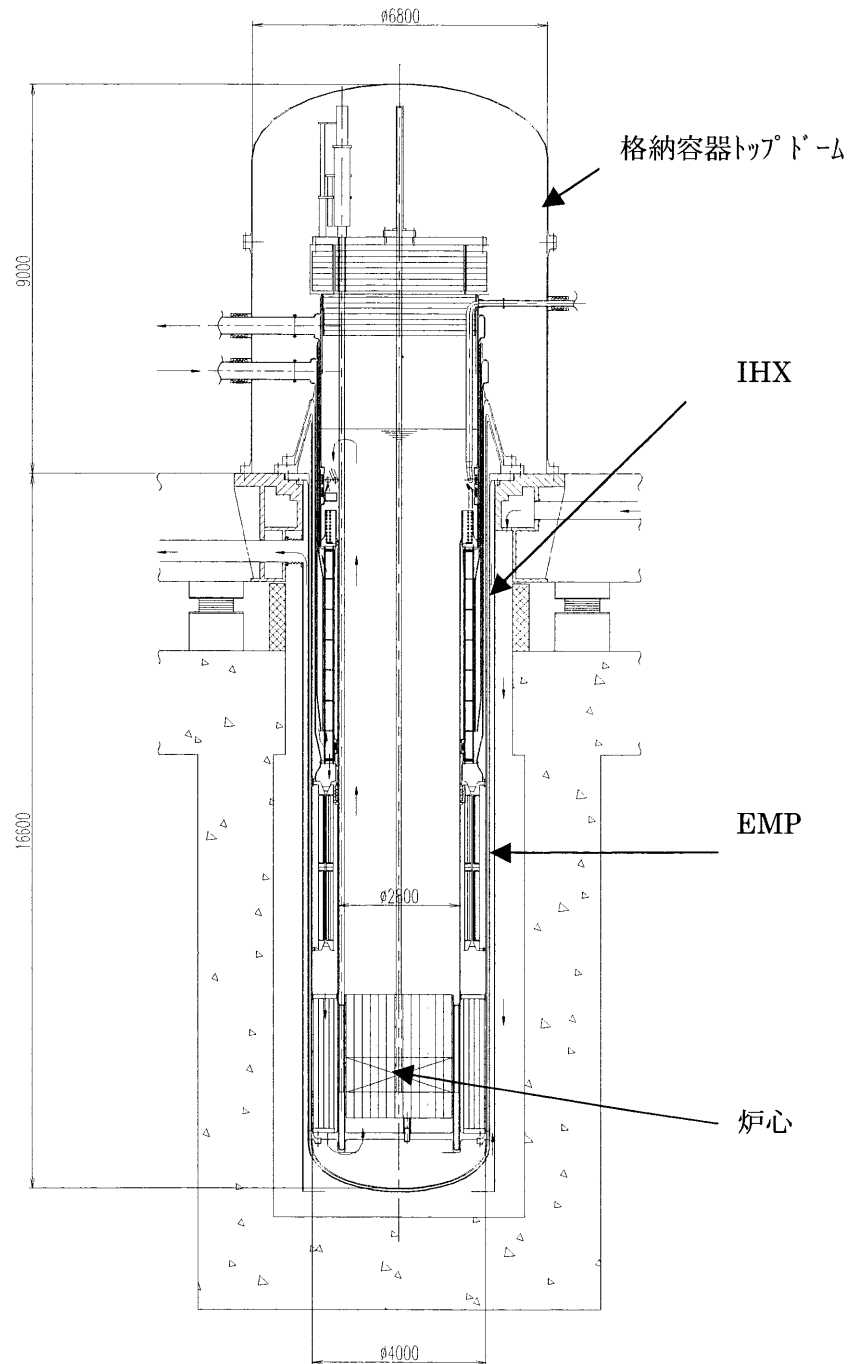


図 4. 4. 1-3 タンク型炉原子炉構造概念

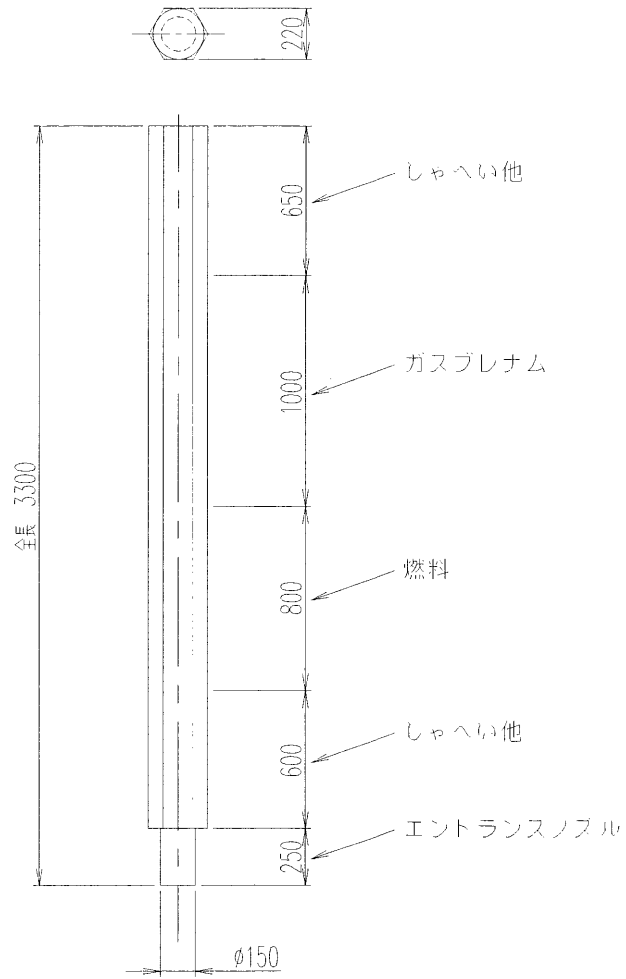


図 4. 4. 1-4 強制循環炉低圧損炉心 燃料集合体基本概念

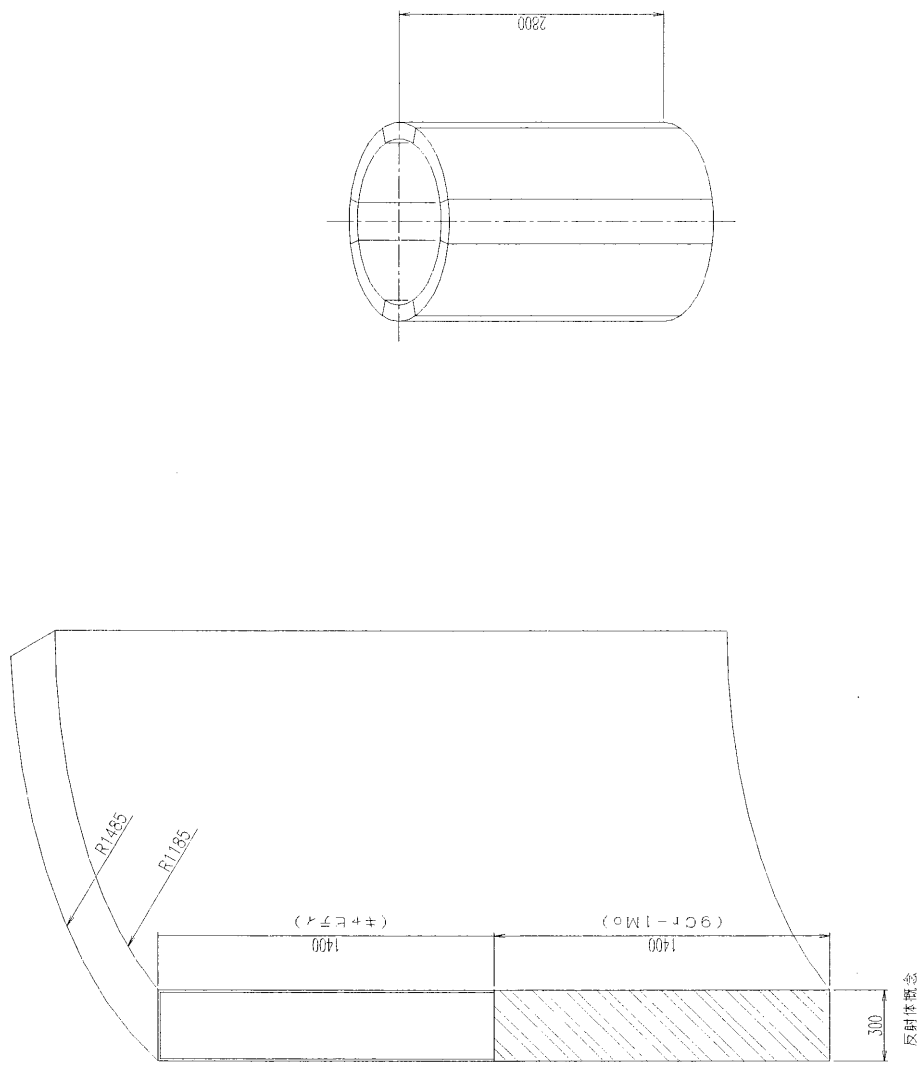
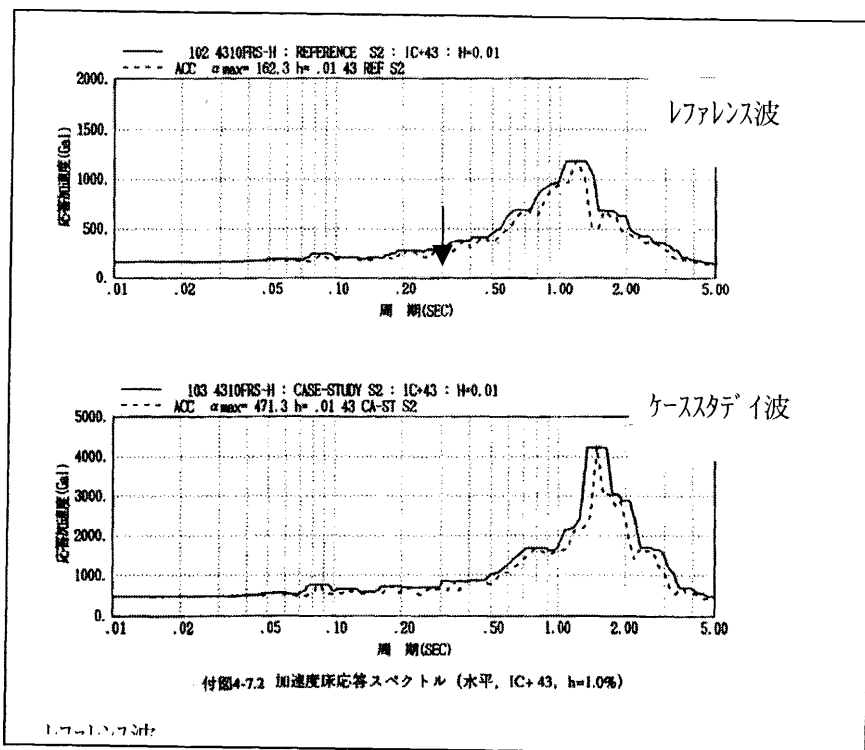
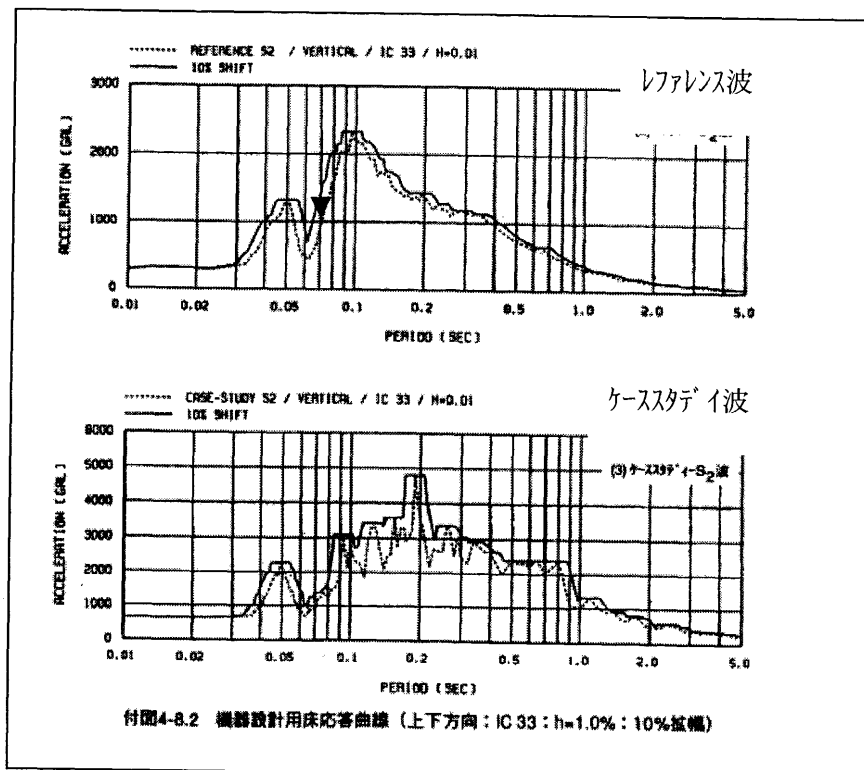


图 4.4.1-5 反射体构造概念图



水平床応答曲線



上下床応答曲線

図 4. 4. 1-6 水平免震での原子炉支持位置床応答曲線 S2

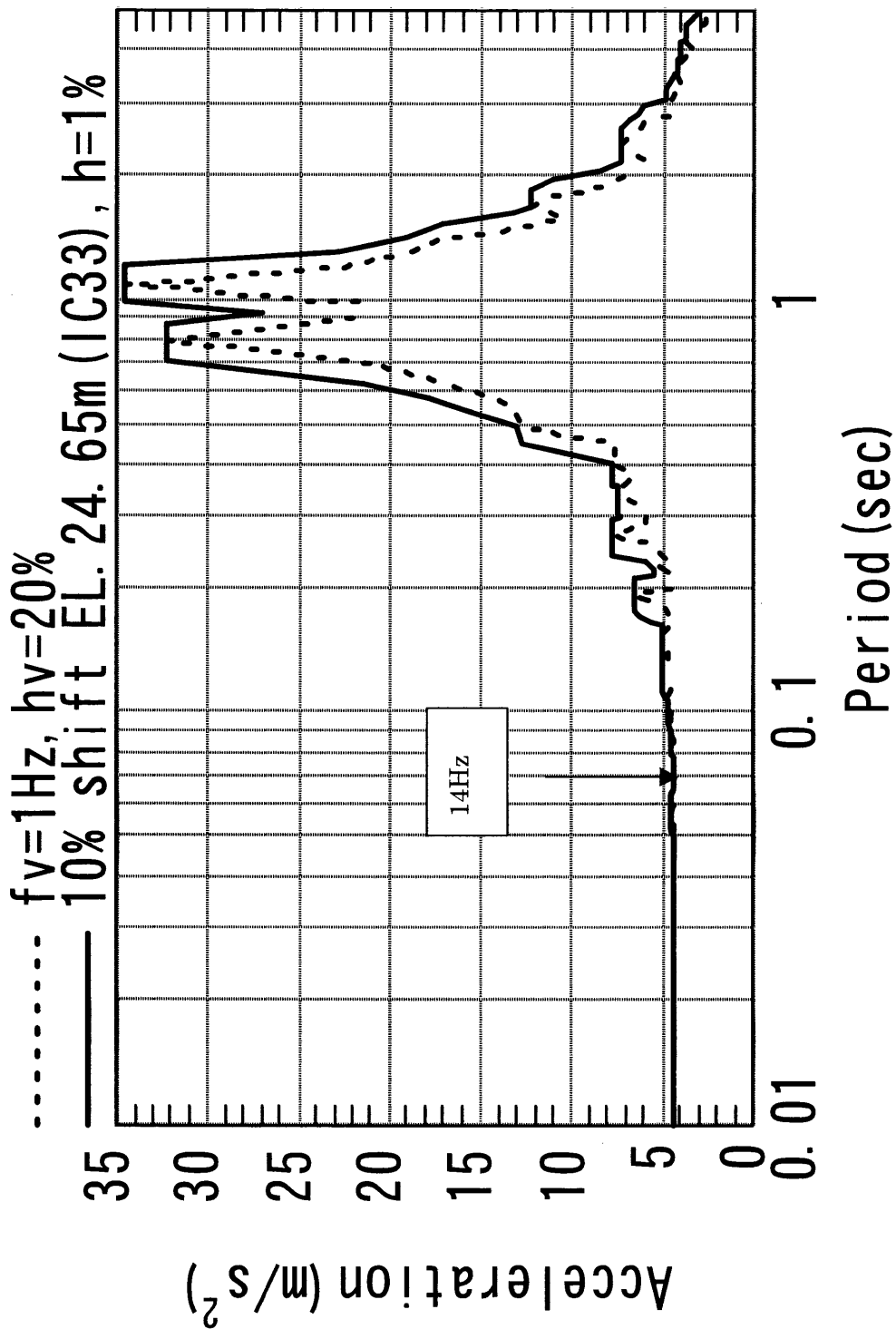


图 4.4.1-7 3 次元免震上下床応答曲線 ケースタイプ S2

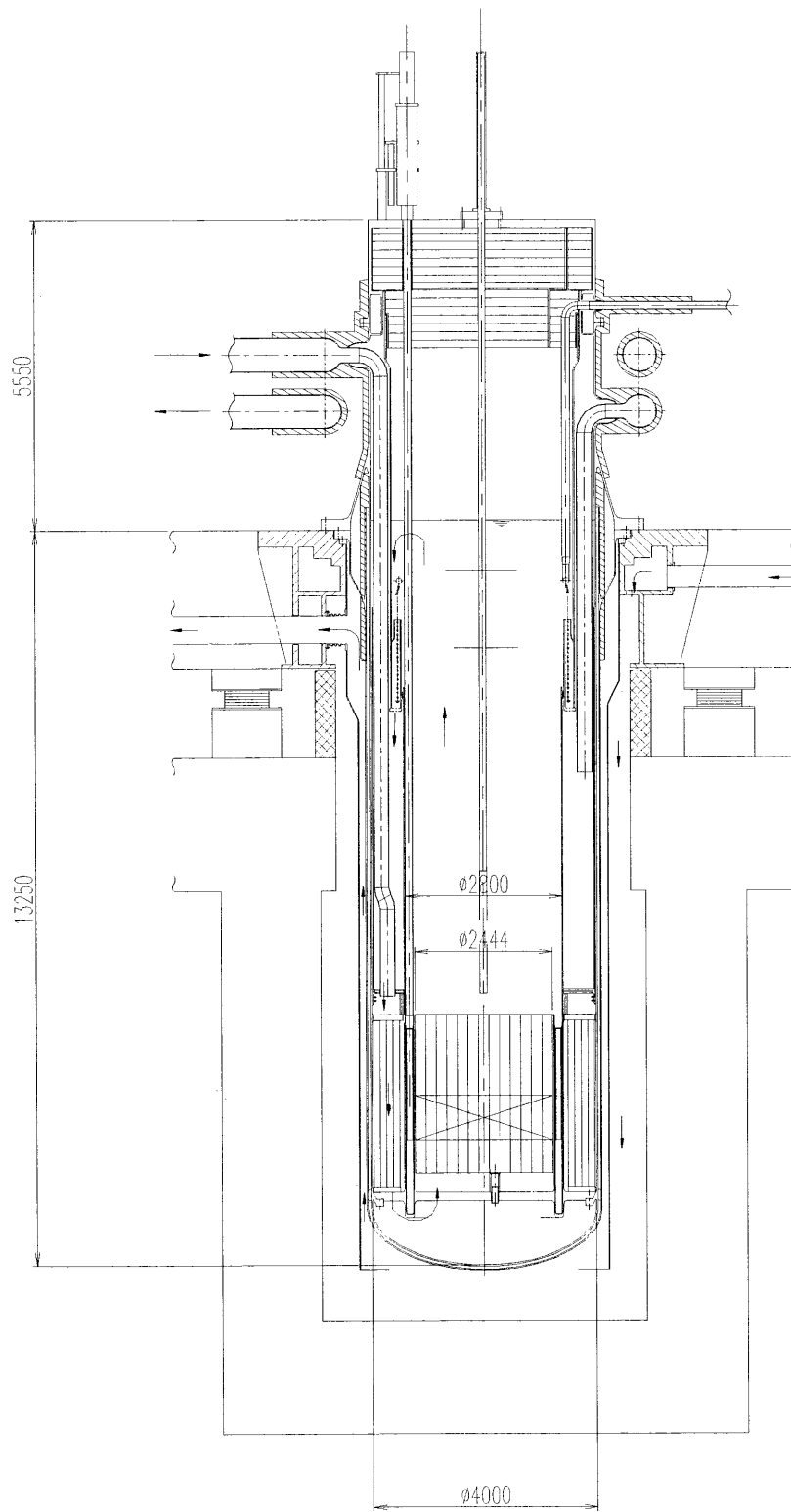


図 4. 4. 1-8 ループ型原子炉構造概念

4.4.2 原子炉停止・制御系

(1) 設備対応方針

ナトリウム冷却小型炉は、従来の中性子吸収制御に加え、中性子漏えいの割合が大きいため、反射体制御が可能であり、多様な反応度制御方策の選択肢を有している。

原子炉停止・制御系はこの特徴を積極的に活用することにより、大型炉では実現し得ない明確な多様性を確保するとともに、長寿命炉心の特徴を活かして、UTOP 時に炉心の固有特性による事象終息を目指す。

上記の方針に基づき、以下のように反応度制御スキームを設定する。

① 起動時の TOP 防護

起動操作前に系統昇温（例えば 350℃）を行い、起動時の不用意な反応度制御系の操作による反応度投入量（例えば 70¢）を限定し、系統昇温前に起動できないシステムを導入する。

② 基本的反応度制御

長寿命炉心であることから、燃焼反応度補償のデマンドが低速であるのに対して、通常の起動・停止のデマンドは通常の原子炉と変わらない。この特徴を踏まえ、反応度制御系の基本動作は、不用意なミスが発生し難い「フィードバックのないシステム（計画制御）」とする。ここで、燃焼反応度補償のデマンドが低速であることを積極的に活用して、TOP を排除し得るシステムとする。

③ 運転余裕、計算誤差等の吸収

上記の計画制御では、燃焼反応度補償のデマンドミスマッチの吸収や負荷追従制御反応度の補償等の運転余裕、計算誤差吸収等が必要となる。よって、これらの計画外の反応度操作を可能なシステムとする。ここでは、計画制御とはならず、TOP の排除は困難であることから、UTOP 投入反応度を炉心の固有特性による事象終息が可能な範囲（例えば 20¢）に制限できるシステムとする。

反応度制御スキームの具体化の一例を表 4.4.2-1 に示す。表中、○は TOP 事象の想定外、●は TOP 事象の想定必要としている。ただし、「運転余裕」について、例えば反射体を 2 分割にすることにより、必要反応度に対する各反射体の投入反応度割合を 50%に緩和しているため、▲の記号を使用した。

上記のように、TOP 反応度との整合を図って、反応度制御システムを冗長化する。一方、中性子吸収棒に核計算誤差の吸収機能を持たせて、冗長化による TOP 反応度の低減を図る。なお、寿命の計算誤差の調整については、炉停止時に行うことにより TOP を排除する。いずれも具体的な設計対応は、安全解析と炉心特性の検討をもとに決定する。

(2) 概念具体化

(i) 反射体基本構成

炉停止・制御系の基本構成として炉心の周囲に設置する稼働型の反射体と炉心中心に1体設置する吸収体を想定している。反応度制御方法は、UTOP時に炉心の固有特性による事象終息が可能であり、従来型制御棒で用いられるようなスクラム加速系の単純化が可能な概念を目指して、反射する中性子を制御する反射体制御とした。この反射体制御方式に係わる以下の3つの要求機能に関して反射体の運用案を摘出した。本炉では反射体を複数に分割し、要求機能ごとに複数の出力補償用反射体、燃焼補償用反射体を設置する。設置案の1例を図4.4.2-1に示す。

- ① 起動・停止（臨界の確保、0出力から定格出力への反応度印加）
- ② 燃焼補償
- ③ 負荷追従

表中の反射体反応度価値、反射体分割数、駆動距離は、運用法を記載するための目安である。設計においては、反射体厚さ及び反射体幅、分割数を適切に設定することにより要求される反応度価値を満足させる。基本的には本炉型は反射体の分割に関しては柔軟性を持っているといえる（ただし、駆動機構設置の制約から分割数には上限が存在する）。

本炉の反射体価値は炉心の検討から全反射体で約3% $\delta\rho$ である。出力補償に必要な反応度は0.3% $\delta\rho$ であり、30%の不確かさを考慮し、ここでは出力補償用反射体の反応度価値を約0.4% $\delta\rho$ とした。燃焼補償用の全反射体価値を残りの2.6% $\delta\rho$ とする（燃焼補償反応度は1.7% $\delta\rho$ であり、運転余裕、不確かさを考慮しても、反射体価値は必要制御反応度より大きい）。反射体数は原子炉構造の簡素化の観点からは少ないほうがよいが、燃焼補償用の反射体数については引き抜き性を考慮し4体(暫定値)とした。また、出力補償用の反射体数は1体の価値を可能な限り低減する観点から4体(暫定値)とした。

(ii) 反射体の運用

(a) 反射体運用案

各要求機能に対する運用方法を下記に示す。

① 起動・停止（臨界の確保、0出力から定格出力までの反応度印加）

- a. ポンプ入熱などで系統温度 350℃まで上昇
- b. 吸収体を引き抜き
- c. 起動・停止用反射体引き上げ（油圧ジャッキ方式）

駆動装置で燃焼補償用反射体（全反射体価値：2.6% $\delta \rho$ 、1体あたり：0.65% $\delta \rho$ ）を引き上げる。従来のS字曲線(図 4.4.2-2 参照)から反射体の反応度価値曲線は線形に対して 1/3 から 3 倍程度まで幅を持っており、炉心下端の反応度価値は相対的に小さいことから、4体の反射体を 30~40cm 程度(0.2% $\delta \rho$)引き上げることとなる。(燃焼中期で再起動する場合は燃焼補償用の反射体頂部は反射体価値曲線において反応度挿入率が大きな個所に相当する。引き上げ量を最も反応度挿入率の低い位置（炉心下部）で設定すれば、燃焼中期でも反射体の停止時待機位置と臨界近接時位置までの駆動距離における反応度差は十分大きな反応度差となる)。

d. 臨界近接

臨界近接用・出力補償用駆動装置で出力補償用反射体を引き上げる。臨界近接として 20 ρ 程度の反応度印加を仮定すると、臨界近接のためには 4 体の出力補償用反射体を 20~60cm 程度引き上げの操作を行う。引き上げは低速(数 mm~数 10mm/min 程度)で実施する。

e. 0出力から定格出力までの出力補償

臨界近接用・出力補償用駆動装置で出力補償用反射体を引き上げる。既存研究では反射体を 1mm/15min で上昇させ、反応度を挿入し、給水流量を制御して、定格出力まで出力を上昇させる方法を採用している。本炉では、出力補償用の反射体を用いて出力上昇させる。出力補償に必要な反応度は燃焼期間によって異なるが、100~50 ρ 程度である。この場合、出力補償用の

反射体を臨界状態待機位置から、全引き上げまで挿入し、全出力状態とする。例えば 0.5mm/min 程度で反射体を上昇させた場合、20 時間～50 時間程度で、定格出力に至る。なお、この場合、出力補償用反射体が全引き上げ状態で、定格出力状態となるため、出力補償用反射体の可動によって正の反応度が挿入されることはない。

f. 停止

起動停止用駆動装置（油圧ジャッキ方式）で燃焼補償用反射体および中性子吸収体駆動装置（保持用電磁石/ボールネジ方式）で中央の吸収体を挿入する。

② 燃焼制御

- a. 燃焼補償用（超微速度駆動方式）駆動機構を用いて一定速度で燃焼補償用反射体を引き上げる。
- b. 定検毎に、出力の変動を小さくするため、燃焼補償用の駆動装置の減速機を交換し、反射体引き抜き速度を変更し、燃焼補償用反応度挿入速度を変更する。
- c. 燃焼制御用の速度は、燃焼反応度が線形に減少すると仮定した場合、平均 0.2 c /日程度の反応度挿入が必要となる。この場合、平均的な 4 体の駆動速度は 0.3mm/日程度となる。燃焼期間によっては、燃焼反応度を補償するため通常の 3 倍程度の駆動速度が必要な場合がある。

③ 負荷追従

負荷追従は、以下のような給水流量制御による方法と出力補償用反射体の駆動による方法が可能であり、今後、プラント概念との整合性等を考慮して設定する。

a. 給水流量制御で実施する場合

負荷指令に対する負荷追従は、原子炉熱出力の炉心入口温度への依存性を利用し、蒸気発生器の熱出力が負荷指令に一致するように、給水流量を抑制することにより、炉心入口温度を変

化させ、原子炉出力を追従させるものとする。

また、部分負荷遮断が生じた場合には、タービンバイパス弁が所定開度以上開となったことにより余剰蒸気の発生したことを検知し、余剰蒸気が所定量以下（タービンバイパス弁所定開度以下）になるまで給水流量を減少させ、炉心入口温度を上昇させることにより、原子炉出力を追従させるものとする。

運用上可能な原子炉熱出力の制御範囲は、以下の条件により制約される。

- ・原子炉出口ナトリウム温度は 550℃以内の運転とする（被覆管最高温度に留意）
- ・蒸気発生器出口蒸気は過熱蒸気となる運転とする。
- ・蒸気発生器の不安定流動が起こらない運転とする。（給水流量は、定格 85%以上を確保する。）
- ・給水流量は、定格 120%を最大とする。
- ・発電機出力は最低でも所内負荷相当(15%)を確保する。

上記の制約上限を考慮すると、原子炉出力の制御範囲は以下となる。

- ・約 85%～110%程度（発電機出力 90-110%程度）
- ・流量変更範囲：85%～120%。

制御範囲の上限は給水ポンプの能力限界から決定される。また制御範囲の下限については蒸気発生器の流動安定性確保のための最低給水流量 85%の条件より決定されている。

b. 反射体の運用で実施する場合

負荷指令に対する負荷追従は、出力補償用反射体の駆動による反応度挿入で行う。負荷指令に一致するように、反射体位置を制御することにより、原子炉出力を追従させるものとする。炉出力を 1%/min で変動させる場合、0.5～0.25 ρ /min 程度の反応度挿入が必要となる。反射体 1 体で運用の場合は、出力補償用反射体の挿入率から、3mm/min（燃焼末期で反射体価値挿入

率大の箇所での運用の場合) ~60mm/min (燃焼初期で反射体価値挿入率小の箇所での運用の場合) となる。4 体で運用する場合の挿入率はこの約 1/4 程度の挿入速度となる。出力 80%と 100%間で変動させる場合には、5~10 ¢ 程度の反応度挿入が必要となる。この負荷追従運用に対しても、反射体を 1 体で運用する場合は、200~400mm 程度下降させる。4 体で運用する場合は 50mm~100mm 程度下降させる。基本的には出力補償用の反射体が全引き上げ状態で 100%出力で運用することとして、出力の低下に対しては、出力補償用の反射体を押し下げることによって負の反応度を挿入する。

(b) 反射体運用の整理

上記の反射体運用を表 4.4.2-2、図 4.4.2-1 にまとめた。

本反射体運用案では、起動時には燃焼補償用の反射体を油圧で引き上げる時に、引き上げ量を機械的に制限することにより、誤引き上げの可能性を排除する。その後の臨界近接及び出力補償時の出力補償用の反射体の引き上げについては、最大引き上げ状態を 100%定格状態とすれば、100%定格状態以上に反応度が挿入されないため、出力補償用の駆動機構が誤って駆動しても反応度挿入がない。

燃焼補償に関しては燃焼補償用の反射体は極めて低速で駆動するため、誤って引き上げられても、出力上昇が緩慢であり、対応が可能である。

また、負荷追従は出力補償用の反射体を駆動するが、出力補償用反射体が全挿入状態で 100%定格出力状態となるように燃焼補償用の反射体を調節するため、出力補償用の駆動装置の誤作動に関しても最大で 100%出力となるに過ぎず、安全上問題はない。

運転余裕、不確かさによって、燃焼補償用の反射体位置が燃焼末期でも上端まで挿入されないことも考えられる。この場合この反射体が誤引抜されると正の反応度挿入となるが、これは、燃焼補償用反射体の駆動速度が遅く問題とならない。

また、出力補償の反応度の不確かさとして 30%見込む場合は、不確かさの反応度は出力補償反応度 $0.3\% \delta \rho$ に対して $0.1\% \delta \rho$ つまり 30 ¢ 程度の

反応度となる。出力補償用反射体を4体で運用する場合、平均では1体30¢程度となる。設計値どおり運用できれば3体で運用することとなる。この場合3体全挿入で、定格出力として、1体は全く駆動させないこととする。これによって定格時に15¢以上反応度は挿入されないこととなる。

3体では十分な出力に至らない場合を考えると、4体目も運用する場合、4体目は半挿入状態で定格出力に至り、4体目が30¢であると、定格時に20数¢の反応度が入る可能性があり、制限を満足できない。このため、4体目は2分割し、1体当たり約15¢として運用する等の対応が必要となる。あるいは、4体の反射体の価値を変えて例えば、50、35、20、15¢とし、最後の調整を15¢の反射体で行うことで15¢制限が可能となると考えられる。

(c) 今後の課題

本運用方式により、原理的には事故時に安全上要求される許容反応度を超える反応度挿入がないが、この運用のため以下の課題を解決する必要がある。

- ① 起動時に起動停止用の駆動装置によって燃焼補償用の反射体が想定位置以上に引き上げられないこと（出力補償用4体、燃焼補償用4体では一体あたり、最小4cmの位置の違いで15¢挿入）
- ② 出力補償用反射体が全挿入位置で出力が100%になるような精度の良い反射体価値の評価と燃焼補償用反射体の臨界近接時待機位置の位置精度を確保できること。
- ③ 出力補償用の反射体の反射体価値が燃焼期間を通じて変化する場合は、燃焼補償用反射体の臨界近接時の初期待機位置を変更するので、燃焼期間を通じた反射体価値の評価を行うこと。

(ii) 反射体構造

前記の運用で示された反射体駆動機構に対する機能要求を踏まえ、実現性及び実用化を見通すために、下記の2種類の反射体駆動機構を組み合わせた概念を検討した。

- ① 燃焼補償用反射体駆動装置：起動停止時、燃焼補償時に燃焼補償用反射体を作動
- ② 出力補償用反射体駆動装置：臨界近接・定格出力までの出力補償時、

負荷追従時に出力制御用反射体を作動

(a) 要求機能の整理

各反射体駆動装置への要求機能と設計対応の考え方を下記のように整理した。想定した概念を図 4.4.2-3 に示す。

① 反射体の常駆動機能（挿入・引抜駆動）

燃焼補償用反射体駆動装置には、臨界近接までの起動及び炉停止を比較的早い速度（数 mm/sec オーダー）で行う駆動系と長寿命炉心の燃焼反応度を補償するための超微速（数 mm/week オーダー）の駆動系が要求される。

一方、出力補償用反射体駆動装置には、臨界近接から定格出力への出力上昇時の出力制御及び負荷追従のため、低速の駆動系が必要となる。なお、運転余裕等を考慮して数 mm/min～数 10mm/min の変速可能な駆動機構とする。

② 安全上の要求

反射体の誤操作の防止に関して、燃料溶融に至らない反射体の運用が取れる駆動機構とする必要があるが、前記の運用及び以下の構造対応を図れば、原理的には事故時に安全上要求される許容反応度を超える反応度挿入がないことになる。

起動時に燃焼補償用反射体が想定位置より上方へ引き上げられないようにするために、起動停止用油圧シリンダの作動をホイスティングロッド長さで限定する。すなわち、臨界近接時の燃焼補償用反射体の引上げは常にホイスティングロッドの機械的な上限位置で固定され、停止誤差も最大±2.65mm 程度(図 4.4.2-4 参照)であり、想定位置に対して 4cm 以上^注（許容反応度挿入量 15¢ の場合）の引上げは生じない。

注) 燃焼補償用反射体 $2.6\% \delta \rho \Rightarrow 1$ 体当たりの反射体価値：

$$0.65\% \delta \rho$$

駆動距離：140cm：平均反射体挿入率は $0.0046\% \delta \rho / \text{cm}$ (1.3¢ /cm)

3 倍の挿入率を想定すると $3.9\text{¢} / \text{cm} \Rightarrow 15\text{¢}$ 挿入で約 4cm

なお、再起動時には、燃焼期間に応じて長さの異なるホイスティングロッドに取り替えた後、起動操作を行うので、上記と同様に燃焼補償用反射体は機械的な上限位置で固定できる。

- ・出力運転中の燃焼補償のために作動させる燃焼補償用反射体は、機械的に超微速一定で徐々に引抜くので、急激な引き抜きは考えられない。
- ・出力補償用反射体の作動に関しても、定格出力時には常に機械的な上限位置（ボールネジの設置範囲の上端）まで引き上げることで、反射体位置が限定される。

③ 停止位置精度

反射体制御を実現するには、燃焼補償ミスマッチ、部分負荷変動等に関する反応度誤差に対して、運転余裕を持った駆動機構であることが必要である。本設計のような反射体駆動装置の作動誤差は僅かであり、「絶対位置精度」（複数の反射体位置の不揃いを意味する）を保守的に想定しても、燃焼補償時で最大約 5.3mm（平均反射体挿入率は $0.0046\% \delta \rho / \text{cm}$ ($1.3 \phi / \text{cm}$)）であり、0.7 ϕ に相当）、出力補償時で約 8.32mm（出力補償用反射体は $0.4\% \delta \rho / 4 \text{ 体} / 140\text{cm} = 0.0007 \delta \rho / \text{cm}$ ($0.2 \phi / \text{cm}$)）であり、0.16 ϕ に相当）（図 4.4.2-4 での単純誤差加算値参照）程度である。従って、いずれの運転状態でも安全上の問題はない。

④ 反射体緊急挿入機能

反応度値が大きい燃焼補償用反射体に関しては緊急挿入に対応した機構が必要であり、起動・炉停止用駆動系に油圧シリンダを用いる場合には油圧回路のスクラムラインに放出弁を設けて、駆動軸に連結された反射体を急速降下させる方法が考えられる。

⑤ 原子炉上部機器としての機能

各反射体駆動装置は、原子炉蓋上に設置され、貫通軸を有することから、カバーガスのシール機能、放射線遮蔽機能が必要となる。

⑥ その他の機能

燃料交換時の駆動軸と駆動機構の着脱機能、長尺駆動軸の作動に対す

るガイドや同調機構等が求められる。

また、反射体は、円筒を縦方向に分割した扇型であり、下側の反射体材と上側のガスプレナムをコーティングした構造である。反射体の分割数は、分割数を少なくすると反射体本体の重心位置が炉心径内に移動して燃料交換がやり難くなること、分割数を多くすると装置の基数が増加し複雑なシステムとなること等を勘案して設定する必要がある。本検討では、燃焼補償用反射体駆動装置及び出力補償用反射体駆動装置を各々 4 基円形状に分割配列した構造とした。

(b) システム構成の検討

本検討では、既存の方式を組み合わせて要求機能・仕様に適合するシステム構成を検討する。

一般に、小さなストロークに対する直線駆動の機構としては、油圧を使用する方法やパワーシリンダを使用する方法が用いられる。また、比較的長いストロークに対する直線駆動の機構としては、ボールネジを使用する方法やワイヤーロープを使用する方法等が考えられるが、後者の場合は反射体の調芯が難しく、万一、スティックした場合に押し込み力が無くなるため安全上の観点から採用し難い。

従って、本概念では、各機構の駆動速度とストロークを考慮し、次の既存のメカニズムを選定した。なお、出力制御用反射体駆動装置には、臨界近接から定格出力への出力上昇時及び負荷追従時に要求される駆動速度が異なるため、変速可能な AC サーボモータを用いた駆動機構とした。

[構成]

○燃焼補償用反射体駆動装置：

- ・起動停止用：油圧シリンダ方式（低速(数 mm/sec オーダー)）
- ・燃焼制御用：ボールネジ方式（超微速(数 mm/week オーダー)）

○出力補償用反射体駆動装置

- ・出力制御及び負荷追従用：ボールネジ+AC サーボモータ方式（低速(数 mm/min～数 10mm/min オーダー)）

(c) 反射体駆動装置の概念

上記の 2 種類の反射体駆動装置の構造を図 4.4.2-5 に示す。

(7) 燃焼補償用反射体駆動装置

本反射体駆動装置は、長尺の反射体駆動軸（外径約 210mm、長さ約 15m）、駆動軸を保持する内側円筒とホイスティングプレート、これら全体をガイドする外側ハウジング等から構成される。起動のための反射体引上げ動作は、原子炉蓋上に設置される油圧シリンダ及びホイスティング

グロッドを使用して、駆動軸に連結されたホイスティングプレートをジャッキアップする。外側ハウジング内面にはガイドが取り付けられており、内側円筒及びホイスティングプレート作動時のガイドとレベル保持を行う。

また、出力運転中に炉心の燃焼補償のため、燃焼補償用反射体を機械的に超微速一定で徐々に引抜く機能を有している。反射体の燃焼制御引抜速度は10年で上限までの引抜きとなるため、これを換算すると0.3mm/day程度となる。電動機でこれを達成するためには、減速比を約1/数千万にする必要があり、本概念では構造がシンプルな多段サイクロ減速機を直結した構造を採用し、この軸にはトルクリミッタを設置してボールネジに伝わるトルクを制限している。ボールネジのナットは反射体駆動軸と結合されており、ナットと円筒フレームの内面に取り付けられている2本のガイドキーで回転運動を直線運動に変換している。

緊急停止する場合には、図4.4.2-6に示す油圧回路のスクラムラインの放出弁を開いて、油圧シリンダの圧力を開放して反射体を急速降下させる。

(イ) 出力補償用反射体駆動装置

本反射体駆動装置は、燃焼補償用反射体と同様な反射体駆動軸、駆動軸を保持する円筒等から構成される。起動及び負荷追従のための反射体引上げ動作は、ACサーボモータを使用して、駆動軸に連結されたボールネジのナットを駆動させて行う。なお、定格出力時には常に機械的上限となるボールネジ設置範囲の上端まで引き上げるため、反射体の誤操作を想定した駆動系の位置拘束機構は設けない簡易な構造としている。

(d) 中性子吸収体駆動機構の概念

ナトリウム冷却小型炉では、起動・停止に際して、炉心中心に設置した中性子吸収体を炉心下端から起動位置までの間で引上げ及び引下げ駆動を行う。構造概念を図4.4.2-7に示す。

この駆動については、既存のCRDと同様な作動原理としており、長尺の駆動軸（外径約280mm、長さ約15m）に連結されたボールネジのナットを駆動させる機構を用いている。緊急停止する場合には、保持用電磁石を消磁して、駆動軸毎中性子吸収体を引き下げる。また、燃料交換時には、本駆動機構が取り付けられている原子炉蓋上中央に燃料交換機を設置するため、中性子吸収体が駆動軸のラッチフィンガから切離される。

表 4. 4. 2-1 反応度制御スキームの具現化の一例

項目	必要反応度	反射体 (1)	反射体 (2)	中性子吸収体
出力補償 1 (200-350℃)	注 2)	○ (系統昇温)	○ (系統昇温)	
出力補償 2 (350-TOP)	注 3)	● (定速)	● (定速)	
燃焼補償	注 2)	○(微速、定速)	○(微速、定速)	
運転余裕 1(ミスマッ チ)	注 3)	▲(1/2 自動)	▲(1/2 自動)	
運転余裕 2 (部分負 荷)	注 4)	▲(1/2 自動)	▲(1/2 自動)	
核計算誤差(臨界近 接)	注 3)			● (起動時のみ 自動)
核計算誤差 (寿命)	注 2)			○ (定検時のみ 定速)
原子炉停止余裕	注 2)	○ (主)	○ (主)	○ (後備)

注 1) ○は TOP 事象想定外、●は想定内。ただし、▲は設計対応により要求条件を緩和

注 2) 炉心設計のみで決定

注 3) UTOP 安全解析の結果を受けて炉心設計とシステム設計で決定

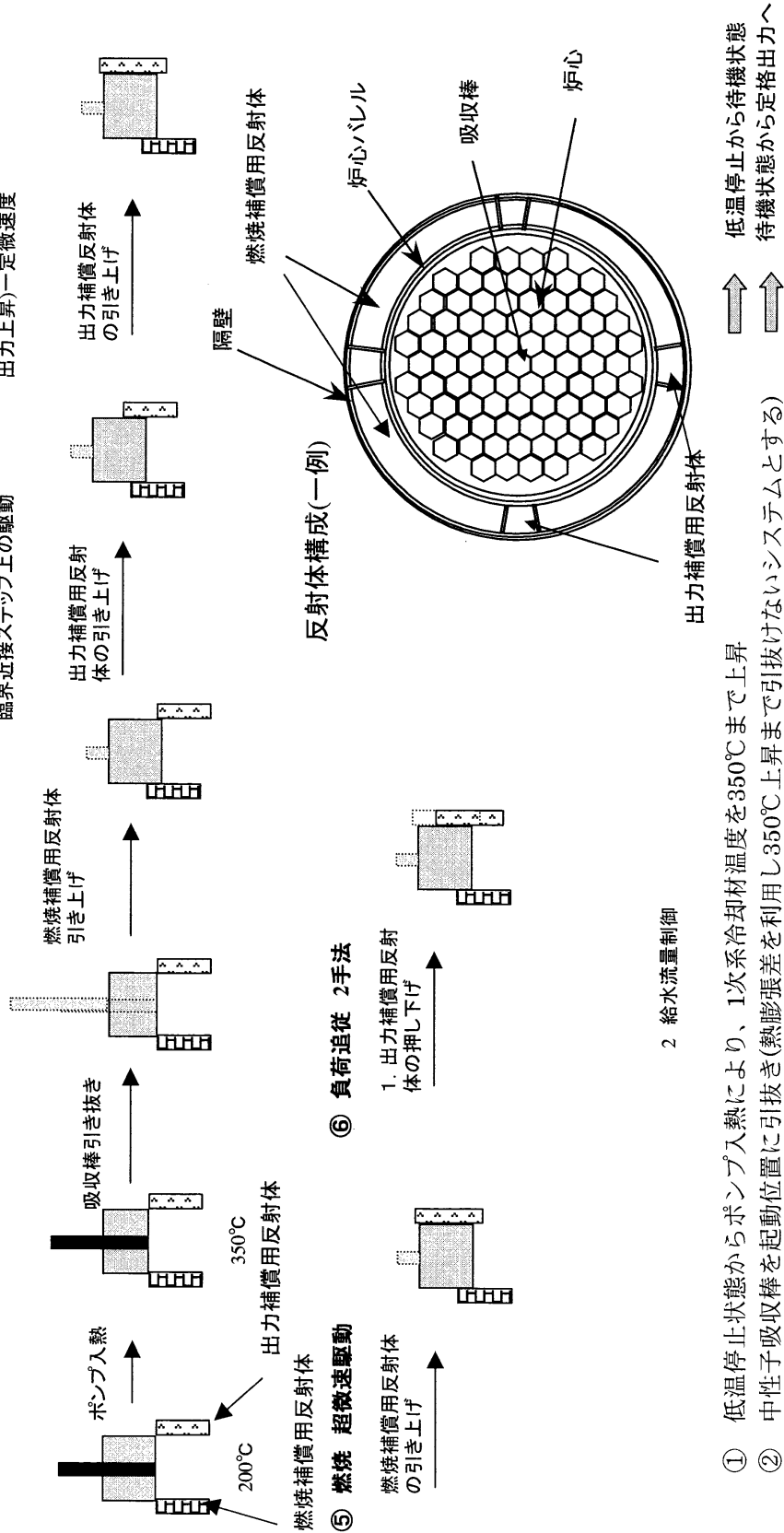
注 4) プラント計画の出力変動幅と、UTOP 安全解析の結果を受けて炉心設計システム設計で決定

表 4.4.2-2 反射体運用

運転状態	起動				燃焼制御	負荷追従
	起動準備		臨界近接	0出力から定格出力		
低温停止 (200℃) から待機 状態 (350℃)	吸気抜き	燃焼補償用反位 燃焼を臨界引き上げ 位置	出力補償用反上 射体の引き上げ	出力補償用反射体 の引き上げ		反射体運用
1次主循環プ 入による熱	機位か頂引 機位炉での引 待らまき抜き	燃焼補償用反位 燃焼を臨界引き上げ 位置	出力補償用反上 射体をス引き上げ	出力補償用反射体 を全挿入で自動 引き上げ	燃焼補償用の引 燃焼射き上げ	出力補償用 の反射体し下 よる押し上げ
引き抜き 速度・引き 抜き量		比較的早い引き 上げ動作	1mm/min程度の 引き上げ	数mm/minの自動運 転引き上げ	超微速引き 上げ	数十mmの押し 下げ
安全要求		不要 (機械的に引き上げ 量を限定)	不要 (反応度挿入 量は出力補償 用の反射体価 値に依存)	不要 (反応度挿入量は 出力補償用の反射 体価値に依存)	不要	不要
その他					定期点検時に 必要に応じて 減速機交換	

反射体の運用

① 低温停止状態から待機状態へ ②~④ 待機状態から定格運転へ(起動)



⑤ 燃焼 超微速駆動

燃焼補償用反射体の引き上げ

1. 出力補償用反射体の押し下げ

2 給水流量制御

- ① 低温停止状態からポンプ入熱により、1次系冷却材温度を350℃まで上昇
- ② 中性子吸収棒を起動位置に引抜き(熱膨張差を利用し350℃上昇まで引抜けないシステムとする)
- ③ 臨界近接(4体の出力補償用反射体を起動位置まで駆動)
- ④ 0出力から定格出力まで反応度を挿入 (自動運転で出力補償用反射体を駆動)し、給水流量で制御
- ⑤ 運転: 燃焼制御は(4体の)燃焼補償用反射体を超微速で上昇駆動
- ⑥ 負荷追従 給水流量により負荷追従あるいは、出力補償用反射体を用いて負荷追従

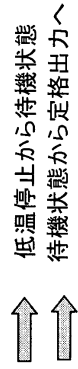


図4.4.2-1 反射体の運用方法

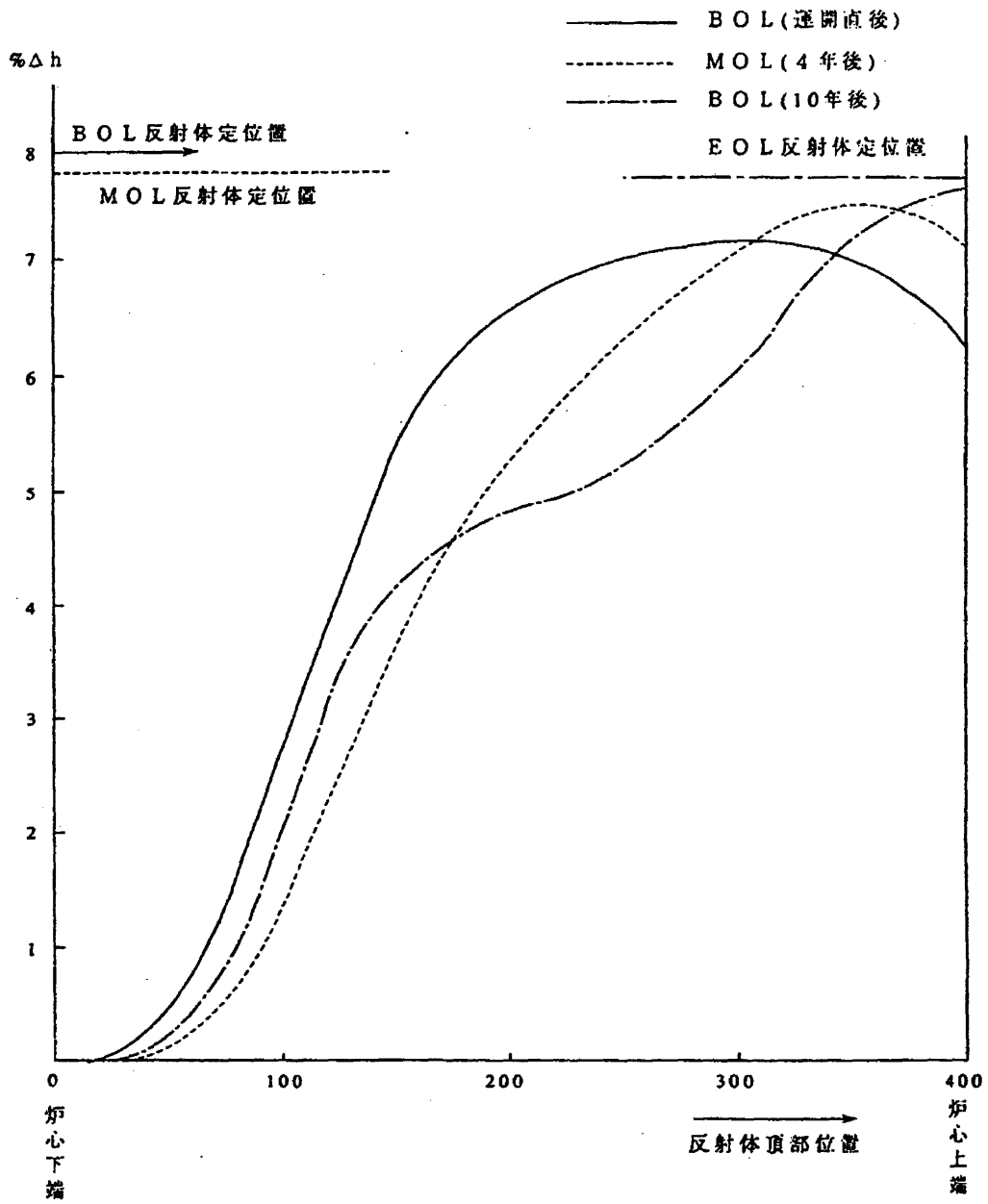
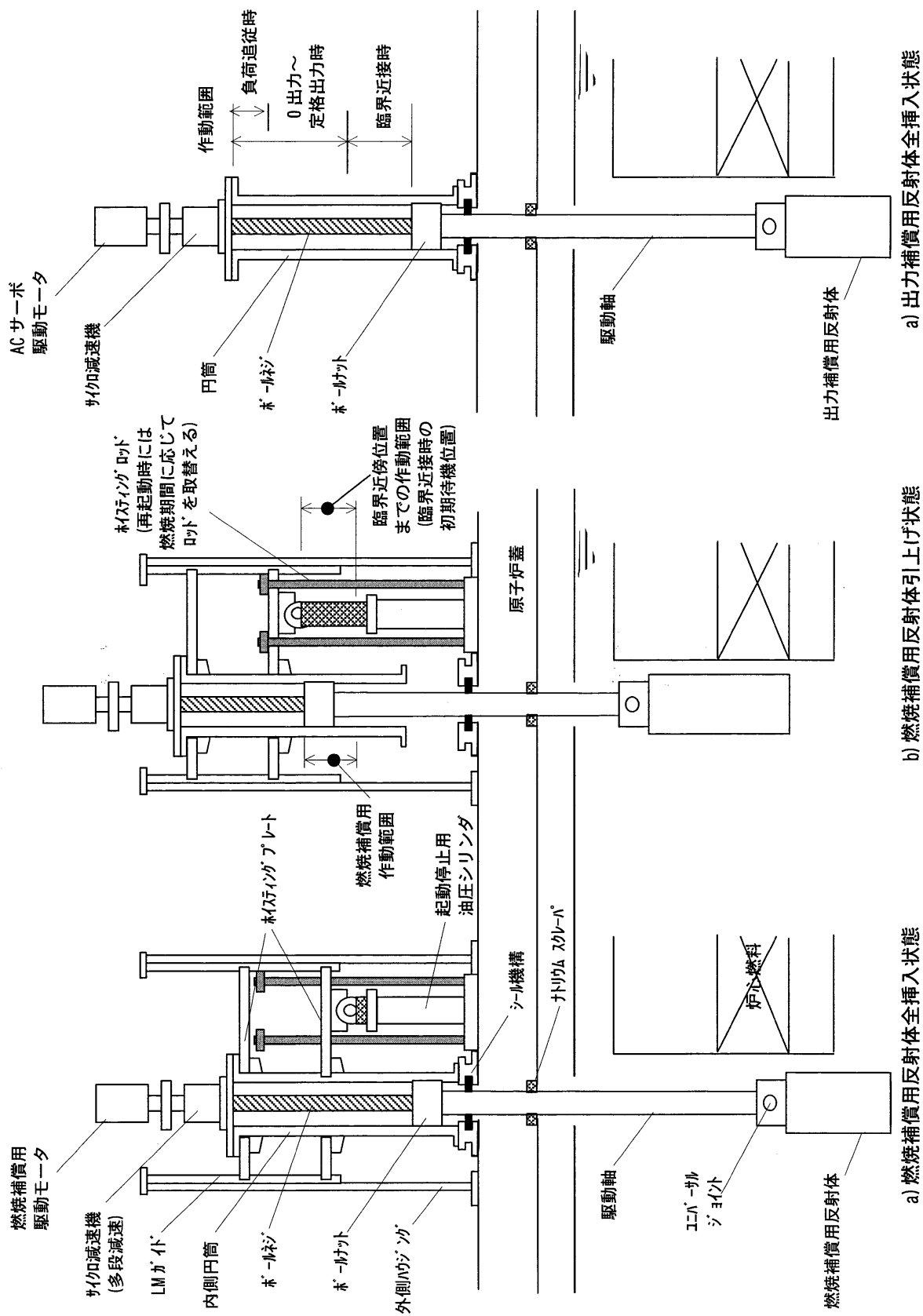


図 4. 4. 2-2 反射体 S 字カーブ (4S)



a) 出力補償用反射体全挿入状態

b) 燃焼補償用反射体引上げ状態

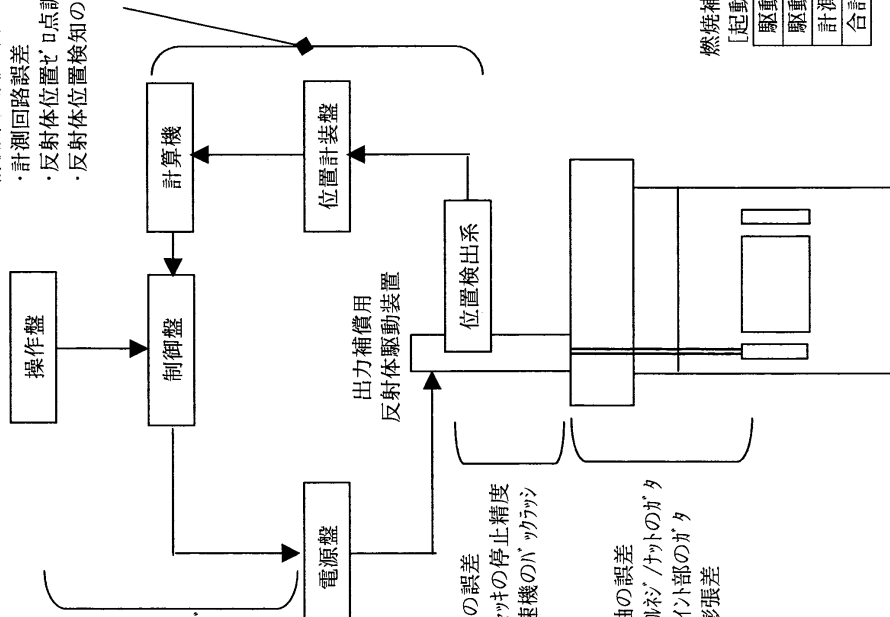
a) 燃焼補償用反射体全挿入状態

図 4. 4. 2-3 反射体駆動装置概念図

駆動系及び制御系に関する誤差の概算

対象部位	項目	想定値	相拠
駆動軸	ボ-ルネジ/ボ-トのガタ	±0.5mm	リード 誤差及びボ-ルネジの軸方向隙間等によるガタ
	ジ-ョイント部のガタ	±0.25mm	ユニ-バ-サルジ-ョイント(φD=120mm 相当)の最大芯振れ0.25mmを引用
	存貯と駆動軸間の温度差により生じる熱膨張差	±0.4mm	炉心頂部近傍の駆動軸ジ-ョイント部付近(1m)の温度差(20℃)で生じる熱膨張差
	起動停止用駆動系	±0.5mm	既存の設計例より想定
燃焼補償用出力補償用駆動系	油圧シ-ャッキの停止精度	~0mm	低ハ-ツクワンの内接式遊星歯車機構と円弧系歯車を組合せた軽量でコパ-トな多段形加減速機構(1段階で1/6~1/119、多段形の場合には数百億分の一という大減速比も容易に製作可能)を用いることにより、高精度の機構が得られる。
	サイクロ減速機ハ-ツクワン	~0mm	既存検討(計測器の精度、リレー回路・コンタクタ等の作動ばらつき等)より想定。なお、燃焼補償用駆動系は、絶対位置検出による制御を行わないため、誤差=0とする。
計測系	計測回路誤差	±2mm	既存検討(計測器の精度、リレー回路・コンタクタ等の作動ばらつき等)より想定。
	反射体位置セ-ロ点調整誤差	±1mm	反射体吊り位置(重量分の荷重が変化した位置)を見つけ、指示計を0mmに設定する時に生じる誤差。
	反射体位置検知の時間遅れ	出力補償用; 0.01mm 出力補償用; 0.01mm	既存研究と同様に、反射体位置データ収集時間間隔(0.6sec)の間に、反射体が移動する距離(出力補償用; 1mm/min * 0.6sec)
	反射体作動停止のタイムラグ	出力補償用; 0.01mm	既存研究と同様に、停止指令後の回路遅れ時間(0.5secを想定)により、反射体が移動する距離(出力補償用; 1mm/min * 0.5sec)

計測系の誤差 (1)
 ・計測回路誤差
 ・反射体位置セ-ロ点調整誤差
 ・反射体位置検知の時間遅れ



計測系の誤差 (2)
 ・反射体作動停止のタイムラグ

各駆動系の誤差
 ・油圧シ-ャッキの停止精度
 ・サイクロ減速機ハ-ツクワン

駆動軸の誤差
 ・ボ-ルネジ/ボ-トのガタ
 ・ジ-ョイント部のガタ
 ・熱膨張差

燃焼補償用反射体の絶対位置誤差

[起動停止時]

駆動軸の誤差	$2 * (0.5 + 0.25 + 0.4) = 2.3 \text{mm}$
駆動系の誤差	$2 * 0.5 = 1.0 \text{mm}$
計測系の誤差	$2 * 1 = 2.0 \text{mm}$
合計	$5.3 \text{mm} (-2.65 \sim +2.65 \text{mm})$

[燃焼補償時]

起動時の残留誤差	$5.3 \text{mm} (-2.65 \sim +2.65 \text{mm})$
駆動系の誤差	~0mm
計測系の誤差	~0mm
合計	$5.3 \text{mm} (-2.65 \sim +2.65 \text{mm})$

出力補償用反射体の絶対位置誤差

駆動軸の誤差	$2 * (0.5 + 0.25 + 0.4) = 2.3 \text{mm}$
駆動系の誤差	~0mm
計測系の誤差	$2 * (2 + 1) + 0.01 + 0.01 = 6.02 \text{mm}$
合計	$8.32 \text{mm} (-4.15 \sim +4.17 \text{mm})$

図 4. 4-2-4 反射体駆動装置の計測制御系と誤差の積み上げ概略図

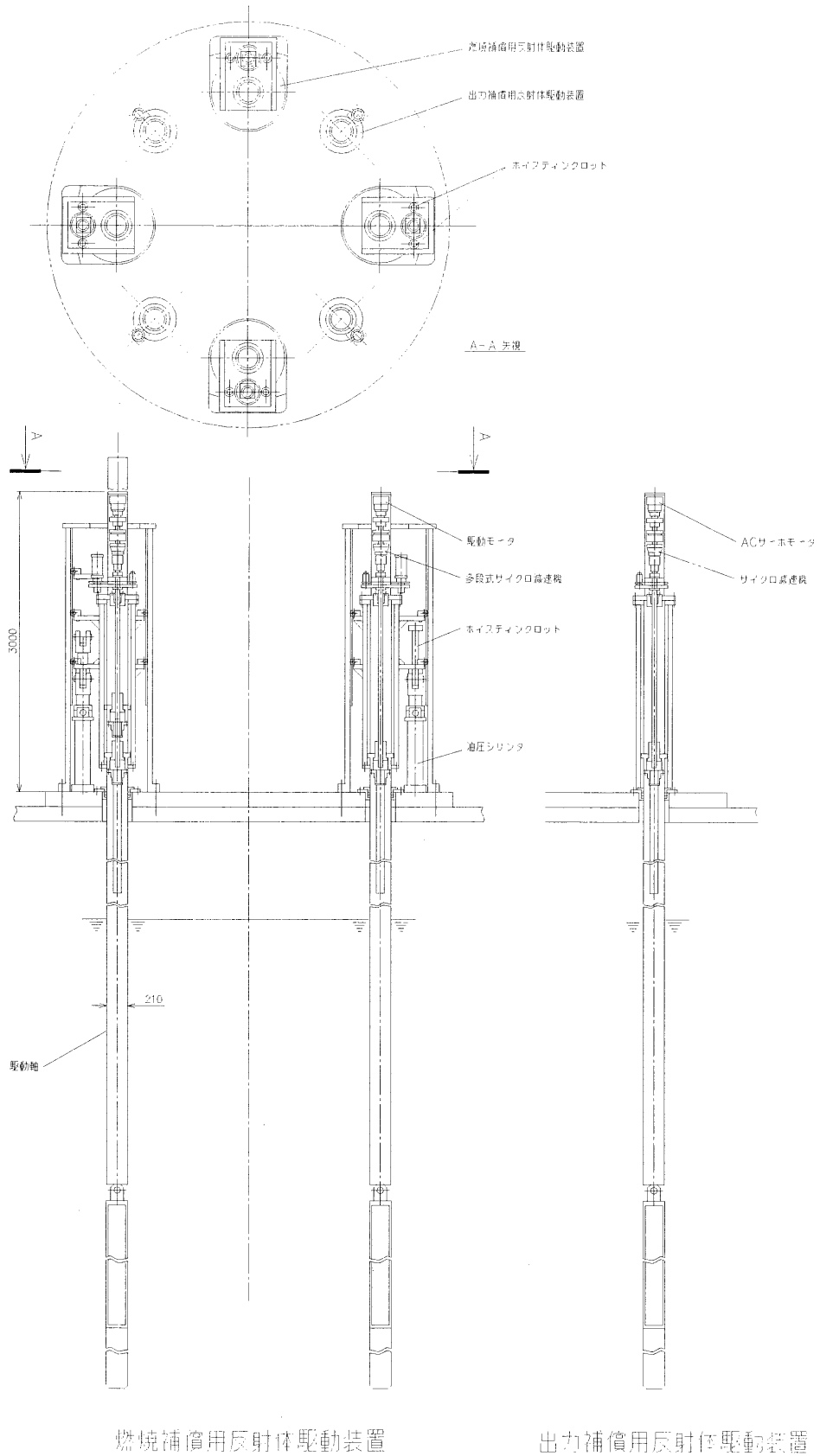


図 4. 4. 2-5 反射体駆動装置構造図

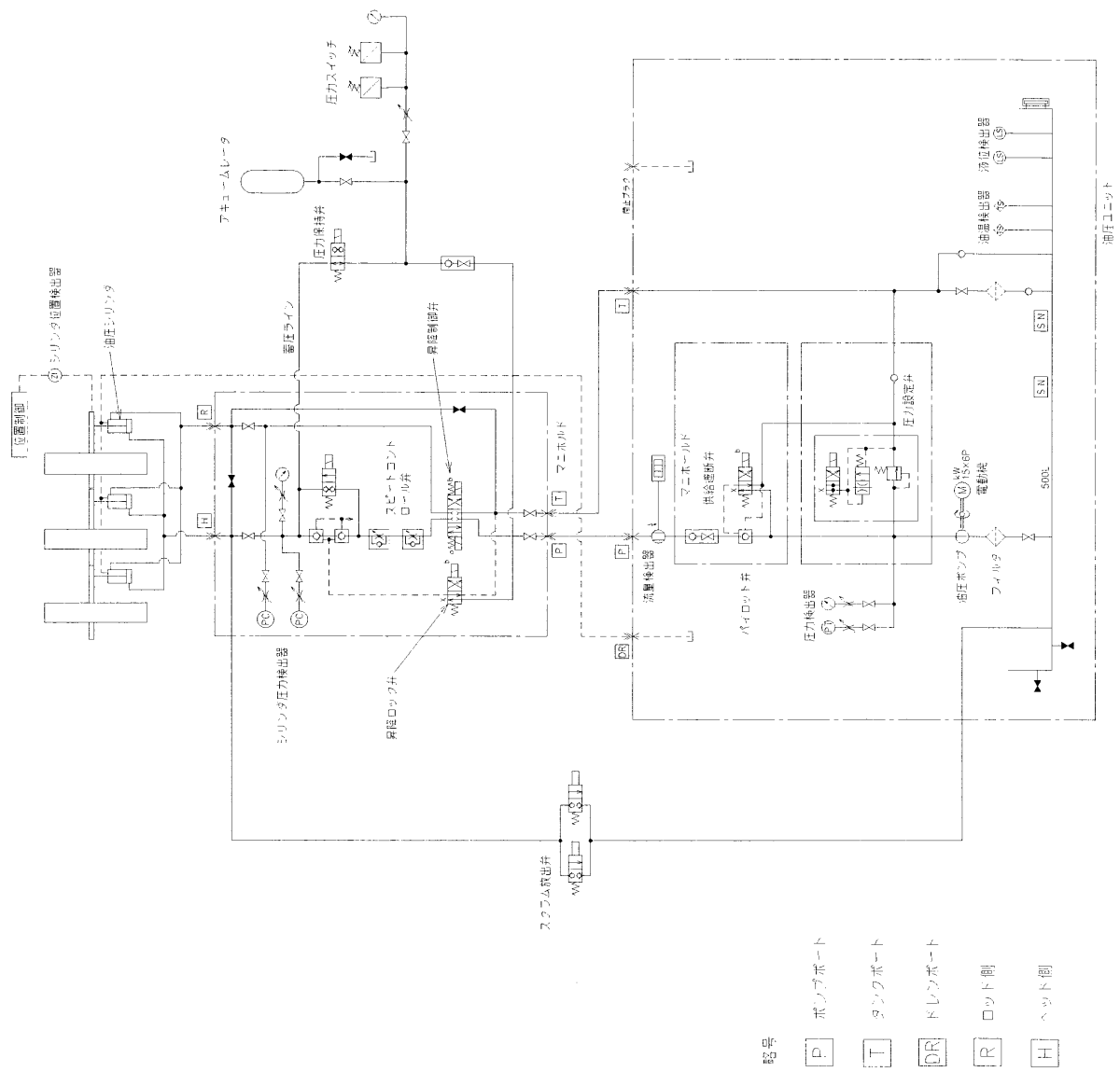


図 4. 4. 2-6 反射体駆動装置油圧ユニット回路図

記号

- P ポンプポート
- T タンクポート
- DR ドレンポート
- R ロッド側
- H ヘッド側

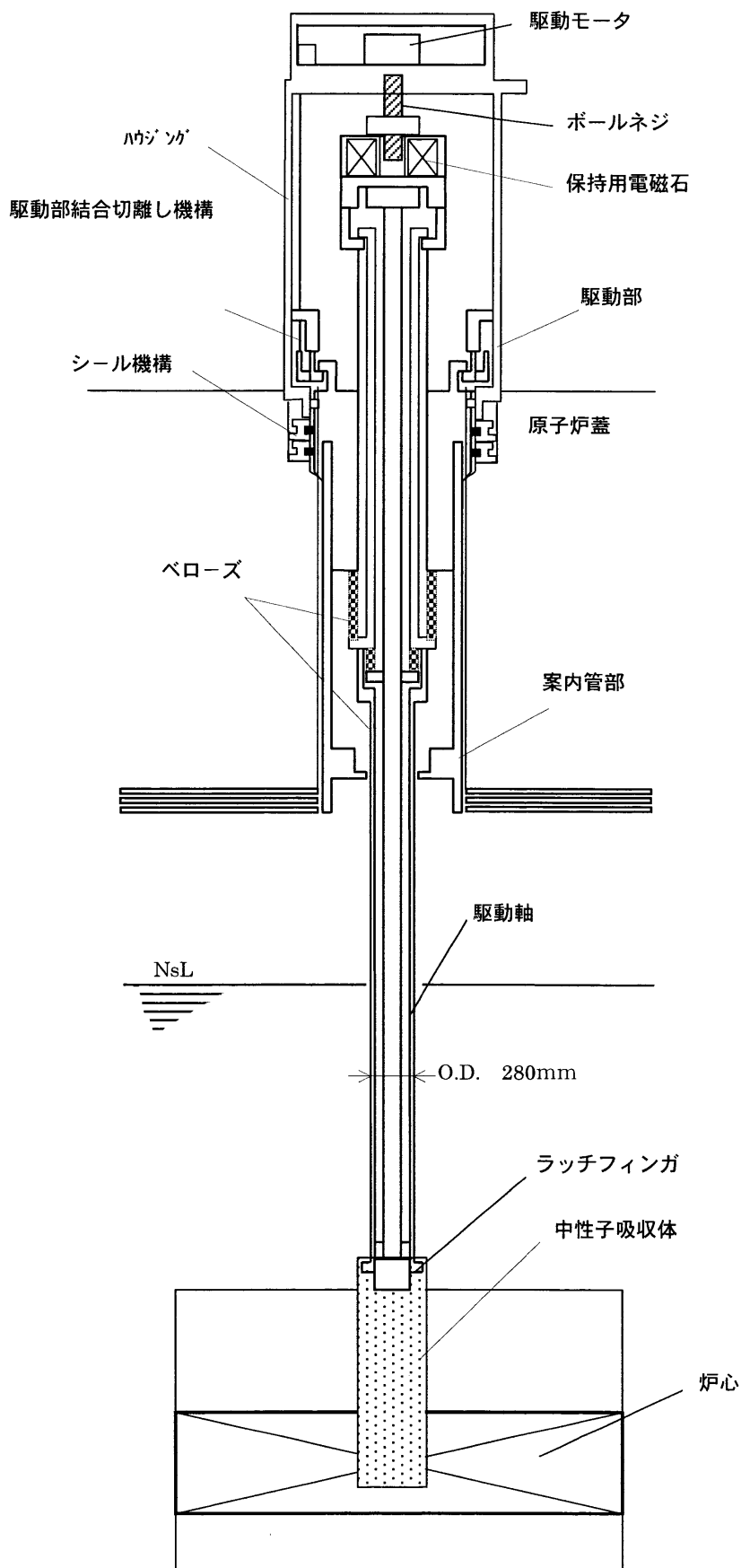


図 4. 4. 2-7 中性子吸収体駆動機構概念図

4.4.3 冷却系の検討

(1) 設備対応方針

原子炉出力の低下に対して、ナトリウム冷却中型炉では、2次ナトリウム系のループ数および蒸気発生器基数の低減によってコスト削減を図っている。これに対しナトリウム冷却小型炉では「ループ数低減」および「機器合体」をねらって、タンク型炉、ループ型炉のいずれも1系統化（接続配管部）するとともに、タンク型炉は原子炉容器内、ループ型炉は別の冷却系容器内に主要な機器を集結する。一方、崩壊熱除去能力を強化するために、可能な範囲で自然循環を取込み、ULOFへの耐性を向上する。

タンク型炉では、小交換熱量の特徴を生かして、環状中間熱交換器の採用など中間熱交換器およびポンプを1基として、炉内空間利用率の向上により、原子炉容器をコンパクト化（炉内冷却系機器は、炉心槽外側上方に設置）した。ループ型炉では1次ナトリウム系のループ数を低減し、小交換熱量の特徴を生かして、炉外設置の冷却系容器内に1次および2次冷却系機器を集約した。また、容器表面積/出力の大きいことを利用して、RVACSを有効利用し、原子炉容器廻りに安全系局限化する。

炉型ごとの冷却系の基本構成を表4.4.3-1、コスト低減の考え方を図4.4.3-1に示す。

(i) タンク型炉

炉心槽の上部側方に、崩壊熱除去系・伝熱コイル（ヘリカルコイル型）、中間熱交換器（直管型）、1次主冷却系ポンプ（電磁ポンプ）の順番に上より設置する。各系統・機器は、原子炉容器径にインパクトを与えないように設計するが、主要な留意事項は、以下のとおりである。

- ① 原子炉容器内の自然循環性能を考慮して、必要な系統・機器の圧力損失、伝熱中心差（炉心－中間熱交換器、炉心－PRACS伝熱管）を確保する。
- ② 中間熱交換器は、環状型熱交換器の採用（管内1次）を基本として、炉上部プレナムの1次ナトリウムは、必ず中間熱交換器の管内をとおし、炉心下部へ流れる。ただし、交換熱量などに対し、原子炉容器径が大きいケースでは、環状型熱交換器を採用する必要はない。
- ③ 1次主循環ポンプ（電磁ポンプ）は、中間熱交換器下方のコールドレグに設置し、中間熱交換器、崩壊熱除去系・伝熱管コイル部を通過して上方に電源ケーブルを取出せる構造とする。^{注1)}
- ④ 必要に応じて、中間熱交換器・伝熱管検査を実施できるように対応する。

また、原子炉容器外に蒸気発生器（ヘリカルコイル型^{注2)}）を設置し、1系

統の2次ナトリウム系配管により原子炉容器と接続する。蒸気発生器は、ナトリウム-水反応事故のポテンシャル低減をねらって、二重伝熱管を採用する。

注 1) 電磁ポンプ本体は静的機器であるため、引抜きを想定せず、中間熱交換器下方に設置した。

注 2) 伝熱面積の小さい直管型蒸気発生器の採用も想定されるが、建屋配置へのインパクト、2次主循環ポンプとの合体の可能性、伝熱管溶接性（高信頼性の突合わせ溶接の使用、溶接箇所の低減）、厚肉伝熱管の採用による耐ウェステージ性の向上などを考慮して、ヘリカルコイル型を設定した。

(ii) ループ型炉

原子炉容器には、崩壊熱除去系・伝熱コイル（ヘリカルコイル型）のみ設置し、中間熱交換器（直管型）、1次主冷却系ポンプ（電磁ポンプ）、蒸気発生器（ヘリカルコイル型）は、別途設置する冷却系容器内に収納する。各系統・機器を設計する上での留意事項は、以下のとおりである。

- ① 原子炉容器の炉心槽上部側方に、崩壊熱除去系・伝熱管コイルのみ設置し^{注1)}、原子炉容器内を簡素化する。1次主循環ポンプの設置位置として、原子炉容器、または、冷却系容器が考えられる。複数のポンプ設置により冷却配管構成が複雑となるが、原子炉容器内を簡素化するために、冷却系容器内への設置を基本^{注2)}とする。また、高所へのポンプ設置に伴い、カバーガス高圧化に留意する。
- ② 図 4.4.1-2 には、平成 12 年度成果[1]に基づく冷却流路を示したが、冷却系容器内に大部分の冷却系機器を設置したにもかかわらず、事故時の冷却流路確保の観点より、原子炉構造が複雑化している。よって、設計対応が可能な範囲で、原子炉容器内の冷却流路の簡素化方策を検討する。
- ③ 冷却系容器は 1 系統の 1 次ナトリウム配管により原子炉容器と接続する。冷却系容器の中央下方に中間熱交換器（管内 1 次）、側部上方に蒸気発生器を設置する。1 次ナトリウム配管は、冷却系容器・ナトリウムバウンダリ部での貫通を回避して、冷却系容器上方からのアクセスを基本とする。
- ④ 蒸気発生器は、タンク型炉と同様に、ナトリウム-水反応事故のポテンシャル低減をねらって、二重伝熱管を採用する。
- ⑤ 冷却系容器のコンパクト化をねらって、2 次ナトリウムは、電磁ポンプにより冷却系容器内を強制循環する。電磁ポンプは、冷却系容器内のコールドレグに設置し、タンク型炉と同様に、上方に電源ケ

ープルを取出せる構造とする。

- ⑥ 必要に応じて、中間熱交換器・伝熱管検査が実施できるように対応する。

注 1) 冷却容器内への崩壊熱除去系・伝熱管コイルの設置は、主冷却系の 1 ループ化に関連して、安全上の課題が多い。

注 2) 平成 12 年度の検討では、原子炉容器内、または、外への 1 次主循環ポンプの設置を想定しているが、設置場所の結論に到達していない。

(2) 概念具体化

(i) タンク型炉

(a) 基本構成

タンク型炉の冷却系は、「ループ数低減」および「機器合体」を考慮し、1 ループ構成とするとともに、原子炉容器内に、PRACS 熱交換器、中間熱交換器および 1 次主循環電磁ポンプを直列合体して設置する構成とした。蒸気発生器は、ナトリウム-水反応に対する耐性向上を考慮して二重管を採用した。また、ナトリウム漏えい時の影響緩和を考慮して、ナトリウムバウンダリを全て二重化するとともに、2 次主循環電磁ポンプと一体化し、配置上のコンパクト性を狙う構成とした。

図 4.4.3-2 に、冷却系全体構成を示す。以下に、冷却系の各設備の概要を記す。

(b) 中間熱交換器

中間熱交換器は、縦置きシェルアンドチューブ直管型として計画した。また、PRACS の熱交換器および 1 次主循環電磁ポンプと一体化し、原子炉容器と別に支持することにより、万一の際にはこれらを一括として引抜ける構造とした。1 次主循環電磁ポンプ、PRACS の熱交換器と合わせ構造概念を図 4.4.3-3 に示す。主要目を表 4.4.3-2 に示す。

中間熱交換器は 1 基構成としており、ナトリウム流動の対称性、原子炉容器径の増大防止等の観点から、環状構造とした。なお、2 次系配管との接続ノズルは出入口それぞれ 1 箇所であるが、ノズル接続部には全周にわたるプレナムを設置し、かつ、環状の 2 次側流路を設け、中間熱交換器伝熱管束部の絞り効果も期待されるため、特に整流構造等は設けない計画である。

中間熱交換器伝熱管の材質は、伝熱面積の削減を考慮し高 Cr フェライト系鋼を用い、伝熱管肉厚は 1mm (公差は+0.2mm-0.0mm) とした。伝熱面積削減の観点より伝熱管は薄い方が望ましいが、更に肉厚を減少させた場合には、管・管板溶接部の施工不良が増加するとの知見を踏まえた。

中間熱交換器は、交換熱量 375MWt の条件でサイジングを行っており、その外径は、原子炉容器径の増大防止の観点から、平成 12 年度の中間熱交換器設計と管束部の設計スペース[1]とした。この結果、伝熱管長さが増加し (2.16m→4.2m)、1 次側の圧力損失は 0.17kg/cm^2 と上昇したが、安全性評価の結果、問題の無い範囲となっている。

(c) 1 次主循環電磁ポンプ

1 次主循環電磁ポンプは、中間熱交換器の下部にシングルステータの ALIP を 2 基直列に配置する計画とした。2 次主循環電磁ポンプと合わせて主要目を表 4.4.3-3 に示す。各電磁ポンプは電源系についても独立に構成することとし、仮に 1 基の故障が生じた際にも 1 基分のポンプ能力は確保できるようにした。なお、電磁ポンプをダブルステータとし、内側、外側それぞれのステータの電源を独立とするオプションも考えられるが、2 基直列の方が 1 基故障時の流量確保上有利と考えられるため、原子炉容器外に取出す計画としている。

1 次主循環電磁ポンプの形状は、原子炉容器径の増大を抑え、かつ中間熱交換器との整合も考慮して環状として計画した。なお、電磁ポンプの電源ケーブル等は中間熱交換器の外周に沿って延長させ、外部に取出す。

(d) 蒸気発生器

蒸気発生器は、組網線入りの二重管を用いたヘリカルコイル型とし、2 次主循環電磁ポンプと一体化してプラントシステムの簡素化を図った。また、ナトリウム漏えい時の影響を緩和するために、ナトリウムバウンダリは全て二重化する構造とした。構造概念を図 4.4.3-4、主要目を表 4.4.3-4 に示す。

蒸気発生器は、交換熱量 375MWt、 453°C 、 107atg の蒸気条件で伝熱管束部のサイジングを実施した。伝熱管の肉厚は内、外管リークを運転状態Ⅲと位置付けることとし、外管 1.4mm、内管 1.2mm とした。内訳は以下のとおりである。

① 外管(1.4mm)

a. 内圧に対する必要厚さ	: 0.76mm
b. 腐食代	: 0.12mm
c. 曲げ加工代	: 0.17mm
d. 余裕	: 0.35mm (摩耗代を含む)

② 内管(1.2mm)

a. 内圧に対する必要厚さ	: 0.66mm
b. 腐食代	: 0.27mm
c. 曲げ加工代	: 0.17mm
d. 余裕	: 0.1mm (洗浄代を含む)

ナトリウムバウンダリを全て二重化することに関連して、水・蒸気系のノズルは、蒸気発生器上部に出入口を設置し、伝熱管にダウンコマ部を設ける構造とした。同様に2次ナトリウムの充填・ドレンは蒸気発生器上部より行うこととし、ノズルを上部に設置し、蒸気発生器下部鏡板部まで延長管を設置した。

2次主循環電磁ポンプは、メンテナンス性を考慮し、本体上部に設置し引抜きを容易とする構成とした。このため、伝熱管東部中央に内筒を形成させ、伝熱管東部を流出したナトリウムは内筒内部を上昇し電磁ポンプに導く構造とした。

ナトリウム入口は、管束内の偏流を防止するため、内部にリングヘッダを設け、ラダーで分けられた伝熱管束部の各セクターに分配・流入させる構成とした。

放出系のノズルについては、二重管を採用するものの、ナトリウム-水反応を設計上考慮する方針とし、蒸気発生器本体の上部鏡板部に設けるものとした。

(iii) ループ型炉

(a) 基本構成

ループ型炉の冷却系は、タンク型炉と同様に1ループとして構成するが、原子炉容器内にはPRACSの熱交換器のみを設置し、中間熱交換器、1次主循環電磁ポンプ、蒸気発生器および2次主循環電磁ポンプは炉外の一体化した冷却系容器内に設置する構成とした。なお、この中間熱交換器、蒸気発生器等の一体化機器は、格納容器内に設置する。

ループ型炉の冷却系系統構成を図4.4.3-5に示す。

(b) 中間熱交換器-蒸気発生器一体化機器の検討方針

平成12年度の中間熱交換器-蒸気発生器一体化機器の検討では、中間媒体として鉛ビスマスを用いたが、中間熱交換器の伝熱管漏えい時等でナトリウムが混合した場合には、金属間化合物が生成する可能性があり、鉛ビスマスの1次系への混入対策が大きな課題の1つであった。この対策として、ナトリウムノズルを上部設置とし、管板位置の工夫などにより、伝熱管漏えい時にも多量に鉛ビスマスが1次系に移行しない案とした。しかし熱伝達性能の低下に伴う中間熱交換器伝熱管東部体積の増加および鉛ビスマス系の設置による物量増加が課題となった。

そこで、本年度は一体化機器内の中間媒体としてナトリウムを使用する。

ナトリウムを中間媒体とした場合には、補助ナトリウム系はPRACSと共用化でき、伝熱性能の向上が可能であるが、伝熱管破損時のナトリウム-水反応対策として2重管の蒸気発生器を採用した。万一のナトリウム-水反応を

想定した場合、蒸気発生器が格納容器内設置であることから、反応生成物の放出先が課題となる。従来のナトリウム-水反応を考慮した場合の2次系削除システムの検討では、格納容器内にサイクロンセパレータを設置し、水素ガスについては格納容器内、もしくは水素ガス収納容器を設けてその容器に放出する等の案が検討されており、基本的に格納容器内で処置する考えである。一方、サイクロンセパレータで分離された反応生成物は、ダンプタンクを貯留容器として共用し、ダンプタンク内に保持する。これらの格納容器内の放出系システムをどの程度考慮するかについては、二重伝熱管の採用により発生確率が低下することも踏まえ設定する必要があると考えられるが、ここでは、当面、放出系ノズルを一体化機器に設置し、格納容器内に放出する計画とする。

格納バウンダリについて、主蒸気配管および主給水配管廻りの構成の検討が必要である。従来の2次系削除システムでは、主蒸気配管等の漏えいを考慮した際の格納容器設計圧力の上昇を排除するため、主蒸気管等の周囲に設置する外管、水室等のプレナム壁および主蒸気管等を格納バウンダリとする案が検討されているが、除熱量が小さいことを生かして、格納バウンダリ内に蒸気発生器を設置するとともに主蒸気配管および主給水配管を分離引き回しにより、その1本が破断しても格納容器の耐圧性が確保できるようにする案も考えられる。図4.4.3-5では、この考え方に基づく構成としているが、ループ型炉の具体化を進めていく場合には、比較・評価を行う必要がある。

平成12年度の小型炉の検討[1]では、RVACS除熱容量の観点から、1次主循環電磁ポンプを中間熱交換器-蒸気発生器一体化機器側としても原子炉容器高さの削減には効果が小さく、両案併記としていたが、今回は原子炉容器内の簡素化に着目し、1次主循環電磁ポンプの設置位置を中間熱交換器-蒸気発生器一体化機器側とする。

中間熱交換器-蒸気発生器一体化機器のバウンダリに接するナトリウムは、殆どが2次ナトリウムで、1次ナトリウムの出入口部に1次ナトリウム接液部が存在する形態となる。しかしながら、2次ナトリウム漏えいであっても、格納容器およびこれの内部に設置されるPRACS等の機能に影響する可能性が考えられる。このため、中間熱交換器-蒸気発生器一体化機器のナトリウムバウンダリは二重構造とする。

この二重構造化に関連して、中間熱交換器-蒸気発生器一体化機器に設置するノズルは基本的に上部設置とし、蒸気発生器伝熱管はダウンカマを設けた型式とする。

電磁ポンプは原則としてコールドレグ設置とし、メンテナンスのための引抜きを考慮する。

(c) 中間熱交換器・蒸気発生器一体化機器の構造

中間熱交換器・蒸気発生器一体化機器の構造概念を図 4.4.3-6 に示す。また、中間熱交換器の主要目、蒸気発生器の主要目、1次および2次主循環電磁ポンプの主要目を表 4.4.3-5～表 4.4.3-7 に示す。

中間熱交換器は縦置きシェルアンドチューブ直管型として容器中央下部に設置し、その周囲にヘリカルコイル二重管の蒸気発生器伝熱管を配置する基本構成とした。1次主循環電磁ポンプは中央に上昇管を形成し、その上端に設置する。2次主循環電磁ポンプは、コールドレグ設置としたこともあり、蒸気発生器伝熱管下部に設置する。また、ガードベッセルを設置するため、水・蒸気ノズル、放出系ノズル、充填・ドレンノズルとも上部に設ける構造とした。万一の場合のメンテナンス対応として、1次主循環電磁ポンプは配管切断後単独で引抜ける構造としたが、2次主循環電磁ポンプについては、蒸気発生器伝熱管の下部に設置したことにより、中間熱交換器管束を引抜いた後に、蒸気発生器伝熱管束部とともに本体胴を切断して引抜く構造となっている。

中間熱交換器の伝熱管仕様はタンク型炉と同じとしているが、1次系の自然循環力確保を考慮して中間熱交換器の管束部圧力損失は平成12年度と同様に 0.1kg/cm^2 に抑えるため、タンク型炉に比較して伝熱管本数および伝熱面積が若干増加した。また、蒸気発生器の伝熱管径等もタンク型炉と同じであるが、主に伝熱管配置条件（本数）の相違によりタンク型炉と伝熱面積が異なる。なお、自然循環力確保を考慮して34Bの1次主配管を採用した。

また、電磁ポンプについては、タンク型炉と同様に1次主循環電磁ポンプをシングルステータALIPの直列2基設置、2次主循環電磁ポンプをダブルステータとした。

表4.4.3-1 ナトリウム冷却小型炉の冷却系基本構成(案)

項目		タンク型炉	ループ型炉
系統数		1系統	同左
冷却方式		自然循環、又は、準強制循環	準強制循環
基本構成	原子炉容器内	中間熱交換器 ¹⁾	崩壊熱除去系・伝熱コイル
		一次主循環ポンプ	
	崩壊熱除去系・伝熱コイル ²⁾		
	原子炉容器外	蒸気発生器	
二次主循環ポンプ		一次主循環ポンプ	
		蒸気発生器	
		二次主循環ポンプ	
		(いずれも冷却系容器内に設置) ³⁾	
各機器仕様	中間熱交換器	環状・直管型(管内一次) ⁴⁾	直管型(管内一次)
	蒸気発生器	ヘリカルコイル・二重管型	同左
	一次主循環ポンプ	電磁ポンプ(直列設置で2基)	同左
	二次主循環ポンプ	電磁ポンプ	同左
	崩壊熱除去系・伝熱コイル ²⁾	ヘリカルコイル	同左 ⁵⁾

注1) 自然循環性能の確保の観点より、炉心-中間熱交換器の伝熱中心差に留意する必要あり

注2) いずれの炉型も、原子炉容器内にPRACS伝熱管を設置

注3) ループ型炉では、炉外の冷却系容器の中央下方に中間熱交換器、側部上方に蒸気発生器を設置し、内部設置の電磁ポンプにより二次Naを強制循環

注4) 炉心槽の上方周辺に環状・均一に伝熱管を設置

注5) 炉心槽外に、燃料移送通路を確保するために、ヘリカルコイルでなく、一部の方向に伝熱管を設置しない(例えば、サーペンタイン方式)を選定することもあり得る

表 4.4.3-2 ナトリウム冷却小型炉（タンク型）中間熱交換器主要目

型 式	縦置シェルアンドチューブ直管型	
1次側流路	管 内	
基 数	1 基	
交換熱量	375 MWt	
伝熱面積	1050 m ²	
伝 熱 管	外 径	21.7 mm
	肉 厚	1.0 mm
	伝熱管長	4.9 m
	本 数	3282 本
	配列パターン	正三角形配列
	配列ピッチ/径	1.26
定格流量	1次側	6.84×10 ⁶ kg/h
	2次側	6.38×10 ⁶ kg/h
定格温度	1次側入口	510 °C
	1次側出口	355 °C
	2次側入口	310 °C
	2次側出口	475 °C
圧力損失	1次側	0.17 kg/cm ²
材 質	高Crフェライト鋼	
主要寸法	内部シュラウド外径	3000 mm
	外部シュラウド内径	3490 mm

表 4. 4. 3-3 ナトリウム冷却小型炉（タンク型） 1 次／2 次電磁ポンプ主要目

項 目	単 位	1 次系電磁ポンプ	2 次系電磁ポンプ
台 数	基	2	1
型 式	—	S/ALIP	D/ALIP
流 体	—	Na	Na
流 量	m ³ /min	132	123
揚 程	MPa	0.082/基	0.153
電源容量	kVA	1880	1640
電 力	kW	845	738
ポール数	—	6	12
コイル数	—	36	72
ステータ長	m	1.6	3.2
ケーシング外径	m	3.8	1.33

表 4.4.3-4 ナトリウム冷却小型炉（タンク型）蒸気発生器主要目

型 式	電磁ポンプ内蔵型ヘリカルコイル2重管蒸気発生器	
交換熱量	MWt	3 7 5
ナトリウム入口温度	℃	4 7 5
ナトリウム出口温度	℃	3 1 0
蒸気出口温度	℃	4 5 3
蒸気出口圧力	atg	1 0 7
給水入口温度	℃	2 1 0
ナトリウム流量	t/h	6 3 8 0
給水流量	t/h	5 7 5
伝熱管材質	—	高 Cr フェライト鋼
伝熱管径／肉厚	mm	25.4／1.4、21.8／1.2 0.4mm wire mesh
ピッチ（径／軸）	mm	4 0／4 0
伝熱管本数	—	4 7 5
内部シュラウド外径	mm	1 2 4 0
外部シュラウド内径	mm	2 7 6 0
有効伝熱面積	m ²	1 9 8 5
有効伝熱高さ	m	8. 2 3

表 4.4.3-5 ナトリウム冷却小型炉（ループ型）中間熱交換器主要目

型 式	縦置シェルアンドチューブ直管型	
1次側流路	管 内	
基 数	1 基	
交換熱量	375 MWt	
伝熱面積	1080 m ²	
伝 熱 管	外 径	21.7 mm
	肉 厚	1.0 mm
	伝熱管長	4.2 m
	本 数	3942 本
	配列パターン	正三角形配列
	配列ピッチ/径	1.26
定格流量	1次側	6.84 × 10 ⁶ kg/h
	2次側	6.38 × 10 ⁶ kg/h
定格温度	1次側入口	510 °C
	1次側出口	355 °C
	2次側入口	310 °C
	2次側出口	475 °C
材 質	高Crフェライト鋼	
主要寸法	内部シュラウド外径	965 mm
	外部シュラウド内径	2100 mm

表 4. 4. 3-6 ナトリウム冷却小型炉（ループ型）蒸気発生器主要目

型 式	ヘリカルコイル2重管蒸気発生器	
交換熱量	MWt	3 7 5
ナトリウム入口温度	℃	4 7 5
ナトリウム出口温度	℃	3 1 0
蒸気出口温度	℃	4 5 3
蒸気出口圧力	atg	1 0 7
給水入口温度	℃	2 1 0
ナトリウム流量	t/h	6 3 8 0
給水流量	t/h	5 7 5
伝熱管材質	—	高 Cr フェライト鋼
伝熱管径／肉厚	mm	25.4／1.4、21.8／1.2 0.4mm wire mesh
ピッチ（径／軸）	mm	4 0／4 0
伝熱管本数	—	4 5 0
内部シュラウド外径	mm	2 5 2 0
外部シュラウド内径	mm	3 4 8 0
有効伝熱面積	m ²	1 9 9 0
有効伝熱高さ	m	8. 7

表 4.4.3-7 ナトリウム冷却小型炉（ループ型）1次/2次電磁ポンプ主要目

項 目	単 位	1次電磁ポンプ	2次電磁ポンプ
台 数	—	2基	1基
型 式	—	ALIP	ALIP
流 体	—	Na	Na
流 量	m ³ /min	132	130
揚 程	MPa	0.082/基	0.102
電源容量	kVA	1880	1160
電 力	kW	844.8	520
ポール数	基	6	12
コイル数	基	36	72
ステータ長	m	1.6	3.2
ケーシング外径	m	1.71	3.48

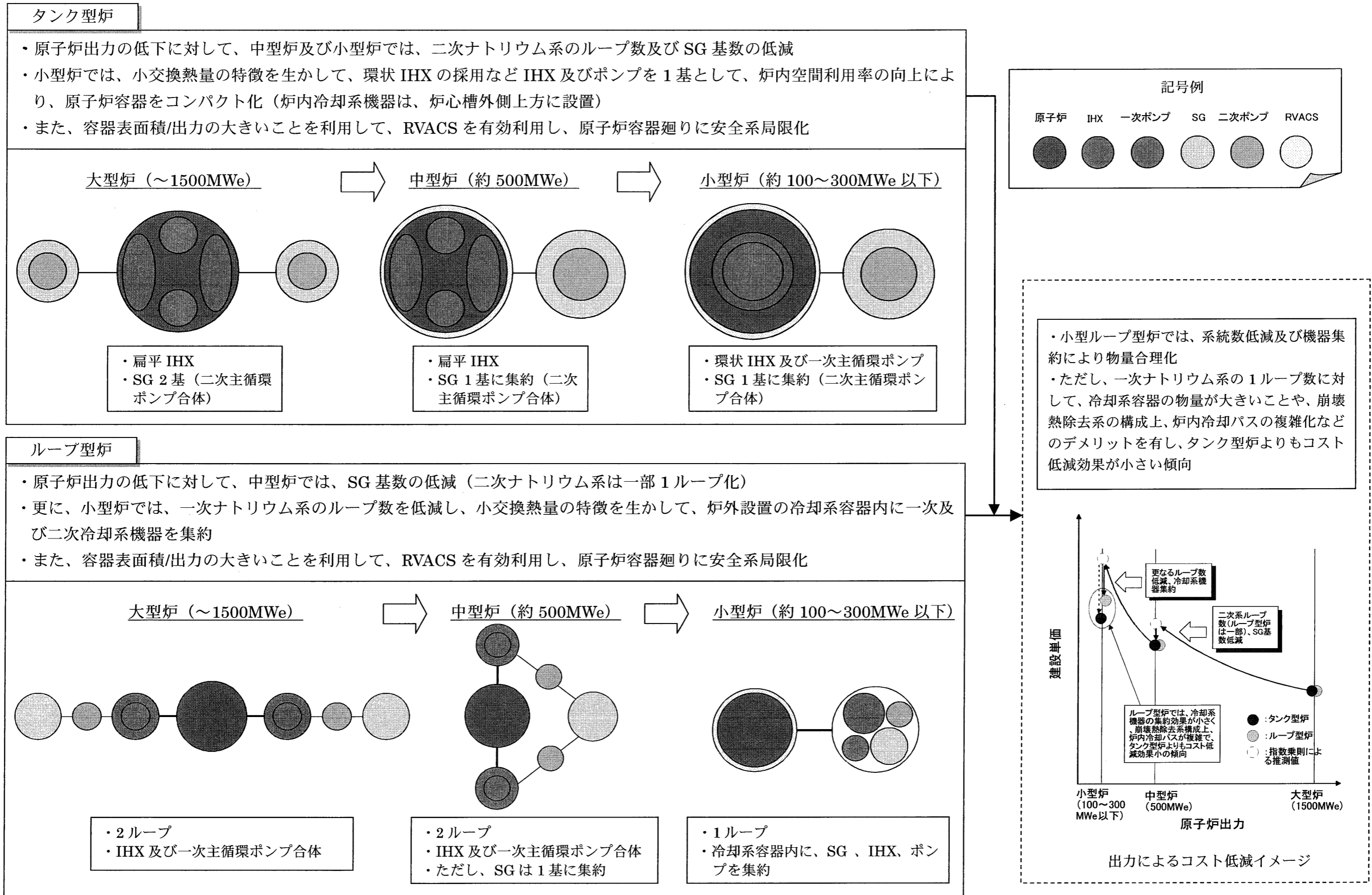


図 4. 4. 3-1 タンク型炉およびループ型炉のコスト低減の考え方

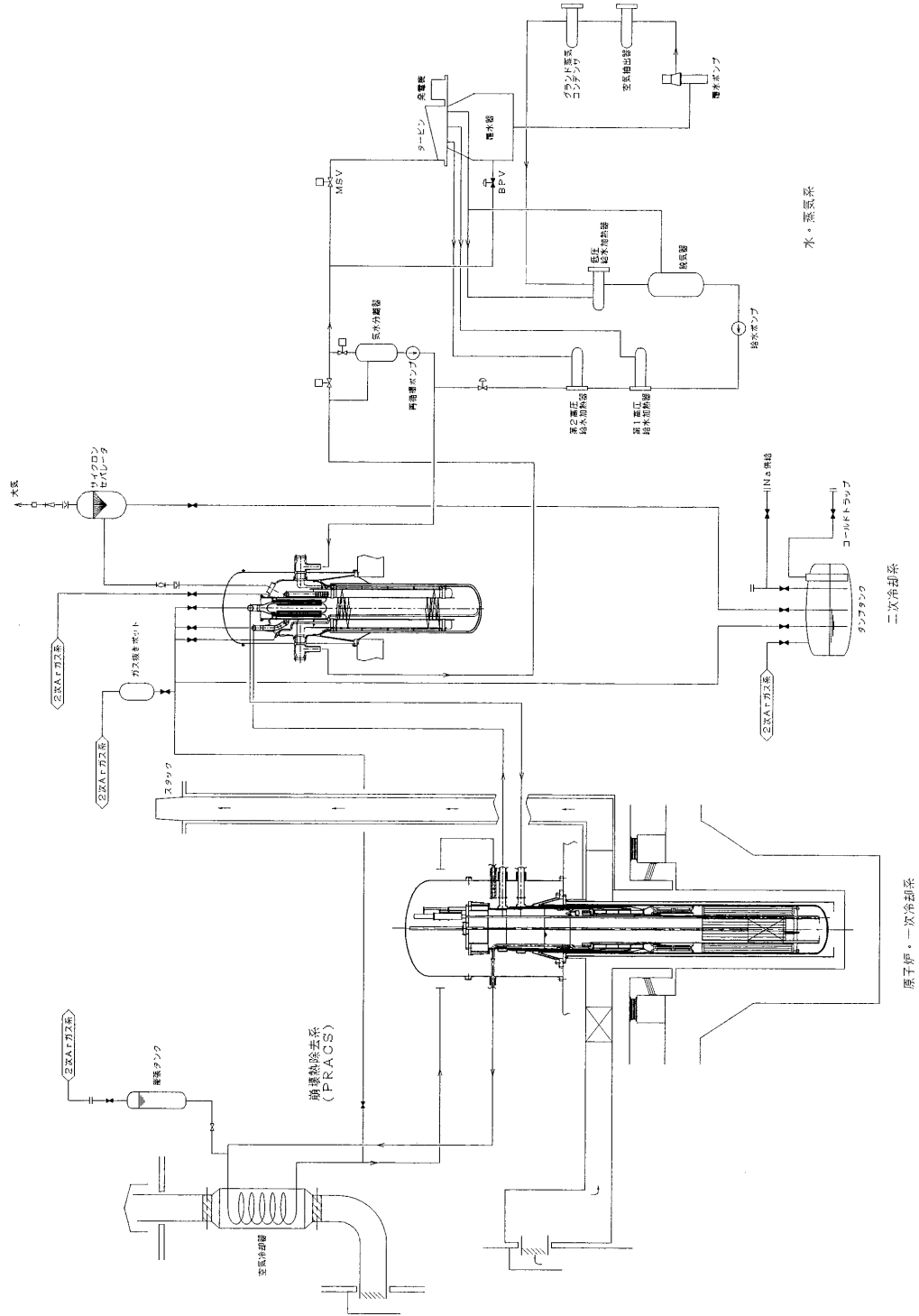


図 4. 4. 3-2 タンク型炉冷却系統構成

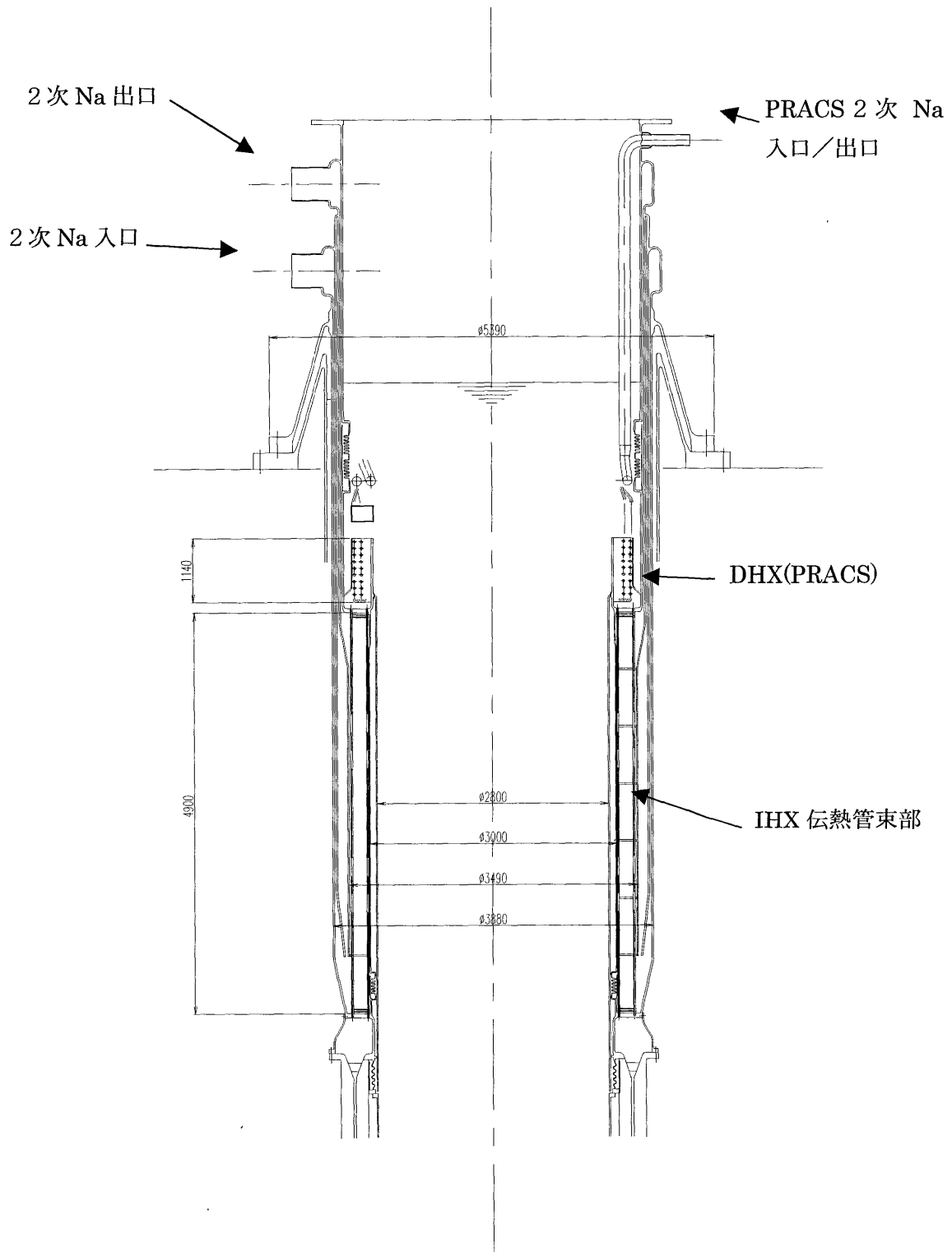


図 4. 4. 3-3 タンク型炉中間熱交換器構造概念

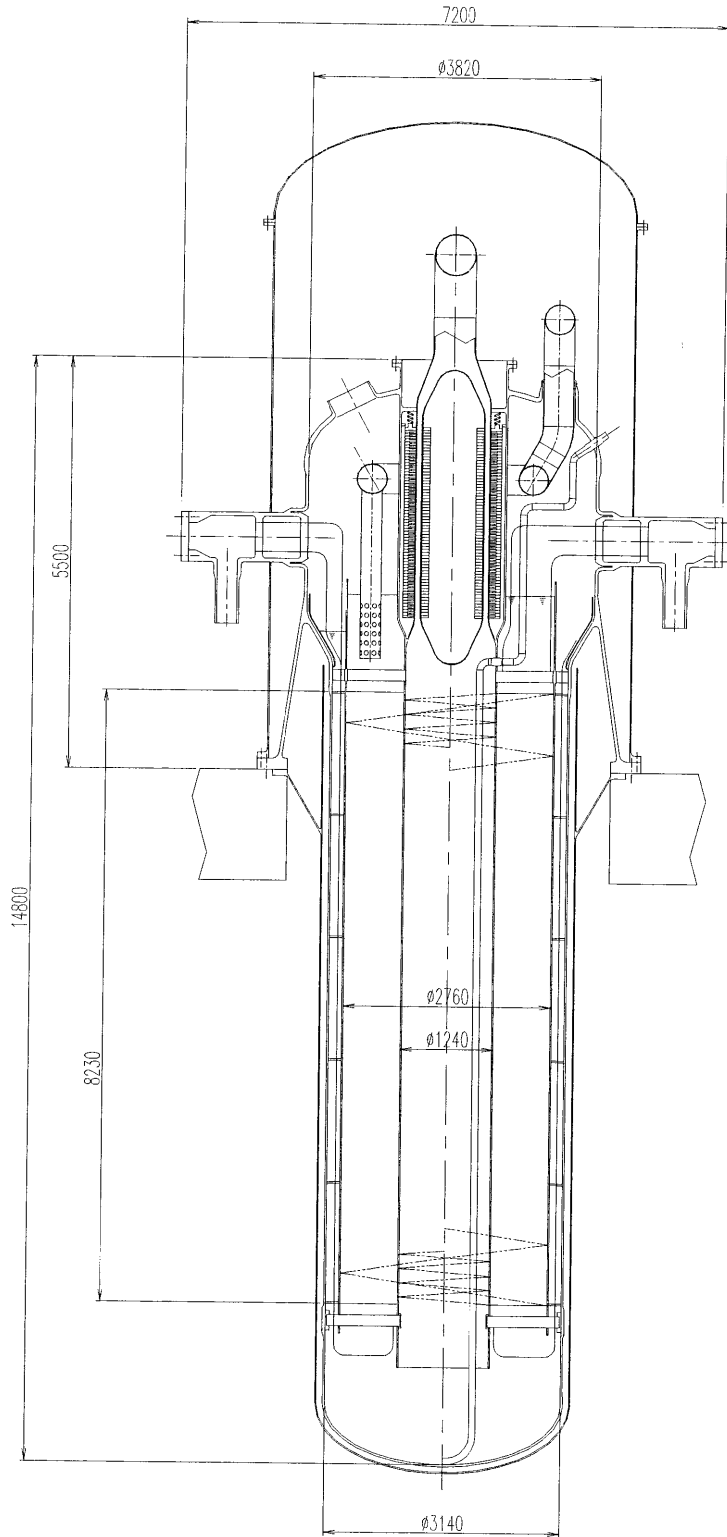


図 4. 4. 3-4 タンク型炉蒸気発生器構造概念

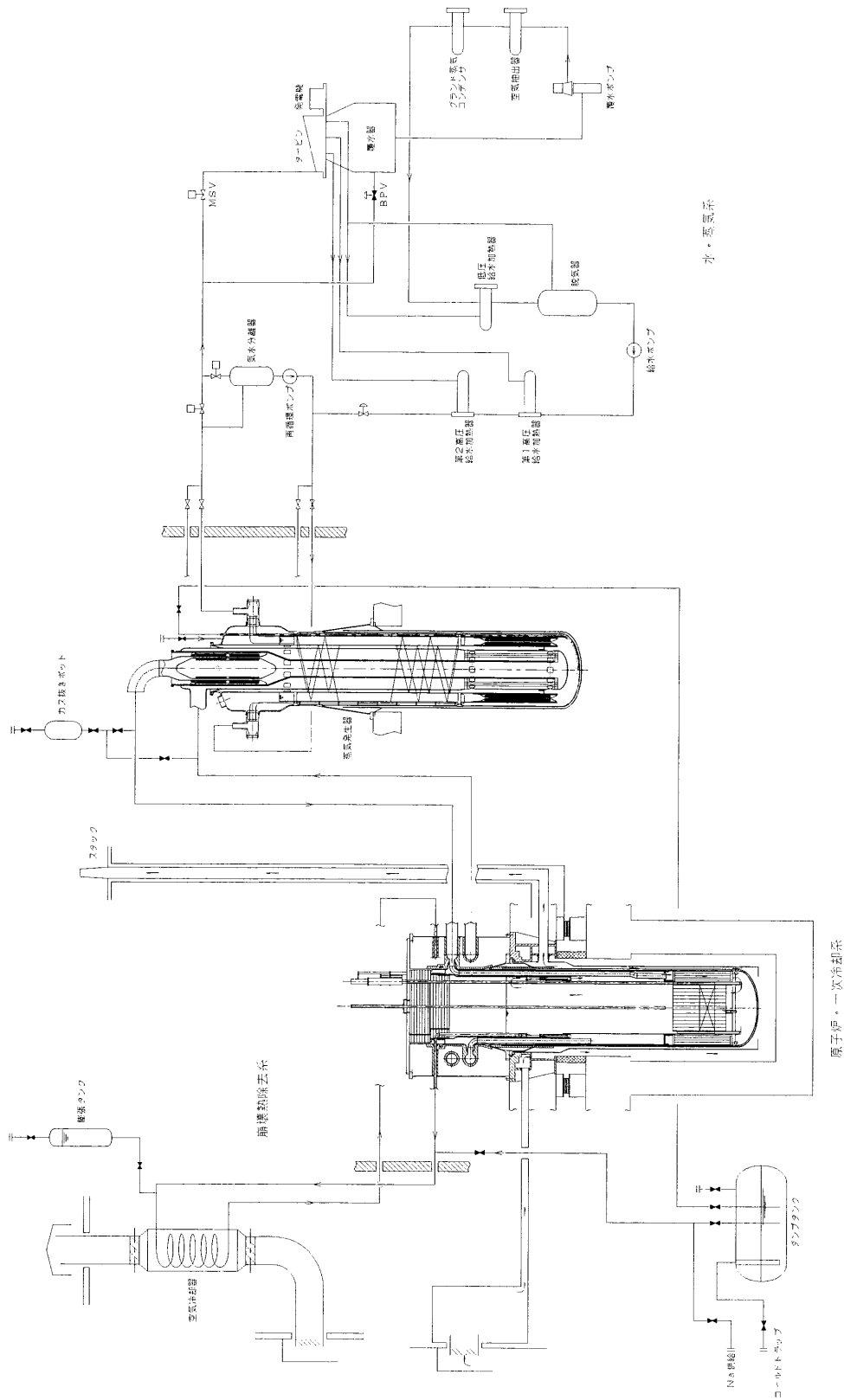


図 4. 4. 3-5 ループ型炉冷却系統構成

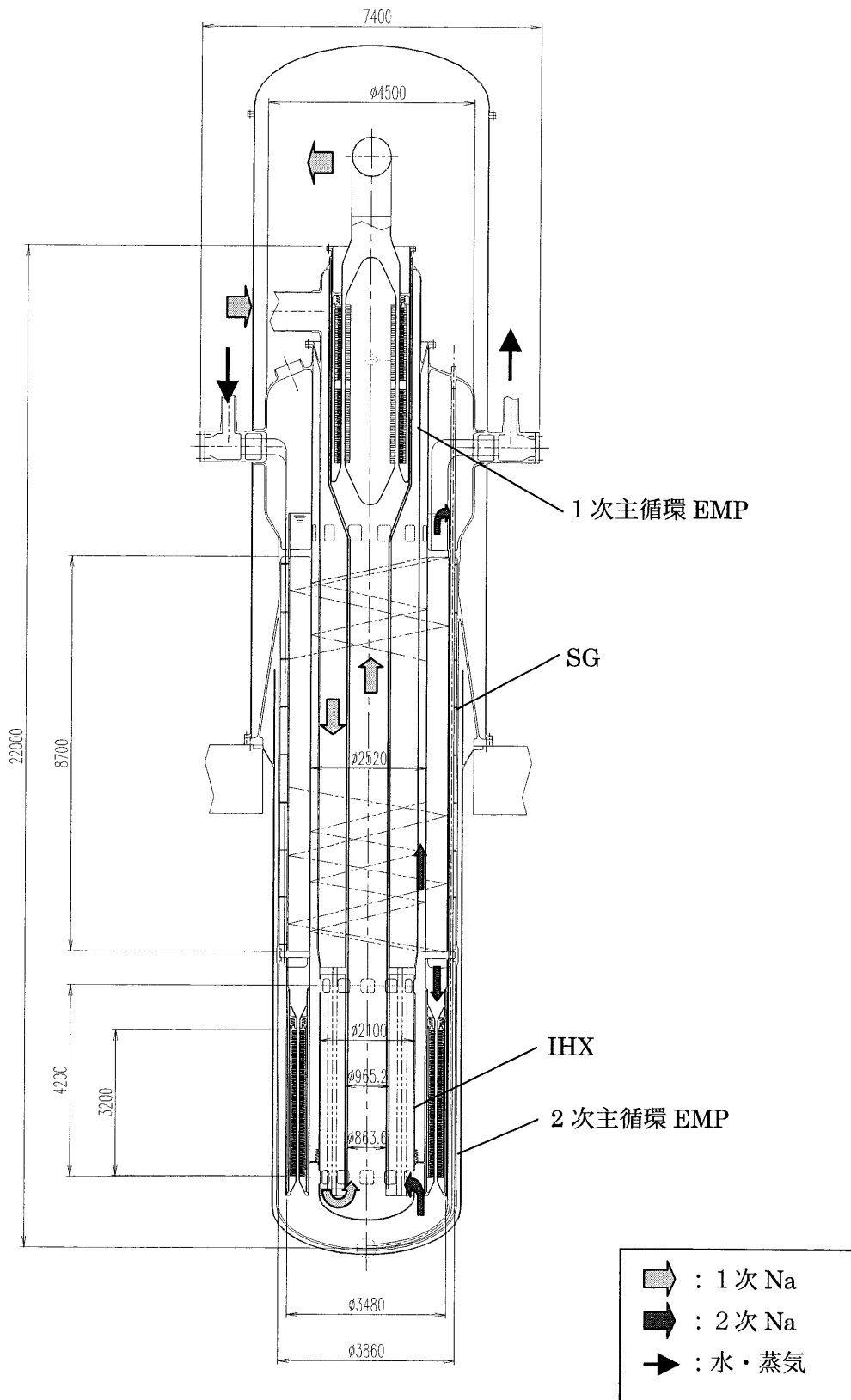


図 4. 4. 3-6 ループ型炉中間熱交換器-蒸気発生器一体化機器構造概念

4.4.4 崩壊熱除去系の検討

(1) 設備対応方針

小型炉では、スケールデメリットの克服の方策として、主冷却系を 1 ループ構成としている。そのため、崩壊熱除去系では主冷却系 1 ループの条件に対して多様性および冗長性を確保する設計とすることが重要である。ここでは小型炉の崩壊熱除去系について、想定した代表事象における使用可能な系統を明らかにし、崩壊熱除去系に求められる条件を考察した。

崩壊熱除去系の基本方針を以下に示す。

- ① 崩壊熱除去系は自然循環方式 PRACS と RVACS を組み合わせ、動的機器はダンパのみとする。
- ② PRACS は事象 II、RVACS は事象区分 IV に対して単独で十分な冷却が可能ないように除熱量を確保する。起因事象として崩壊熱除去系機器の故障を想定する場合は、PRACS に関する機器を優先的に機能喪失させるものとする。
- ③ PRACS および RVACS のダンパは、基本的には、1 つの空気流路に独立で 2 基設置する。ただし、崩壊熱除去系の系統構成によってはダンパ 1 基でも可とする。
- ④ PRACS のメンテナンスは、定期検査時に冷却材をドレンして行うことを前提とする。「メンテナンスによる PRACS 1 系統不能+他の崩壊熱除去系構成機器の多重故障」にも対応できるように系統構成する、ただし必要に応じてメンテナンス期間を限定することにより崩壊熱レベルの低下を考慮しても良い。
- ⑤ RVACS に関して、必要であれば機器故障時およびメンテナンス時にも使用できるように設計対応を考えてもよい。懸案事項として、以下の項目が考えられる。
 - a. 原子炉容器からの漏えいに対しガードベッセルで 1 次冷却材の放散を防止している状況における、RVACS の使用可能性。
 - b. 複数の空気ダクトを設置したケースでの運用上の課題。
 - c. ダンパなど空気流路構成機器のメンテナンス時における運用。
- ⑥ 非安全系であるが、水・蒸気系による崩壊熱除去運転を利用できるようにする。運用上、電源が利用できるときは、水・蒸気系による崩壊熱除去を行う。

(2) 概念の具体化

(i) 系統仕様

本節では、タンク型炉をベースとした崩壊熱除去系の系統構成や機器概念に

関する検討を行った。

小型炉の崩壊熱除去系は、主冷却系の1ループ化に適合する強化策として、炉心廻りに安全系を集中できるPRACSとRVACSを組合せた自然循環方式の崩壊熱除去系を採用する計画であり、その組み合わせ方法として以下の3種類が考えられる。

- ① 1 PRACS+RVACS
- ② 2 PRACS+RVACS
- ③ 2 PRACS+RVACS (ダンパ1重)

想定事象ごとのPRACSおよびRVACSの作動状態を表4.4.4-1に示す。PRACSとRVACSを比較した場合、主に空気との伝熱面積の相違からRVACSの方が除熱性能を確保することが難しい。このため、表4.4.4-1中の崩壊熱除去系構成はRVACSによる単独除熱となる事象Ⅳのうち、特に最も崩壊熱の大きい事象Ⅳ-1「PRACS1系統失敗+外電喪失+ダンパ1基開失敗または誤閉」で、RVACSの単独除熱により事象Ⅳの終息条件であるホットプール温度650℃以下を満足できるかがポイントとなるが、平成12年度の50MWeナトリウム冷却小型炉においてRVACSによる事象Ⅳの単独除熱は除熱量の観点から成立限界に達していたため、本概念ではRVACS単独で条件を満足することができないと推測される。よって、PRACSは2系統とRVACSの構成とする。

(ii) PRACS仕様に関する検討

(a) 基本構成の検討

交換熱量は、平成12年度の検討結果から暫定的に除熱量を熱出力比で増加させ、9MW(2系当分合計)として検討を行う。なお、この除熱量は、PRACS単独で原子炉ホットプール温度を510℃以下とすることを目標としている。

具体的な検討は、平成12年度等の検討結果を参照して炉内熱交換器(DHX)、空気冷却器等の仕様を暫定し、PRACS系統の除熱量およびヒートバランスの計算を行い、その結果により、DHX、空気冷却器仕様を修正することとした。ここでPRACS系統の除熱量およびヒートバランスの計算は、原子炉ホットプール温度および空気冷却器入口空気温度を一定とした条件で、DHXから空気冷却器までをモデル化し、熱計算により求められる温度条件と、自然循環ヘッドと各系統の圧力損失特性との関係から求められる流量条件が整合するまで収束計算を行うことにより決定した。

PRACSの2系統化を考慮し、空気冷却器は2基構成とする。DHXおよび2次系配管のいずれも2系統構成として、系統分離した。

PRACSの流動形態は、基本的に全系自然循環として計画する。なお、自然循環ヘッドは、375MWtの原子炉構造計画、建物配置計画を考慮する(機器高低関係は図4.4.4-1参照)。2次系の機器高低差(DHX~空気冷却器)は、

平成 12 年度の 21.5m に比較して 16.5m に削減した。

PRACS 除熱量に対しては、空気冷却器スタック高さの影響が大きい。ここでは、暫定的に表 4.4.4-3 に示す空気冷却器を想定し、交換熱量 9MW を満足するようにスタック高さを設定した。図 4.4.4-2 に示すように、スタック高さを約 27m 以上とすることにより必要な交換熱量が得られることがわかる。この結果から、スタック高さを 27.5m として設定した。なお、スタック高さを抑えるために、空気冷却器の大型化、低圧力損失化を行うことも可能である。

(b) DHX 概念検討

DHX は、原子炉容器内、中間熱交換器の上部に設置し、平成 12 年度までの検討と同様にヘリカルコイル型として管束仕様を設定することとした。

除熱量の増大には、DHX の伝熱管径の増大、2 次系配管の大径化も有効である（図 4.4.4-3 および図 4.4.4-4）。これは、2 次系の低圧力損失化が交換熱量の増大に効いていることを示している。また、2 次系の低圧力損失化は 2 次系コールドレグ温度の上昇にも有効であり、許容できる範囲で低圧力損失化を図ることが望ましい。

一方、図 4.4.4-5 に示すように、DHX 伝熱管径を大きくすると DHX での 1 次系圧力損失の増大を招く。特に今回の小型炉では、原子炉容器内の中間熱交換器、電磁ポンプ設置領域を抑えており、PRACS に全系自然循環を導入したことも加わって、定格運転時の 1 次系圧力損失は中間熱交換器並みに増大している。このため、PRACS の全系自然循環が成立する範囲で、DHX 伝熱管は細径化することが望ましく、ここではφ45mm の伝熱管を使用した。

DHX の主要目を表 4.4.4-2 に示す。なお、この場合、プラント定格運転時に、約 0.15kg/cm² の圧力損失が DHX 部で発生する。

(c) PRACS 空気冷却器の検討

空気冷却器については、ナトリウム漏えい時の影響を緩和する観点から、伝熱管を二重管化し、かつヘリカルコイルとした場合の概念を検討した。このため、空気冷却器については、暫定的に、平成 12 年度設計と同様なフィン付チューブを用いた表 4.4.4-3 に示す空気冷却器を用いて除熱量およびヒートバランスの検討を行い、その後、設定したヒートバランスおよび圧力損失制限を満足する二重管ヘリカルコイルの空気冷却器概念を検討する手順とした。サイジングは以下の静的ヒートバランスを使用した。

① 交換熱量	: 4.5MWt (空気冷却器 2 基設置)
② ナトリウム入口温度	: 503℃
③ ナトリウム出口温度	: 320℃
④ 空気入口温度	: 50℃
⑤ 空気出口温度	: 377℃

圧力損失目標値は、単管の空気冷却器を用いた静的ヒートバランス検討結果に合わせるものとし以下のとおりとした。

- ① ナトリウム側：150kg/cm²以下（サイジング条件）
- ② 空気側：5kg/cm²以下（サイジング条件下の空気側圧力損失のうち、伝熱管束部の圧力損失を全体の 1/3 とした。）

伝熱管型式は、組網線入り 2 重管を想定した。ただし、材質は 316FR 鋼とし、熱伝導率について、改良 9Cr 鋼の母材から組網線入り 2 重管に対する低下分を考慮した。なお、空気冷却器伝熱管の場合、低い圧力条件で使用されるため、伝熱管板厚設定に当って圧力はクリティカルとならない。このため、板厚は JIS の最小板厚を内／外管それぞれに考慮し、0.4mm の組網線を中間に設置することを想定した。

ヘリカルコイルのうち、内部シュラウド径は、1m 弱となるように設定した。

伝熱相関式は、空気側で修正 Jameson の式、ナトリウム側で Seban-Shimazaki の式を使用し、10%の伝熱面積余裕を確保した。

伝熱管径をパラメータとしたサイジング検討結果を表 4.4.4-4 に示す。伝熱管径を大きくすると、若干管束高さが増加し、管束径が小さくなるとともに、伝熱管本数は減少する。このため、製作性の観点からは伝熱管径を大きくした方が望ましいと考えられるが、空気冷却器本体の寸法が大きく、また、管束径の伝熱管径に伴う変化も小さいことから、ここではφ25.4mm のケースを選定した。空気冷却器の構造概念を図 4.4.4-6 に示す。

なお、伝熱面積は空気側の熱伝達率で決まっており、2 重管採用による伝熱管の厚肉化、熱伝導率の低下は伝熱面積にほとんど影響していない。

(iii) RVACS 仕様に関する検討

ナトリウム冷却小型炉の崩壊熱除去系では PRACS に加えて RVACS を適用することとしており、RVACS 単独で原子炉出口温度を 650℃以下とするためには、定格熱出力の約 0.8%の除熱量（定格熱出力 375MW の場合 3MWt）が必要となるが、原子炉容器表面積が小さく達成が困難である。ここでは、原子炉出口温度を 650℃とした条件で、静的なヒートバランス検討により確保可能な除熱量と各種形状パラメータ等との関係を整理した。

(a) 静的ヒートバランス RVACS 除熱能力の検討

熱出力 375MW のタンク型炉原子炉構造を対象に、RVACS の除熱量評価を実施した。RVACS の除熱量は、各部ギャップ幅等の形状パラメータが影響を受けるが、それらについては、個別に感度評価を行い、図 4.4.4-7 に示す寸法関係をベースとした。

また、原子炉容器内の流路は、伝熱に寄与する面積を可能な範囲で確保で

きるように図 4.4.4-8 に示すように中間熱交換器の周囲に仕切壁を設置し、原子炉容器壁の冷却に伴い、ナトリウムが原子炉容器に沿って流れるパスを設定することとした（ループ型炉の流路構成は図 4.4.4-9）。上記の構成とすることにより、RVACS 稼動時に約 14m の伝熱部高さ（PRACS コイル高さより容器下部鏡ナックル部まで）を確保した。この流路は、電磁ポンプを中間熱交換器とともに引抜き可能とするために、電磁ポンプの外周部と原子炉容器間をリークタイトに接続できないことから形成せざるを得ないものであるが、RVACS 稼動時に原子炉容器壁の冷却によりこの部分で下向きの自然循環ヘッドが形成されることも考慮して、積極的に流路として利用する。また、通常時は電磁ポンプの吐出側から吸込み側へのリークフロー流路となり、流動抵抗を大きくすべきであるが、RVACS の運転時は流動抵抗が小さい方が望ましく、この部分の流動抵抗もパラメータとして検討を実施した。なお、図 4.4.4-8 では、仕切壁を遮へい体上部で開口させているが、遮へい体の下端レベルまで延長することも考えられる。

静的ヒートバランスの計算モデルを図 4.4.4-10 に示す。

評価結果を表 4.4.4-5 に示す。また、リークフロー流路の流動抵抗をパラメータとした場合の除熱量等への影響を図 4.4.4-11 に示す。リークフロー流動抵抗の減少に伴って、ナトリウム流量が増加し、コールドプール温度が上昇する傾向があるが、ほぼ 10%リークフローの時点で除熱量は一定となる。リークフロー流路の流動抵抗を低減すると、正逆流の流動抵抗比を変えたフローダイオード等の設置を考えた場合、通常運転時の無駄流量が多くなるため、ここでは 10%のリークフローとなるように流路を構成した。静的ヒートマスバランスの検討結果を表 4.4.4-5 に示す。この時に、RVACS の除熱割合等の内訳は以下のとおりで、輻射の効果が大きくなっている。

- ① RV からガードベッセルへの輻射と対流の比率
 - ・ 輻射 : 94%
 - ・ 対流 : 6%
- ② ガードベッセルとコレクタ (CL) の除熱分担
 - ・ ガードベッセル : 73%
 - ・ CL : 27%

安全解析では、上記のリークフロー流路をモデルに組み込んでいる。ULOF 解析 (UL-HT15R1) における流動状況を図 4.4.4-12 に示すが、流動方向が反転する挙動を示している。

なお、今回の計算では、輻射率は原子炉容器を 0.6、ガードベッセルとコレクタを 0.75 としたが、輻射率を変化させた場合の除熱量への影響を図 4.4.4-12 に示す。また、除熱高さと除熱量の関係を図 4.4.4-13 に示す。

(b) フローダイオードに対する設計要求の整理

上記の除熱・流動特性を満足させるためのフローダイオードについて、その設計要求事項を整理した。なお、フローダイオードの設置位置（候補）、定格運転時およびRVACS稼動時の圧力・流量の計算値を図4.4.4-8に追記した。

- ① 順流方向（上から下方向の流れ）について、 1.5kg/cm^2 の差圧をかけた時に、1次ナトリウムの定格流量の10%（約680t/h）を流す流動抵抗を有すること。
- ② 逆流方向の流動抵抗は、順流方向よりも可能な限り大きく取ること。なお、ここで、正逆抵抗比を大きく取れなかった場合には、1次電磁ポンプの無駄流量が増えるのみであり、熱的な問題等は生じない。
- ③ フローダイオードを有する仕切壁廻りの流路において、仕切壁と中間熱交換器との隙間の流動抵抗に対して、仕切壁と原子炉容器間の流動抵抗を大きくする構成とすること。具体的には、全流動抵抗の90%以上を仕切壁と原子炉容器間の流路でとる構成とする（この条件は、原子炉容器／中間熱交換器隙間部の液位上昇防止上必要）。

フローダイオードの実績として、SNR-300の例を図4.4.4-15に示す。

(iv) 除熱成立性確認

以上の検討により設定したPRACSおよびRVACSの仕様をもとに崩壊熱除熱成立性の確認を行った。

(i) 系統仕様で述べたように、PRACSとRVACSの組み合わせによる崩壊熱除去系の構成方法として3つのケースが考えられる。表4.4.4-1のケース1（1 PRACS+RVACS）もしくはケース3（2 PRACS+RVACS、ダンパ1重）が成立するためには、事象IV-1「PRACS1系統失敗+外電喪失+ダンパ1基開失敗または誤閉」の事象で、RVACSの単独除熱により事象IVの終息条件であるホットプール温度650℃以下を満足させる必要がある。この成立性を見るためにRVACS単独除熱によるホットプールの温度推移を評価した。結果を図4.4.4-16に示す。図に示す結果は蒸気発生器を瞬時断熱、RVACSは30秒で全開としたケースで、5000秒までの解析を行っているが、ホットプール温度は650℃を上回り、上昇を続けている。

以上により、崩壊熱除去系の構成としては、ケース2（2 PRACS+RVACS、PRACSダンパ多重性考慮）とする必要が確認された。なお、このケースで事象IV-1を想定した場合、PRACSの除熱能力の低下が想定されるが、ダンパ部の抵抗増加（ダンパ部の流路面積が1/2となり、空気側圧力損失は全体で1.3倍になると想定）に伴う除熱量低下は1割程度と考えられ、ホットプール温度を

650℃以下とするために必要な除熱量（3MW）は確保できる見込みである。

以上より、今回の検討では、RVACSの単独運転ではホットプール温度を650℃以下とするには除熱量が不足との検討結果となった。650℃以下をRVACS単独で達成するためには、今回の条件で1.76MWの除熱量があることから、原子炉容器（ガードベッセル）の寸法にもよるが、今回の除熱能力評価が保守的な設定となっていることも合わせると、10万kWe程度が限界になるように思われる。しかしながら、過去に電中研殿で実施されたRVACSの除熱能力の強化策[5]の反映等の方策もあり、この限界値は増加させることも可能と考えられる。

表4.4.4-1 事象ごとの崩壊熱除去系作動状態

ケース1: 1PRACS+RVACS		PRACS A系	RVACS	終息条件	備考	
区分II	II-1	外電喪失	○	316FRではコールドレグ550°C以下、 ホットレグ600°C以下	他の事象については注参照	
区分III	III-1	外電喪失 +ダンパバ1基開失敗または誤閉	△	316FRではコールドレグ550°C以下、 ホットレグ600°C以下	他の事象については注参照	
区分IV	IV-1	PRACS1系統失敗+外電喪失+ダンパ1基開失敗または誤閉	×		RVACSのダンパの2重故障でも、空気ダクトを2重化してRVACSの除熱が確保できるようにする等の設計対応が必要。崩壊熱レベルが低下していることを考慮してよい。	
	IV-2	PRACSメンテナンスタ中+RVACSダンパ1基開失敗または誤閉	×	316FRではコールドレグ630°C以下、 ホットレグ650°C以下	RVACSがメンテナンスタ中にダンパ1基が閉となった場合、RVACS単独で必要除熱量が確保できること。崩壊熱レベルが低下していることを考慮してよい。	
	IV-3	RVACSメンテナンスタ中+PRACS1系統失敗+ダンパ1基開失敗または誤閉	×			
ケース2: 2PRACS+RVACS		PRACS A系	PRACS B系	RVACS	終息条件	備考
区分II	II-1	外電喪失	○	○	316FRではコールドレグ550°C以下、 ホットレグ600°C以下	他の事象については注参照
区分III	III-1	外電喪失 +ダンパバ1基開失敗または誤閉	△	○	316FRではコールドレグ550°C以下、 ホットレグ600°C以下	他の事象については注参照
区分IV	IV-1	PRACS1系統失敗+外電喪失+ダンパ1基開失敗または誤閉	×	△		
	IV-2	PRACSメンテナンスタ中+PRACS1系統失敗+ダンパ1基開失敗または誤閉	×	×	316FRではコールドレグ630°C以下、 ホットレグ650°C以下	崩壊熱レベルが低下していることを考慮してよい。
	IV-3	RVACSメンテナンスタ中+PRACS1系統失敗+ダンパ1基開失敗または誤閉	×	△		崩壊熱レベルが低下していることを考慮してよい。
ケース3: 2PRACS+RVACS ダンパ1重		PRACS A系	PRACS B系	RVACS	終息条件	備考
区分II	II-1	外電喪失	○	○	316FRではコールドレグ550°C以下、 ホットレグ600°C以下	他の事象については注参照
区分III	III-1	外電喪失 +ダンパバ1基開失敗または誤閉	×	○	316FRではコールドレグ550°C以下、 ホットレグ600°C以下	他の事象については注参照
区分IV	IV-1	PRACS1系統失敗+外電喪失+ダンパ1基開失敗または誤閉	×	×		崩壊熱レベルが低下していることを考慮してよい。 *1:RVACSの空気ダクトまたはダンパの2重化が必要。
	IV-2	PRACSメンテナンスタ中+PRACS1系統失敗+ダンパ1基開失敗または誤閉	×	×	316FRではコールドレグ630°C以下、 ホットレグ650°C以下	RVACSがメンテナンスタ中でもRVACS単独で必要除熱量が確保できること。崩壊熱レベルが低下していることを考慮してよい。
	IV-3	RVACSメンテナンスタ中+PRACS1系統失敗+ダンパ1基開失敗または誤閉	×	×		

○: 使用可能 △: 条件付使用可(2重化されたダンパで半開き状態等) ×: 使用不可
※水・蒸気系による崩壊熱除去は、表中の事象では使用できない。

注: 上記以外の事象について

区分II: 給水の異常およびSG小リークは外電喪失と同等。それ以外には水蒸気系による除熱可。

区分III: 水蒸気系の事故、SGリーク、2次系漏えい、IHX漏えいはDHRSすべての系統が使用可。それ以外の起回事象のみは水蒸気系による除熱可。

表 4.4.4-2 PRACS 炉内熱交換器 (DHX) 主要目

項 目	仕 様
型 式	ヘリカルコイル型
基 数	1 基*
交 換 熱 量	9MWt
1 次入口／出口温度	510／459℃
2 次入口／出口温度	320／503℃
1 次側流量	501 t/h
2 次側流量	137 t/h
有効伝熱面積	52 m ²
管束部高さ	1140 mm
伝熱管外径／肉厚	45.0／2.0 mm
ヘリカル層数	2層
伝熱管本数	39本 (第1層19本、第2層20本)
ピッチ (縦／径)	83／63 mm
内シュラウド外径	3071 mm
外シュラウド内径	3403 mm

*) DHX は1基構成とするが、内部の流路を2系統に分割する構成で計画する。

表 4.4.4-3 PRACS 空気冷却器主要目 (ヒートバランス検討用)

項 目	仕 様
型 式	多管フィンチューブ空冷式
基 数	2 基
交 換 熱 量	4.5MWt*
2次入口/出口温度	503/320℃
空気入口/出口温度	50/377℃
2次側流量	68t/h
空気流量	47t/h
伝熱面積	1300m ²
伝熱管外径/肉厚	50.8/2.9mm
伝熱管本数	54本
伝熱管配列ピッチ	135mm
伝熱管段数	6段
フィン外径/肉厚	82.8/1.6mm
フィンピッチ	5.08mm
ダクト寸法 (伝熱管長手方向)	3.8m
ダクト寸法 (ヘッド方向)	3.0m

*) 空気冷却気は暫定的に2基設置することとして計画した。

表 4. 4. 4-4 2重管空気冷却器サイジング検討結果

項目	単位	仕様		
伝熱管外径	mm	25.4	31.8	38.1
肉厚*	mm	1.2/(0.4)/1.2	1.2/(0.4)/1.2	1.6/(0.4)/1.6
本数	本	304	175	126
長さ	m	37	54	64
コイル径方向ピッチ	mm	69	89	104
コイル軸方向ピッチ	mm	44	50	56
層数	層	19	14	12
内部シュラウド外径	mm	897	979	936
外部シュラウド内径	mm	3519	3471	3432
管束高さ	mm	3738	4778	5469
伝熱面積	m ²	898	938	966
ナトリウム側圧力損失	kg/m ²	140	140	136
空気側圧力損失	kg/m ²	5.0	4.9	4.9

*) 外管 / (組網線) / 内管 肉厚を示す

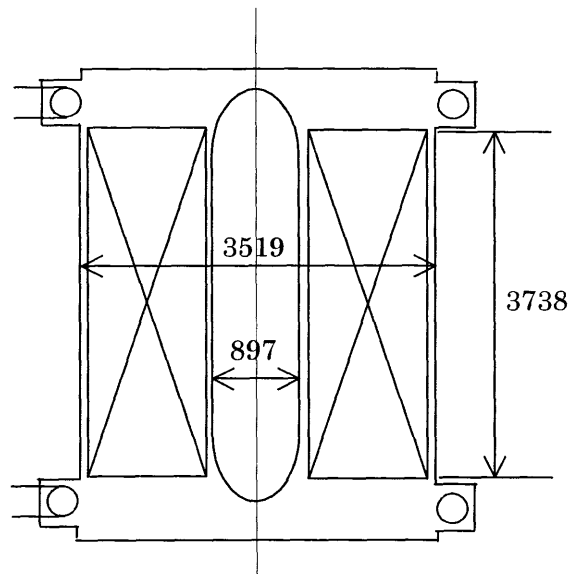


表 4. 4. 4-5 RVACS 静的ヒートバランス計算結果

項 目	単 位	評価結果
交換熱量	MWt	1.76
高温側ナトリウム温度	℃	650
低温側ナトリウム温度	℃	614
ナトリウム流量	t/h	69.6
空気入口温度	℃	30
空気出口温度	℃	92.5
空気流量	t/h	101.4

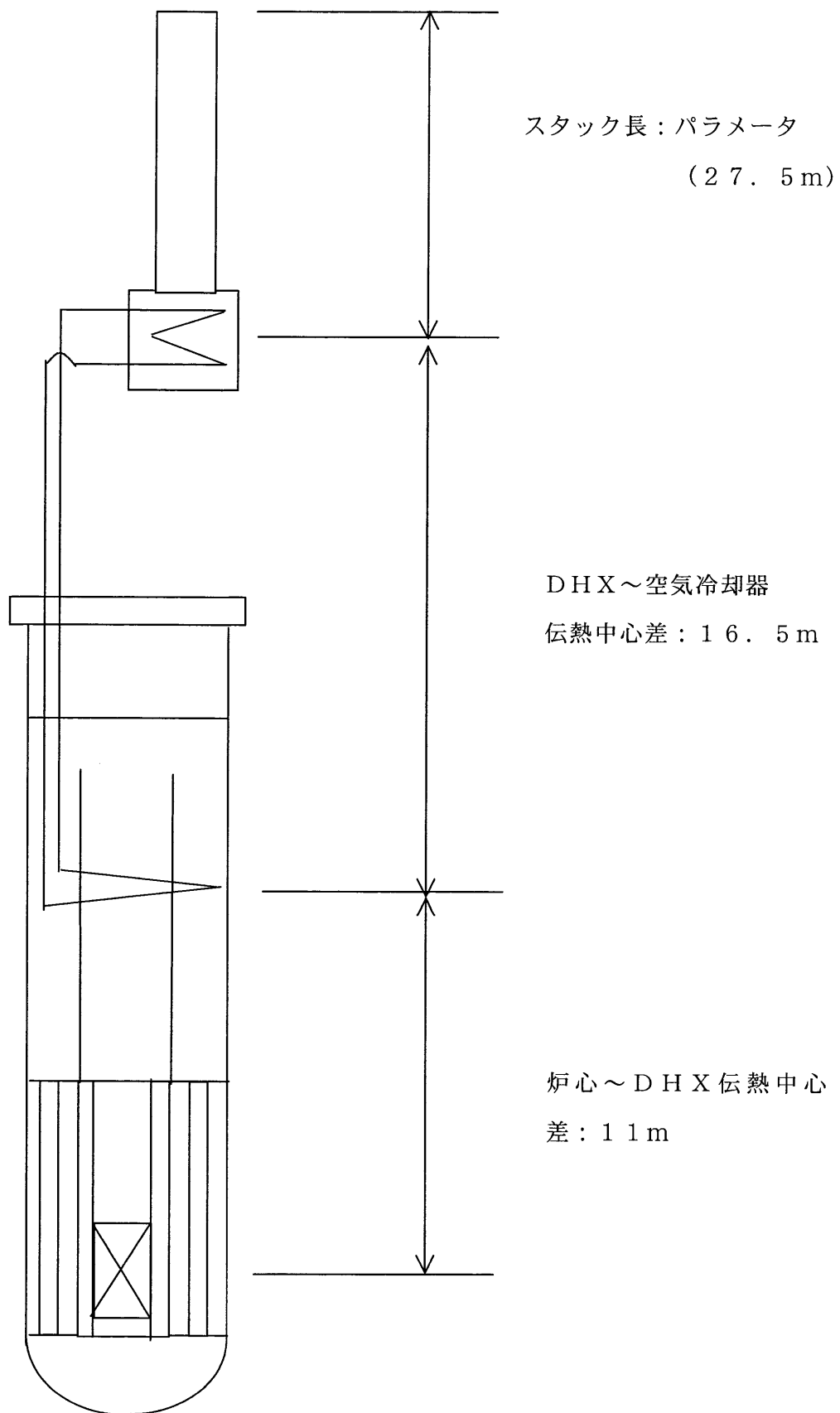
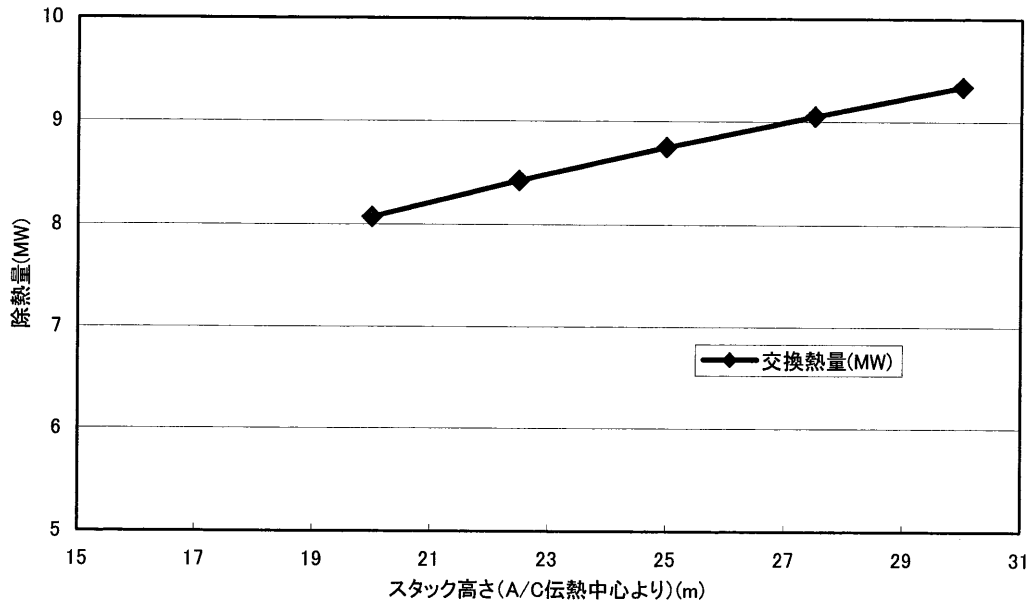


図 4.4.4-1 PRACS 機器高低差

A/Cスタック高さの除熱量依存性



A/Cスタック高さと各部温度の関係

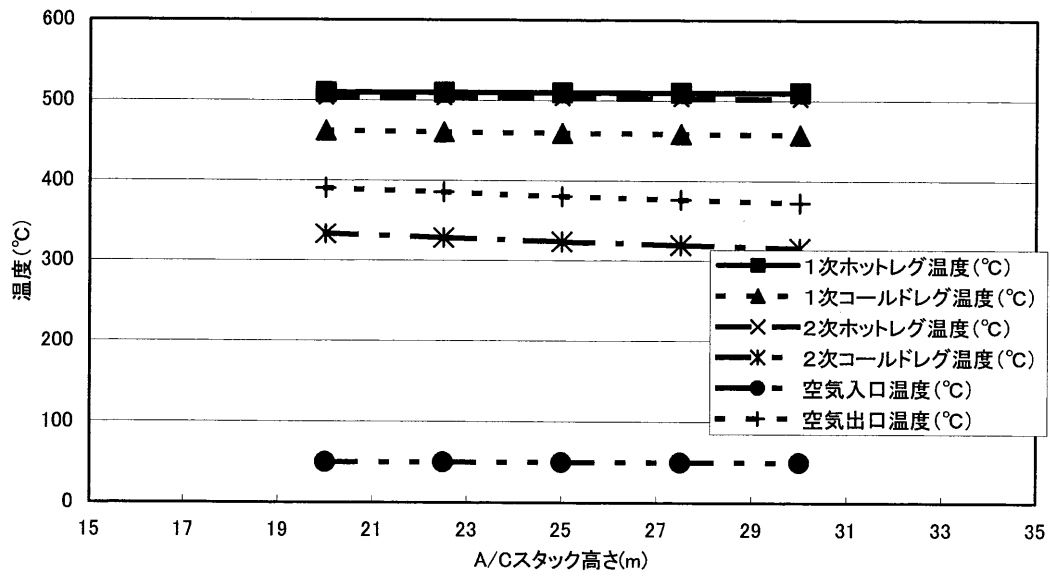
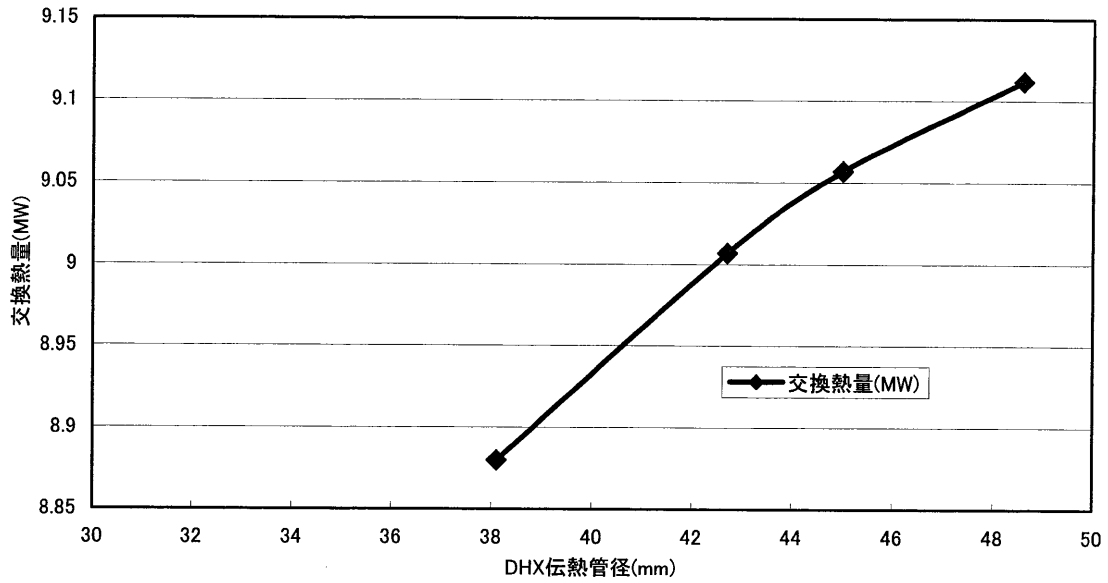


図 4. 4. 4-2 空気冷却器スタック高さの影響

(DHX 伝熱管外径 φ45mm、2 次系配管径 8B ; 一定)

PRACS除熱量のDHX伝熱管径依存性



DHX伝熱管径と各部温度との関係

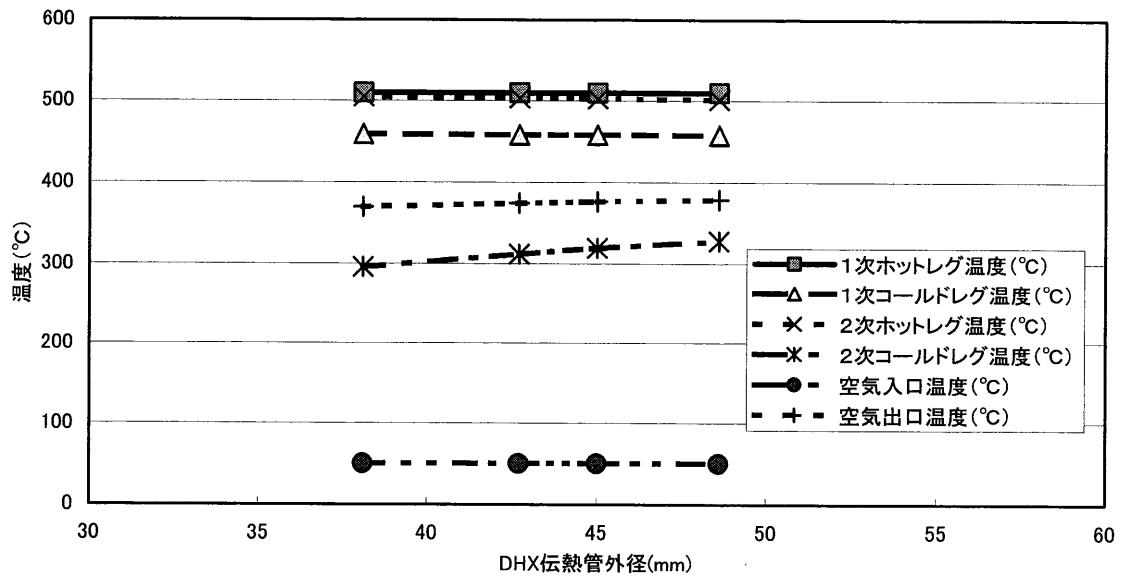
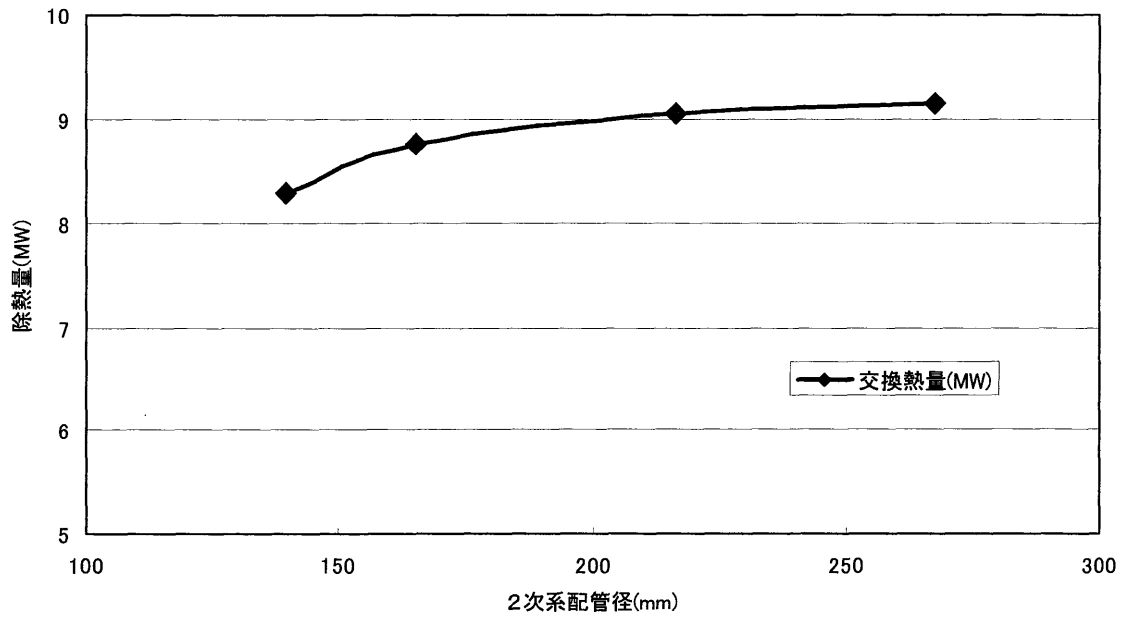


図 4. 4-3 DHX 伝熱管径の依存性

(A/C スタック高さ 27.5m、2 次系配管径 8B ; 一定)

除熱量の2次系配管径依存性



2次系配管径と各部温度との関係

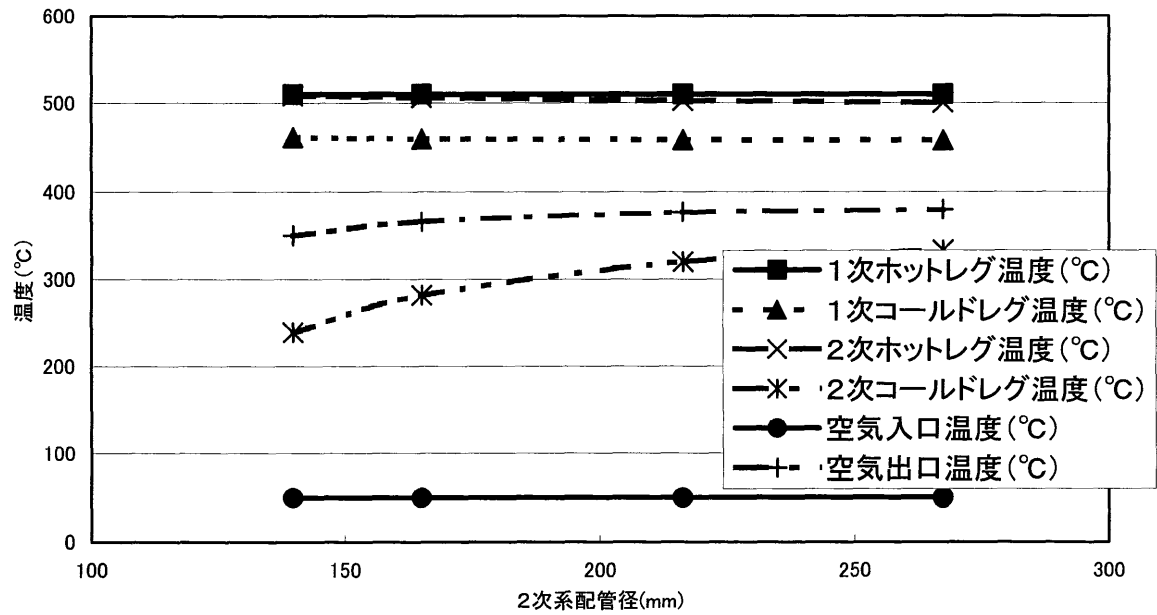


図 4. 4. 4-4 2次系配管系の依存性

(A/C スタック高さ 27.5m、DHX 伝熱管径 45mm ; 一定)

DHX圧力損失の伝熱管径依存性

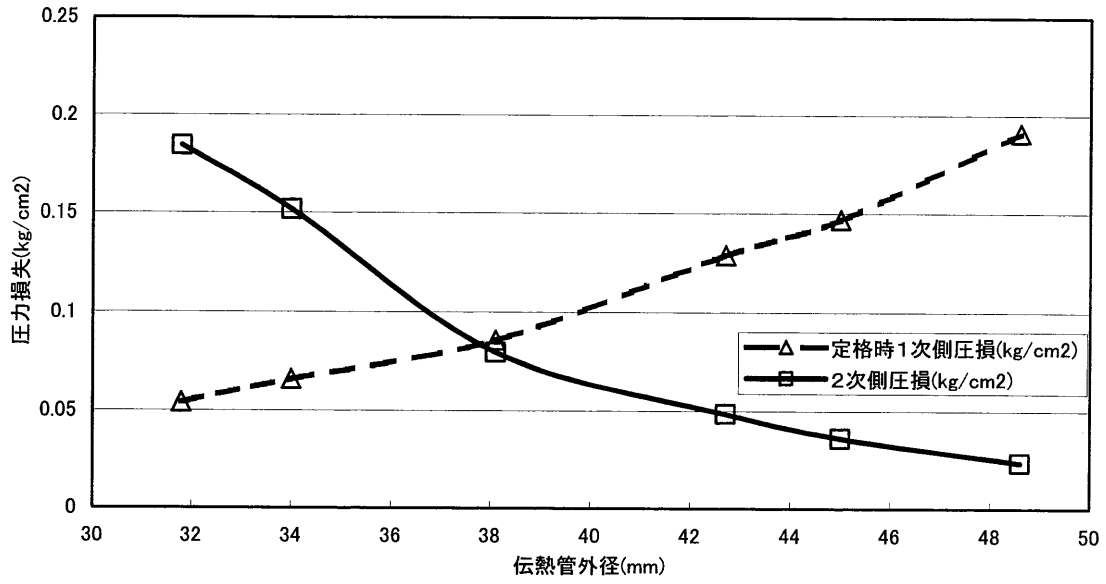


図 4. 4. 4-5 DHX 伝熱管径の圧力損失との関係

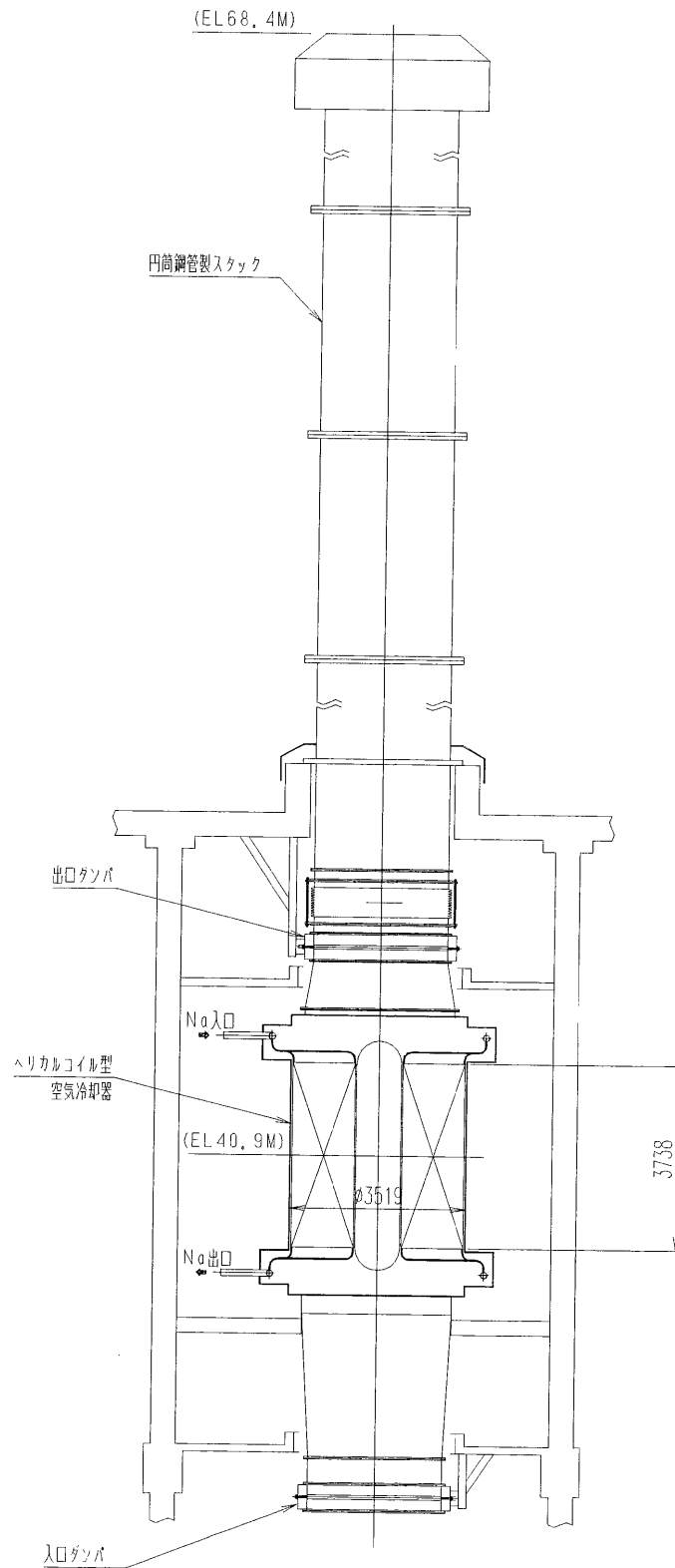


図 4. 4-6 PRACS 空気冷却器概念

- (1) 計算は原子炉容器～ガードベッセル、ガードベッセル～コレクタ間に、輻射、対流を考慮。
- (2) 温度条件は、原子炉ホットプレナム温度 650℃、空気入口温度 30℃一定として実施。
- (3) 原子炉コールドプレナム温度は、除熱量及び原子炉容器内自然循環により計算。
- (4) 基本寸法関係

- 原子炉容器径 : 4.1m (外径)
- 原子炉容器～ガードベッセル間ギャップ : 50mm
- ガードベッセル～コレクタ間ギャップ : 170mm
- コレクタ～キャビティ間ギャップ : 500mm
- スタック高さ/本数 : 30m/2本
- スタック流路面積 : 4m²
- 加熱長さ : 14m

(5) 輻射率

- 原子炉容器 : 0.6
- ガードベッセル及びコレクタ : 0.75

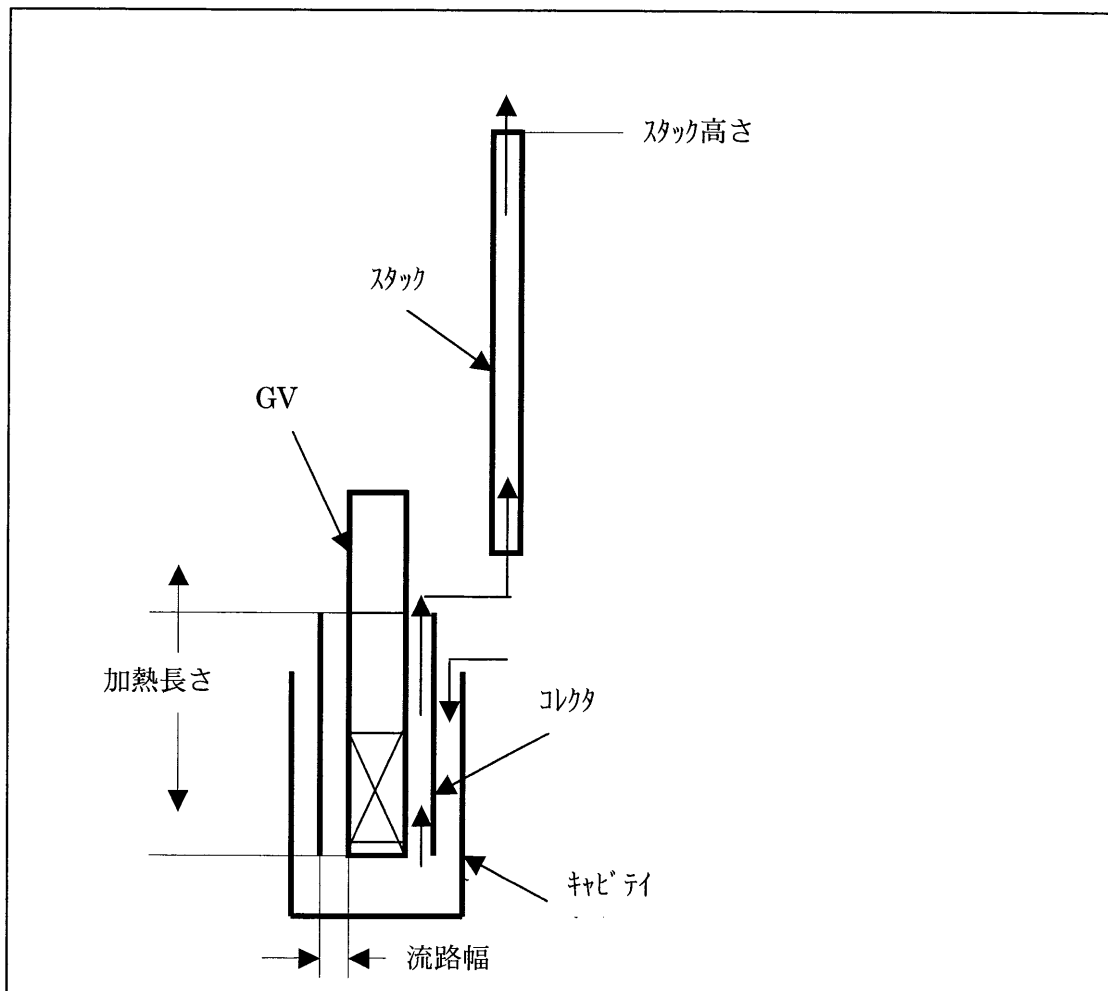


図 4. 4. 4-7 RVACS 除熱量評価条件

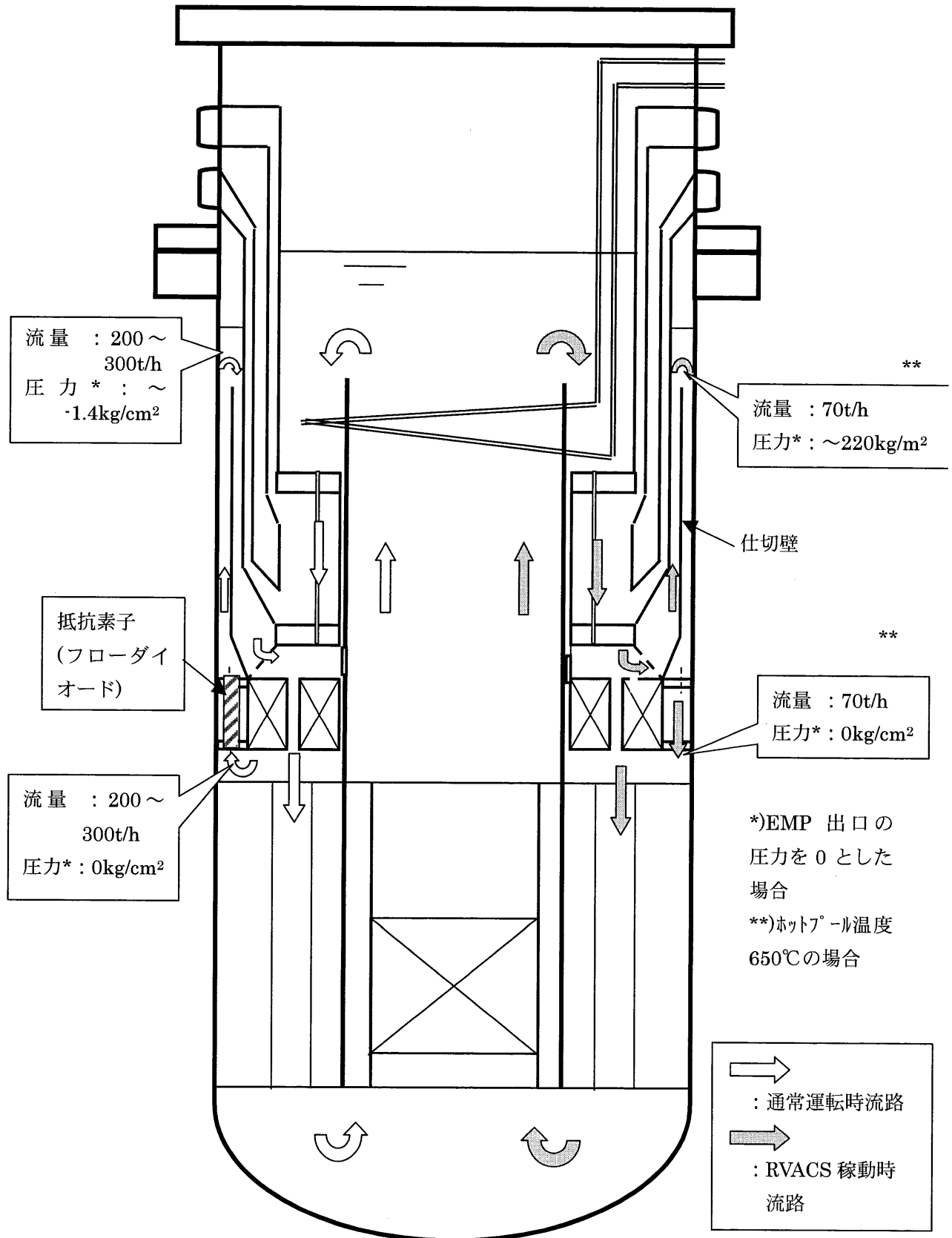


図 4. 4. 4-8 RVACS 伝熱面積増加のための流路構成案 (タンク型)

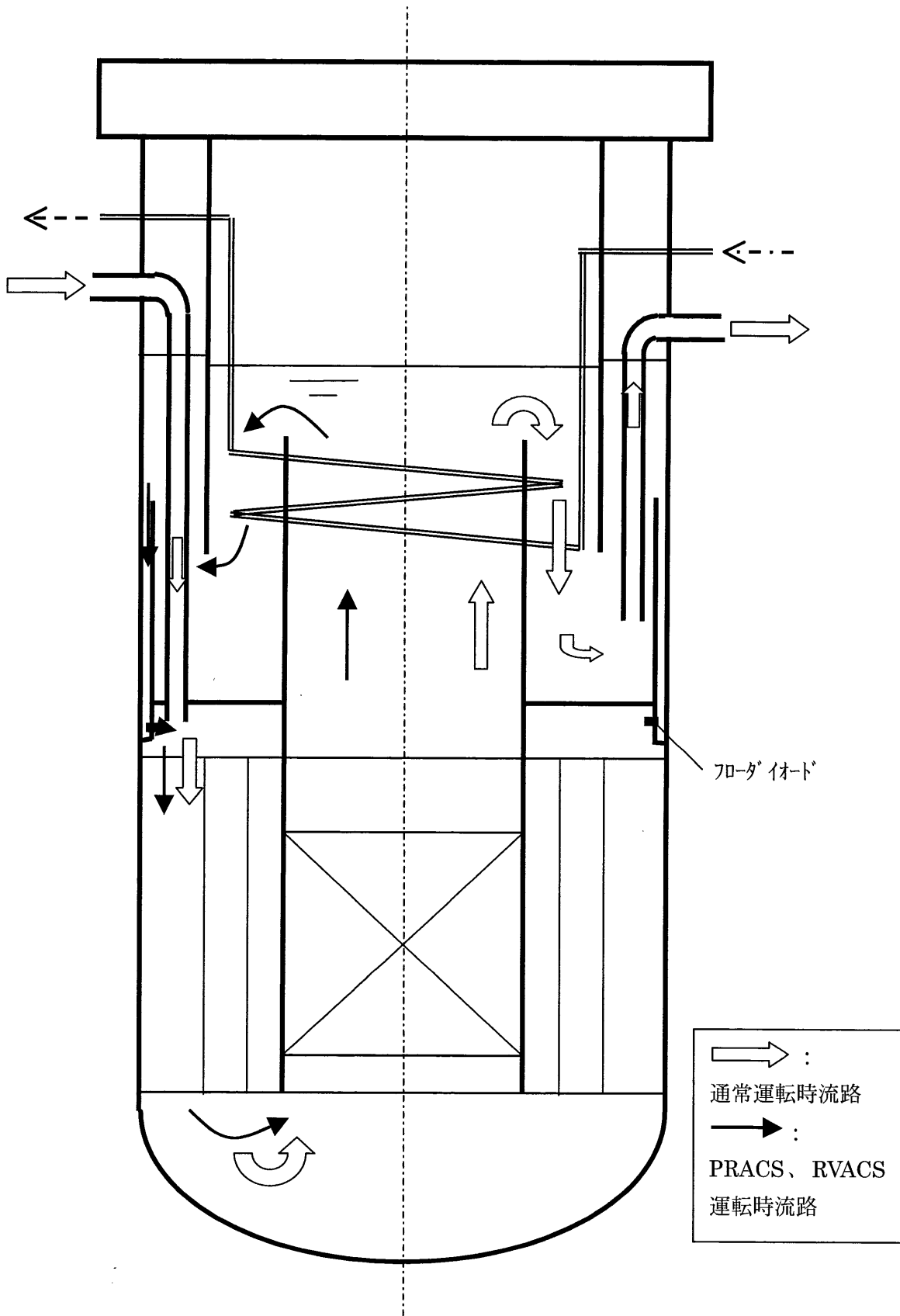


図 4. 4. 4-9 RVACS 伝熱面積増加のための流路構成案 (ループ型)

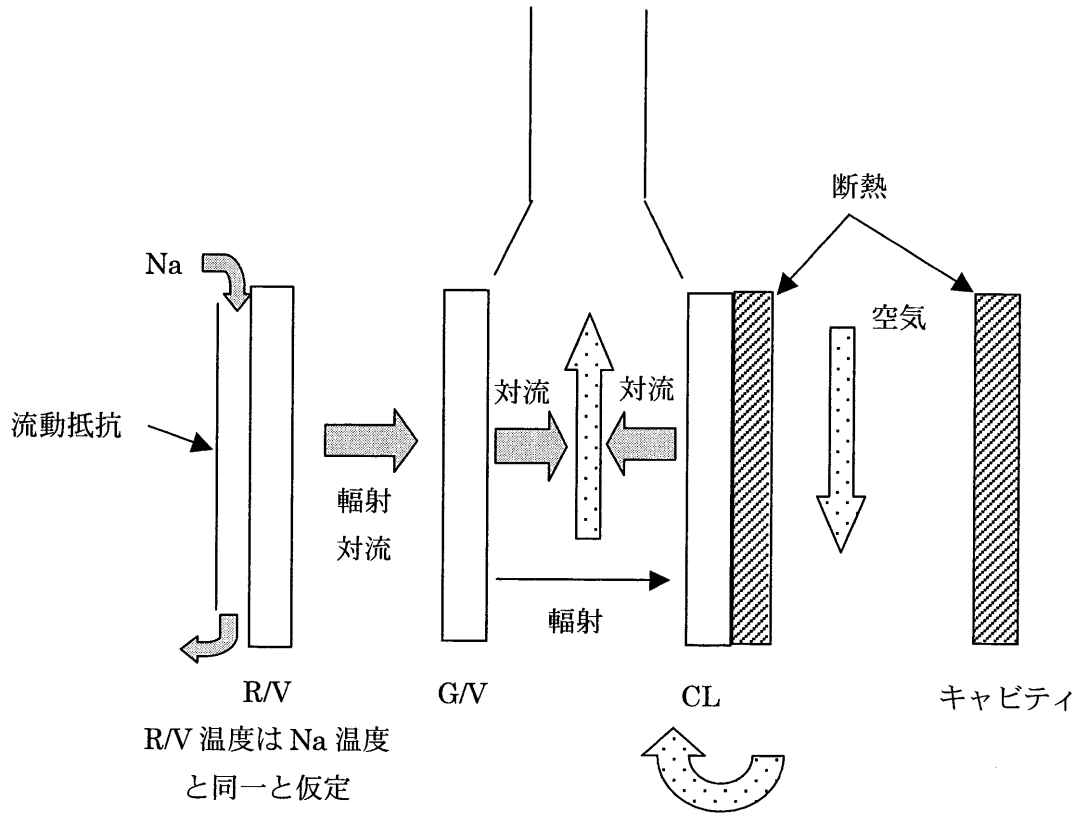
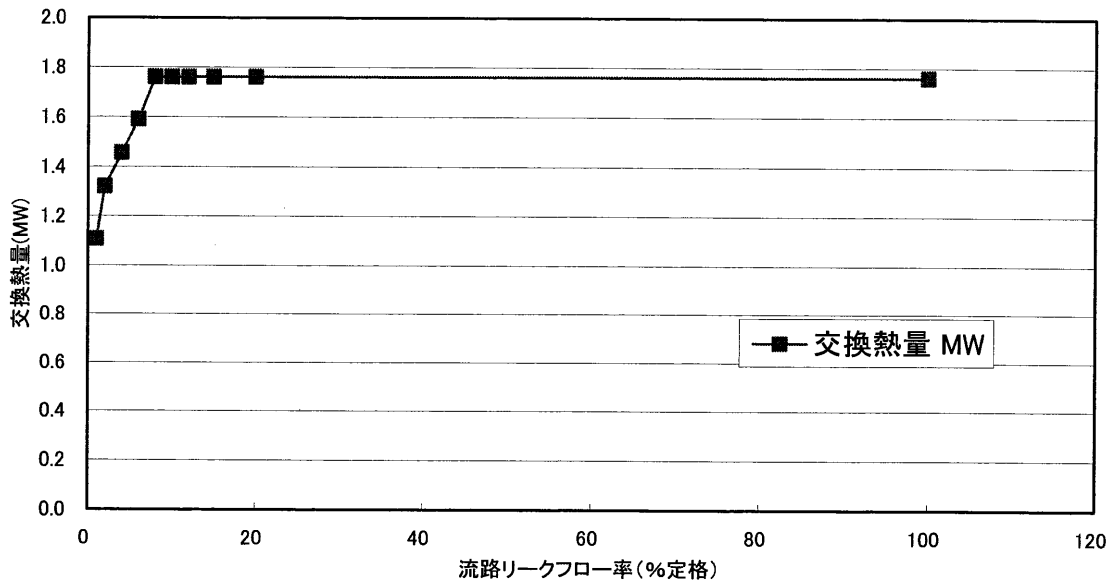


図 4. 4. 4-10 RVACS 静的ヒートバランス計算モデル

Na流路抵抗の影響



Na流路抵抗の影響

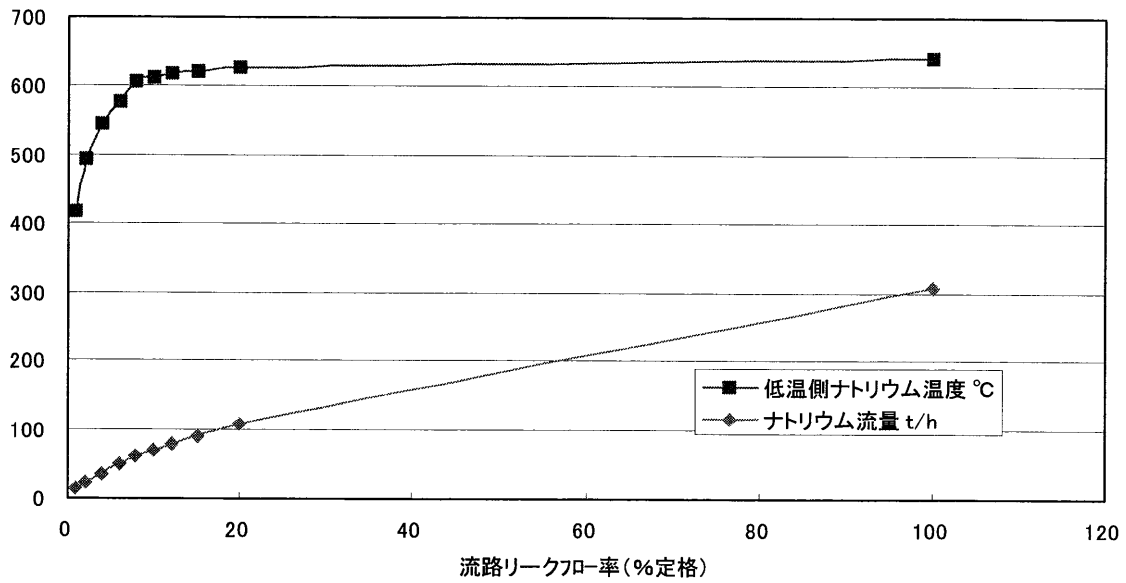


図 4. 4-11 リークフロー率の交換熱量、ナトリウム温度・流量への影響

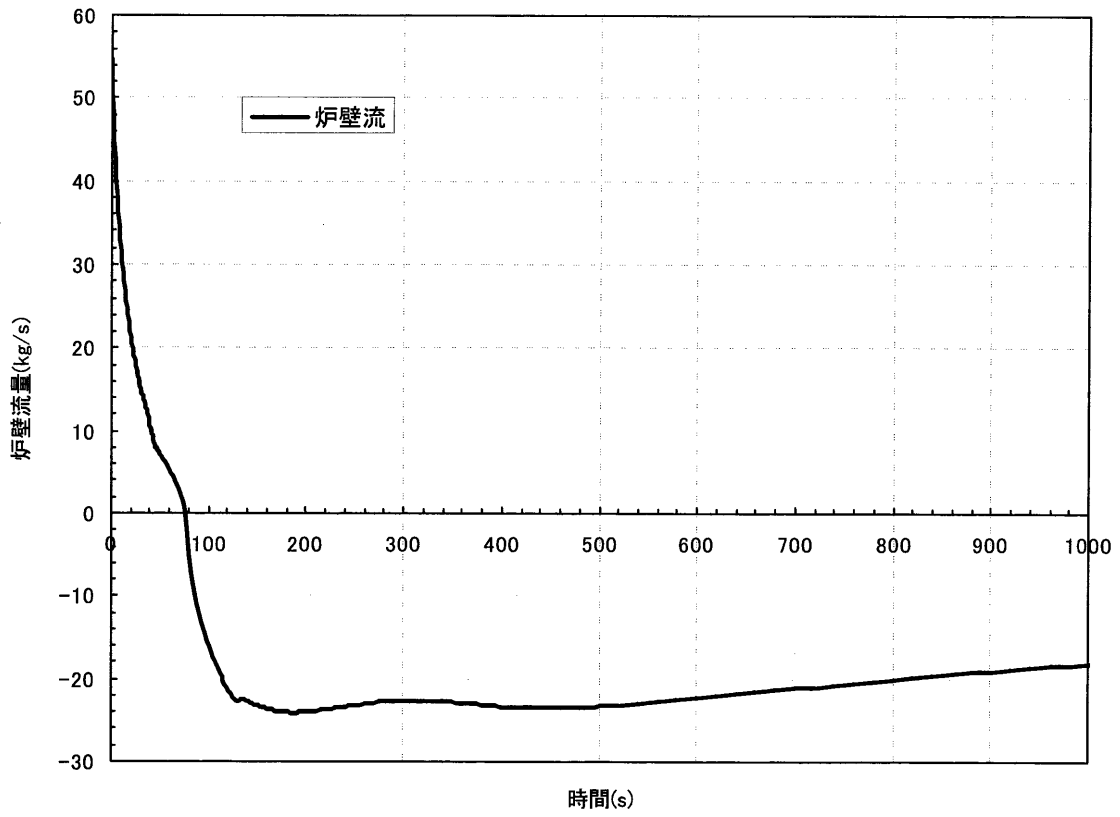


図 4. 4. 4-12 45 秒まで流量半減時間 15 秒でその後 200 秒まで線形減衰させた ULOF 事象時の炉壁流量変化

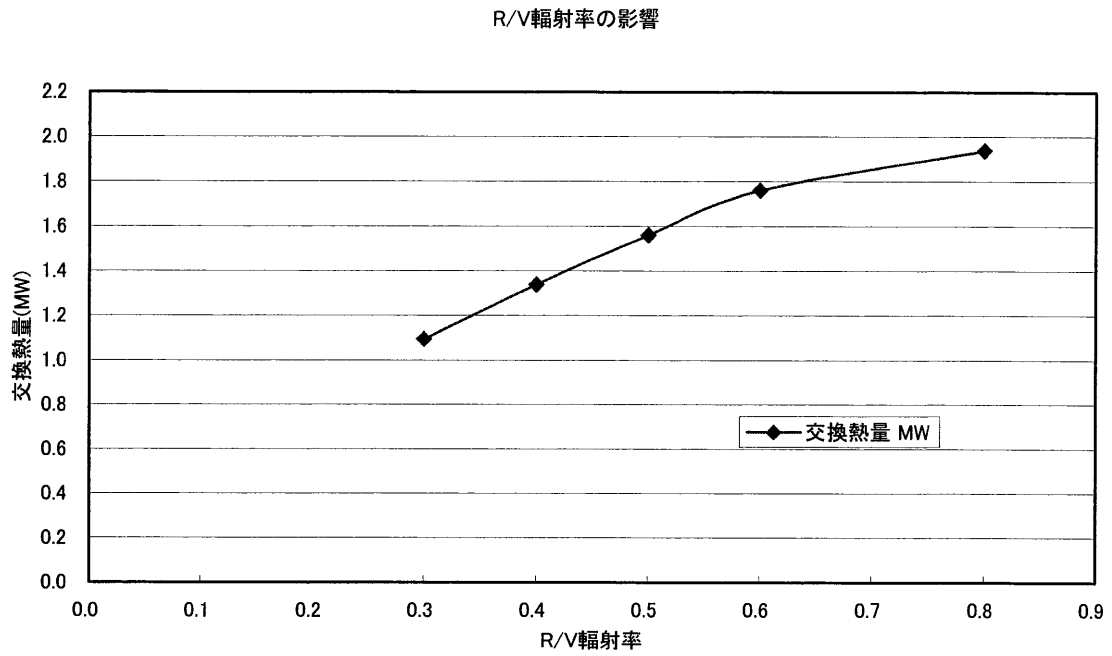


図 4. 4. 4-13 (1/3) R/V 輻射率の除熱量への影響

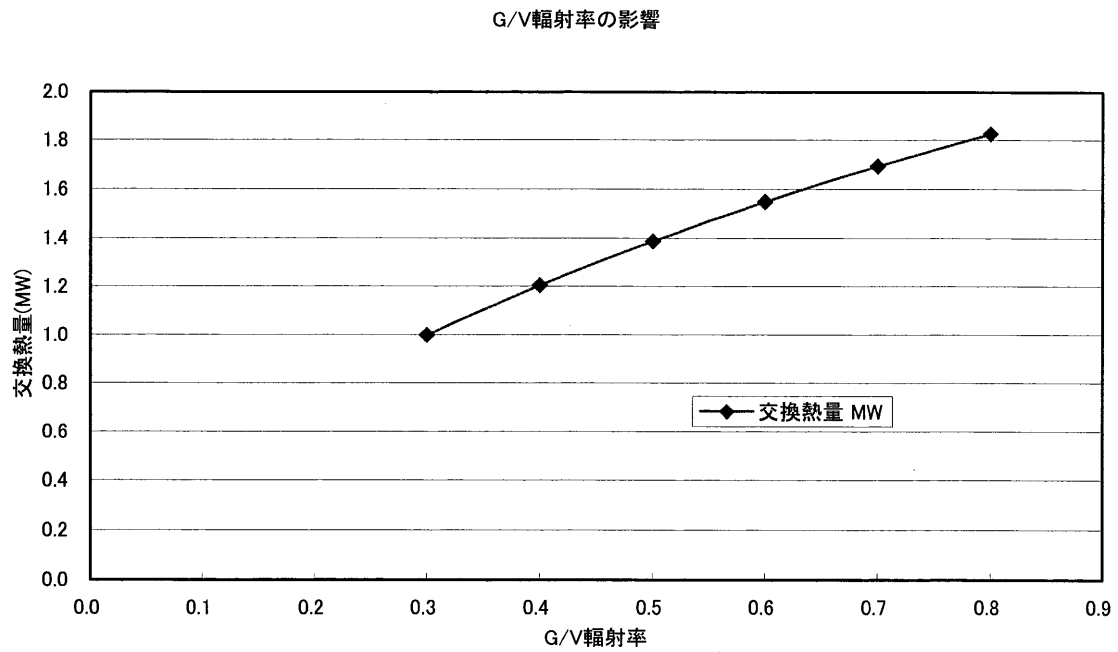


図 4. 4. 4-13 (2/3) G/V 輻射率の除熱量への影響

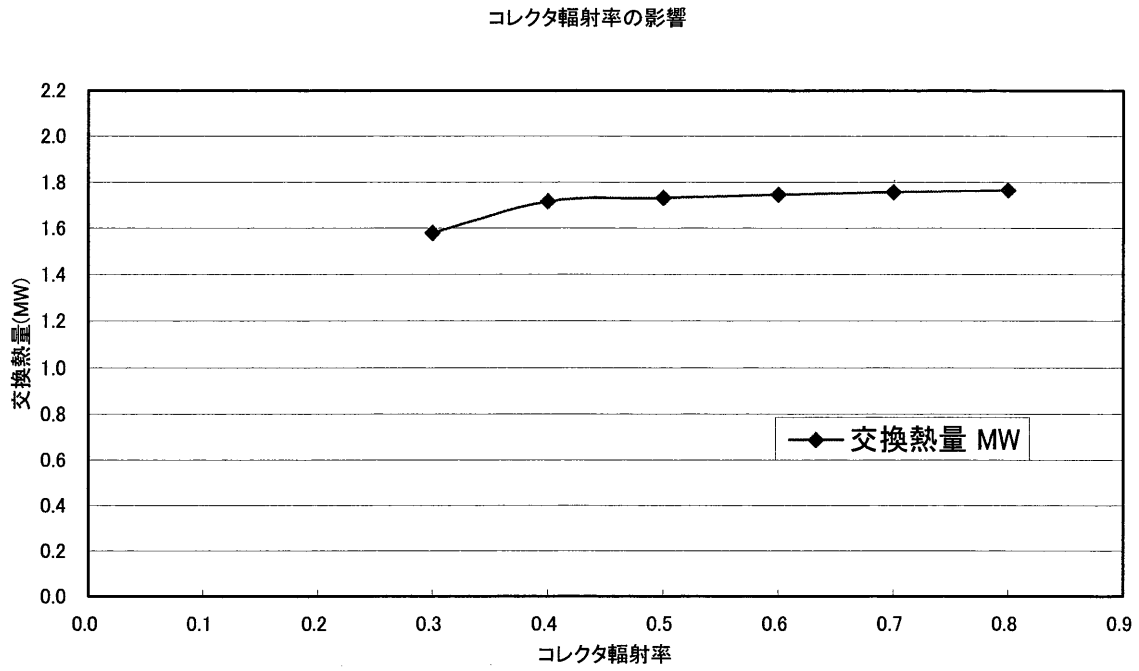


図 4. 4. 4-13 (3/3) コレクタ輻射率の除熱量への影響

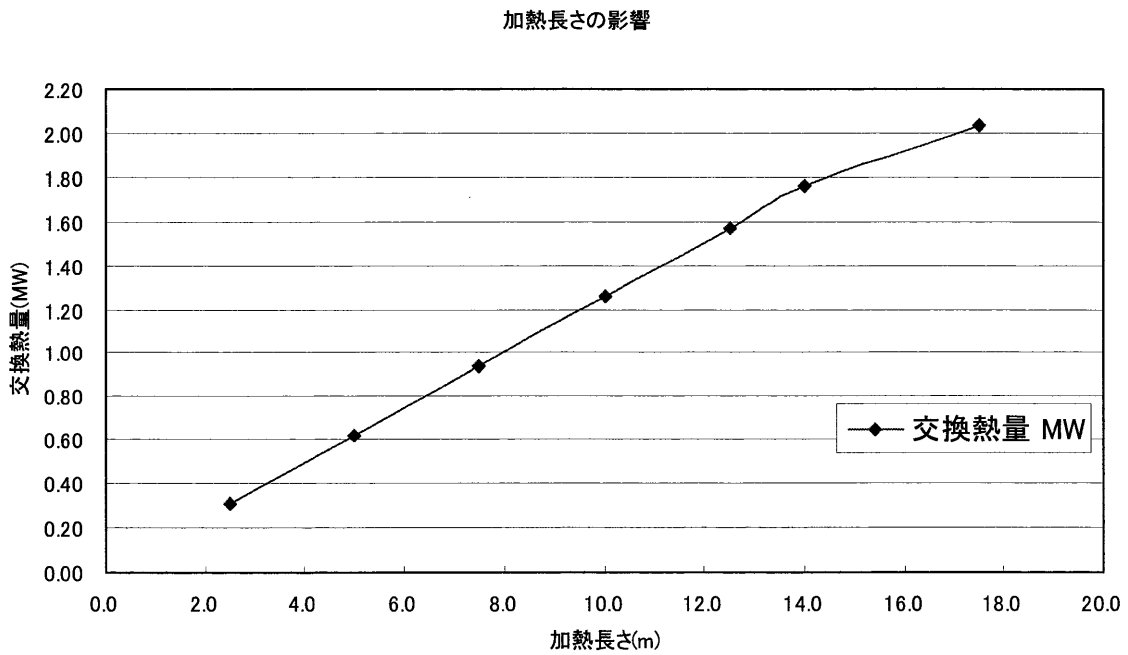


図 4. 4. 4-14 加熱長さの除熱量への影響

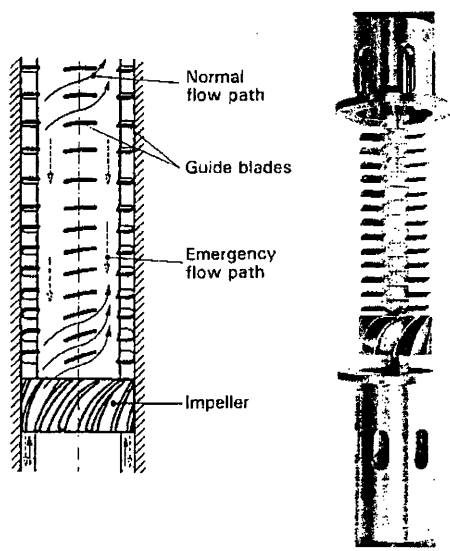


Fig. 4. Flow diode.

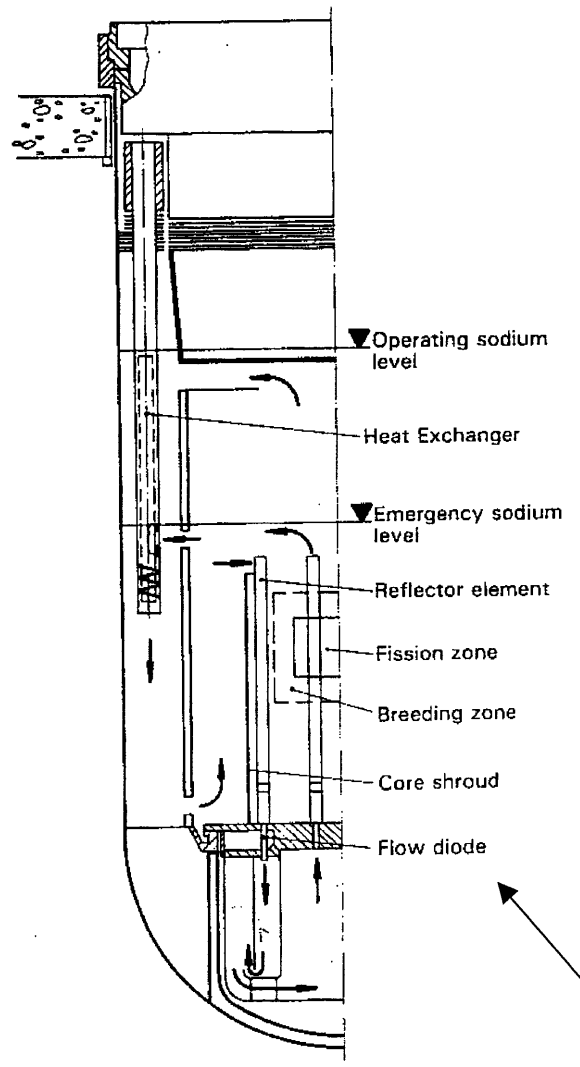


Fig. 5. Internal emergency cooling cycle.

図 4. 4-15 フローダイオードの適用例 (SNR-300) [6]

RVACS単独除熱時の温度変化

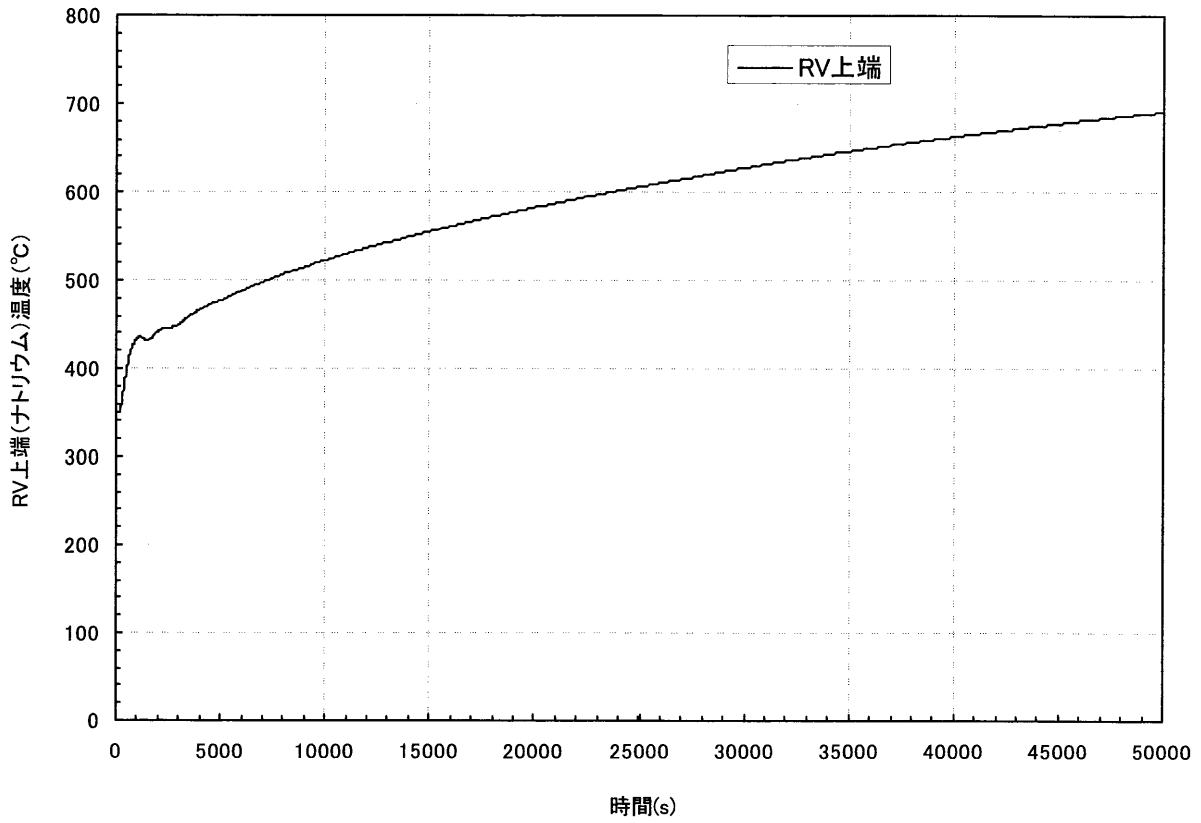


図 4. 4. 4-16 RVACS 単独除熱時のホットプール温度変化

4.4.5 BOP 設備の検討

(1) ナトリウム補助設備

(i) 設備対応方針

ナトリウム補助設備は、ナトリウム純化系およびナトリウム充填・ドレン系に分類（1次および2次ナトリウムごとに設置）される。

ナトリウム純化系について、ナトリウムインベントリの低減、炉心の長寿命化（新燃料付着不純物量の低減、1次純化系）、二重管蒸気発生器の採用（水素透過量の低減、2次純化系）により、初期純化時も合わせてコールドトラップの無交換化を図る。コールドトラップは、メッシュ本体、エコノマイザ、電磁ポンプ、プラグング計等を合体した一体型を採用する。いずれの炉型も、原子炉容器などのコンパクト化を図っているため、コールドトラップの設置位置に留意する。

ナトリウム充填・ドレン系について、1次系は仮設、2次系はナトリウムインベントリの低減と合わせて、崩壊熱除去系（PRACSの2次ナトリウム系）との共用化により、ドレンタンクを小型化する。ドレンタンクは、ナトリウム漏えいや伝熱管補修時に2次ナトリウムを受け入れるが、運転・運用方法を工夫することにより、高温ナトリウムのドレンを回避する。万一の蒸気発生器におけるナトリウム-水反応発生時には、サイクロンセパレータを介して、ドレンタンク内に内部ナトリウムを放出する。（4.4.5(8)(iii)ナトリウム水反応対応参照）

(ii) 概念具体化

タンク型炉をベースにナトリウム補助設備の概念を具体化した。

ナトリウム補助設備のうち、1次系についてはナトリウムの初期純化を仮設設備によって実施する計画であり、特に1次ナトリウム補助設備を設置しない。

2次ナトリウム補助系について、二重管蒸気発生器のリーク検出系、水素透過率等の既往研究調査をもとにコールドトラップの必要メッシュ容積や、2次ナトリウム補助設備の系統構成を検討した。

2次ナトリウム補助系の構成を検討するにあたり、不純物混入量などをもとに一体型コールドトラップのメッシュ体積を算出した。2次系不純物混入量を表4.4.5-1に示す。不純物量は、初期純化時の酸素換算不純物量で62.5kg、運転中の水素透過を加えると845kgとなる。必要メッシュ体積は、以下のよう計算される。

（必要メッシュ体積）

$$= \text{不純物量} / (970(\text{kg/m}^3) \times 0.074) \quad (0.074 \text{ は捕獲効率})$$

$$\text{初期純化のみのケース} \quad 0.9\text{m}^3$$

水素透過を加えたケース 12m³

通常運転時の蒸気発生器伝熱管を介した水素透過を考慮すると、メッシュ体積は 12m³ と大きく、コールドトラップ無交換の条件では、多数の一体型コールドトラップを設置するなどの対策が必要となる。一方、二重管蒸気発生器に特有の内外管リーク検出系を有効活用して、従来のナトリウム中水素計を用いない場合には、2次ナトリウム中の水素濃度を低くする必要性は小さく初期純化に対応したメッシュ体積のみを確保することにより大幅に合理化できる可能性を有する。また、表中の二重管の水素透過率は密着二重管に対応した値であり、組網線入り二重管の場合の採用によりさらなる削減の可能性もある。

以上より、二重管の水素透過率に関する確認は必要ではあるが、ここではコールドトラップは初期純化に限定する方針とする。ただし、コールドトラップを初期純化に限定した場合でもメンテナンス時等でナトリウムの純化が必要となる可能性があり、初期純化後もコールドトラップの撤去は行わない。

従来の2次系の構成を図 4.4.5-1 に示す。図中破線で示した領域はエンクロージャ／ガードベッセルを設置する必要のある領域である。2次系コールドトラップをダンプタンクに設置し、2次系液面制御にオーバフロー汲み上げ方式を採用しているため、常時ナトリウムを内包している配管が多く、エンクロージャを設置する必要のある部分が多くなっている。

蒸気発生器とダンプタンクを一体構造としてダンプタンク中に一体型コールドトラップを設置した構成を図 4.4.5-2 に示す。この場合、エンクロージャ／ガードベッセルの設置領域が簡素化されるため、ナトリウム漏えい対策の観点より有利な構成となる。一方、カバーガス圧により蒸気発生器内／ダンプタンクのナトリウム液面制御を行うことになるため、アルゴンガス系弁のシートリーク、配管漏えい等により2次系配管のサイフォンブレイク、除熱喪失につながる可能性がある。図 4.4.5-2 をもとに、充填ドレン系を追記したものを図 4.4.5-3 に示す。

図 4.4.5-1 に示す従来の系統構成からオーバフロー汲み上げ系を削除し、充填ドレンに係わる系統を追記したものである図 4.4.5-4 に示す。

図 4.4.5-4 のケースでは蒸気発生器およびダンプタンクそれぞれにガードベッセルが必要だが、図 4.4.5-3 のケースは蒸気発生器を収納するダンプタンクが大型化するために物量に顕著な差はない。

また、図 4.4.5-3 のケースでは、アルゴンガス系の信頼性確保のためにアルゴンガス系ラインのうち、蒸気発生器とタンクとを接続するラインの弁多重化、二重管化、二重管アニュラス部の容積制限などの設計対応が必要である。2次系1ループ構成のナトリウム冷却小型炉では、2次系の除熱喪失につな

がる可能性は極力排除すべきであるため、2次ナトリウム補助系として図4.4.5-4の構成を選定した。

表 4.4.5-1 2次系不純物混入量の概算結果

項目	不純物混入経路	酸素(kg)	水素(kg)	備考
初期純化時	ナトリウム地金	0.22	0.02	Na量は主冷却系102ton、PRACS8tonを想定
	機器・配管表面付着(ステンレス鋼)	0.57	0.15	主にPRACS及び2次EMP
	(クロモリ鋼)	50.2	0.50	2次冷却系(2次EMPを除く)
	初期純化用CT付着	0.43	0.05	実証炉最適化研究(フェーズ2)の値を暫定的に準用
合計	51.42	0.72	酸素換算不純物量:(酸素量)+(水素量×15.3) 62.5kg	
通常運転時*	SG伝熱管からの水素透過	0	51.1	SG水側→ナトリウムへの水素透過量 <ul style="list-style-type: none"> 2重管SGの水素透過率: $1.0 \times 10^{-11} \text{kg/m}^2\text{s}$ SGの水素透過面積: 2843m^2 (ダウンカム部を含む) SGの運転時間: 60年、稼働率95%
	合計	51.42	51.82	酸素換算不純物量:(酸素量)+(水素量×15.3) 845kg

*) EMP採用のため、ポンプシールガスからの混入はないものとした。

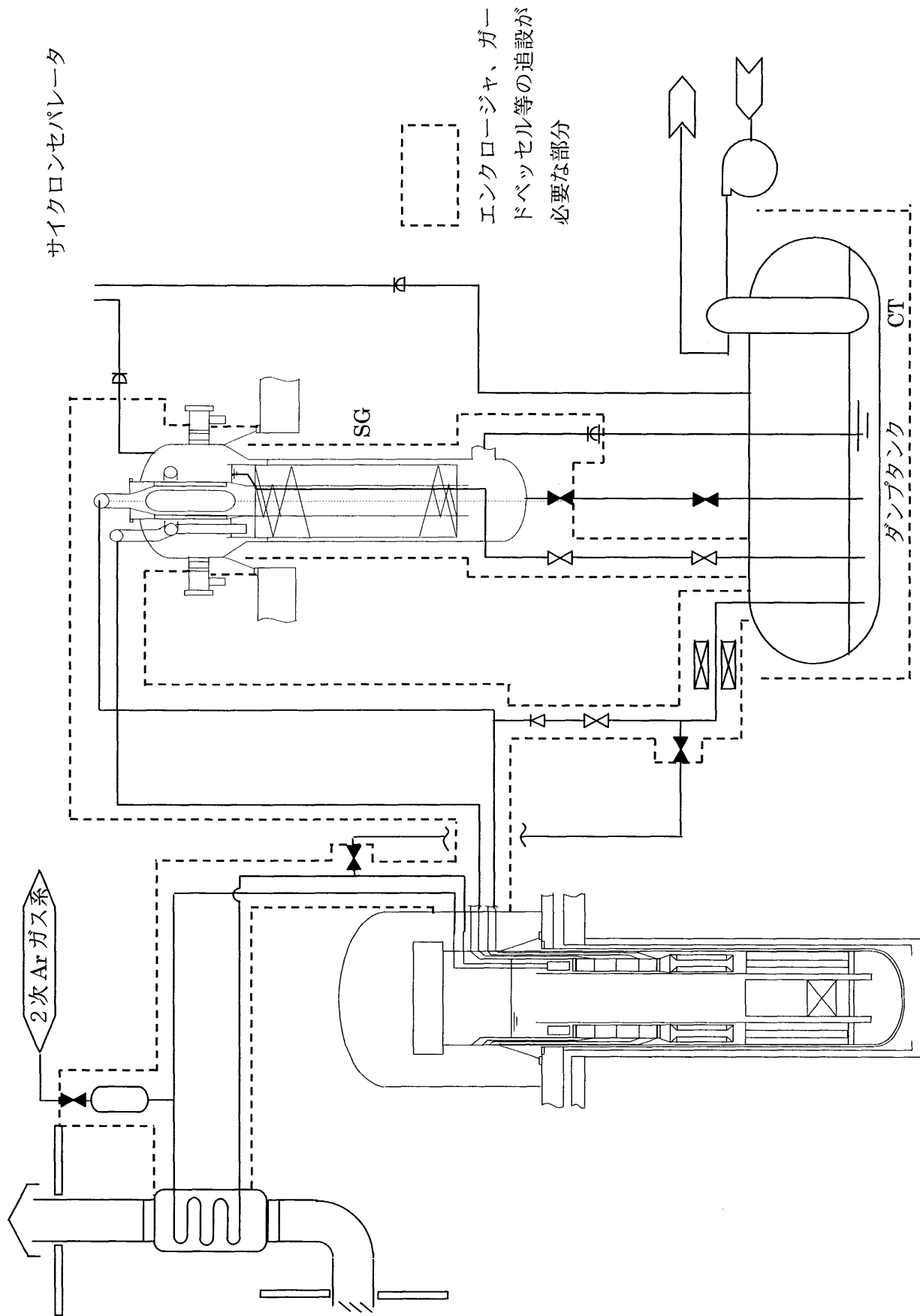


図 4.4.5-1 2次系系統構成 (従来設計)

原子炉・1次冷却系

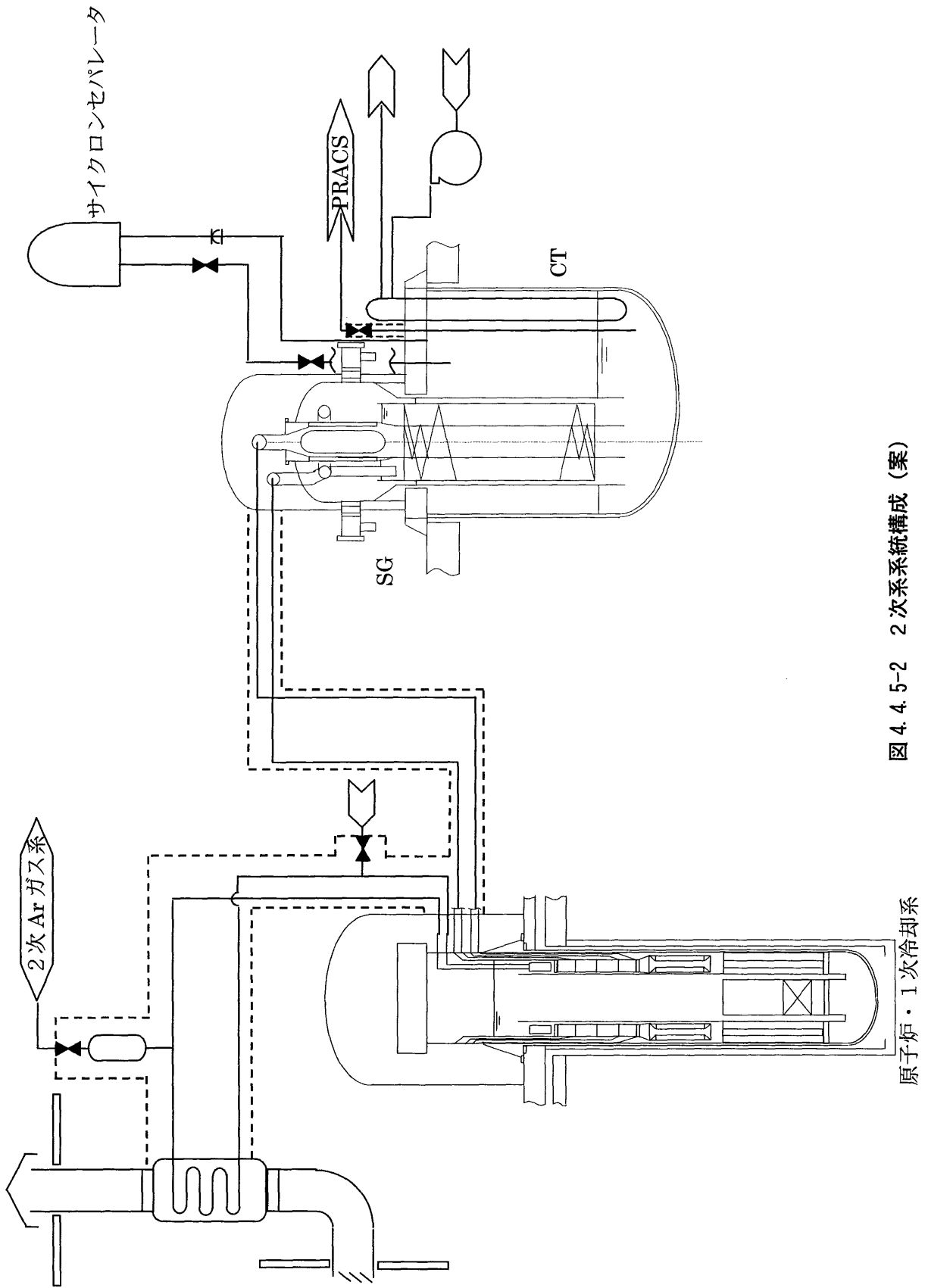


図 4.4.5-2 2次系系統構成 (案)

原子炉・1次冷却系

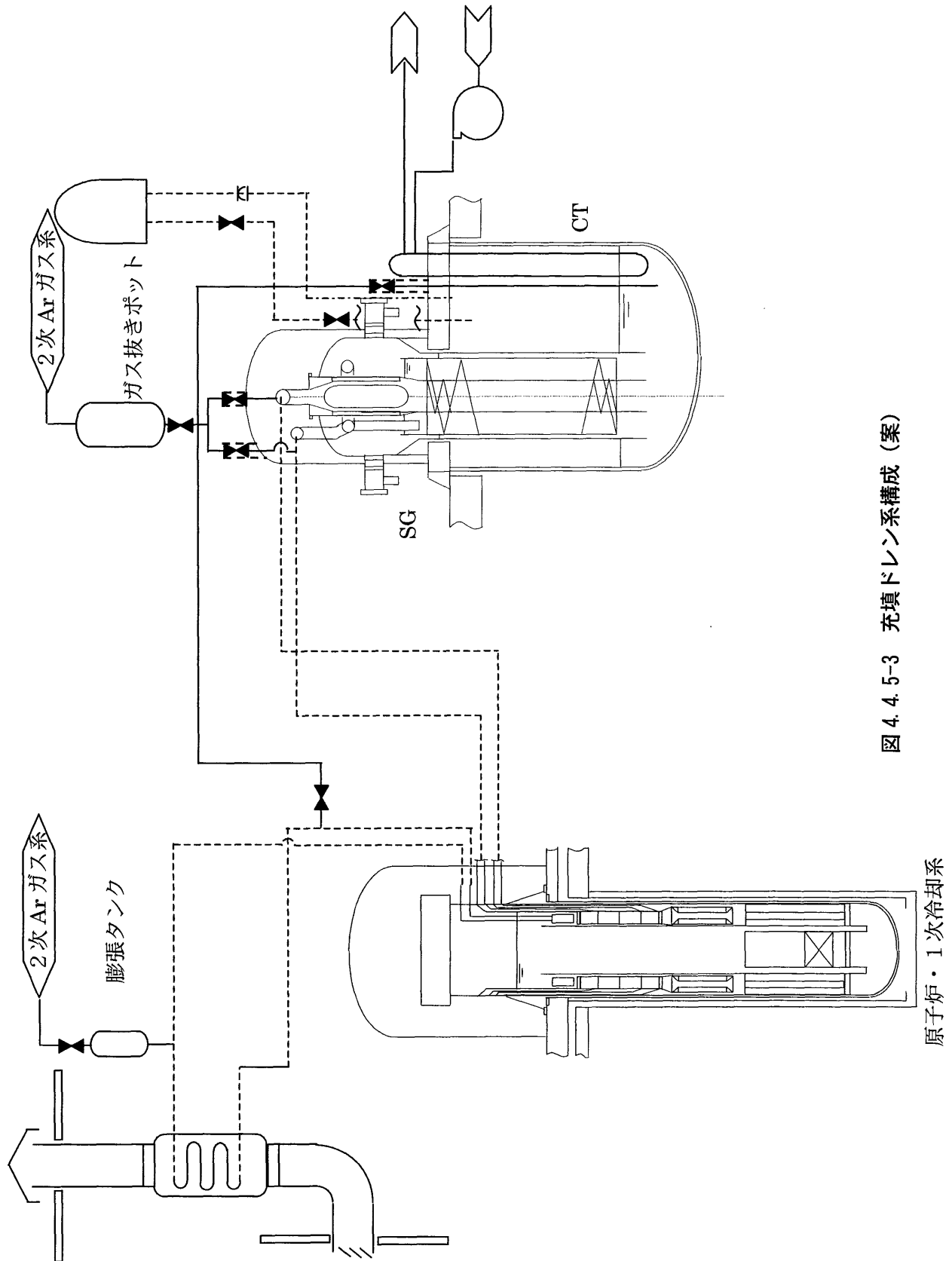


図 4.4.5-3 充填ドレン系構成 (案)

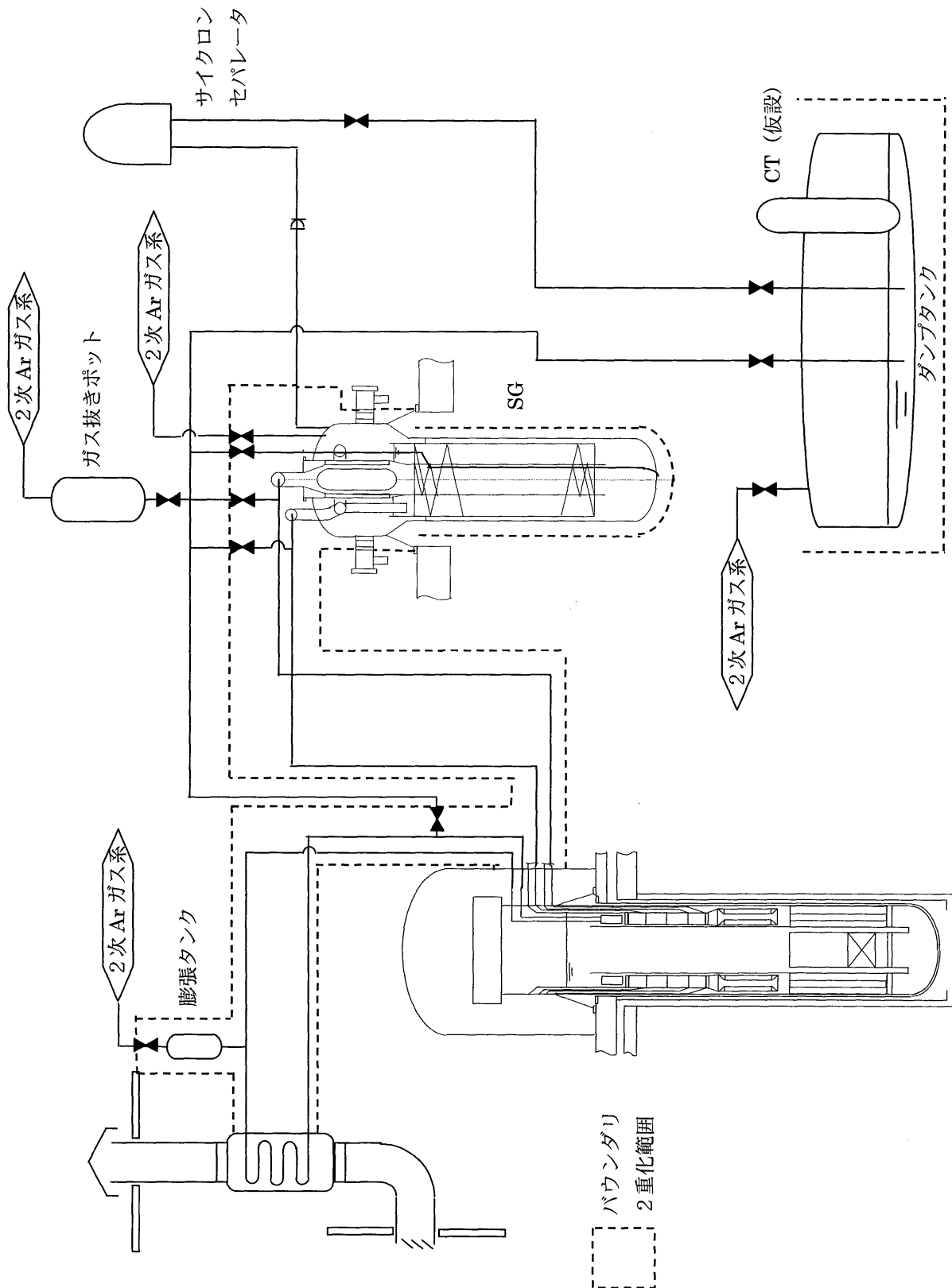


図 4.4.5-4 2次系系統構成計画

原子炉・1次冷却系

(2) 原子炉格納容器

(i) 設備対応方針

建屋容積の低減や、原子炉格納容器空調系の負荷低減をねらって、格納容器の容積を低減する。

原子炉容器側部および下部について、いずれの炉型も崩壊熱除去系の一部に RVACS を使用するため、ガードベッセルにより格納容器を構成する。(空気流路に近接するコンクリート部(ガードベッセルの反対側)は、入口空気により冷却)

原子炉上部について、タンク型炉では、原子炉容器内に1次冷却系を内包するため、鋼製のトップドーム等により格納容器を構成する。ループ型炉では、原子炉容器および冷却系容器を内包するライナー張り矩形コンクリート等を設置し、これと冷却系容器内の中間熱交換器・伝熱管等により格納容器を構成する。ただし、タンク型炉より格納容器容積が増加する傾向にあるため、コンパクト配置などによる格納容器体積の低減を重視する。

いずれの炉型も、格納容器形状が複雑化するため、施工および検査等の要求条件を満足できるように工夫する。

(ii) 概念具体化

小型炉の格納容器について、タンク型、ループ型とも原子炉容器据付面より下部は、ガードベッセルを格納容器バウンダリとし、上部は、タンク型炉はトップドーム、ループ型炉は中間熱交換器・蒸気発生器一体化機器を内包する矩形コンクリート格納容器とする計画である。これらの格納容器バウンダリのうち、特徴的な事項はガードベッセルを格納容器バウンダリとする点であり、以下に設計の考え方や、地震および構造健全性対応を検討した。

(a) 格納容器バウンダリとしての考え方

ガードベッセルを格納容器バウンダリとするには、格納容器バウンダリの機能条件である事故時の放射性物質の格納を満足するために、事故時の荷重条件に対して、気密性を確保する必要がある。

ガードベッセルは、貫通部を持たない単純な円筒容器であるため、気密性確保は容器本体の健全性に依存する。よって、信頼性のある材料を用いて施工を行い、想定される荷重条件に対して寿命中の材料の劣化を考慮して十分な強度を確保することを基本とする。

ガードベッセルが従来の格納容器と異なる点は、①比較的高い放射線環境下にあること、②通常運転時に、比較的高温であること、③寿命中保守・補修等の接近が困難であることと考えられる。(漏洩監視、ISI は実施可能である)

①、②については条件を強度設計に考慮すること、③については、寿命

中の材料劣化等の少ない材料の使用、環境、強度設計への考慮を行うことにより健全性を確保する。

(b) 地震時健全性

15万kWe小型炉の地震応答解析を実施した。

免震研究で使用されているケーススタディ波(S₂地震)の床応答曲線(水平免震、上下耐震)を図4.4.1-7に示した。2.5Hzでの応答加速度は約0.9Gで、原子炉容器先端の応答変位は約52mmとなる。原子炉容器が格納容器バウンダリであるガードベッセルに衝突しないためには原子炉容器-ガードベッセル間ギャップを65mm(ガードベッセルの地震時変位を約10mmと予測)程度確保する必要がある。原子炉容器破損想定時の冷却材液位確保の点からは、ギャップは70mm程度許容されるため、特に問題はない。

(c) 構造健全性

RVACSの採用に伴い、ガードベッセル外周部には大気が流れるため、大気による腐食等のガードベッセルの長期健全性が課題となる。

ガードベッセルの材料としてはクロモリ鋼等の低合金鋼を使用する計画であるが、この大気中の腐食の基本的な機構は、大気中に含まれる酸素と水的作用によるものであり、特に水によって表面がぬれることが原因で腐食速度が増大する。金属表面がぬれる要因としては、結露や大気中の海塩粒子も重要となる。海塩粒子が金属表面に付着すると、その吸湿性のため金属表面をぬらしやすく、水滴が塩分を含むために電気伝導度が大きく、電気化学的腐食反応を促進するため、腐食速度が大きくなる。定量的には海塩粒子が存在すると、相対湿度70%で腐食速度が急激に増大する。

RVACSを適用した場合、定格運転温度では、ガードベッセル温度は100℃を上回る見込みである。腐食速度は緩やかなものになる。低温停止時が問題であるが、この場合でもガードベッセル温度は外気温に比較して高く、通常の状態では結露が生じることはない。海塩の付着がある場合にも吸気温度0~30℃程度では、5~10℃温度の上昇があると、湿度100%の状態の吸気でも相対湿度70%以下となる。ガードベッセルの温度と空気の温度の間には、これを上回る温度差が生じるため、金属表面がぬれて顕著な腐食が生じることは無いものと考えられる。

なお、腐食対策としては、雨、雪等の侵入防止、据付時の結露防止等も併せて具体化する必要がある。

(3) 電気設備

送電線、変圧器、所内母線などの電気設備の構成は、原則的にナトリウム冷却大型炉および中型炉と同一として、パワーセンタを削除し、コントロールセンタの大容量化などの合理化方策を取り込む。

また、自然循環方式の崩壊熱除去系の設置に伴い、緊急に電源を復帰する必要がないため、非常用ディーゼル発電機（約 10 秒で起動）の代わりに、非常用ガスタービンを採用する。非常用ガスタービンは、専用の冷却水設備、潤滑油設備、始動用空気設備が不要で、非常用ディーゼル発電機と比較して、設備合理化に期待できる。

(4) 燃料取扱設備

(i) 設備対応方針

燃交頻度が小さいことや（10年以上に1回）、燃料本数が少なく、燃交期間の低減が主目的でないことを考慮して、以下の工夫等により燃料取扱設備の簡素化を図る。燃料取扱設備の概念（案）を図4.4.5-5に示す。

(炉内燃料取扱設備)

- ① コストの大きい回転プラグを削除する。
- ② コラム型炉心上部機構との干渉を回避するために、燃交時には、炉心上部機構を上方に引抜いた後（完全、または、部分引抜き。ただし、炉心上部機構に設置するバッフル板の位置に注意）、燃料交換機および炉内中継装置を据付け、炉心上部機構の下方で作動する。
- ③ 使用済燃料は、燃料交換機により炉心から引抜いた後、炉内中継装置を介して、燃料出入機（炉外燃料取扱設備参照）により炉外に取出す。炉外取出し時には、除熱性の確保や、ガス冷却系への影響低減の観点より、ナトリウムポットの使用を基本とするが、崩壊熱が低いケースなどでは、ガス中裸燃料取扱の選択肢もあり得る。

(炉外燃料取扱設備)

- ① 燃交頻度および燃交本数が小さい特徴を生かして、外面空冷を取込んだ燃料貯蔵設備を採用（燃交1バッチ分のみ）するとともに、金属燃料の採用および廃液発生量の低減などを考慮して、水の使用を排除した乾式取扱を基本とする。
- ② 燃料出入機は、キャスク方式の密封構造（例えば、ナトリウムポット入り燃料1体を収納できる構造で、空気冷却系により間接的に崩壊熱を除去する。上部にグリッパ、下部にドアバルブを設置）として、燃交時には、天井クレーン等を使用して、炉上部に据え付ける。
- ③ 使用済燃料を収納した燃料出入機は、天井クレーン等により別場所に移動した後、外面空冷方式を取込んだナトリウムポット貯蔵設備（専用の崩壊熱除去系が不要）などに装荷する。
- ④ 使用済燃料は、崩壊熱が十分に減衰した後、ガスキャスク等により再処理施設に搬出する。

(ii) 概念具体化

(a) 基本条件

燃料取扱設備の検討条件は以下のとおりである。

- ・燃料集合体寸法：ダクト外対面寸法 220mm×全長 3300mm
- ・燃料交換体数：84体
- ・崩壊熱条件：既存研究を参考に図4.4.5-6に示す。集合体の崩

壊熱は炉停止後 12 日で約 16kW、炉停止後 200 日で約 4kW に減衰する。

(b) 基本構成

燃料取扱に係わる設備のうち、建屋計画上常設しておくべき設備以外の燃料交換設備、燃料移送キャスクは他プラントとの共有設備とし、サイト外から搬入して燃料交換を行えるよう計画する。従って、燃料交換に必要な設備は次のものである。

- | | | |
|---|---|-----------|
| <ul style="list-style-type: none"> ・燃料交換機 (FHM) 取扱機 ・ドアバルブ ・炉上部プラグ取扱機 ・燃料移送キャスク ・炉停止棒延長管収納ピット ・燃料移送キャスク置場 ・機器搬入用開口 | } | 必要時にサイト持込 |
| | } | 建屋に常設 |

使用済燃料の洗浄は行わず、乾式システムとして液体廃棄物を出さない。

炉外での燃料取扱方式は、原子炉から取り出す使用済燃料の崩壊熱レベルにより、以下のように裸燃料の状態で移送する概念とナトリウムポットに収納して移送する概念に区分できる。

- ① 裸燃料移送：崩壊熱約 4kW 以下
- ② ナトリウムポット移送：崩壊熱約 16kW 以下

従って、①の方式ではプラントを約半年間停止後に全炉心の燃料交換することになる。また、②の方式では炉停止直後に燃料交換を開始できる可能性を有する。低燃料交換頻度を生かして①のように半年間崩壊熱の減衰を待つ考え方もあり得るため、本検討ではいずれの方式も選定せず、①および②の燃料交換設備の具体化を行った。

(c) 燃料交換設備概念および手順

(7) 崩壊熱減衰 (プラントを約半年間停止) 後に燃料交換するケース

前記(b)①の場合の燃料交換設備の概念を図 4.4.5-7 に示す。

新燃料あるいはダミー集合体を事前に装荷して燃料移送キャスクをサイトに搬入し、使用済燃料と新燃料を交換する (プラント寿命後の燃料取出時には、使用済燃料とダミー集合体を交換)。

また燃料交換時には、原子炉建屋外壁に設けた機器搬入用の開口を開けて、必要な機器をクレーンで搬入する。

燃料交換手順は以下のとおりである (図 4.4.5-8)。

- ① 格納容器トップドームを開ける。
- ② 燃料交換設備を原子炉上部床レベルに搬入する。

- ③ 原子炉構造上部の反射体駆動装置、炉停止棒駆動装置などを取り外し撤去する。また、建屋床の燃料移送キャスク置場の蓋を取り外す。
- ④ 炉上部にドアバルブを設置する。燃料交換機（FHM）をクレーンで起立させ、炉上部のドアバルブ上に設置し、FHM グリッパで炉内の炉停止棒延長管を引抜き FHM 内に収納する。なお、長尺の炉停止棒延長管は取扱う場合には FHM ハウジング延長のために、追加しゃへい筒を結合する、FHM 内に収納できるように炉停止棒延長管自体を伸縮可能なテレスコープ式とする等の対応が考えられ、今後、具体化する必要がある。
- ⑤ クレーンで FHM を延長管収納ピットに移動して、炉停止棒延長管を収納ピットに挿入、仮置きする。
- ⑥ 炉上部のドアバルブ上に炉上部プラグ取扱機を設置し、炉上部プラグを引抜き収納して、原子炉上部床に仮置きする。
- ⑦ 燃料移送キャスクをクレーンで起立させ、キャスク置場に移送、設置する。キャスク上部にドアバルブを設置する。
- ⑧ 炉上部のドアバルブ上に、FHM を設置してグリッパにより炉内の燃料を一体ずつ引抜き、FHM 本体に収納し、ドアバルブを閉止する。FHM は燃料移送キャスクに移送し、最終的に燃料をキャスクに装荷する。これを全炉心分繰り返して、燃料の引抜きを完了する。
- ⑨ 後始末、養生を行い、燃料移送キャスク、および燃料取扱設備をサイト外に搬出する。

なお、FHM グリッパの各燃料位置への位置決めは、燃料集合体ごとに炉上部ドアバルブ上側で行う。

なお、FHM グリッパにはナトリウム中カメラを設けて燃料装荷・引抜状態を監視し、ホールドダウン動作が必要な場合には伸縮可能なテレスコープ式のホールドダウンチューブ等を FHM に付加するものとする。また、崩壊熱を有する使用済燃料の移送スティックに対して、FHM ハウジングにはアニュラスパスを設けて外側から強制冷却できるようにする。

(イ) 炉停止直後に燃料交換をするケース

前記(c)②場合の燃料交換設備の概念を図 4.4.5-9 に示す。

この概念は、FHM 取扱機の案内管を長円形とし、この中に直動式の FHM および燃料移送ポットを収納できるようにしている。原子炉容器内での燃料交換は、図 4.4.5-10 に示すように、上記の FHM と燃料移送ポットの連携動作によって行われる。

また、燃料交換手順を図 4.4.5-11 に示す。前記の概念と同様に、FHM グリッパにはナトリウム中カメラを設けて燃料装荷・引抜状態を監視し、ホールドダウン動作が必要な場合には伸縮可能なテレスコープ式のホールドダウンチューブ等を FHM に付加するものとする。また、崩壊熱を有する使用済燃料の移送途中の停止事象に対しても、前記の概念と同様に、FHMハウジングにアニュラスパスを設けて外側から強制冷却できるようにする。

手順は、前記の図 4.4.5-8 とほぼ同様であるが、炉外の移送キャスクにはナトリウムポットを挿入し、減衰待ちの一時貯蔵を行う。サイト外への搬出時には、ポット内のナトリウムをドレンするか、ポット上部に蓋をして缶詰めした上で、移送キャスクを密封する方法が考えられる。

いずれの方法でも燃料交換が可能であるが、頻度が少ないとはいえ、かなりの現場作業が伴うため、今後、作業の簡素化に配慮した具体的な設計検討が必要である。

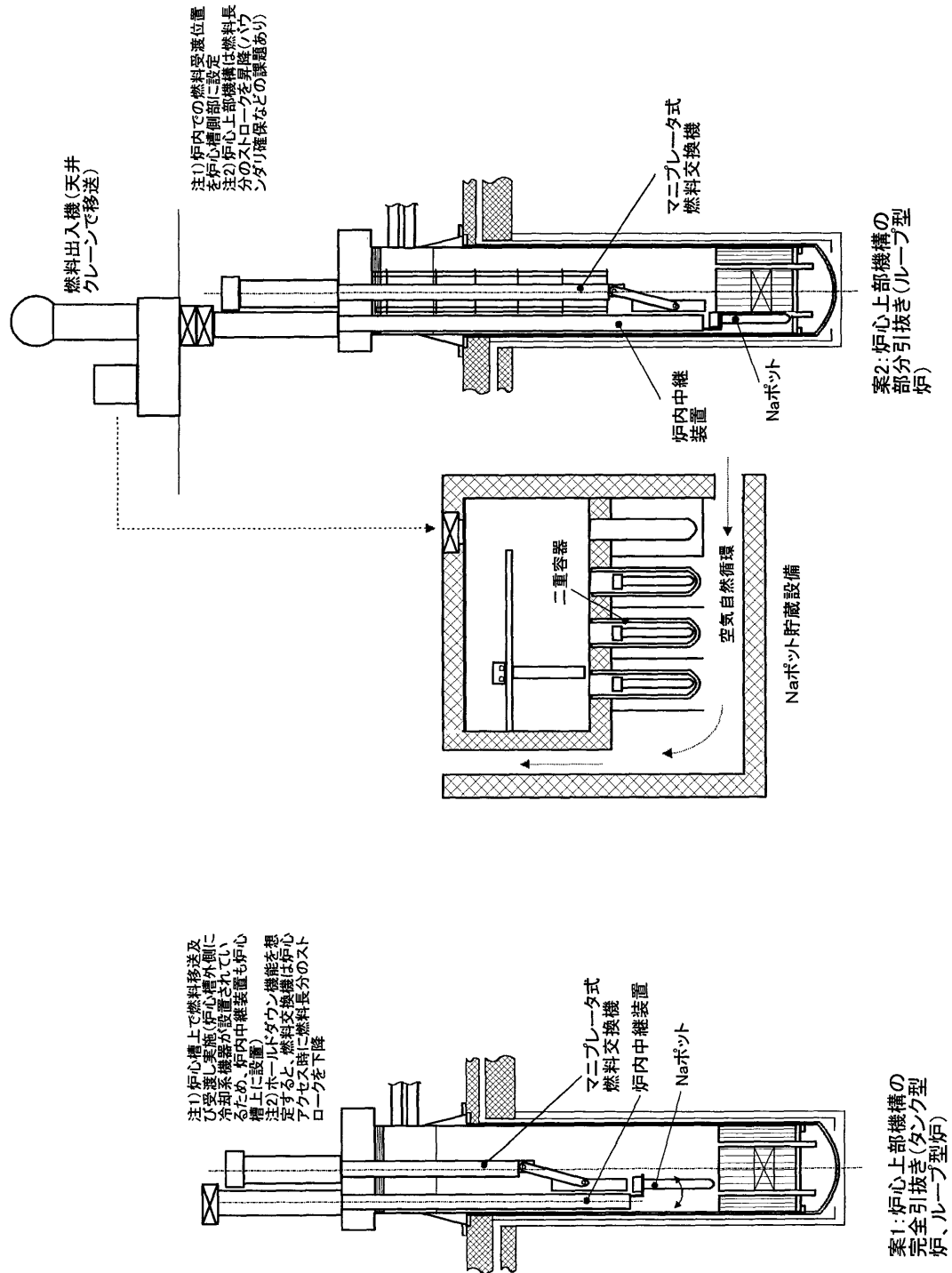


図 4. 4. 5-5 燃料取扱系設備概念 (案)

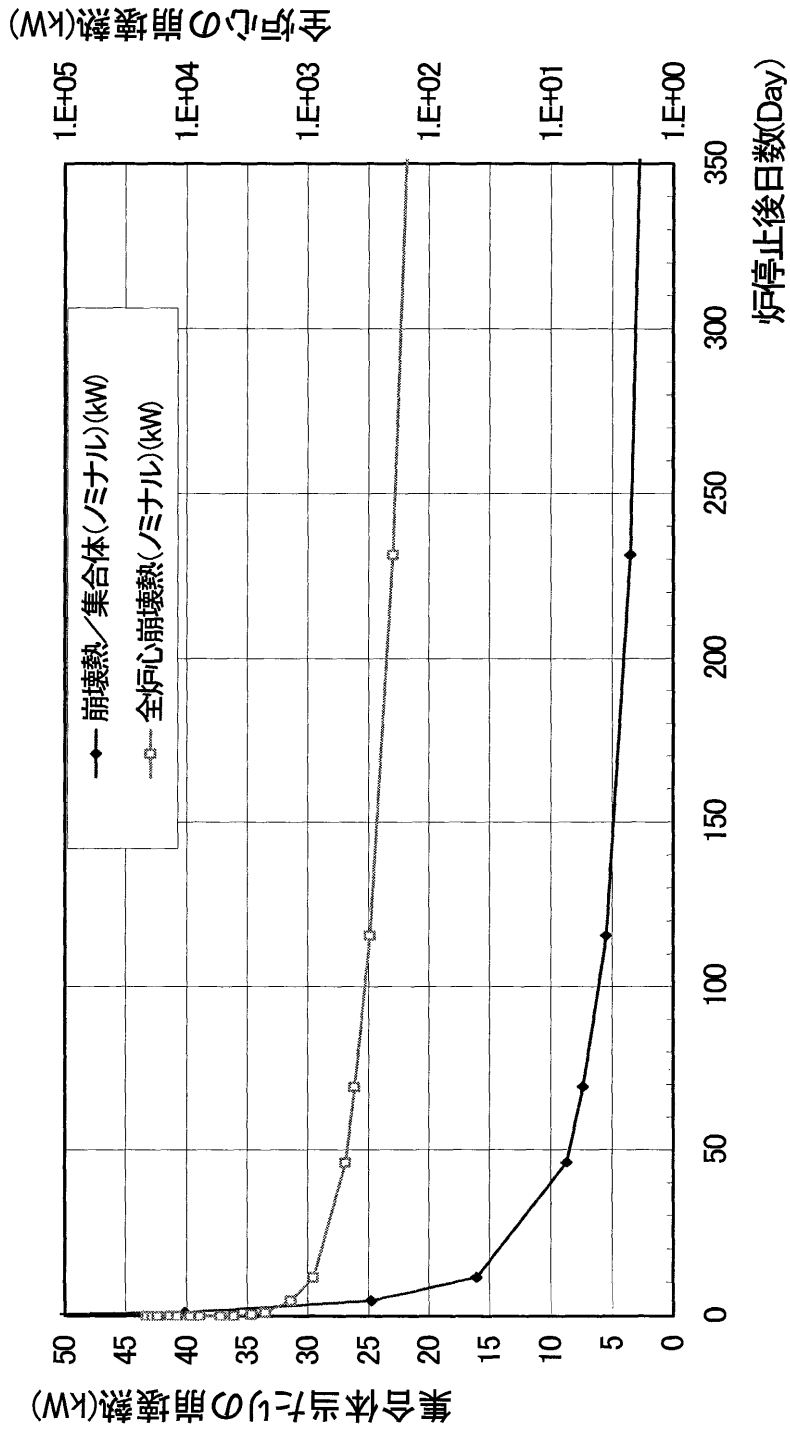


図 4.4.5-6 崩壊熱曲線

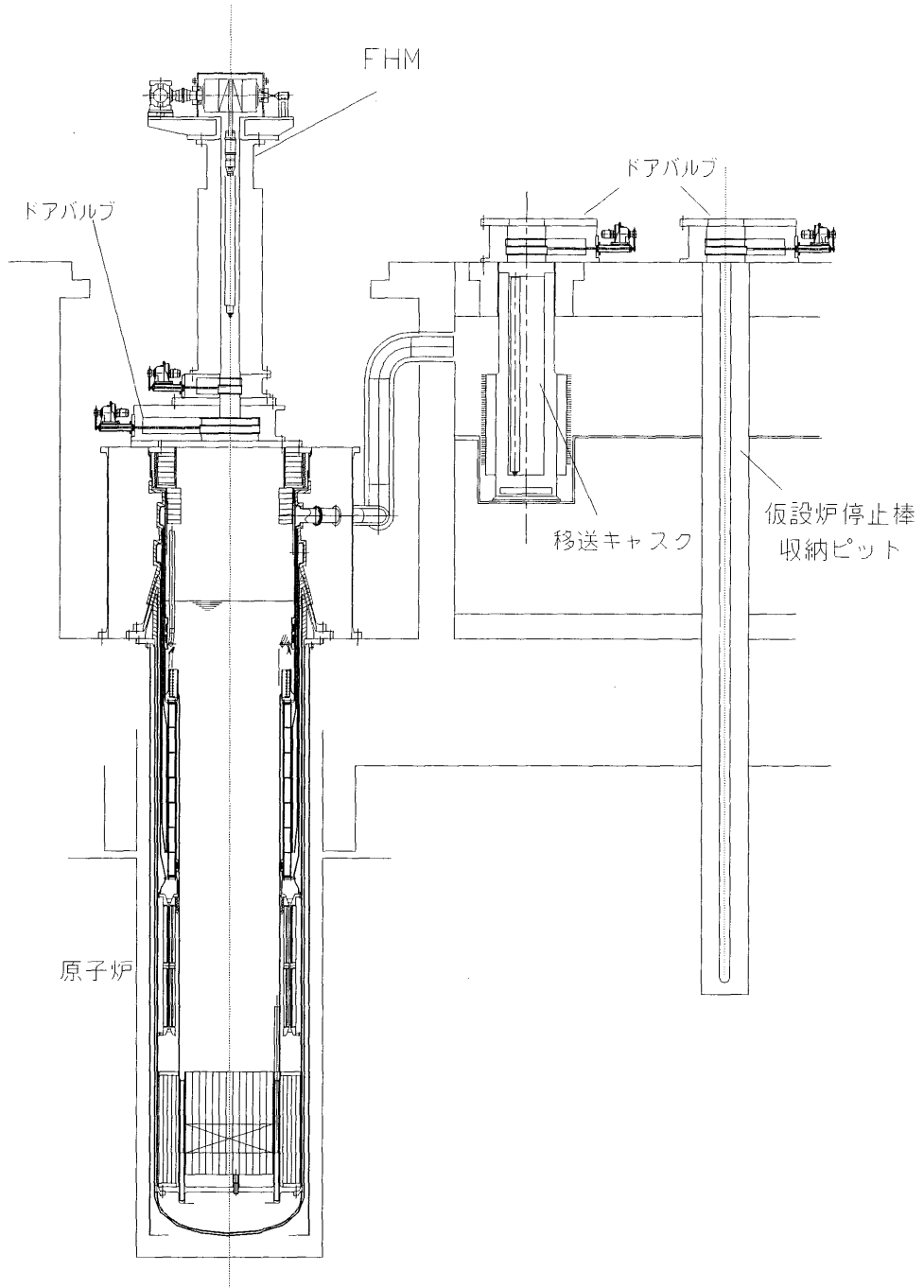


図 4. 4. 5-7 燃料交換設備概念図（崩壊熱の減衰待ちを行う場合）

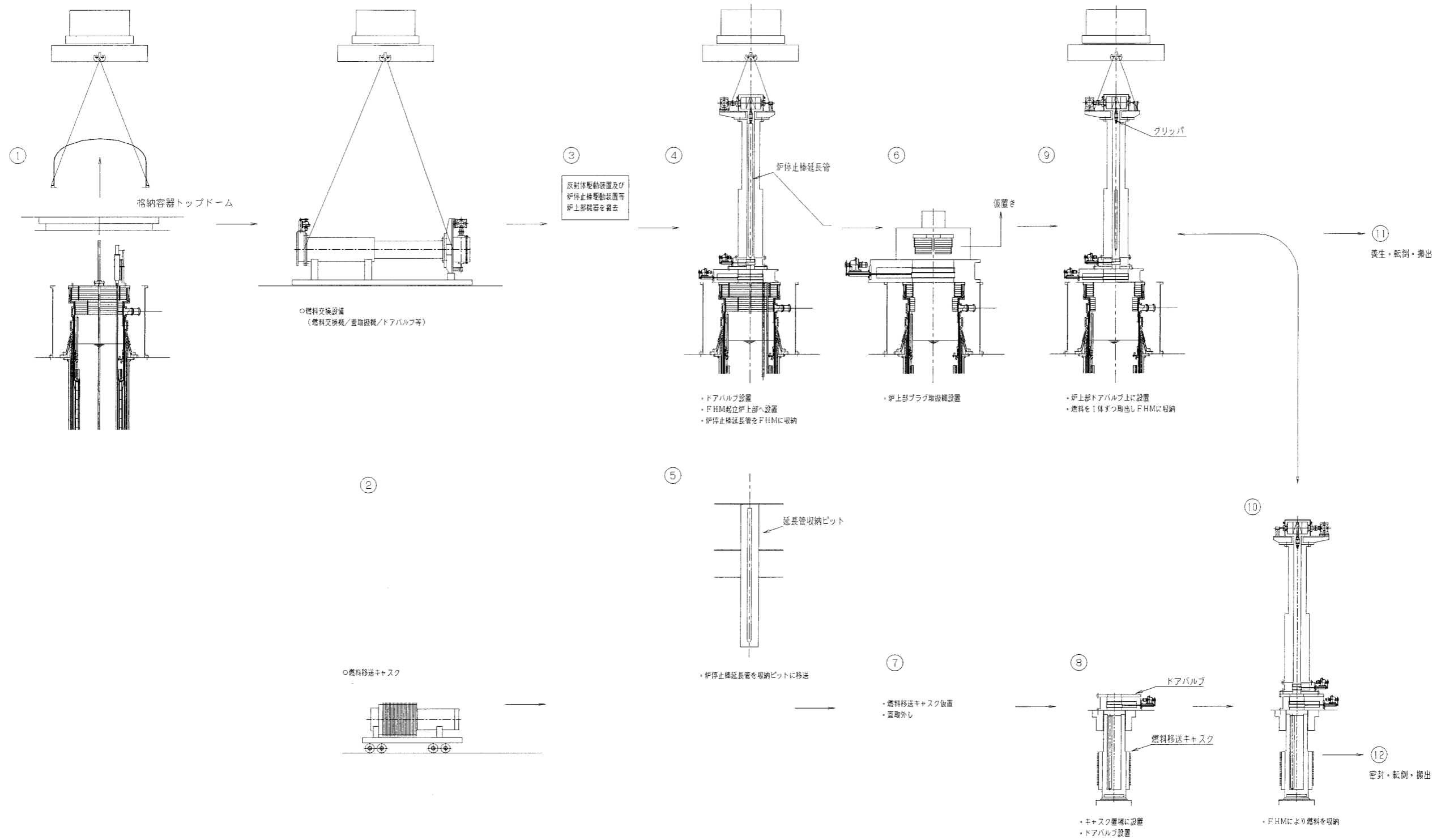


図 4. 4. 5-8 燃料交換手順図 (崩壊熱減衰後に燃料交換する場合)

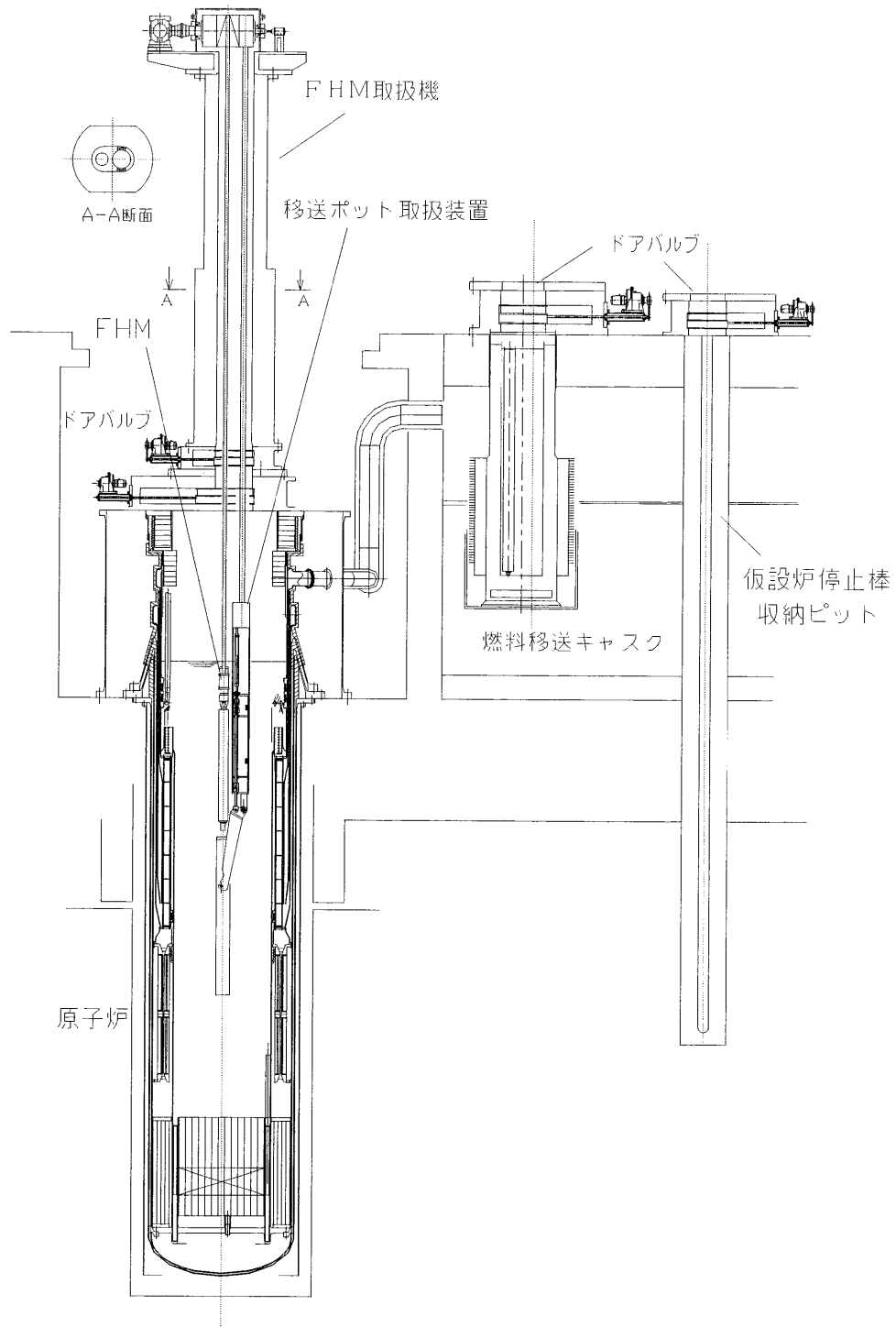


図 4. 4. 5-9 燃料交換設備 (崩壊熱の減衰待ちを行わない場合)

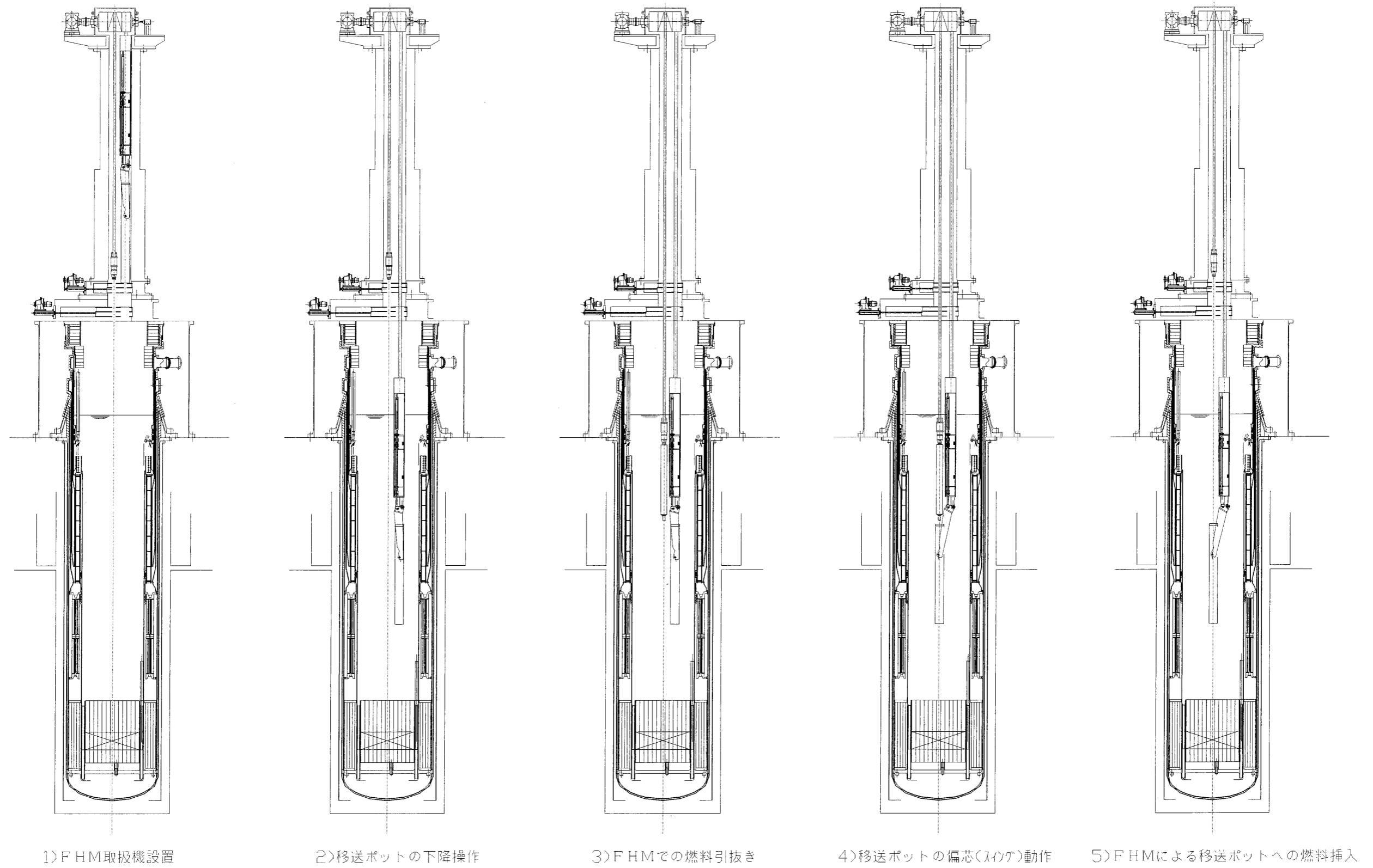


図 4.5.5-10 燃料交換方法概念図 (炉停止直後に燃料交換を開始する場合)

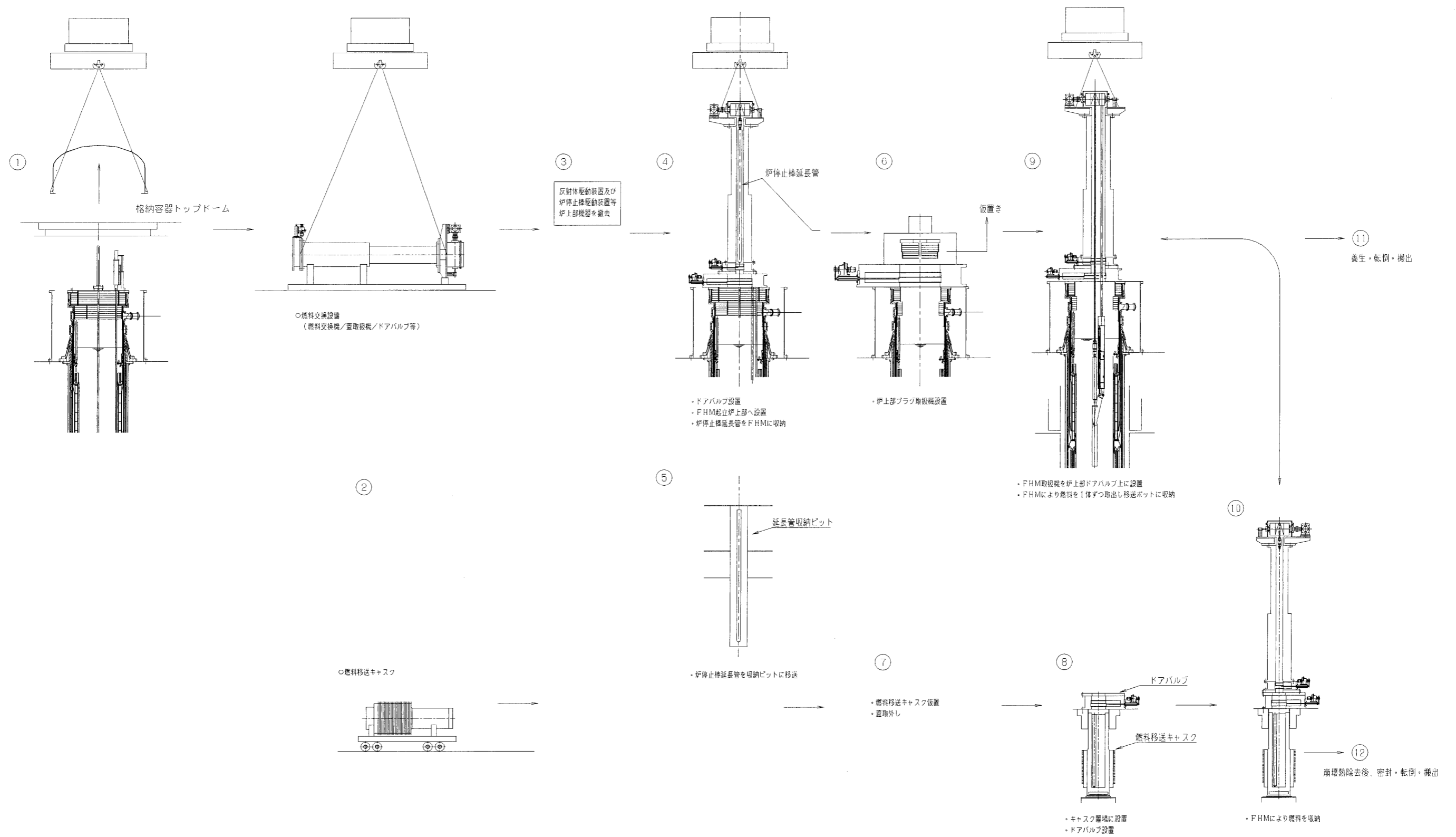


図 4. 4. 5-11 燃料交換手順図 (炉停止直後の燃料交換を開始する場合)

(5) 放射性廃棄物処理設備

放射性廃棄物処理設備は、気体、液体、固体の各廃棄物処理設備に分類される。いずれも、小型炉の特徴を生かして、廃棄物発生量を低減するとともに、機器数低減などの設備合理化を行う。

小型炉での合理化の方向性（案）を表 4.4.5-2 に示す。

気体廃棄物は、廃ガス貯蔵タンクで受け入れた後、活性炭ホールドアップ装置により減衰して、排気塔より放出する。1次カバーガス容積、燃交頻度の低減に伴い、廃ガス受入量および処理容量を大幅に低減できるため^{注1)}、気体廃棄物処理設備をコンパクトにする。また、廃ガス受入タンクを削除するなどの対応を図る。^{注2)}

液体廃棄物は、設備廃液（共通保修設備等廃液、分析廃液）、機器・床ドレン、洗濯排水に分類される。いずれも収集タンクで受け入れた後、蒸発濃縮装置（設備廃液および機器・床ドレンのみ）、モニタタンクを介して、放出、または、再使用する。燃交頻度の低減や、保守・補修の簡素化に伴い、燃料取扱設備、共通保修設備からの設備廃液および機器・床ドレンを大幅に低減できるため、液体廃棄物処理設備をコンパクトにする。保守・補修の簡素化に関連して、定検期間の短縮等により、設備廃液の一部（分析廃液）および洗濯排水の低減も可能である。また、設備廃液と機器・床ドレンの一括収集、廃液濃縮装置の基数低減などの対応を図る。

固体廃棄物は、濃縮廃液（液体廃棄物処理設備より発生）および廃樹脂に分類される。このうち、濃縮廃液発生量の低減に伴い、固体廃棄物処理設備をコンパクトにするとともに、実証炉と同様に、インドラムミキシングによるセメント固化方式を採用する。廃樹脂は、使用済燃料プールの削除に伴い、発生量が極めて低いと想定されるため、仮設、または、サイト外への搬出により対応する。また、固体廃棄物貯蔵庫は、サイト外への設置を想定する。

注 1) 実証炉では、廃ガス受入量は、原子炉起動時における1次アルゴンガス系からの廃ガス量、処理容量は、1次アルゴンガス系および間欠的な燃料取扱設備からの廃ガス量により決定。

注 2) 廃ガス貯蔵タンク、圧縮器などの動的機器、フィルタは、2基設置

表 4.4.5-2 ナトリウム冷却小型炉における放射性廃棄物処理設備の合理化の考え方(案)

系統	合理化の方向性	考え方	備考
気体廃棄物処理系	発生量の低減	一次カバールガス容積、燃交頻度の低減	
	系統構成の変更	廃ガス受入タンクの削減(廃ガス受入ヘッダにより対応) 廃ガスホストフィルタ及びエゼクタの削減(活性炭吸着塔の排気ラインを正圧設計に変更)	
液体廃棄物処理系	設備小型化、基数低減	発生量の低減に伴う設備容量の小型化	
	その他	燃料破損率(実証炉0.1%)の見直しも考慮	
	発生量の低減	機器洗浄対象機器数の大幅低減(設備廃液)	
		燃料取扱設備及び共通保修設備の簡素化	
	系統構成の変更	定検期間の短縮(共通) 収集タンクの共用化(設備廃液及び機器・床ドレンの一括収集)	
固体廃棄物処理系	設備小型化、基数低減	上記に関連して、機器・床ドレン移送ポンプの削減	
	発生量の低減	廃液濃縮装置・予備機の削減	
	系統構成の変更	燃料取扱設備及び共通保修設備の簡素化	
		廃樹脂処理系の削減(発生時にはサイト外搬出)	使用済燃料プールの削減
	設備小型化、基数低減	固体廃棄物貯蔵庫の削減(サイト外設置) インドラムスキミングによるセメント固化方式の採用	

(6) 換気空調設備

換気空調系は、放射性物質およびナトリウムの有無、常用と非常用、空調系と換気系の相違、建屋配置などを考慮して、複数の系統設備に区分される。小型炉では、以下の方向性によって、換気空調設備の合理化を図る。

- ① 部屋数および容積、放散熱量が小さいことを利用して、換気空調系を統合し、系統・機器数を低減する。
- ② 安全系の局限化や、非常用電気設備の負荷低減をねらって、可能な範囲で常用系とする。

小型炉での換気空調系の機能分担と全体構成(案)を図 4.4.5-12^{注1)}に示す。

原子炉格納容器空調系、非常用ガス処理系、中央制御室空調系は、安全上の重要度が高く(いずれも安全重要度分類 MS-1)、原子炉建屋コンファインメントエリア換気系を含めて、設置する。ただし、設備合理化をねらって、安全上、重要な機器の設置箇所には、ローカルクーラを設置し、可能な範囲で常用系化を図る。

ガスタービン室換気系は、非常用ガスタービンの機能維持のために設置するが、非常用ディーゼル発電機の排除に伴い、これの補助系統を削除できる見通し((3)項「電気設備」参照)である。非常用ガスタービンの採用に関連して、非常用電気設備室空調系を設置するが、設備容量の低減に伴い、電気・制御盤の小型化に期待でき、可能な範囲でローカルクーラにより対応する。

崩壊熱除去系(2次ナトリウム系)について、自然循環方式の採用に伴い、専用の換気系は不要と考えられる。原子炉建屋およびタービン建屋のいずれも容積が小さいため、崩壊熱除去系室換気系、原子炉建屋一般換気系、タービン建屋換気系の統合を図る。

非常用空調冷水系は、上記の設備容量の合理化や、常用系化により設備容量を低減する。^{注2)}

注1) 固体廃棄物の処理方法によっては、焼却建屋(焼却炉建屋換気系)を設置する可能性もあり得るが、この場合には、原子炉建屋管理区域換気系と統合する。

注2) 小型炉では、1次主循環ポンプモータ冷却系および使用済燃料プール冷却浄化系が設置されていない。また、いずれの空調系もローカルクーラで対応することにより非常用空調冷水系の設備容量を大幅に合理化できると想定される。

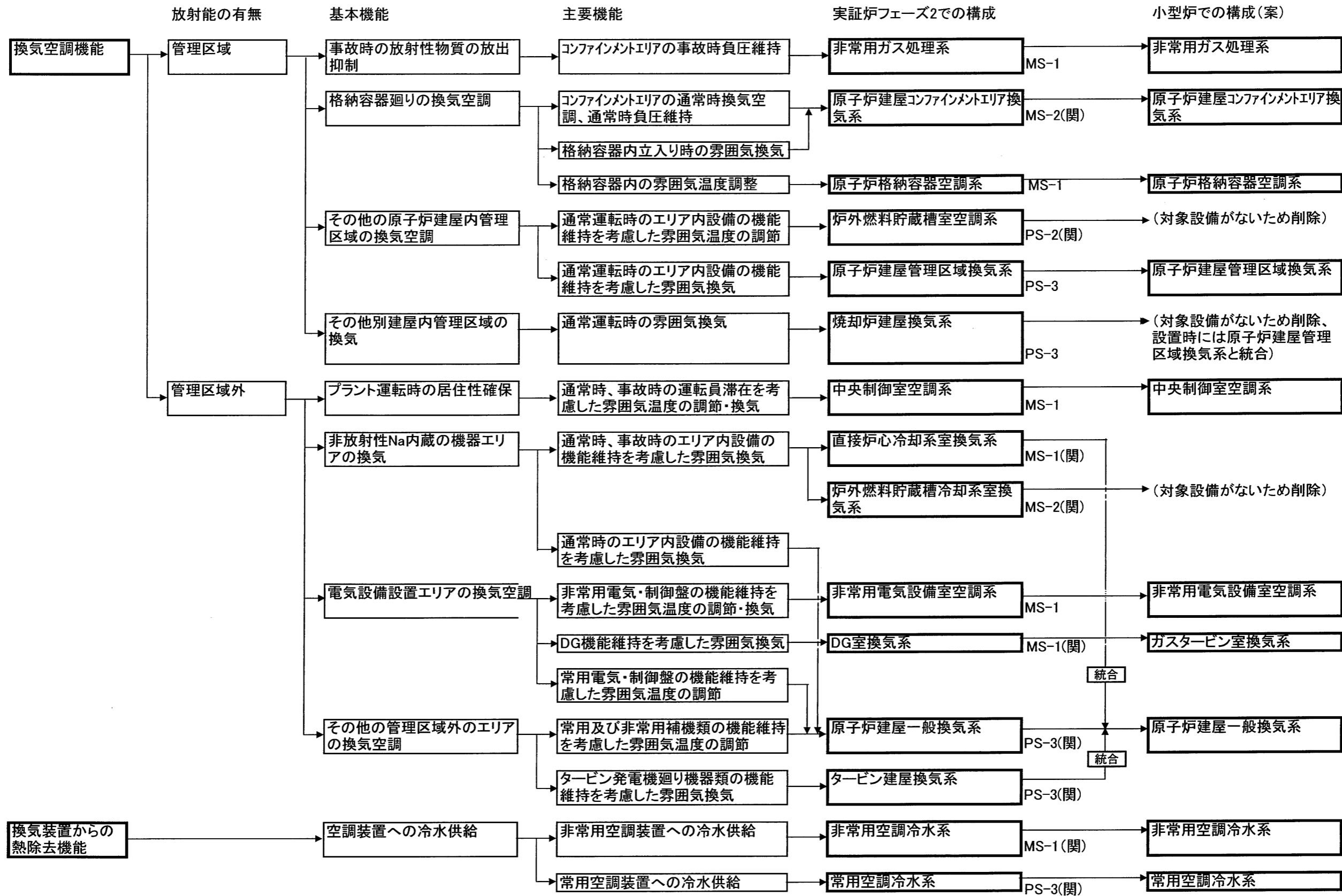


図 4.4.5-12 ナトリウム冷却小型炉での換気空調系の機能分担と構成(案)

(7) 発電所補助設備

発電所補助設備は、原子炉補機冷却系、淡水、ナトリウム、アルゴンガス、窒素ガスの供給系、補助蒸気系、共通保修設備から構成される。このうち、共通保修設備の設備対応（案）は、(9)項に記載した。

原子炉補機冷却系のうち、淡水系は、常用電源から給電を行い、1次ナトリウム純化系、廃棄物処理設備、所内用圧縮空気供給系、補助蒸気設備と接続する。供給先の設備合理化や、燃料取扱設備および共通保修設備への供給削除により、設備容量を低減する。

一方、海水系は、非常用電源から給電を行い、上記の淡水系の熱交換器、換気空調設備の常用および非常用空調冷水系・冷凍機と接続する。供給先の設備合理化や、非常用ガスタービンの採用（非常用 DG への供給削除）により、設備容量を大幅に低減するとともに、非常用空調冷水系の合理化に関連して、常用系のみへの変更を目指す。特に、また、海水系の検討では、海岸沿いの設置、すなわち、海水利用を可能とすることをスタート条件とする。

ユーティリティ供給系について、ナトリウム供給系は仮設、アルゴンガスおよび窒素ガス供給系は専用の液体貯蔵タンクを設置する。ただし、いずれも系統・機器の小型化に伴い、設備容量の低減を図る。

(8) 運転・監視関連設備

(i) 設備対応方針

ナトリウム冷却大型炉では、プラント制御系により原子炉出力および冷却材流量を制御するとともに、多数の安全保護系信号が必要で、かつ、安全上重要な機器は非常用電源系と接続されている。これらのプラント制御系および安全保護系は自動運転化されているものの、シーケンスおよびインターロックが複雑で、コストが高くなる傾向にある。

ナトリウム冷却小型炉では、小交換熱量に伴うループ数（機器数）の低減、自然循環の採用および安全系局限化などの特徴を有しており、これらの特徴を生かすために、複雑なシーケンス・インターロック、細かな監視の排除をねらって、以下の対応を目指す。

- ① 機器数の低減、小運転員数に対応した中央制御室での集中監視
- ② 自然循環採用および安全局限化に伴う、安全保護系信号の低減
- ③ プラント制御などのシーケンスおよびインターロックの簡素化
- ④ 監視対象箇所の低減

特に、監視対象箇所の低減について、ナトリウム冷却炉固有の特徴であるナトリウム漏えいおよびナトリウム-水反応対策の方向性を明確化する必要がある。

以下では、「安全保護系」、「プラント制御・プロセス計装系」、「原子炉計装系」、「ナトリウム漏えい対応」、「ナトリウム-水反応事故対応」に分けて合理化の方向性（案）を記載した。

(a) 安全保護系

安全保護系は、原子炉計装およびプロセス計装信号をもとに、ナトリウムバウンダリの健全性確保のために原子炉停止系、崩壊熱除去系等の安全機能を有する機器を作動する。

安全保護系信号の内訳（案）を表 4.4.5-3（原子炉トリップ信号、崩壊熱除去系起動信号、原子炉格納容器および非常用ガス処理系起動信号を対象）に示す。小型炉での安全保護系の構成や、妥当性評価は、概念の構築に合わせて行っていくが、現状、以下の対応（案）を想定している。

- ① 反応度印加事故や、流量減少事象などの進展が遅い特徴を利用して、安全保護系への要求応答時間を緩和し、設備合理化を図る。（例えば、1次ナトリウム系流量減少事象に対して、自然循環性能の向上に伴い、流量低下速度が低下する傾向にある。よって、燃料集合体出口温度に代えて、炉心出口温度を採用することが考えられる）
- ② 原子炉計装の簡素化をねらって、出力領域および広域中性子束の

いずれの計測も炉外 NIS を使用する。また、金属燃料は破損進展がないことを生かして燃料集合体出口温度計測を削除する。

- ③ 電磁ポンプの採用に伴い、ポンプ回転数異常の代わりに、電磁ポンプのコイル電圧異常の信号を利用する。

(b) プラント制御系

プラント制御系は、通常運転時に主要なパラメータ（出力、温度、流量）を適切な範囲に維持・制御するとともに、原子炉の負荷変動等が発生した場合に、所定の運転状態に維持（または、移行）する。

小型炉では、電力系統からの要求に応じた発電出力制御運転を目標に、「タービン主、原子炉従」を原則としたプラント制御系とする。特に、反応度制御系に固有の反応度特性を積極的に活用していることを生かして、プラント制御の簡素化を図る。

また、ナトリウム冷却大型炉では、通常時（起動・停止を含む）および異常発生時の運転は、自動的に行うことを基本とするが、例えば、微小なナトリウム漏えい、または、水リーク信号発生時には、運転員の判断によって、運転継続の有無を決定する計画である。小型炉では、可能な範囲で運転員の判断に依存する部分を排除し、運転・監視の簡素化を図る。

(c) 原子炉計装系

原子炉計装系は、原子炉の保護動作に必要な原子炉廻りの計装設備で、原子炉核計装、原子炉容器内計装、破損燃料検出系等から構成される。いずれも、原子炉容器内、または、周辺に設置されるため、原子炉構造や共通保修設備（計装品取扱機）の簡素化をねらって、小型炉の特徴を生かすことにより、削除、または、基数低減を目指す。

原子炉核計装は、出力領域系中性子計装（ガンマ線補償型電離箱）および広域系中性子束計装（核分裂計数管電離箱）に区分されるが、いずれも炉外に設置する。

原子炉容器内計装のうち、燃料集合体出口計装は、(a)項に記載したように金属燃料の特徴を生かして、削除する。

破損燃料検出系について、金属燃料では、被覆管破損時に燃料とナトリウムの反応により破損孔が拡大しないため、セレクトバルブによって詳細な監視をする必要性も小さい。よって、セレクトバルブ法を使用せず、バルク検出法により対応することとし、検出原子炉構造の簡素化を図る。ただし、破損燃料の同定は、セレクトバルブ法を使用しないことから、シッピング法、または、タグガス法を適用する。

原子炉計装系のいずれも、原子炉構造のコンパクト化に相反するため、安全保護系信号と関連付けて、基数、設置位置、設置方法などを明らかに

する。

(d) ナトリウム漏えい対応

ナトリウム冷却大型炉と同様に、ナトリウム漏えいの可能性低減、ナトリウム漏えい発生前での異常発見、ナトリウム漏えい・燃焼火災の影響低減を目標として、以下の対応を図ることとする。

- ① ナトリウムバウンダリの面積縮小
- ② 漏えいの可能性を有する付属物の削除（単純で頑丈なナトリウムバウンダリ構成）
- ③ 二重構造の配管および伝熱管の採用

ただし、ナトリウム冷却大型炉では、LBB に期待してナトリウム漏えいの早期検知をねらうが、小型炉では、運転・監視の簡素化や、二重構造の配管採用に伴い早期検知の必要性が小さい。よって、漏えい検出性能の強化による早期検知に期待しないことを基本とするが、ナトリウム漏えいに限定して、運転・監視を強化する方策も想定されるため、今後の検討により、小型炉に適合する方策を選定する。

具体的な内容は、以下のとおりである。また、各ナトリウム漏えい対策を以下に示す（表 4.4.5-4 参照）。

(f) ナトリウムバウンダリの面積縮小

機器の小型化およびループ数の低減（炉外冷却系の 1 系統化）に加えて、タンク型炉では原子炉容器内への機器集約、ループ型炉では冷却系容器の設置等により、ナトリウムバウンダリの面積縮小を図る。

(g) 漏えいの可能性を有する付属物（小口径枝管および計装ウエル）の削除

漏えいの可能性を有する付属物として、小口径枝管と計装ウエルが考えられる。

ナトリウムバウンダリを構成する容器および配管の枝管は、膨張タンクおよびドレンタンクへの接続系に限定し、原子炉運転中、小口径枝管を使用した運転を回避する。ナトリウム補助系のうち、純化系は、一体型コールドトラップの採用により、小口径の純化系配管を削除する。通常、ポンプ圧力計は、ポンプ下流に小口径枝管を介して設置されるが、電磁ポンプのコイル電圧測定により揚程および流量の確認を行うこととし、ポンプ圧力計および枝管を削除する。上記以外に、ガス抜き管は、ナトリウム充填・ドレン時の運転・運用性を考慮して、可能であれば削除する。

また、熱電対ウエルは、配管外部からの測定を基本として、排除する。安全上、短時間での応答が要求される熱電対は、ウエルを設置するが、二重構造などの設計対応を行う。

(ウ) 二重構造配管の採用

ナトリウム漏えい範囲を限定し、燃焼火災の影響を緩和するために、ナトリウム配管および容器は、二重構造（エンクロージャ、外管、ガードベッセルを設置。以下、エンクロージャで代表して記載）として、早期に漏えい検知しなくても、エンクロージャ内で事象の終息を図る。

漏えい復旧作業の容易化をねらって、エンクロージャ内の窒素雰囲気化（ただし、空気雰囲気でも安全上対応可能と想定）およびエンクロージャ外への保温材設置を基本とする。

また、崩壊熱除去系・空気冷却器伝熱管でのナトリウム漏えいについて、二重伝熱管を採用して、片側伝熱管破損時のナトリウム燃焼排除を基本とする。

片側伝熱管の破損検知時間などにより、ナトリウム燃焼に直結する伝熱管同時破損の事象区分が相違する。伝熱性能の向上と逆行するが、可能な範囲で伝熱管間隙幅を拡大して、比較的早期に片側伝熱管破損を検知でき（間隙部流出のナトリウムエアロゾル検出や、間隙部の圧力監視）、かつ、運転員の判断が容易な検知方法を採用することにより、同時リークを BDBE に区分することを目指す。

(e) ナトリウム-水反応事故対応

ナトリウム冷却大型炉では、水リーク規模ごとに適切なリーク検知系を設置し、水リーク時の伝熱管破損伝播の影響を最小限に抑えることを目標としている。

小型炉では、蒸気発生器・伝熱管を二重構造として、片側伝熱管破損時のナトリウム-水反応事故の発生を回避するとともに、片側伝熱管の破損検知が比較的容易と想定される組網線入り二重伝熱管の採用を基本とする。

二重伝熱管を採用しても、ナトリウム-水反応事故を DBE 区分外とすることは困難である。一方、運転・簡素の簡素化の観点より、固体電解質水素計、音響計などの微小（または、小）リーク検知による破損伝播本数の低減に期待せず、早期に水リーク検知しなくても事象終息することをねらって、ラプチャーディスク破損時にプラント運転を停止し、伝熱管プラグ、または、蒸気発生器を交換することも考えられる。

よって、ナトリウム漏えいと同様に、ナトリウム-水反応事故に限定して、運転・監視を強化する方策も想定されるため、今後の検討により、小型炉に適合する方策を選定する。

(ii) 概念具体化

運転・監視関連設備のうち安全保護系およびプラント制御系などの概念具体化を行った。原子炉計装では、本原子炉固有の安全上の特徴を考慮し、極

力、計装を簡素化することを目指し、主に以下の観点から計測点を選定した。

- ① 安全保護系の機能確保
 - ・炉心冷却機能の確保
- ② PAM 計装
 - ・原子炉停止状態の確認
 - ・冷却材確保の確認
- ③ プラント制御系
 - ・燃料被覆管健全性の確認
 - ・反射体・中性子吸収体位置の確認

上記の機能要求に基づき、本原子炉における安全評価事象と原子炉安全保護系の信号の考え方を検討した。原子炉制御系、炉心、冷却系、配管等、水蒸気系等の各系統設備に関する代表事象を暫定し、原子炉のトリップ信号、格納容器隔離信号、崩壊熱除去系起動信号の各種信号の必要性を検討した。

ATWS や AWS を想定しても炉心の冷却機能を確保することをねらって炉固有の安全上の特徴を考慮し、計装システムにア priori に多重性や多様性を要求しないなど、合理的に計装の簡素化を行った。本検討結果を表 4.4.5-5 に示す。

原子炉計装は、原子炉核計装、原子炉容器内計装、破損燃料検出系等から構成される。以下に各計装の機能および仕様を説明するとともに、主な計測信号を表 4.4.5-6、設置位置を図 4.4.5-13 に示す。なお、原子炉固有の安全性を有する小型炉では既設の高速炉のロジックと同等で対応できるものとして、もんじゅ、常陽で採用されている 2 out of 3 のロジックを採用した。表 4.4.5-7 に実証炉等との比較を示す。

(a) 安全保護系

① 中性子束計装

ワイドレンジタイプの核分裂計数管式 NIS を原子炉外の感度（最小計数率 0.5cps）を考慮した位置に設置し、2 out of 3 のロジックで原子炉を停止させる。検出器は、過出力状態を検知して原子炉を停止させることから、広域系のみ構成とする。主要仕様を以下に示す。

- ・型式 : 核分裂計数管
- ・中性子感度 : 0.5cps/nv
- ・寸法 : 約φ76mm × 553mm
- ・最高使用温度 : 450℃
- ・検出器寿命 : 1×10^{19} nvt
- ・検出器設置場所 : 原子炉起動時の炉出力を 10^{-8} % とし、0.5cps 以上の計数率を確保するためには定格運転時 10^{10} nv 程度のフラ

ックスレベルとなる炉容器の外側に設置する。

- ② 中間熱交換器入口（原子炉出口）温度計
 本設計では、破損進展の少ない金属燃料の特徴を生かして炉心出口温度計装を削除し、安全保護系には中間熱交換器入口に設けた原子炉出口温度計を 2 out of 3 のロジックで用いる。ただし、監視用には開発の見通せる超音波式温度計装を炉心バレル外側に設置する案も考えられる。
- ③ 1次電磁ポンプ電圧
 原子炉の冷却材流量低に直結する 1次主循環電磁ポンプの電源コイル電圧を計測し、安全保護系には 2 out of 3 のロジックで用いる。
- ④ 原子炉容器液位計
 原子炉液位の確保は、本原子炉では原子炉容器の破損以外の事象では考えられない。本事象も、例えば 10⁵/炉年未満の極低頻度事象と考えられ、プラント状態としてはIV以下の稀有事象と評価すべきと考えられる。ここでは 1次冷却材の漏えい事象と合わせて、原子炉容器の液位計にて本信号を検知し、2 out of 3 のロジックで用いる。

(b) PAM 計装

以下のように原子炉停止状態および冷却材液位確保の確認信号として使用する。

- ① 原子炉停止状態の確認
 ・「中性子束信号」により原子炉の停止状態を 1日程度の間確認する。
 ・「中性子吸収棒位置信号」を補助的に用いる。
- ② 冷却材確保の確認として、
 ・原子炉内のナトリウム液位が確保されていることを液面計にて確認する。

(c) プラント制御系

プラント制御としては、1次ナトリウム系および2次ナトリウム系の流量制御を基本的に行わずに、定格流量一定運転とするため流量信号等のプロセス信号は必要としない。なお、電磁ポンプは事前に実流校正しておき、起動時にはその電流・電圧から換算して定格流量を確認・監視する。

プラント監視としては、反射体・中性子吸収体位置信号および原子炉出入口温度を燃焼補償の監視のために設置する。また、原子炉容器のナトリウム液位が確保されていることを確認するために、ナトリウムリーク信号を設ける。さらに、燃料被覆管健全性の確認のために、破損燃料検出系を設置する。

金属燃料は燃料破損時の燃料放出量が微量であり、遅発中性子信号ピー

クが酸化物燃料の場合よりも弱く短時間であり、カバーガス放射能の増加信号の方が遅発中性子信号よりも検知が容易と考えられる。この破損検出方法の決定にあたっては、詳細な検討を加える必要があるが、本検討では破損燃料検出方法はカバーガス放射能によって検知することとし、炉上部の設置スペースを要するセレクトバルブ法ではなくガスリーク法による検出とした。また、破損した位置の同定はタグガス法 FFDL、または燃料交換を前提に SHIPPING 法を用いるものとする。ガスリーク法 FFD の主要仕様を以下に示す。

- ① 型式 : ガスリーク法破損燃料検出系 (CG 法 FFD)
- ② 検出器 : ナトリウム I シンチレータ
- ③ 設置場所 : 検出器を原子炉容器外側の格納容器内設置 (カバーガス中の希ガス FP を直接検出する方式であり、放射化されたナトリウムおよびカバーガスからのガンマ線が大きなバックグラウンドとなるため、小さな破損の検出は期待できないが、保守補修を容易にできる可能性がある。

(iii) 今後の課題

金属燃料の照射経験は EBR-II に集約されている。解析コードを通して外挿することは可能であるが解析コードの妥当性を検証するデータがない。従って燃料設計並びに安全保護系の設計方針については、金属燃料の照射実績による確認が必要となる。例えば以下のような課題と確認項目が考えられる。

- ① 燃料スラグの安定性、軸伸び、FP ガスバブルの軸方向連通性、要素の変形挙動。
- ② 燃焼度 10% 以上の領域における被覆管、ラッパ管のスエリング特性
- ③ 燃料破損後の燃料挙動
- ④ 破損燃料の検出手段として、カバーガス検出系の妥当性や、遅発中性子 (遅発中性子) 法の有効性、また安全保護系として破損検出の必要性

表 4.4.5-3 安全保護系信号の内訳(案)

名称	実証炉フェーズ?	考え方	小炉炉 考え方(案)	備考
主炉停止系原子炉トリップ信号		出力領域中性子束高(高設定) 出力領域中性子束高(低設定) 出力領域中性子束変化率(増加、減少) 出力領域中性子束高(低設定) 出力領域中性子束変化率(増加、減少) 制御棒位置偏差大 代表集合体温度高 中間熱交換器一次出口温度高 一次主循環ポンプ回転数高 一次主循環ポンプ回転数低(出力領域中性子束との比) 二次主循環ポンプ回転数低(出力領域中性子束との比) 運転中性子レベル高 原子炉容器液位低 ガドベッセル・外管内漏えいNa液位低 常用母線電圧低 タービントリップ 地震加速度大(水平) 地震加速度大(垂直) 格納容器隔離信号 手動	小型炉 考え方(案) ・実証炉と基本的に同じ ・出力領域中性子束高で基本的に対応するが、必要に応じて事象進展が遅いことを考慮し、燃料集合体温度高の代わりに「炉心出口温度高」の使用に期待 ・実証炉と同じ ・同上 ・制御棒構成との適合性を考慮して、選定 ・事象進展が遅いことを考慮し、「出力中性子束高」や「炉容器出口温度高」の使用に期待 ・実証炉と同じ ・電磁ポンプの採用により、「電磁ポンプ・コイル電圧高」を使用 ・電磁ポンプの採用により、「電磁ポンプ・コイル電圧低(出力領域中性子束との比)」を使用 ・電磁ポンプの採用により、「電磁ポンプ・コイル電圧低(出力領域中性子束との比)」を使用 ・実証炉と同じ ・同上 ・同上 ・同上 ・同上 ・同上 ・同上 ・同上 ・実証炉と同じ(ただし、炉外NISを使用) ・同上 ・同上 ・事象進展が遅いことを考慮して、他の信号を利用 ・実証炉と同じ ・同上 ・同上 ・同上 ・実証炉と同じ(又は、「炉容器出口温度高」を使用) ・実証炉と同じ ・同上 ・同上 ・同上 ・同上	・実証炉では原子炉出力の1~125%を測定 ・同上 ・実証炉は合計96体を使用 ・タンク型炉での設置は複雑 ・一次系自然循環のケースで不要 ・同上 ・タンク型炉は一部削除可能 ・実証炉では原子炉出力の10 ³ ~125%を測定 ・同上 ・電磁流量計を使用 ・同上 ・自然循環方式の崩壊熱除去系採用により起動対象の機器数低減
後備炉停止系原子炉トリップ信号		広域中性子束高(低設定) 広域中性子束変化率(増加、減少) 代表集合体温度高 一次冷却材流量低(広域中性子束との比) 二次冷却材流量低(広域中性子束との比) 地震加速度大(水平) 地震加速度大(垂直) 手動	・出力運転時の制御棒誤引抜きから原子炉保護 ・更に、制御棒一本誤引抜きに対し制御棒位置偏差大、低い同時誤引抜きに対し燃料集合体温度高を利用 ・未境界状態の制御棒誤引抜きから原子炉保護 ・気泡通過、制御棒落下等の急速な出力変化から原子炉保護 ・制御棒一本の誤引抜きなど、粗調整棒を対象として、局所歪みによる燃料溶融から原子炉保護 ・一次系流量減少、二次系以降の除熱能力喪失による冷却材温度上昇から原子炉保護 ・制御棒誤引抜きからの燃料溶融防止 ・二次系以降の除熱能力喪失による冷却材温度上昇から原子炉保護 ・一次系流量増大による原子炉出力増加や、中間熱交換器液位低下を保護 ・一次系流量低下、外部電源喪失から原子炉保護 ・二次系流量低下、部分出力運転時の制御棒誤引抜きから原子炉保護 ・燃料破損による炉内異常から原子炉保護 ・原子炉容器破損に伴うNa漏えい事故から原子炉保護 ・一次主配管等からのNa漏えい事故から原子炉保護 ・外部電源喪失から原子炉保護 ・一次及び二次冷却系の過度な温度上昇を回避するために、主蒸気止弁の開度調整 ・地震時の原子炉保護 ・格納容器隔離に伴い、原子炉トリップ ・運転員操作で原子炉トリップ ・出力運転時の制御棒誤引抜きから原子炉保護 ・未境界状態の制御棒誤引抜きから原子炉保護 ・気泡通過、制御棒落下等の急速な出力変化から原子炉保護 ・(主炉停止系原子炉トリップ信号の記載と同じ) ・一次系流量低下から原子炉保護 ・二次系流量低下、部分出力時の制御棒誤引抜きから原子炉保護 ・地震時の原子炉保護 ・地震時の原子炉保護 ・運転員操作で原子炉トリップ ・水・蒸気系除熱喪失の直接的な信号として利用 ・常用母線電圧低 ・手動 ・運転員操作で崩壊熱除去系起動 ・原子炉容器内の燃料破損を感知 ・格納容器内の放射能信号を利用 ・運転員操作で格納容器隔離弁及び非常用ガス処理系	・実証炉では原子炉出力の10 ³ ~125%を測定 ・同上 ・同上 ・電磁流量計を使用 ・同上 ・自然循環方式の崩壊熱除去系採用により起動対象の機器数低減
崩壊熱除去系起動信号		中間熱交換器一次出口温度高 常用母線電圧低 手動	・実証炉と同じ(又は、「炉容器出口温度高」を使用) ・実証炉と同じ ・同上 ・同上	
原子炉格納容器隔離及び非常用ガス処理系起動信号		原子炉格納容器内放射能高 手動	・同上 ・同上	

注1) 灰色は、実証炉と相違する主要な箇所

表 4.4.5-4 ナトリウム冷却小型炉でのナトリウム漏えい対策(案)

基本方針	系統・機器	具体的な内容	備考
ナトリウムバウダリ面の積縮小	全般	<ul style="list-style-type: none"> ・小交換熱量に伴う機器の小型化 ・ループ数低減(炉外冷却系) ・機器合体 	<p>タンク型炉は二次主冷却系、ループ型炉は一次主冷却系</p> <p>タンク型炉は原子炉容器内への機器集約、ループ型炉は冷却系容器の設置</p>
漏えいの可能性を有する付属物の削除	全般	<ul style="list-style-type: none"> ・ナトリウムバウダリを構成する容器及び配管の枝管は、膨張タンク及びドレンタンクへの接続系に限定 ・原子炉運転中、小口径枝管を介した運転を回避 ・一体型コールドトラップの採用 	メッシュ本体、エコノマイザ、電磁ポンプ、プラグ
	純化系		
	ポンプ圧力計及び枝管	<ul style="list-style-type: none"> ・電磁ポンプのコイル電圧測定により揚程及び流量を確認することとして、削除 	
	ガス抜き管	<ul style="list-style-type: none"> ・ナトリウム充填・ドレン時の運転・運用性を考慮して、可能であれば削除 	
	熱電対計装ウエル	<ul style="list-style-type: none"> ・配管外部からの測定を基本 ・安全上、短時間での応答が要求される熱電対は、ウフェル設置も、二重構造などの設計対応実施 	
二重構造の配管及び伝熱管の採用	全般	<ul style="list-style-type: none"> ・ナトリウム配管及び容器の二重構造化によるエンクロージャ内での事象終息 ・エンクロージャ内の窒素雰囲気化 ・エンクロージャ外への保温材設置 ・二重伝熱管の採用による片側伝熱管破損時のナトリウム燃焼排除 ・可能な範囲で伝熱管間隙幅を拡大し、比較的早期に、簡易な方法による片側伝熱管破損の検知を目指す 	<p>早期漏えい検知不要(LBBに期待しない)</p> <p>蒸気発生器・伝熱管も同じ</p> <p>同時リークをBDBEに区分</p>
	崩壊熱除去系・空気冷却器		

表4.4.5-5 ナトリウム冷却小型炉における安全評価事象と安全保護系信号(案)

系統・機器	区分	代表事例	原子炉トリップ信号(燃焼補償用反射体, 吸収棒)																格納容器隔離信号	崩壊熱除去系起動信号	備考							
			広域中性子束高・高設定	広域中性子束高・低設定	広域中性子束変化率高・減少	吸収棒/反射体位置検出(監視)	中間熱交換器一次入口温度高	中間熱交換器一次出口温度高	一次電磁ポンプ・コイル電圧低	二次電磁ポンプトリップ	カバールガス法破損燃料検出系レベル高	原子炉容器液位低	GV・外管内漏えい液位高	常用母線電圧低	タービントリップ	地震加速度大・水平	地震加速度大・垂直	格納容器隔離信号				1次冷却材流量高	1次冷却材流量低	2次冷却材流量低	SG内液面低	手動	原子炉格納容器内放射能高	カバールガス放射能高
原子炉制御系	II	手動トリップ																						◎	◎	◎		
	II	出力運転中の出力補償用反射体の同時誤引抜	△				◎																					駆動速度が微速であり事象進展が緩慢と考えられるため、原子炉出口温度の上昇により原子炉ト
	II	出力運転中の出力補償用反射体の1体誤引抜	◎				△																					同上
	II	出力運転中の中性子吸収棒・燃焼補償用反射体の誤引抜																										吸収棒は出力運転中全引抜き状態、燃焼補償用反射体は微速上昇につき該当事象はない。
	III	出力運転中の出力補償用反射体の同時急速引抜	◎				△																					
	III	出力運転中の出力補償用反射体の1体急速引抜	◎				△																					
	II	未臨界状態での吸収棒・出力補償用反射体の誤引抜		◎	△																							駆動速度が微速であり100%以上はいかないと推定されるが、評価要。
	III	未臨界状態での吸収棒・出力補償用反射体の急速引抜		◎	△																							同上
II	中性子吸収棒/反射体落下																										自然炉停止に至り、炉心への影響軽微。炉停止後に手動で復帰対応を図る。	
炉心	III	気泡通過	◎		○																							
	IV	局所異常													○							◎	○	○			金属燃料は破損伝播が不問、大規模の破損を防止するためCG法選択。	
冷却系	II	外部電源喪失																									常用母線電圧低の信号そのものは安全保護系としない。系統途中からは共用。	
	II	1次主循環ポンプトリップ						○		△	△		◎														本小型炉では事故時冷却材の温度上昇が緩慢で急速なスクラム(~1秒未満)は必要ない。	
	III	1次主循環ポンプ瞬時トリップ						○		◎																	同上	
	II	2次主循環ポンプトリップ							△		◎												○				同上	
	III	2次主循環ポンプ瞬時トリップ							△		◎																同上	
	II	1次冷却材流量増大(流量制御系異常)	△							◎										○							同上	
	II	1次冷却材流量減少(流量制御系異常)						○		◎																	同上	
	II	2次冷却材流量増大(流量制御系異常)	△								◎ ^{*1}												○				同上	
配管等	II	2次冷却材流量減少(流量制御系異常)						△		◎ ^{*1}												○				同上		
	IV	原子炉容器破損										◎	△										○			原子炉容器液位計を安全保護系にする		
	IV	1次冷却材漏洩																								原子炉容器破損以外の該当事象なし		
	IV	2次冷却材漏洩											◎ ^{*1}										○					
水蒸気系	III	蒸気発生器伝熱管破損(冷却機能喪失)									△		◎ ^{*1}										○					
	II	給水ポンプトリップ											◎ ^{*1}										○					
	III	給水ポンプ軸固着											◎ ^{*1}										○					
	IV	主給水管破断											◎ ^{*1}															
	IV	主蒸気管破断											◎ ^{*1}															
	II	タービントリップ											△											◎				
地震	II	負荷の喪失											◎ ^{*1}															
	III	S1地震																										
	IV	S2地震																										

注1)記号の意味:◎:主信号、○:主信号で保護できない範囲をカバーする信号、△:主信号の第2信号として期待される信号

◎^{*1}:二次ポンプトリップ後、インターロックを介して原子炉トリップに至る。
◎^{*2}:タービントリップは二次ポンプトリップとインターロックを介して原子炉トリップに至る。
◎^{*3}:免震設計への適用方針は今後の検討とする。

表 4. 4. 5-6 原子炉計測項目一覧

計測点名称	用途				
	安全保護系	PAM計装	プラント制御	監視	保護バカウツ
中性子束信号(ワイドレンジ高・低設定)	○	○		○	
燃料破損検出(CG法)				○	
反射体位置			○	○	
原子炉容器 Na 液位	○	○		○	
IHX入口(原子炉出口)温度	○		○	○	
IHX出口(原子炉入口)温度			○	○	
Na リーク信号				○	
中性子吸収棒停止位置信号		○		○	
1次主循環電磁ポンプ電圧	○				
1次流量計			○		

表4.4.5-7 安全保護系信号等の内訳(実証炉等との比較)(1/2)

項目	原子炉トリップ信号名称	常陽	もんじゅ	実証炉	小型炉(タンク)
炉心	出力領域中性子高(高設定)	106%過出力でスクラム	出力運転時の制御棒誤引抜きから原子炉保護のためトリップ。	出力運転時の制御棒誤引抜きから原子炉保護。更に、制御棒1本誤引抜きに対し制御棒位置偏差大、低速の同時引抜きに対し燃料集合体温度高を利用。出力系検出器はガンマ線補償電離箱(2out of 4)	広域系による過出力状態を検知して、原子炉を停止。安全保護系信号とする。出力系を削減。
	出力領域中性子高(低設定)		未臨界状態の制御棒誤引抜きから原子炉保護のためトリップ	未臨界状態の制御棒誤引抜きからの原子炉保護。出力系検出器はガンマ線補償電離箱(2out of 4)	同上
	広域中性子束高(高設定)	起動系・中間系検出器により95%出力でスクラム	出力運転時の制御棒誤引抜きから原子炉保護のためトリップ。	出力運転時の制御棒誤引抜きから後備系の原子炉保護。核分裂計数管4箇所	同上
	広域中性子束高(低設定)		未臨界状態の制御棒誤引抜きから原子炉保護のためトリップ	未臨界状態での制御棒誤引抜きから後備系による原子炉保護。核分裂計数管4箇所	同上
	出力領域中性子束変化率高(増加、減少)	中間系ペリオド短(+5秒)でスクラム	誤引抜き、誤落下による急激な反応度挿入時の原子炉保護のためトリップ	気泡通過・制御棒落下等の急速な出力変化から原子炉保護。出力系検出器はガンマ線補償電離箱(2out of 4)	同上
	広域中性子束変化率(増加、減少)	起動系ペリオド短(+5秒)でスクラム		気泡通過・制御棒落下等の急速な出力変化から原子炉保護	同上
	制御棒位置偏差大			制御棒1本の誤引抜きなど、粗調整棒を対象として局所歪による燃料溶融から原子炉保護。位置検出にはシンクロ検出器を使用。	反射体の駆動は微少であり、反射体間の位置偏差が急激に大きくなることはないため、安全保護系からは削除する。気泡通過の監視信号とする。
	代表集合体温度高	熱電対による燃料集合体全数の出口温度監視。	熱電対による燃料集合体全数の出口温度監視。	1次系流量減少、2次系以降の除熱能力喪失による冷却材温度上昇から原子炉保護。制御棒誤引抜きからの燃料溶融防止。K型熱電対72箇所。	ルースパーツがない構造とする一方、局所閉塞を放置した場合でも、隣接集合体に燃料ピン破損が伝播する可能性は極めて小さいため、集合体毎の監視は削除する。これにより、炉上部計装が簡素化される。低圧損炉心のため、燃料集合体の流調機構部は、比較的大きな開口が設けられることになる。ルースパーツが開口を閉塞させることは難しいと考えられ、炉心に到達するルースパーツが想定されないため削除する。
冷却系	原子炉入口温度高	入口温度385℃以上で一斉挿入			原子炉入口温度はIHX入口温度で監視する。
	原子炉出口温度高	出口温度高510℃で一斉挿入	1次冷却設備温度の上昇防止、炉心保護のため2outof3でトリップ		IHX入口温度測定により、炉心及び1次系冷却機器の保護のため安全保護系信号とする。
	1次冷却材流量低	各系統毎に定格80%以下でスクラム	1次系の流量低下、起動時の制御棒異常引抜きに対する炉心保護のため2outof3でトリップ	1次系流量低下から原子炉保護。電磁流量計(4×6)	冷却材流量高、流量低事象については、1次ポンプトリップ等のバックアップ信号とする。
	1次主循環ポンプ回転数高		流量増大によるナトリウム温度低下に伴う出力上昇の防止のため、2outof3でトリップ。	1次系流量増大による原子炉出力増加や中間熱交換器液位低下を保護。電磁ピックアップ(4/台×3ループ)	
	1次主循環ポンプ回転数低	1次系流量低で検知。	1次系の流量低下、起動時の制御棒異常引抜きに対する炉心保護のため2outof3でトリップ	1次系流量低下、外部電源喪失から原子炉保護。電磁ピックアップ(4/台×3ループ)	
	1次冷却主循環ポンプトリップ	スクラム			EMPのコイル電圧により原子炉トリップ。安全保護系信号とする。
	中間熱交換器1次出口温度高	2次系流量低で検知。	2次主冷却系流量減少及び給水流量減少等、2次系以降の除熱能力喪失に対して炉心保護のため原子炉トリップ。また、1次系ポンプ回転数増大により原子炉入口温度低から微調整棒が引抜き制御に至る場合には、中間熱交換器出口温度が高となり自動停止。	2次系以降の除熱能力喪失による冷却材温度上昇から原子炉保護。水・蒸気系除熱喪失の直接的な信号として利用。K型熱電対(4/台×3ループ)	原子炉入口温度の項参照。

表4.4.5-7 安全保護系信号等の内訳(実証炉等との比較)(2/2)

項目	原子炉トリップ信号名称	常陽	もんじゅ	実証炉	小型炉(タンク)
冷却系	2次冷却材流量低	中性子束との関係なしに、一斉挿入	2次系の流量低下、起動時の制御棒異常引抜きに対する炉心保護のため2outof3でトリップ	2次系流量低下、部分出力運転時の制御棒誤引抜きから原子炉保護	インタロックにより2次ポンプトリップ信号とする。
	2次主循環ポンプ回転数低	2次系流量低で検知。	2次系の流量低下、起動時の制御棒異常引抜きに対する炉心保護のため2outof3でトリップ	2次系流量低下、部分出力運転時の制御棒誤引抜きから原子炉保護。電磁ピックアップ(4/台×3ループ)	
	2次主循環ポンプ回転数高	出力が上がる場合、中性子束高でスクラム。		-	インタロックにより2次ポンプトリップ信号とする。
	2次冷却主循環ポンプトリップ	一斉挿入。主ポンプトリップ後、2次系流量低及び原子炉入口温度高に推移	単一故障、あるいは2次主循環ポンプ回転数増大により2次主ポンプがトリップ。	回転数低によりトリップ。	
	蒸発器出口ナトリウム温度		給水流量の低下など水蒸気系、タービン負荷喪失などの除熱能力喪失に対する炉心保護のためトリップ。2次主冷却ポンプの回転数が増加し蒸気発生器出口ナトリウム温度が上昇した時にもトリップ。	崩壊熱除去系起動。	IHX出口温度高で代表させる。
	タービントリップ		タービントリップによる、1次系、2次系冷却設備の温度上昇回避のため原子炉トリップ。	1次及び2次主冷却系の過度な温度上昇を回避するために、主蒸気止弁の開度調整。差動トランス(4個)	タービントリップによる、1次系、2次系冷却設備の温度上昇回避のため原子炉トリップ。
	原子炉容器液位低	-100mm検知でスクラム	炉心保護のため2outof3でトリップ	原子炉容器破損に伴うNa漏えい事故から原子炉保護。誘導型連続式液位計(4/基×3ループ)	容器破断の発生頻度は少ないが、安全保護系とし、原子炉トリップ。
	ガードベッセル・外管内漏えいNa液位低		原子炉トリップ	1次主配管破損に伴うNa漏えい事故から原子炉保護	安全保護系とはしないが、原子炉停止。
燃料破損・系統隔離	遅発中性子レベル高	BF3検出器。CG法とのいずれかが異常でアラーム	燃料破損時の炉心保護のため、遅発中性子高信号でトリップする。	燃料破損による炉内異常から原子炉保護。比例計数管4/基×3ループ。	CG法により破損燃料監視信号とする。
	カバーガス放射能高	NaIシンチレータ。希ガス核分裂生成物の娘核種の放射能検出。	-	原子炉容器内の燃料破損を検知	監視信号とする。
	原子炉格納容器内放射能高	格納容器貫通部の閉鎖。100mR/hでスクラム。	-	格納容器内の放射能信号を利用	手動隔離信号とする。
	格納容器内温度高	床上、床下とも60℃以上でスクラム。格納容器貫通部の閉鎖。	床下温度	-	
	格納容器内圧力高	床上、床下とも約0.03MPa上昇でスクラム。格納容器貫通部の閉鎖。	床上圧力	-	
	常用母線電圧低	外部電源喪失としてスクラム。	1次、2次主循環ポンプ電源電圧喪失による流量低下に対する炉心保護のためトリップ。	外部電源喪失から原子炉保護(主系トリップ)、常用電源喪失時の崩壊熱除去系起動。継電器により検出。(4個/系統)	外部電源喪失として原子炉トリップ。
	格納容器隔離信号	格納容器内圧力高、温度高、放射能レベル高で隔離。スクラム	原子炉容器ナトリウム液位低、原子炉格納容器床上雰囲気圧力高、放射能高、格納容器床下雰囲気温度高、ガードベッセル内漏えいナトリウム液位高及び手動隔離信号でトリップ。	格納容器隔離に伴い、原子炉トリップ	手動で原子炉停止。
地震	地震加速度大(水平・垂直)	水平150galでスクラム	原子炉トリップ	地震時の原子炉保護。地震加速度計水平4個、垂直4個。	免震プラントでの地震信号の取扱は、今後の検討とする。

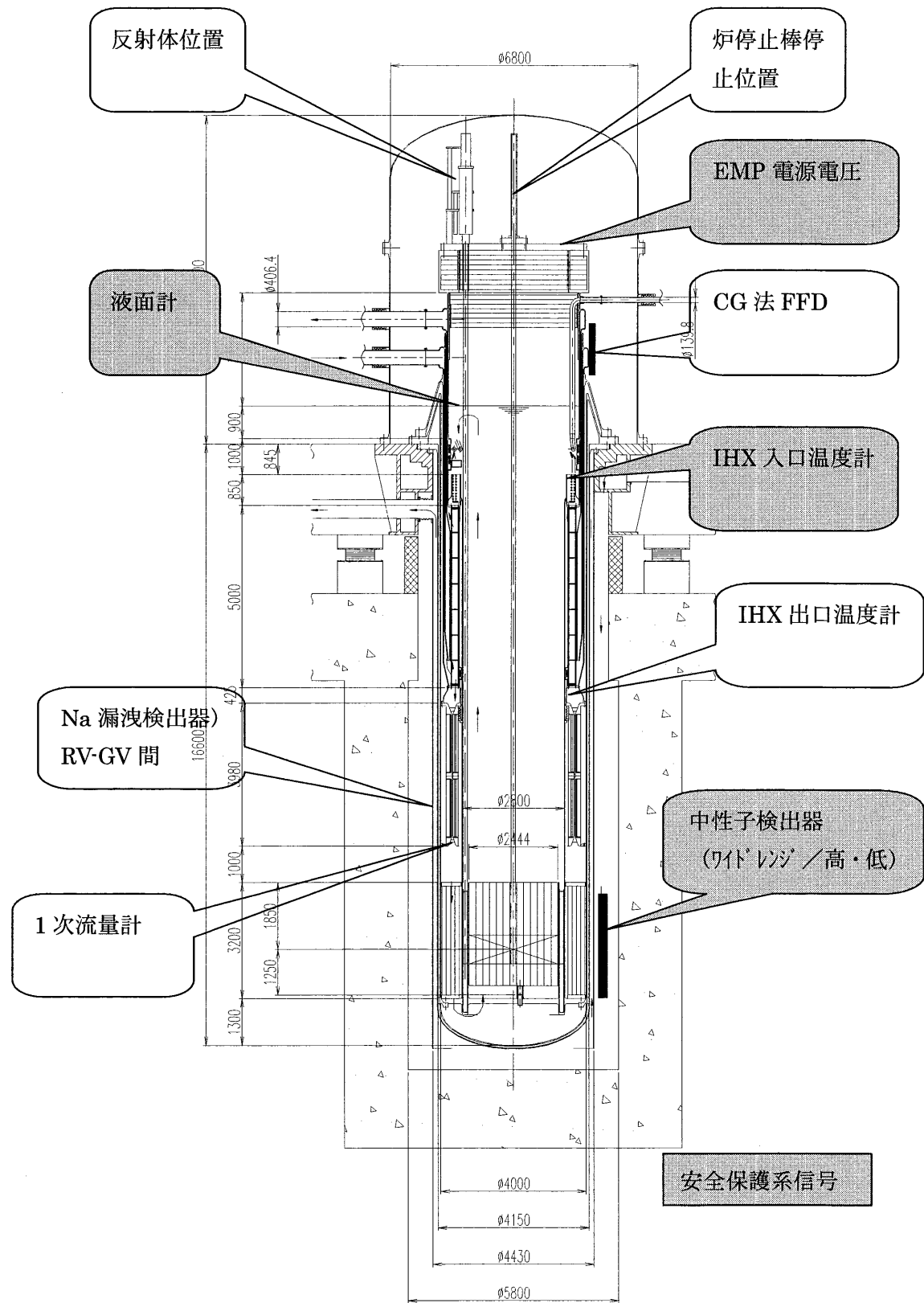


図 4. 4. 5-13 ナトリウム冷却タンク型原子炉計装設置位置概念

(9) 保守・補修関連設備

(i) 設備対応方針

ナトリウム冷却小型炉では、機器の小型化、ループ数および動的機器数の低減を利用して、保守・補修の簡素化を目指すことが重要である。

保守・補修対象機器数、すなわち、定期検査を含めた点検・保守項目を低減するとともに、補修が必要な機器は、緊急の対応を回避し、事象終息後、サイト外の専用作業員により、インプレース補修、または、交換することを基本とする。

また、ナトリウム冷却大型炉では、保守・補修対象機器の移送、洗浄、保管等の機能を集約して、共通保修設備を設置しており、小型炉では、これの大幅な合理化に期待される。

以下では、「点検・保守項目の低減」、「定期検査工程の短縮」、「共通保修設備の合理化」に分けて、小型炉での保守・補修関連設備の構築方針をとりまとめた。

(a) 点検・保守項目の低減

ループ数および動的機器数の低減を利用して、部品点数の低減や、メンテナンスフリー化により、定期点検を含めた点検・保守項目を低減する。また、先行炉等の実績を反映して、分解点検を極力排除し、機能試験による確認を中心とする。

定期点検項目設定の考え方(案)を表 4.4.5-8 に示す。表中、各系統・機器構成に対し、電気事業法による法定定期検査項目(点検区分 A)、電気事業法以外の法規による法定定期検査項目(点検区分 B)、自主点検(点検区分 C)、ISI(点検区分 I)の区分を行った。

法定定期検査項目は、ナトリウム冷却大型炉と同一を基本とするが、点検の容易な外観検査、機能検査、漏えい率検査を中心とし、設備合理化による点検・保守項目を取り込むこととする。

また、ISI(供用期間中検査)は、安全機能を有する機器の構造上の欠陥を限定し、安全上の要求機能を確保するための手段と位置付けられる。表 4.4.5-8 から ISI のみを抜き出した項目を表 4.4.5-9 および表 4.4.5-10(ただし、連続監視項目を追加。表 4.4.5-10 はナトリウム漏えい関連のみ)に示す。小型炉では、ナトリウム漏えい(または、水漏えい)の連続監視を主体とするが、ナトリウムバウンダリの二重化により早期検出を要求しない((8)項「運転・監視関連設備」参照)ことを基本とする。また、点検・保守項目の低減をねらって、可能な範囲で肉眼検査および体積検査を回避、または、実施頻度の低減、圧力監視、漏えい率検査などによる代替を行う。ただし、破損時の影響の大きい部位は、肉眼検査、または、体積検査を行

うこととし、例えば、原子炉容器の異材継手や、漏えい時の影響の大きい蒸気発生器・伝熱管（伝熱管本数が少ないため作業員への負担小）は、体積検査を行う。

(b) 定期検査工程の短縮

ナトリウム冷却大型炉では、燃交およびポンプ分解点検が定期検査工程のクリティカルパスで、約40日の定期検査期間を実現できる見通しである。一方、ナトリウム冷却小型炉では、設備容量の低減に伴い、格納容器局部漏えい率試験および蒸気発生器・伝熱管検査期間の短縮が可能である。また、燃交頻度の低減や、電磁ポンプの採用に伴い、燃交およびポンプ分解点検をクリティカルパスから除外できる。

プラント概念の構築と平行して、定期検査工程などの検討を行い、定検期間15日、設備利用率95%以上の達成を目指す。

(c) 共通保修設備の合理化

ナトリウム冷却大型炉の共通保修設備は、機器移送設備（搬出入キャスク）、機器洗浄設備、機器保修・保管エリアから構成され、炉上部および1次主冷却機器、損傷発生想定が望ましい機器を対象としている。

ナトリウム冷却小型炉の補修カテゴリ分類（案）を表4.4.5-11に示す。小型炉では、電磁ポンプの採用（自然循環方式の採用もあり得る）、燃交頻度および捕獲すべき不純物量の低減などを考慮することにより、いずれの機器もカテゴリA（過去の経験等から損傷発生を考えたほうが望ましい機器）に分類しない。

また、燃交頻度の低いことを利用して、燃料交換機取扱機（φ1m以上の大型機器）およびプラグ取扱機（φ1m以下の小型機器）は、常設せず、必要時にサイト外から搬入することを目指す。機器取扱機の構成（案）を表4.4.5-12に示す。いずれの機器も取出し頻度やナトリウム付着量が少ないために、テンポラリな機器洗浄設備とし、簡素化を図る。

上記の燃料交換機に加えて、1次系コールドトラップ、CRDM上部案内管、蒸気発生器、崩壊熱除去系・空気冷却器は、カテゴリBに区分し、引抜き・補修が可能な設計とする。このうち、蒸気発生器および崩壊熱除去系・空気冷却器は、二重伝熱管の採用に伴い、バウンダリの片側破損でナトリウム-水反応、または、ナトリウム燃焼反応が発生しないため、片側リーク段階での伝熱管プラグ対応を基本として、補修対応を容易化する。

上記以外の機器は、カテゴリCに区分し、インプレース補修を前提とする。

(ii) 概念具体化

本年度は定検工程の具体化検討を行った。保守点検は、最低限の回数に限

定するものとし、原子炉冷却材バウンダリ、格納容器バウンダリなどの重要設備の保守点検を含めて以下の項目を想定した。

- ・原子炉上部プラグシール試験
- ・反射体・炉停止棒駆動装置駆動部／シール／油圧系機能試験、シール、消耗品交換
- ・格納容器機能試験
- ・電磁ポンプ端子箱、パワーリード、センサ等機能確認
- ・中間熱交換器－蒸気発生器外観検査（機能監視は常時）
- ・原子炉容器、中間熱交換器バウンダリ、蒸気発生器伝熱管などの ISI
- ・計測制御・電気設備点検 等

また、定検実施時期は規制等があり、火力発電所のボイラー1回／2年、タービン1回／4年程度となるが、ここでは上記の点検は1回／2年、燃料交換は1回／10年で計画するものとする。

(a) 燃料交換時間の検討

上記(4)では、2種類の燃料交換概念を示したが、ナトリウムポットへの燃料受け渡しは1時間程度で行えるため、両者の燃料交換時間はほぼ同等である。

1日の作業時間を16時間（2直）と仮定した燃料1体あたりの交換時間を図4.4.5-14に示す。ここでは、以下のように合計1日／体と算出した。

- ① 原子炉容器内での新燃料の装荷・使用済燃料の取出し＝4時間
- ② 燃料移送キャスクまでの移送＝4時間
- ③ 燃料移送キャスクでの使用済燃料の挿入・新燃料の取出し＝4時間
- ④ 原子炉までの移送＝4時間

合計 =16時間

また、使用済燃料引抜き後にダミー燃料を装荷する場合や崩壊熱減衰（プラントを約半年間停止）後に燃料交換する場合には、燃料交換作業の更なる効率化が必要となるため、ケーススタディとして2台の燃料交換設備を併用する場合も検討した。この場合の燃料交換時間は図4.4.5-14に示したように、1.75日／2体であり、若干の時間削減が可能である。

(b) 定期検査工程案の提示

上記に基づく定検工程を表4.4.5-13に示す。燃料交換時間は1日／体を用いた。

このうち、原子炉構造関連のクリティカル項目としては、反射体駆動装置点検、燃料交換および燃交機器据付け・取外（10年に1回実施）が挙げ

られ、先行炉の類似設備の所要時間を用いて、工程に反映した。

次にクリティカルとなる項目としては、原子炉容器の ISI 等が挙げられ、溶接部体積検査（10年で33%検査）を想定した概略日数を定検工程に反映した。冷却系に関して、ポンプ電気品点検、蒸気発生器伝熱管検査を実施することとした。また、タービン発電機に関しては、最新プラントの最短工程を反映し、25日間のクリティカル工程を設定した。

(c) プラント稼働率

燃料交換直前の10年は、2、4、6、8年目に設備点検を計4回実施し、10年目の定検時に燃料交換を含む点検を実施することになる。

したがって、保守点検所要日数は次のように合計199日、10年間の設備稼働率は $(3650-199)/3650$ ＝約95%となり、稼働率の目標は達成できる。

① 設備点検等（起動・停止含む）：25日×4回＝100日

② 燃料交換を含む点検（起動・停止含む）：99日

なお、炉内で約6ヶ月間の使用済燃料の減衰待ちを行う場合には、上記以外に180日加算され、設備稼働率は $(3650-(199+180))/3650$ ＝約90%に低減する。よって、高崩壊熱の使用済燃料の早期取出し概念を構築することが今後必要である。

表 4.4.5-8 (1/2) ナトリウム冷却小型炉における定期検査項目設定の考え方(案)

系統・機器(実証炉フェーズ2)		実証炉フェーズ2		小型炉		備考
点検項目	点検区分	点検周期	基本方針	実証炉と同じ	備考	
原子炉構造	原子炉停止余裕検査	毎定検	基本方針	実証炉と同じ		
	過剰反応度測定検査	毎定検	実証炉と同じ	実証炉と同じ		
	総合負荷検査	毎定検	実証炉と同じ	実証炉と同じ		
	溶接部VTM-2	10年で33%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標	Na漏えいの連続監視で代替を基本	
	異材継手部VO	10年で100%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標	燃文後の確認であれば、大幅な合理化可能	
	炉心槽頂部VTM-3	10年で100%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	コンサポートVTM-2	10年で100%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	デッキ支持構造VTM-3	10年で100%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	機能検査	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	分解点検	1回/6定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	機能検査	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	電気品検査	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	加速ガスシール交換	1回/3定検/基	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	機能検査	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	分解点検	3定検で100%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	機能検査	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	分解点検	1回/3定検/基	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	電気品検査	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	軸受け分解点検	1回/3定検/基	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	分解点検	1回/6定検/基	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	外観検査	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	体積検査	1回/3定検/基	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	体積検査	1回/3定検/基	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	容器溶接部VTM-2	10年で33%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	容器異材継手部VO	10年で100%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	容器支持構造物VTM-3	10年で100%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	隔壁支持構造物VTM-3	10年で33%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	漏えい率検査	1回/3定検/基	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	機能検査	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	溶接部VTM-2	10年で33%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	支持構造物VTM-3	10年で100%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	溶接部VTM-3	10年で33%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	漏えい率検査	1回/3定検/ループ	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	機能検査	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	支持構造物VTM-3	寿命中100%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	自動起動検査	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	支持装置点検	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	開放点検	1回/3定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	分解点検	1回/3定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	漏えい率検査	1回/3定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	機能検査	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	電気品検査	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	機能検査	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	不純物の補償量確認	1回/3定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	異材継手部VTM-3	10年で100%	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	支持装置点検	毎定検	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	漏えい率検査	1回/3定検/ループ	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	漏えい率検査	1回/3定検/基	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	漏えい率検査	1回/3定検/基	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	漏えい率検査	1回/3定検/基	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
	伝熱管体積検査	1回/3定検/基	削除、又は、大幅な簡素化を目標	削除、又は、大幅な簡素化を目標		
燃料取扱設備	燃料取扱設備					
一次冷却系設備	一次主循環ポンプ					
	本体					
	軸封装置					
	駆動モータ					
	オイルレリクヤユニット					
	伝熱管					
	パウンダリパローズ					
二次冷却系設備	二次冷却系外管					
	一次系容器					
	一次系容器ガードベッセル					
	一次純化系電磁ポンプ					
	一次主冷却系配管					
一次アルゴンガス系設備	一次主冷却系外管					
	自動隔離弁					
	一次カバナーガスパウンダリ					
閉鎖熱除去系設備	全体					
	配管、A/C					
	AC本体、ベーン、ダンパ、					
	フロフ					
二次冷却系設備	配管エンクロージャ					
	二次主循環ポンプ					
	(電磁ポンプ)					
	二次純化系電磁ポンプ					
	二次コールドトラップ					
	二次主冷却系配管					
	二次主冷却系配管エンク					
	ロージャ					
	二次系容器					
	二次系容器エンクロージャ					
	蒸気発生器					

表4.4.5-8 (2/2) ナトリウム冷却小型炉における定期検査項目設定の考え方(案)

系統・機器	実証炉(フェーズ2)	点検区分	点検周期	小型炉 基本方針	備考
タービン・発電機設備	安全弁	A	毎定検	実証炉と同じ	軽水炉の最新技術を導入
	タービン保安装置検査	A	毎定検		
	タービンハイパス弁	A	毎定検		
	タービン本体	A	1回/2定検		
	性能検査	A	毎定検		
	開放点検	A	1回/2定検		
	開放点検	A	1回/2定検		
	開放点検	A	1回/2定検		
	開放点検	A	1回/2定検		
	開放点検	A	1回/2定検		
	分解検査	A	1回/2定検		
	分解検査	A	1回/2定検		
	性能検査	A	毎定検		
	分解検査	A	1回/2定検		
	安全保護回路等	C	1回/2定検	実証炉と同じ	
計測制御系統	制御用圧縮空気供給設備	A	毎定検	実証炉と同じ	炉内NIS削除、計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定 計装品寿命で交換頻度決定
	中性子計装	C	毎定検		
	炉心出口温度計	C	全数/3定検		
	炉内液位計	C	全数/3定検		
	外管内液位計	C	全数/3定検		
	一次系容器内液位計	C	全数/3定検		
	Na漏えい検出器	C	全数/3定検	実証炉と同じ(高性能の漏えい検出器は可能な範囲で設置しない)	
	FFD	C	全数/3定検	実証炉と同じ	
	水漏えい検出系	C	毎定検	実証炉と同じ(高性能の水リーク検出器は可能な範囲で設置しない)	
	音響計、固体電解質水素計	C	全数/3定検	実証炉と同じ	
	固体電解質水素計センサー	A	毎定検	実証炉と同じ	
	気体廃棄物処理系	A	毎定検	実証炉と同じ	
	液体廃棄物処理系	A	毎定検	実証炉と同じ(廢機修繕設備は削除)	
	固体廃棄物処理系	A	毎定検	実証炉と同じ(廢機修繕設備は削除)	
	固体廃棄物貯蔵庫	A	毎定検	実証炉と同じ(廢機修繕設備は削除)	
放射線管理施設	A	毎定検	実証炉と同じ		
原子炉格納容器	原子炉格納容器	A	毎定検	実証炉と同じ	格納容器体積の低減により、大幅な期間短縮可能 実証炉と同じ 実証炉と同じ 実証炉と同じ 実証炉と同じ 実証炉と同じ 実証炉と同じ 実証炉と同じ 実証炉と同じ 実証炉と同じ 実証炉と同じ 実証炉と同じ 実証炉と同じ 実証炉と同じ 実証炉と同じ
	各モニタ	A	1回/3定検		
	全体漏えい率検査	A	毎定検		
	局部漏えい率検査	A	毎定検		
	機能検査	A	毎定検		
	よつ系統除去効率確認試験	A	毎定検		
	ファン作動検査	A	毎定検		
	作動検査	A	毎定検		
	機能検査	A	毎定検		
	分解点検	A	毎定検		
	分解点検	C	全数/2定検		
	分解点検	C	全数/2定検		
	開放点検	C	毎定検		
	機能検査	A	毎定検		
	作動検査	A	毎定検		
原子炉補助設備	原子炉格納容器空調系	A	毎定検	実証炉と同じ	換気空調系の常用系化などに伴い、設備容量
	原子炉格納容器冷却海水系	A	毎定検	実証炉と同じ	
	全体	A	毎定検	実証炉と同じ	
	海水ポンプ	A	毎定検	実証炉と同じ	
	ダブルストレーナ	A	毎定検	実証炉と同じ	
	淡水ポンプ	A	毎定検	実証炉と同じ	
	熱交換器	A	毎定検	実証炉と同じ	
	非常用空調冷水系	A	毎定検	実証炉と同じ	
	換気空調設備	A	毎定検	実証炉と同じ	
	非常用ディーゼル発電機	A	毎定検	実証炉と同じ	
	全体	A	毎定検	実証炉と同じ	
	本体	C	毎定検	実証炉と同じ	
	潤滑油系	B	毎定検	実証炉と同じ	
	燃料油タンク系	B	毎定検	実証炉と同じ	
	メタクラ、インバータ等	C	毎定検	実証炉と同じ	
バッテリー	C	毎定検	実証炉と同じ		
変圧器	C	毎定検	実証炉と同じ		
その他	天井クレーン	C	10年ごと	実証炉と同じ	コントローラセンタ削除
	補助イラ	B	毎定検	実証炉と同じ	
	免震要素	B	毎定検	実証炉と同じ	
	機能検査	B	毎定検	実証炉と同じ	
	外観検査、変位計測	C	1回/3~5定検	実証炉と同じ	

注1) 実証炉フェーズ2の定期点検計画を参照
 注2) 点検区分の記号は以下のとおり。A: 電気事業法法定検査、B: 消防法、労働安全衛生法、C: 自主点検、I: 実証炉NIS指針(案)
 注3) 灰色は実証炉よりも定期検査項目の合理化に期待できる箇所。ただし、設備容量の低減による合理化は含まず

表 4.4.5-9 ナトリウム冷却小型炉でのISI対象部位および検査項目(案)

実証炉フェーズ2 機器 ¹⁾		小型炉 タンク型炉の考え方		ループ型炉の考え方		備考			
原子炉構造	原子炉容器	胴体溶接部(Na/バウンダリ)	検査方法	検査項目	検査項目				
				安全上の 重要度分類	程度 ²⁾				
一次主冷却系	原子炉容器	胴体溶接部(Na/バウンダリ)	Na漏えい検出器	PS-1	CM	実証炉と同じ、高性能検出器は削除の方向	同左		
		胴体溶接部(カバ-ガスバウ-ンダリ)	イメージファイバ	PS-2	VTM-2	圧力監視、定期的な漏えい率検査で対応	同左		
		胴体異材継手部	放射線モニタ	PS-2	CM	実証炉と同じ	同左		
		胴体溶接部	EMAT	PS-2	VO	実証炉と同じも、検査が容易な位置への変更を考慮	同左		
		炉内構造物	イメージファイバ	MS-1	VTM-3	圧力監視、定期的な漏えい率検査で対応	同左		
		炉内構造物	USV	PS-1	VTM-3	燃交前の確認であれば頻度小	同左		
		炉内構造物	イメージファイバ	PS-1(関)	VTM-3	実証炉と同じ	同左		
		炉内構造物	放射線モニタ	PS-2	CM	実証炉と同じ	同左		
		一次系主配管	主配管溶接部	Na漏えい検出器	PS-1	CM	炉外に一次系なし	実証炉と同じも、高性能検出器は削除の方向	
		一次系主配管	支持構造物	イメージファイバ	PS-1	VTM-2	圧力監視、定期的な漏えい率検査で対応	同左	
二次主冷却系	一次系主配管	外管溶接部	イメージファイバ	MS-1	VTM-3	実証炉と同じ	同左		
	一次系主配管	支持構造物	イメージファイバ	MS-1	VTM-3	実証炉と同じ	同左		
	一次系主配管	容器溶接部(Na/バウンダリ)	Na漏えい検出器	PS-1	CM	実証炉と同じも、高性能検出器は削除の方向	同左		
	一次系主配管	容器溶接部(カバ-ガスバウ-ンダリ)	イメージファイバ	PS-2	CM	放射線モニタ	同左		
	一次系主配管	容器溶接部	放射線モニタ	PS-2	CM	放射線モニタ	同左		
	一次系主配管	容器異材継手部	EMAT	PS-2	VO	実証炉と同じ	同左		
	一次系主配管	支持構造物	イメージファイバ	PS-1(関)	VTM-3	実証炉と同じ	同左		
	一次系主配管	支持構造物	イメージファイバ	PS-1(関)	VTM-3	実証炉と同じ	同左		
	一次系主配管	胴体溶接部	Na漏えい検出器	MS-1	VTM-3	実証炉と同じ	同左		
	一次系主配管	カバ-ガスバウ-ンダリ	放射線モニタ	PS-2	CM	放射線モニタ	同左		
二次系冷却系	二次系主配管	支持構造物	Na漏えい検出器	PS-2(関)	VTM-3	実証炉と同じ	同左		
	二次系主配管	主配管	目視	PS-2	CM	実証炉と同じ	同左		
	二次系主配管	支持構造物	Na漏えい検出器	PS-2	CM	実証炉と同じも、高性能検出器は削除の方向	同左		
	二次系主配管	異材継手部	イメージファイバ	PS-2	VTM-3	異材継手部の削除の方向	同左		
	二次系主配管	支持構造物	イメージファイバ	PS-2(関)	VTM-4	実証炉と同じ	同左		
	二次系主配管	胴体	Na漏えい検出器	PS-2	CM	代わりに蒸気発生器の胴体を実施。高性能検出器は削除の方向	同左		
	二次系主配管	蒸気発生器	伝熱管	PS-2	CM	実証炉と同じも、高性能検出器は削除の方向	同左		
	二次系主配管	胴体熱除去系	Na/バウンダリ	Na漏えい検出器	PS-2	CM	実証炉と同じ	同左	
	二次系主配管	支持構造物	放射線モニタ	PS-2(関)	VTM-3	実証炉と同じ	同左		
	二次系主配管	燃料交換・出入設備	カバ-ガスバウ-ンダリ	放射線モニタ	PS-2	CM	燃交頻度低減に伴い、一時的に設置	同左	

注1)ISI指針に記載の項目のみ
 注2)CM:Na漏えいの連続監視、VTM-1:表面欠陥や表面状況を把握できる程度の精度を要求したもの、VTM-2:漏えいの痕跡を把握できる程度の精度を要求したもの、VTM-3:変位、ゆがみ等を把握できる程度の精度を要求したもの、VTM-4:支持装置の維持状況の把握を目的としたもの、VO:体積検査

表 4.4.5-10 ナトリウム冷却小型炉でのナトリウム漏えいに係るISI方法(案)

基本方針

・一次および二次Naバウンダリは、Na漏えいの連続監視(高性能検出器は可能な範囲で削除)。ただし、一次Naバウンダリは目視検査に代えて、定検時の漏えい検査も実施
 ・一次Naバウンダリの外管(または、ガードベッセル)は、圧力監視および定検時の漏えい率検査を実施(目視検査は削除)
 ・二次Naバウンダリのエンクロージャは、格納容器内外の設置に関係なく、定検時の漏えい率検査のみ実施
 ・容器、配管等の支持機構は、目視検査を実施



タンク型炉

系統・機器	重要度分類	耐震クラス	機器区分	ISI方法 ¹⁾		
				Na漏えい連続監視	圧力監視	漏えい率検査 ²⁾
一次主冷却系	原子炉容器	A(S ₂)	第1種	○	-	○
	ガードベッセル	A(S ₂)	第3種	-	○	○
	主配管	A(S ₂)	第3種	○	-	-
二次主冷却系 (格納容器内)	エンクロージャ	C(S ₂)	第4種	-	-	○
	主配管	B(S ₂)	第4種	○	-	-
二次主冷却系 (格納容器外)	エンクロージャ	C(S ₂)	区分外	-	-	○

ループ型炉

系統・機器	重要度分類	耐震クラス	機器区分	ISI方法 ¹⁾		
				Na漏えい連続監視	圧力監視	漏えい率検査 ²⁾
一次主冷却系	原子炉容器	A(S ₂)	第1種	○	-	○
	ガードベッセル	A(S ₂)	第3種	-	○	○
	一次系主配管	A(S ₂)	第1種	○	-	-
	外管	A(S ₂)	第3種	-	○	○
二次主冷却系 (格納容器外)	冷却系容器	B(S ₂)	第4種	○	-	-
	エンクロージャ	C(S ₂)	区分外	-	-	○

注1)機能試験、運転監視(プロセス計装等)を含む

注2)定検時に実施する漏えい率検査。一次Naバウンダリの漏えい率検査方法の工夫が必要。

表 4.4.5-11 ナトリウム冷却小型炉での補修カテゴリー分類(案)

分類	実証炉(フェーズ2)		小型炉		
	実証炉方針	対象機器	対応方針(案)	対象機器(案)	
A	過去の経験等から損傷発生時の想定が望ましい動静的機器	過去の経験等から損傷発生時の想定する機器	<p>・補修、または、交換の容易な設計対応</p> <p>・プラント運転時にて、搬出入キヤスク、機器洗浄設備、アクセス孔、搬入ルート、補修スペースを確保</p> <p>・引抜きおよび搬出補修が可能な設計対応</p> <p>・プラント運転時にて、搬出入ルート、補修スペースを確保</p> <p>・故障発生時に補修設備(搬出入キヤスク、機器洗浄設備)、一次Naドレン設備を準備</p>	<p>・一次主循環ポンプ</p> <p>・一次コールドトラップ</p> <p>・CRDM上部案内管</p> <p>・燃料交換機</p>	<p>・なし</p>
B	過去の経験等から損傷発生時の可能性が低い機器	過去の経験等から損傷発生時の想定する機器	<p>・引抜きおよび搬出補修が可能な設計対応</p> <p>・プラント運転時にて、搬出入ルート、補修スペースを確保</p> <p>・故障発生時に補修設備(搬出入キヤスク、機器洗浄設備)、一次Naドレン設備を準備</p>	<p>・中間熱交換器</p> <p>・蒸気発生器</p> <p>・崩壊熱除去系・熱交換器</p>	<p>・一次コールドトラップ</p> <p>・CRDM上部案内管</p> <p>・燃料交換機</p> <p>・蒸気発生器</p> <p>・崩壊熱除去系・熱交換器(空気冷却器)</p>
C	同上	過去の経験等から損傷発生時の想定する機器	<p>・小型損傷に対して、インプレース補修で対応</p> <p>・プラント運転時にて、遠隔インプレース補修技術、補修装置を開発</p> <p>・故障時に、遠隔インプレース補修設備、一次Naドレン設備を準備</p>	<p>・原子炉容器</p> <p>・回転プラグ</p> <p>・炉心上部機構</p> <p>・ルーフトデッキ</p> <p>・炉内構造物等</p>	<p>・原子炉容器</p> <p>・回転プラグ</p> <p>・炉心上部機構</p> <p>・ルーフトデッキ</p> <p>・炉内構造物</p> <p>・中間熱交換器</p> <p>・崩壊熱除去系・熱交換器(炉内熱交換器)等</p>

表 4.4.5-12 ナトリウム冷却小型炉での機器移送設備の構成(案)

取扱機	取扱対象機器	使用頻度
燃料交換機取扱機 (常設せず)	燃料交換機 炉内中継装置本体 一次系コールドトラップ	燃交時(10年以上 に1回) 不具合時
プラグ取扱機 (常設せず)	プラグ ・計装付きプラグ ・燃料交換機孔プラグ ・燃料出入孔プラグ CRDM上部案内管	燃交時(10年以上 に1回) 不具合時
計装品取扱機 ¹⁾	液面計取扱機 NIS取扱機 熱電対取扱治具	燃交時に交換

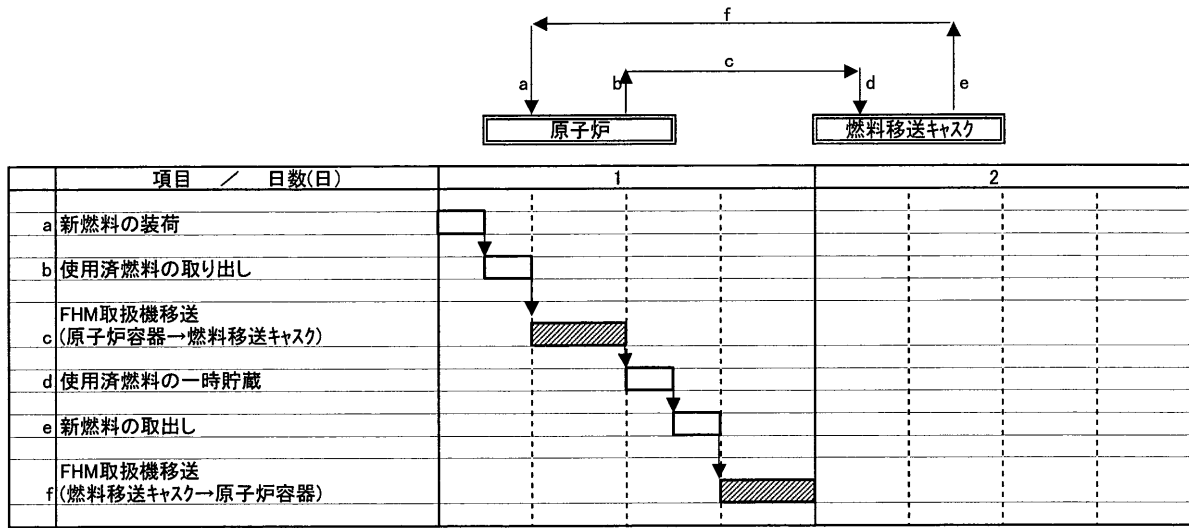
注1) 計装品寿命より計装品取扱機の常設の有無を決定

注2) 計装品のうち、唯一Naが付着

表 4.4.5-13 ナトリウム冷却小型炉定期検査工程表

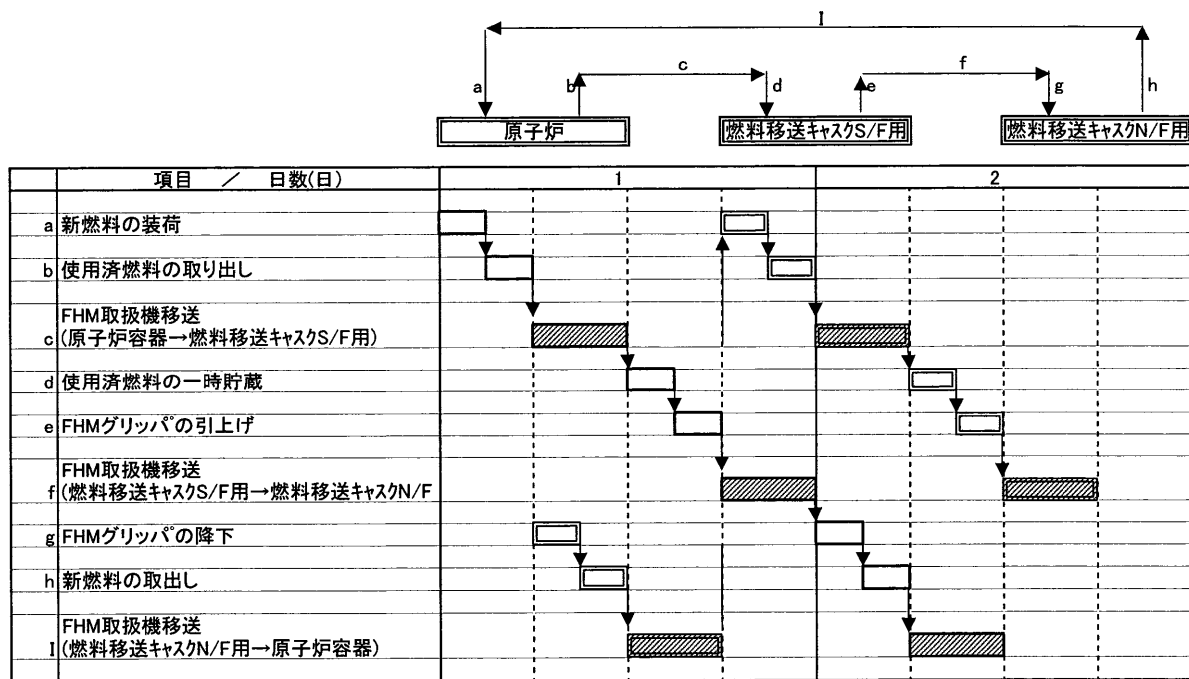
【備考】
 ①太線網掛けは、クリティカルパスを示す。
 ②太線は、サブクリティカルパスを示す。

項目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
プラント全般																																																		
原子炉構造																																																		
冷却系																																																		
電気系統																																																		
タービン発電機																																																		
燃料交換時																																																		



注) 網掛けは、クレーンを使用する作業

1) 1台の燃料交換設備の場合: 燃料交換時間1日/1体



注) 網掛けは、クレーンを使用する作業。二重線の枠は、2台目の燃料交換設備。

2) 2台の燃料交換設備を併用する場合: 燃料交換時間1.75日/2体

図 4. 4. 5-14 集合体 1 体当たりの燃料交換時間

4.4.6 小型炉概念まとめ

金属燃料炉心、出力 150MWe、炉心寿命 10 年のナトリウム冷却小型炉として、強制循環タンク型炉、強制循環ループ型炉を構築した。

タンク型炉およびループ型炉のプラント概念の特徴、プラント主要目、原子炉・冷却系系統図、原子炉構造概念および建屋配置計画を表 4.4.6-1、表 4.4.6-2 に示す。

タンク型炉は、原子炉容器内に中間熱交換器、一次主循環ポンプ（電磁ポンプ）を内蔵した原子炉 1 次系一体型炉で、1 ループの 2 次主冷却系、水蒸気系およびタービン発電機で構成する。環状中間熱交換器および UIS 引き抜きによる燃料交換方式採用による原子炉容器をコンパクト化した。蒸気発生器は、ナトリウム-水反応対策強化のため 2 重管蒸気発生器を採用した。また、ナトリウム漏えい対策としてナトリウム内包設備はガードベッセルまたはエンクロージャで覆う構造とし、PRACS 空気冷却器伝熱管も 2 重管構造を採用した。格納容器については、原子炉容器内に 1 次系機器を収納する概念の特徴を生かして、原子炉トップドームおよび原子炉容器ガードベッセルで構成した。

ループ型炉は 1 ループの 1 次系主配管、炉外の中間熱交換器および 1 次主循環ポンプ（電磁ポンプ）で 1 次系ループを形成する。本プラントでは 1 次冷却系機器と 2 重管蒸気発生器を合体した機器を採用し冷却系機器のコンパクト化を行った。この概念では、1 次系配管機器を格納容器内に設置する必要があり、冷却系合体機器設置エリアを建屋一体型矩形格納容器とした。

いずれの概念も崩壊熱除去系は PRACS 2 系統と RVACS で構成し、いずれも自然循環による除熱を行うこととした。

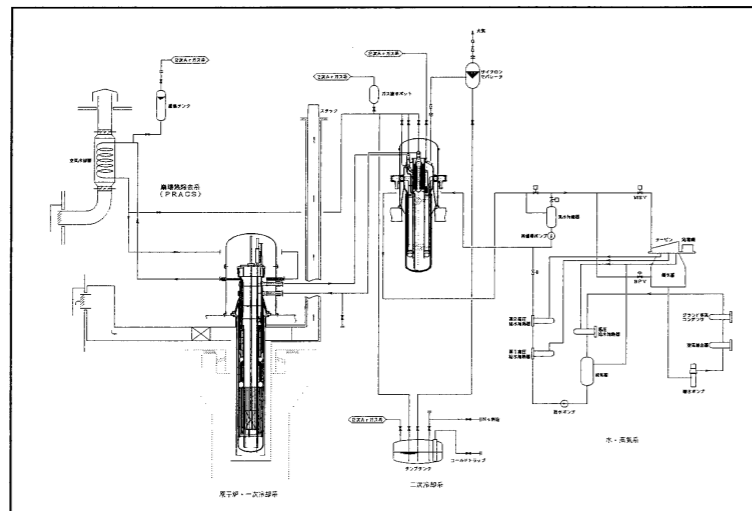
表 4.4.6-1 ナトリウム冷却小型炉（タンク型炉）概念

特徴

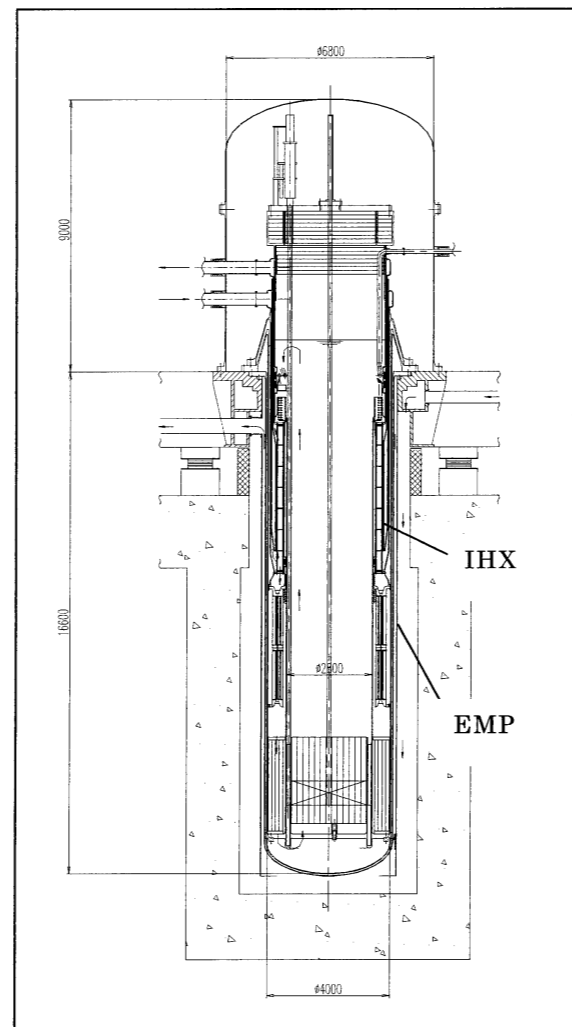
- 原子炉容器内に中間熱交換器、電磁ポンプを内蔵したタンク型炉
- 1次系の自然循環力の向上や低い冷却材温度係数等により、LOF型事象に対する受動安全性向上（炉心圧損 0.75kg/cm²）
- 金属燃料採用により燃焼反応度が小さく、150MWe、炉心寿命10年を達成
- 崩壊熱除去系（RVACS+PRACS）に動的機器を排除したシステムを採用
- 2重管蒸気発生器適用によるナトリウム-水反応対策の強化

プラント主要目

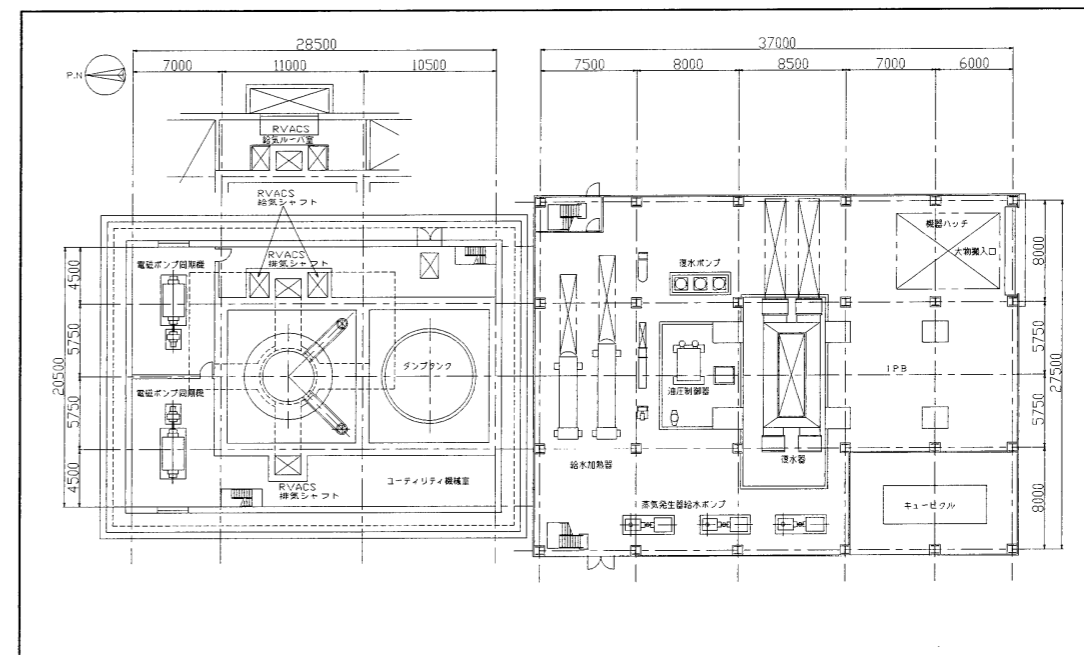
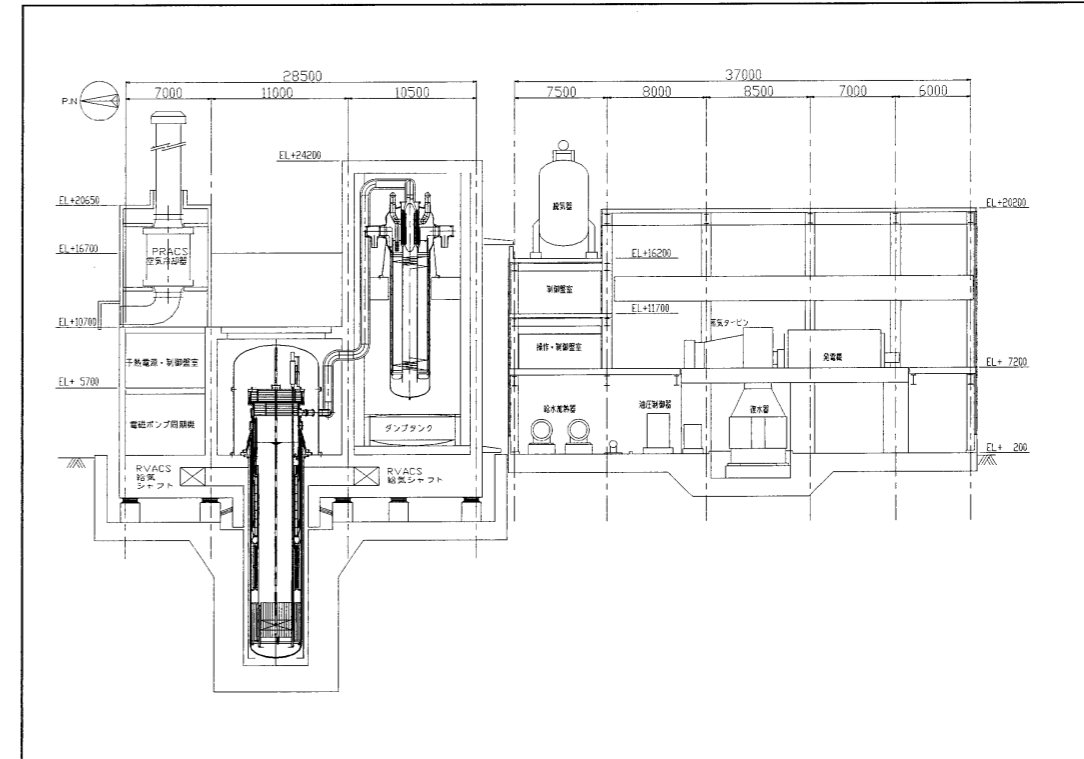
項目	基本仕様
原子炉型式	原子炉1次冷却系一体型炉（タンク型準強制循環炉）
電気出力	150MWe
原子炉熱出力	375MWt
プラント寿命	40年以上（60年目標）
炉心・燃料	金属燃料
炉心寿命	10年
炉心等価直径	2.14m
炉心高さ	0.832m
炉心圧損	0.75kg/cm ² 以下
燃焼度	約8万MWD/T
内部転換比	約0.92
1次冷却材温度 (Na)	510/355℃
2次冷却材温度 (Na)	475/310℃
1次冷却系流量	6840t/hr
2次冷却系流量	6380t/hr
水/蒸気温度	210/453℃ (SG出口)
主蒸気圧力	107atg (SG出口)
給水流量	約579t/h
タービン発電機	SCSF-45（単車室タービン）
崩壊熱除去方式	PRACS (3MWt) 2系統+RVACS (1.8MWt)
燃料取扱方式	炉心寿命ごとに全数燃料交換
原子炉反応度制御	反射体方式
炉停止機構・機能	静的炉停止（反射体重力落下+中性子吸収棒重力落下）
1次主循環ポンプ	浸漬型電磁ポンプ：約132m ³ /min
中間熱交換器	直管対向流管内1次型：375MWt×1基
2次主循環ポンプ	蒸気発生器一体型電磁ポンプ：約123m ³ /min×1基
蒸気発生器	一体貫流ヘリカル2重管：375MWt×1基
原子炉支持方式	上部支持
原子炉上部構造	一枚板構造
原子炉-1次系容器	原子炉容器 (4mID) ×1基
格納施設	炉上部トップドーム+ガードベッセル
原子炉建屋	3次元免震建屋（約9500m ² ）



原子炉冷却系系統図



原子炉構造概念図



原子炉・タービン建屋配置計画図

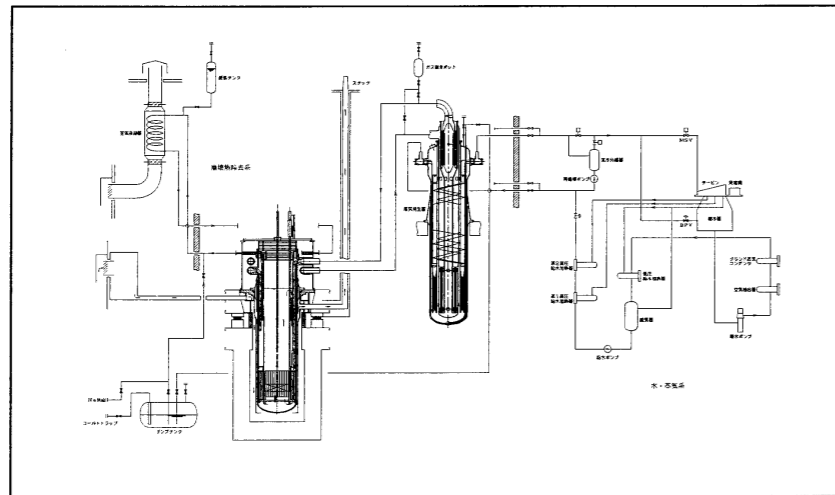
表 4.4.6-2 ナトリウム冷却小型炉（ループ型炉）概念

特徴

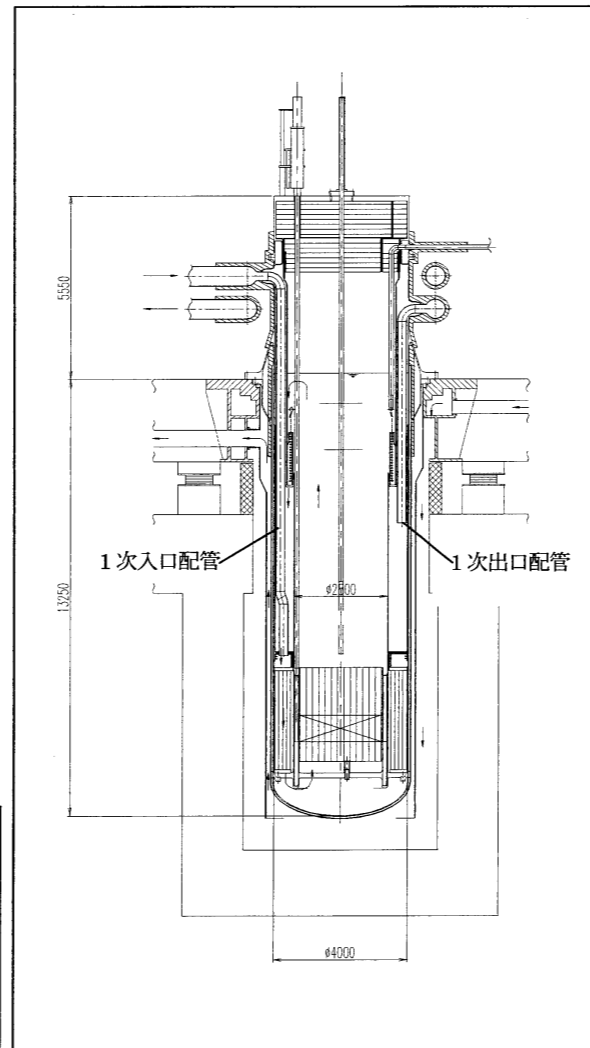
- 1次系電磁ポンプ、中間熱交換器、2次系電磁ポンプ、蒸気発生器合体機器を採用
- 1次系の自然循環力の向上や低い冷却材温度係数等により、LOF型事象に対する受動安全性向上（炉心圧損 0.75kg/cm²）
- 金属燃料採用により燃焼反応度が小さく、150MWe、炉心寿命10年を達成
- 崩壊熱除去系（RVACS+PRACS）に動的機器を排除したシステムを採用
- 2重管蒸気発生器適用によるナトリウム-水反応対策の強化

プラント主要目

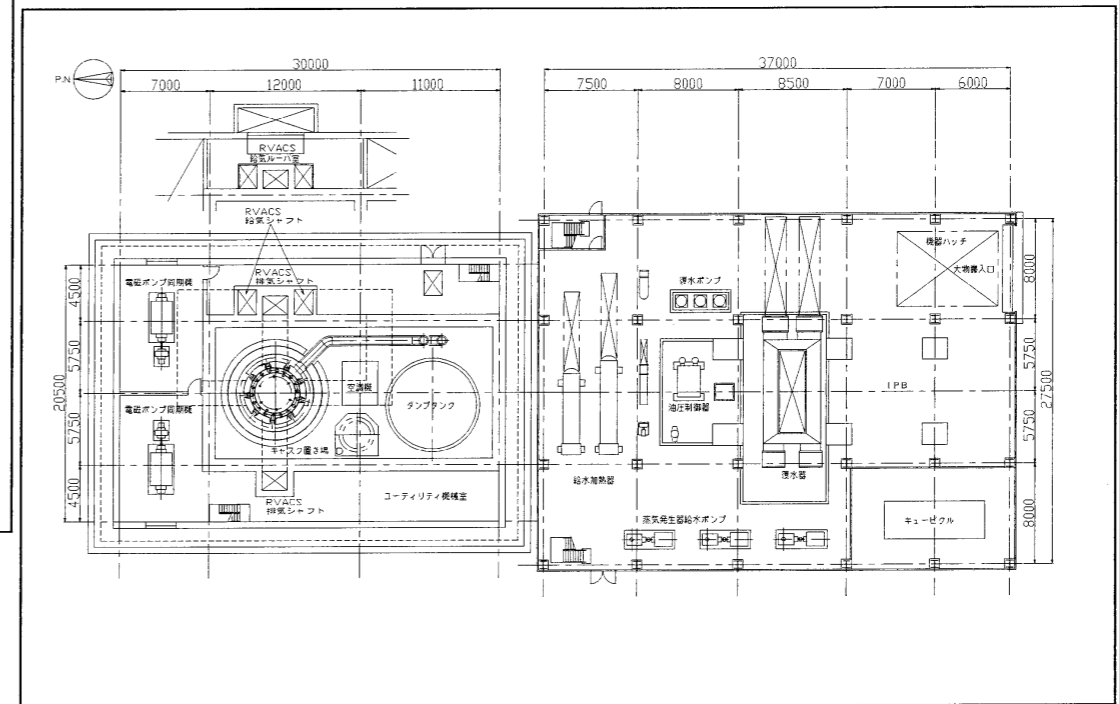
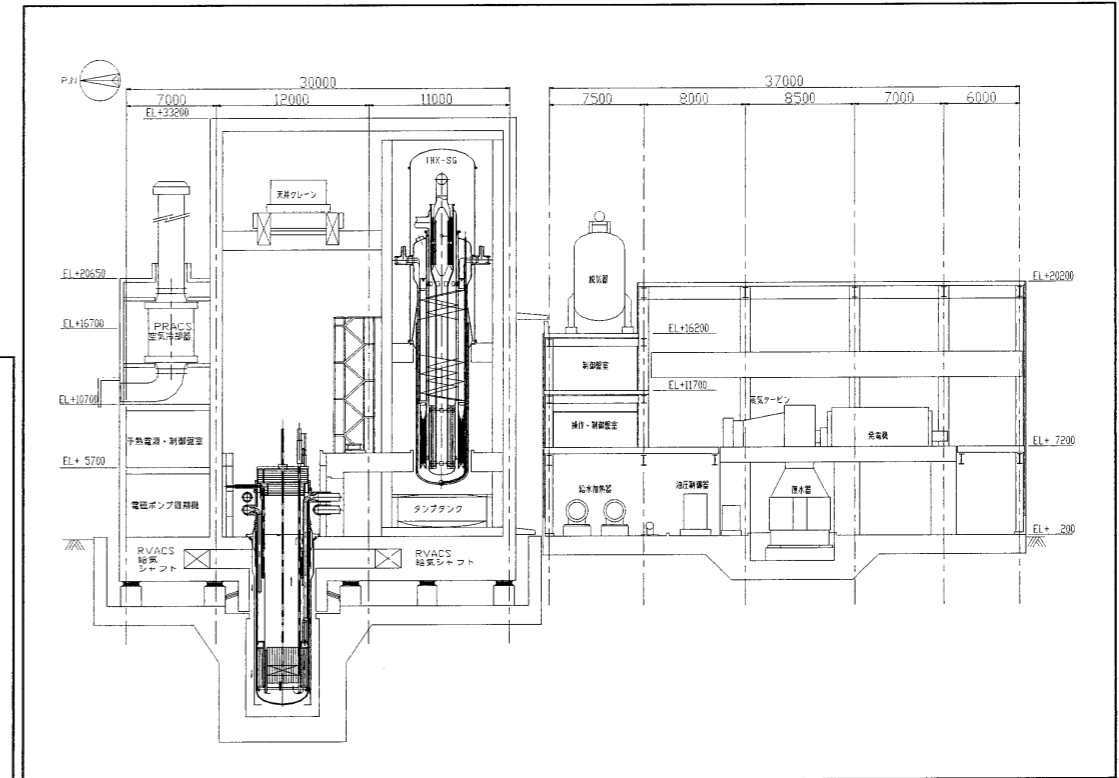
項目	基本仕様
原子炉型式	冷却系機器一体ループ型強制循環炉
電気出力	150MWe
原子炉熱出力	375MWt
プラント寿命	40年以上（60年目標）
炉心・燃料	金属燃料
炉心寿命	10年
炉心等価直径	2.14m
炉心高さ	0.832m
炉心圧損	0.75kg/cm ² 以下
燃焼度	約8万MWD/T
内部転換比	約0.92
1次冷却材温度 (Na)	510/355℃
2次冷却材温度 (Na)	475/310℃
1次冷却系流量	6840t/hr
2次冷却系流量	6380t/hr
水/蒸気温度	210/453℃ (SG出口)
主蒸気圧力	107atg (SG出口)
給水流量	約579t/h
タービン発電機	SCSF-45（単室室タービン）
崩壊熱除去方式	PRACS (9MWt) 2系統+RVACS (1.6MWt)
燃料取扱い方式	炉心寿命ごとに全数燃料交換
原子炉反応度制御	反射体方式
炉停止機構・機能	静的炉停止（反射体重力落下+中性子吸収棒重力落下）
1次主循環ポンプ	冷却系機器一体浸漬型電磁ポンプ：約132m ³ /min
中間熱交換器	冷却系機器一体直管対向流管内1次型：375MWt×1基
2次主循環ポンプ	冷却系機器一体蒸気発生器一体型電磁ポンプ：約123m ³ /min×1基
蒸気発生器	冷却系機器一体貫流ヘリカル型2重管：375MWt×1基
原子炉支持方式	上部支持
原子炉上部構造	一枚板構造
原子炉・1次系容器	原子炉容器 (4mID) ×1基
格納施設	建屋一体型ライナ+ガードベッセル
原子炉建屋	3次元免震建屋（約14000m ³ 、内格納施設容積8700m ³ ）



原子炉冷却系系統図



原子炉構造概念図



原子炉・タービン建屋配置計画図

4.5 建屋配置計画の検討

4.5.1 検討条件および検討方針

ナトリウム冷却小型炉のプラント配置検討の検討条件および検討方針は以下のとおりである

(プラント配置基本条件)

- ① 電気出力：150 MWe
- ② 炉型：タンク型炉およびループ型炉
- ③ プラント設置基数：1基
- ④ プラント寿命：60年（金属燃料炉心は10年）
- ⑤ サイト条件：都市近接または島嶼
- ⑥ 地盤条件：原子炉建屋基礎を支持するのに支障のない地耐力を有する良好な地盤面が表層に露出しているか、必要な人口地盤（杭，MMR）等の施工が施されており、敷地表面は平坦であるものとする。
- ⑦ 気象条件：温暖な気候とし、風雪等の特異な気象条件はないものとする。
- ⑧ 冷却水取水：敷地南側に冷却水の取・放水が可能な港湾または河川等があり、循環水管路は地中埋設配管で取水口および放水口とタービン建屋との接続が可能であるものとする。
- ⑨ サイトアクセス：サイト敷地内へのアクセスはサイト東側からの道路による連絡が可能であるものとする。

(プラント配置基本方針)

- ① 収納設備の分類：原子炉系設備とタービン系設備／プラント補助系設備の安全設計条件（安全重要度分類，耐震条件等）の違いを踏まえて、安全上重要な原子炉系設備のみを原子炉建屋に収納し、一般火力発電所並のタービン系設備と電気品等のプラント補助系設備の一部をタービン建屋に収納する。また、一般火力発電所並とできないその他のプラント補助系設備（廃棄物処理設備や放射線管理設備等）については、ユーティリティ建屋に収納する（原子炉建屋のコンパクト化によるプラント全体の建設コスト低減）。
- ② 燃料交換：燃料交換頻度は1回／10年とする。また、燃料交換に必要なとなる設備等は原則仮設対応とする（初期建設コストの低減）。

原子炉建屋はコンパクト化による建屋安定性確保の観点から、免震建屋（3次元免震に対応したデバイスの据付が可能な構造とする）を採用する。

原子炉建屋は工期短縮の観点から、大ブロック工法を考慮した鋼板コンクリート構造を採用する。

4.5.2 タンク型炉の配置検討

検討条件および検討方針に基づき、タンク型ナトリウム冷却小型炉のプラント配置検討を行った。

(1) プロットプランの検討

タンク型ナトリウム冷却小型炉の構内配置計画を図 4.5-1 に示す。

ナトリウム冷却小型炉のプラント配置計画としては、都市近郊や島嶼などの狭隘な立地点への設置が可能なように、極力施設全体をコンパクトにまとめる必要がある。そこで各建屋間の連絡物量（配管，ケーブル等）が最短となるように合理的な構内配置の検討を行った。

プロットプラン検討のフローを下記に示す。

ステップ1：プロットプラン決定において重要となる冷却水配管（循環水配管）が最短となるように取・放水口に近い敷地南側にタービン建屋を配置。

ステップ2：原子炉建屋とタービン建屋の相対位置は、タービンミサイルによる原子炉への被災の可能性が低い I 型配置（原子炉を蒸気タービン主軸方向に配置）とし、主蒸気配管，給水配管が最短となるタービン建屋に隣接した敷地北側に原子炉建屋を配置。

ステップ3：燃料交換作業を行う場合等の仮設ヤードおよび原子炉建屋との連絡（管理区域アクセスおよび配管等）が必要な廃棄物処理設備や放射線管理設備等を収納したユーティリティ建屋は、原子炉建屋近傍の敷地北西側に集中的に配置。

ステップ4：上記各建屋および各建屋周りの周回道路を防護区域に設定し、防護区域内アクセス用のゲートは、サイト東側の2箇所の進入道路に設ける。また、サイト東側の防護区域外には、事務棟を設置（図 4.5-1 ではもんじゅ事務管理棟と同規模の建物を仮想的に配置）。

(2) 主要建屋の機器配置検討

タンク型ナトリウム冷却小型炉の主要建屋の機器配置計画を図 4.5-2～図 4.5-5 に示す。

(i) 原子炉建屋の機器配置

原子炉建屋の特徴となる免震建屋の構造成立性を考慮し、原子炉構造は建屋平面のほぼ中心で建屋ベースマットからの支持が可能な位置（原子炉構造の一部をマット下部のピット内に配置）とした。この場合、RVACSダクトと原子炉構造との取合い位置は、建屋ベースマット内となるため、ダクト埋設部分の断熱構造等を考慮する必要があるとともに、ベースマット構造の強度

検討を行う必要がある。

蒸気発生器は主蒸気系配管の最短化を配慮し、タービン建屋側に配置した。

また、外気取入れの必要な設備は港湾近傍立地での塩害を考慮し、PRACS 空気冷却器を建屋北側に、RVACS 給気口および換気設備機械室を建屋東側に配置した。

タンク型炉では、1次冷却系の中間熱交換器および1次系ポンプを原子炉容器内に設置するため、原子炉外側に1次系のナトリウム配管および1次系機器を配置する必要がなく、トップドームおよび原子炉容器ガードベッセルによる格納バウンダリ構成に伴い、非常にコンパクトなスペースを実現することが可能である。

また、ナトリウム冷却炉では通常運転中に放射性廃棄物がほとんど発生しないため、放射線管理区域は原子炉容器と蒸気発生器まわりの2次系ナトリウム配管スペース以外に、主蒸気配管および給水配管の貫通部と放射線管理設備を備えたユーティリティ建屋からの管理区域アクセス通路の取合い部のみであり、全て建屋2階の西側に集中的に配置した。

燃料交換時には、タンク型の原子炉構造上部の建屋天井部に設置されたハッチを開放し、仮設の燃料取扱装置を設けることにより、燃料交換を簡易的に実施できる構造とした。

なお、原子炉の安全性確保に必要な最低限の設備（電磁ポンプ用電源設備等）は、放射線管理区域外で極力原子炉構造近傍となる位置に集中的に配置した。

(ii) タービン建屋の機器配置

タービン建屋は、一般火力発電所と同様に鉄骨構造となり、建屋建設単価も高くないことから、コンパクト化による初期コストメリットと比較して、保守・補修性の低下による点検作業の危険性や定検工程の増加によるデメリットの方が全体としてのコスト増加要因となる可能性が高いため、既存の同規模タービン発電施設をベースに配置計画を行った。

蒸気タービン主機および発電機は、タービンペDESTALを介して建屋ベースマットより支持される。蒸気タービン下部には復水器を設置し、周囲には給水ポンプ、熱交換器等のタービン補機と特高キュービクル等の発電機関連設備を配置した。循環水配管はタービン建屋ベースマット下部から復水器取合い部に立上がってくるものとした。タービンペDESTAL上面と建屋2階床面は同一レベルとなっており、定検時のレイダウンスペースを確保するとともに、所内電源盤や制御盤のスペースを設けている。

原子炉の安全操作にかかわる部分は多重性を持たせた完全自動制御で行う計画とし、2階の原子炉建屋の操作・制御盤室では、監視・操作員を常駐さ

せ、通常のプラント運転監視および火災時の消火設備操作等の原子炉施設特有事故以外の非常時操作を行うものとする。

4.5.3 ループ型炉の配置検討

検討条件および検討方針に基づき、ループ型ナトリウム冷却小型炉のプラント配置検討を行った。

(1) プロットプランの検討

ループ型ナトリウム冷却小型炉の構内配置計画を図 4.5-6 に示す。

プロットプランの基本的な考え方や検討フローは、タンク型炉と同等なため、タンク型炉の配置検討に示す。

(2) 主要建屋の配置検討

ループ型ナトリウム冷却小型炉の主要機器配置計画を図 4.5-7～図 4.5-10 に示す。

(i) 原子炉建屋の機器配置

原子炉建屋の特徴となる免震建屋の構造成立性を考慮し、原子炉構造は建屋平面のほぼ中心で建屋ベースマットからの支持が可能な位置（原子炉構造の一部をマット下部のピット内に配置）とした。

中間熱交換器－蒸気発生器合体機器は主蒸気系配管の最短化を配慮し、タービン建屋近くに配置した。

また、外気取入れの必要な設備は港湾近傍立地での塩害を考慮し、PRACS 空気冷却器を建屋北側に、RVACS 給気口および換気設備機械室を建屋東側に配置した。

ループ型炉の格納容器は、原子炉容器外に 1 次系配管と冷却系合体機器を格納容器バウンダリ内に配置する必要があるため、トップドームとガードベッセルのみで格納容器を構成するタンク型炉に比べると増加している。

また、タンク型と同様に通常運転中に放射性廃棄物がほとんど発生しないため、放射線管理区域は原子炉容器と冷却系合体機器まわりの 1 次系ナトリウム配管スペースである格納容器バウンダリ以外に、主蒸気配管および給水配管の貫通部と格納容器バウンダリへのアクセス用エアロックとキャスク等搬出入用機器ハッチおよび放射線管理設備を備えたユーティリティ建屋からの管理区域アクセス通路の取合い部のみであり、建屋 2 階の西側に集中的に配置した。

燃料交換時には、タンク型炉と異なり矩形コンクリート格納容器構造としたことから、建屋 2 階の放射線管理区域外壁のブロックアウト開口部を解体し、仮開口を設け、原子炉建屋西側の仮設ヤードに設置した仮設搬入装置により建屋内にキャスクをコロ曳きした後に格納容器バウンダリ中の機器ハッ

子を介して格納容器内へ搬入する計画とした。格納容器内でのキャスク取扱は燃料装荷状態の原子炉構造上部作業となるため、安全性確保を考慮して常設の天井クレーンを設ける計画とした（燃料交換時用の空調設備や計測設備等は仮設）。

なお、原子炉の安全性確保に必要な最低限の設備については、放射線管理区域外で極力原子炉構造近傍に集中的に配置した。

(ii) タービン建屋の機器配置

タービン建屋の機器配置における基本的な考え方は、タンク型炉と同等である。

4.5.4 建屋配置計画の検討まとめ

プラント配置検討を行った結果、原子炉建屋の容積は、タンク型炉で 9500m³、ループ型炉で 14500m³となった。また、タービン建屋の容積はタンク型炉、ループ型炉同等で 25000m³となった。

今後は、更に詳細な設計条件（立地条件等）での検討や設計標準化等による量産化プラントや増設可能なプラントの設計が必要と考える。

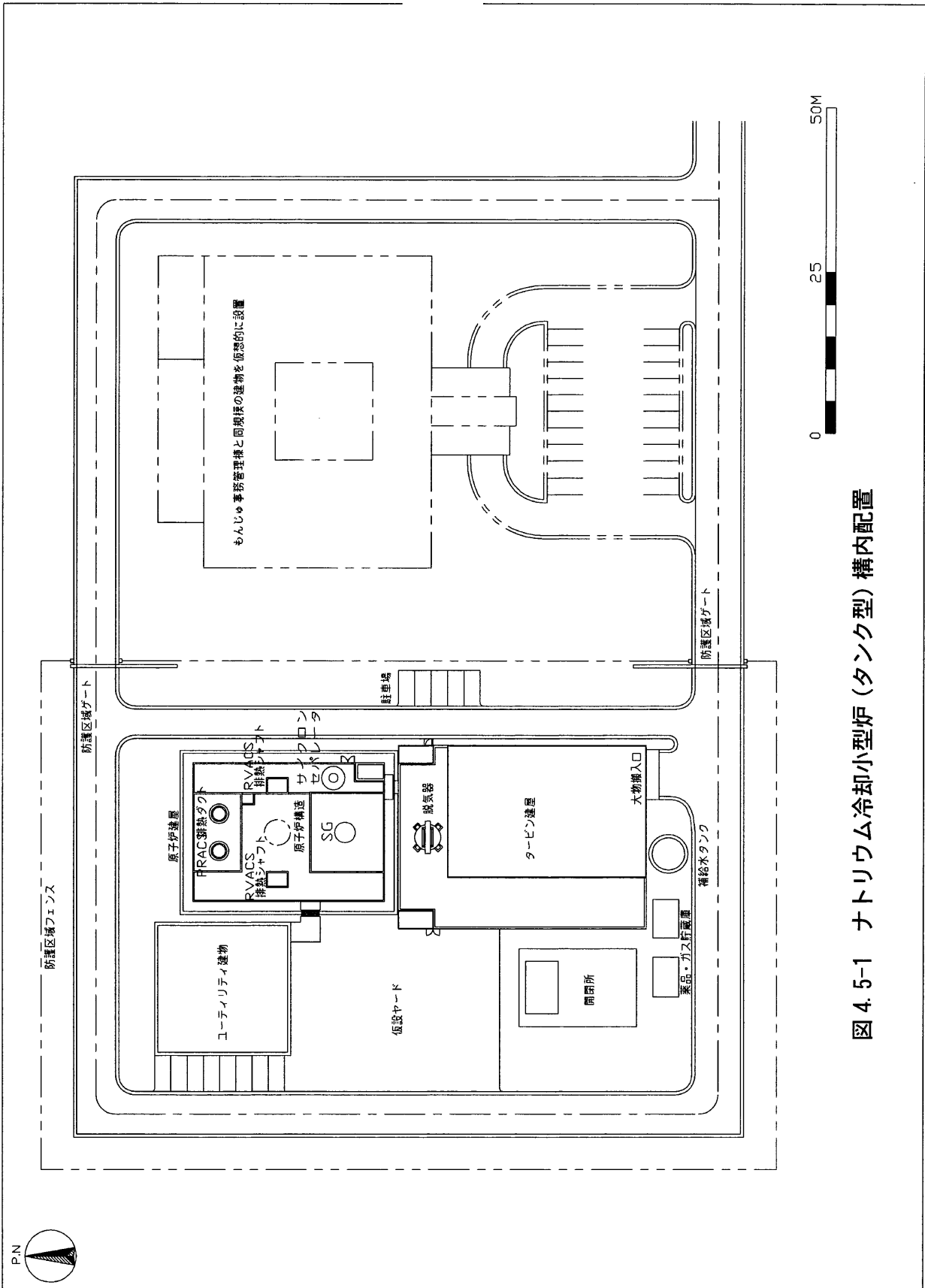


図 4.5-1 ナトリウム冷却小型炉 (タンク型) 構内配置

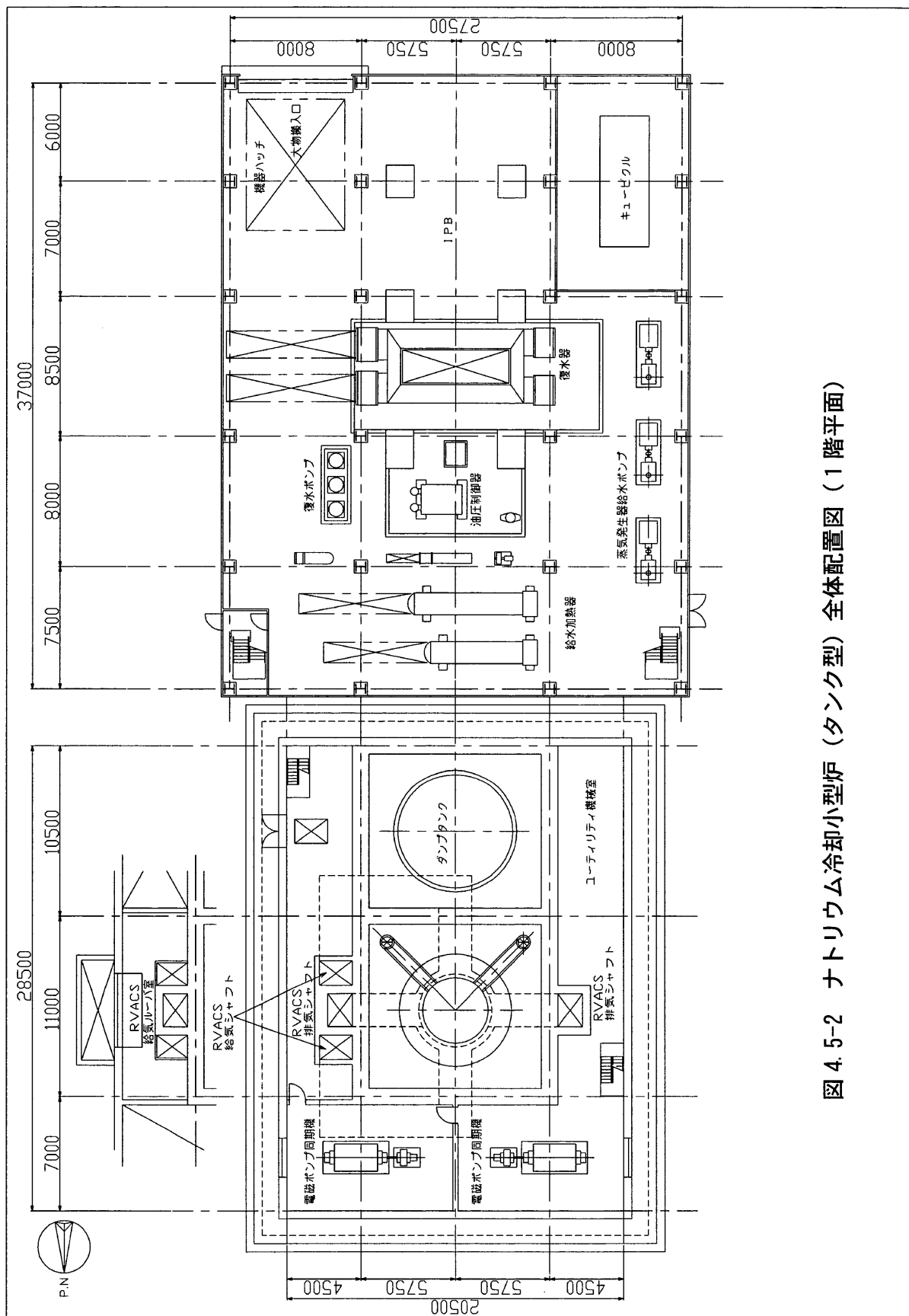


図 4.5-2 ナトリウム冷却小型炉 (タンク型) 全体配置図 (1 階平面)

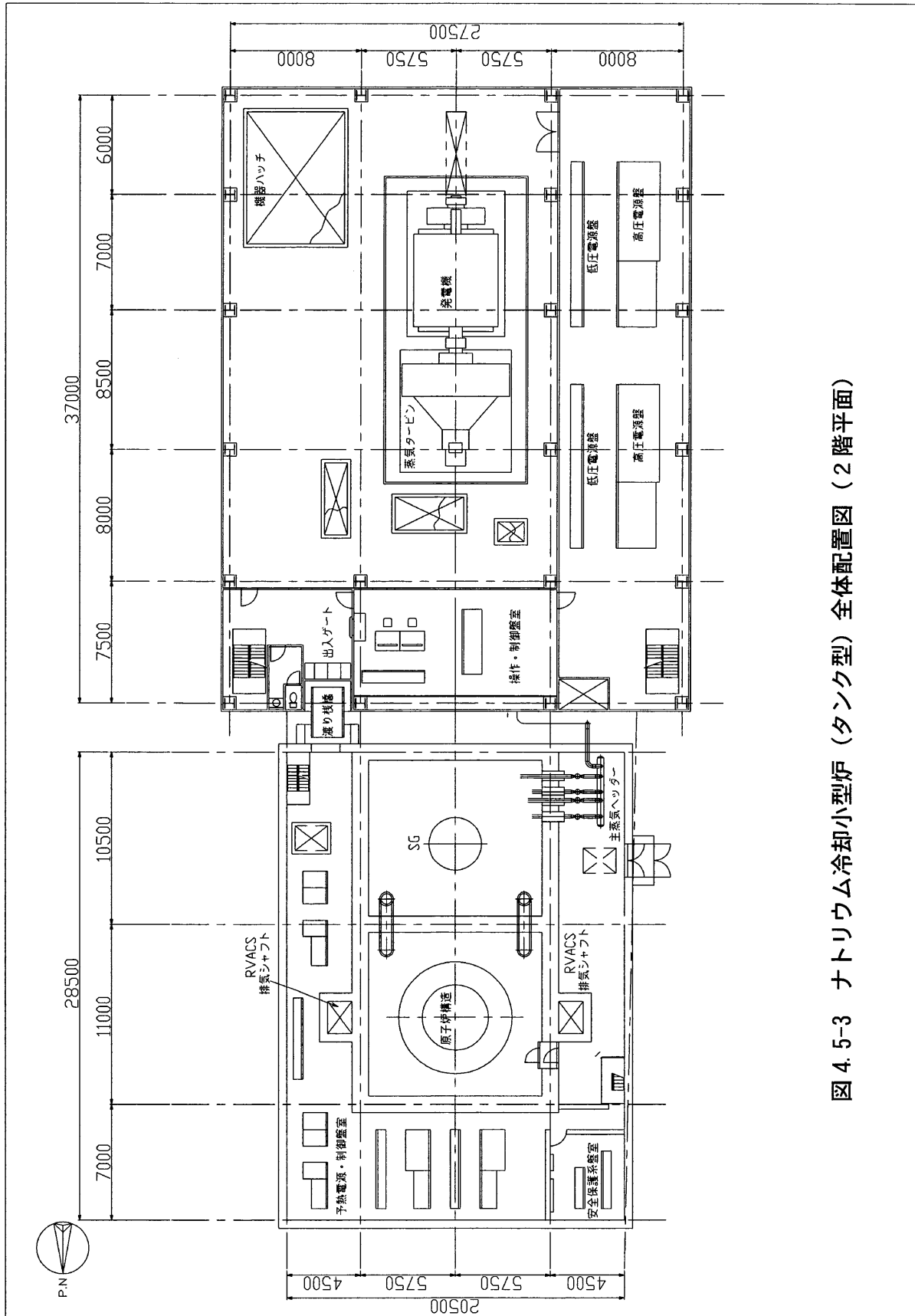


図 4.5-3 ナトリウム冷却小型炉 (タンク型) 全体配置図 (2階平面)

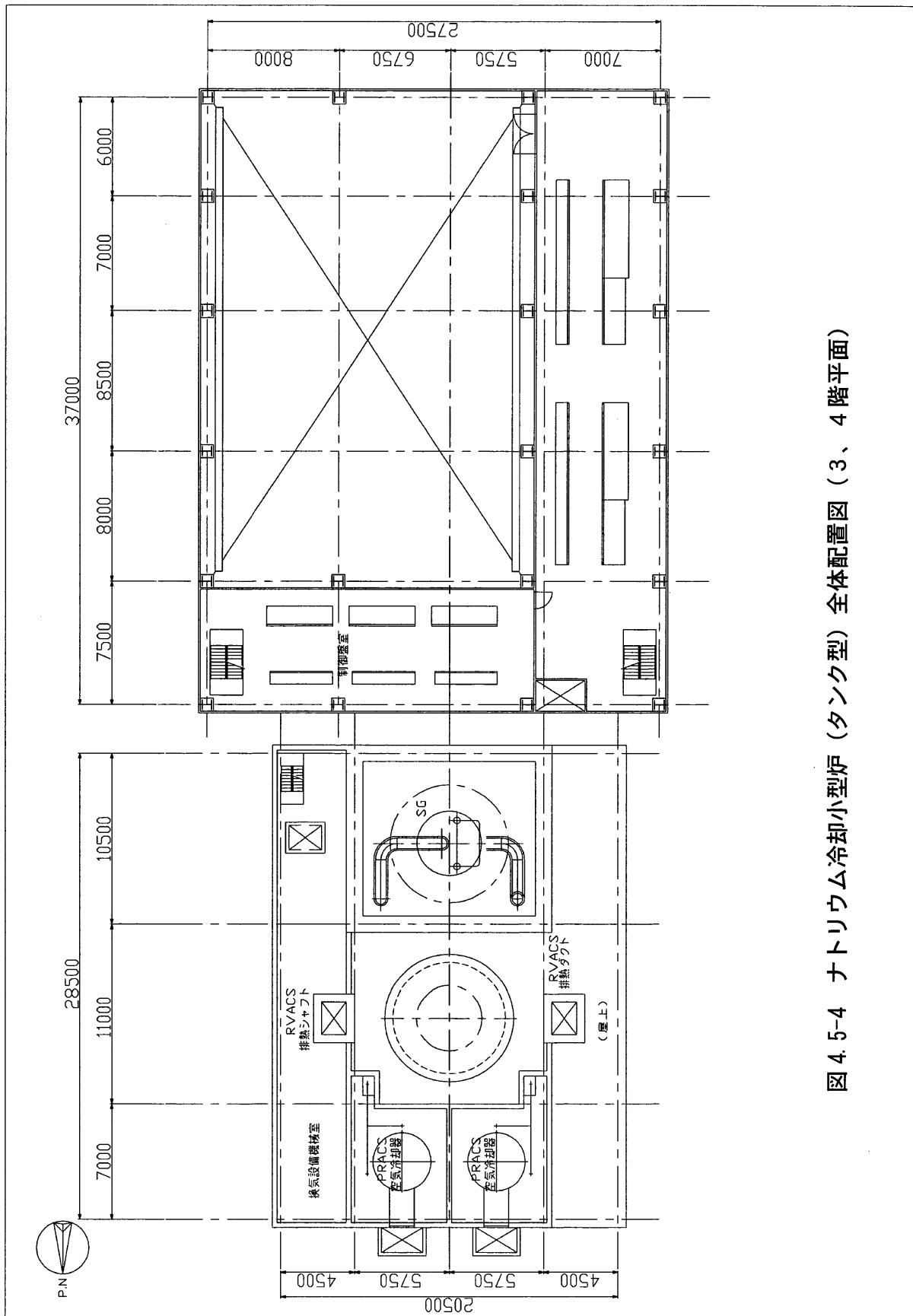


図 4.5-4 ナトリウム冷却小型炉 (タンク型) 全体配置図 (3、4 階平面)

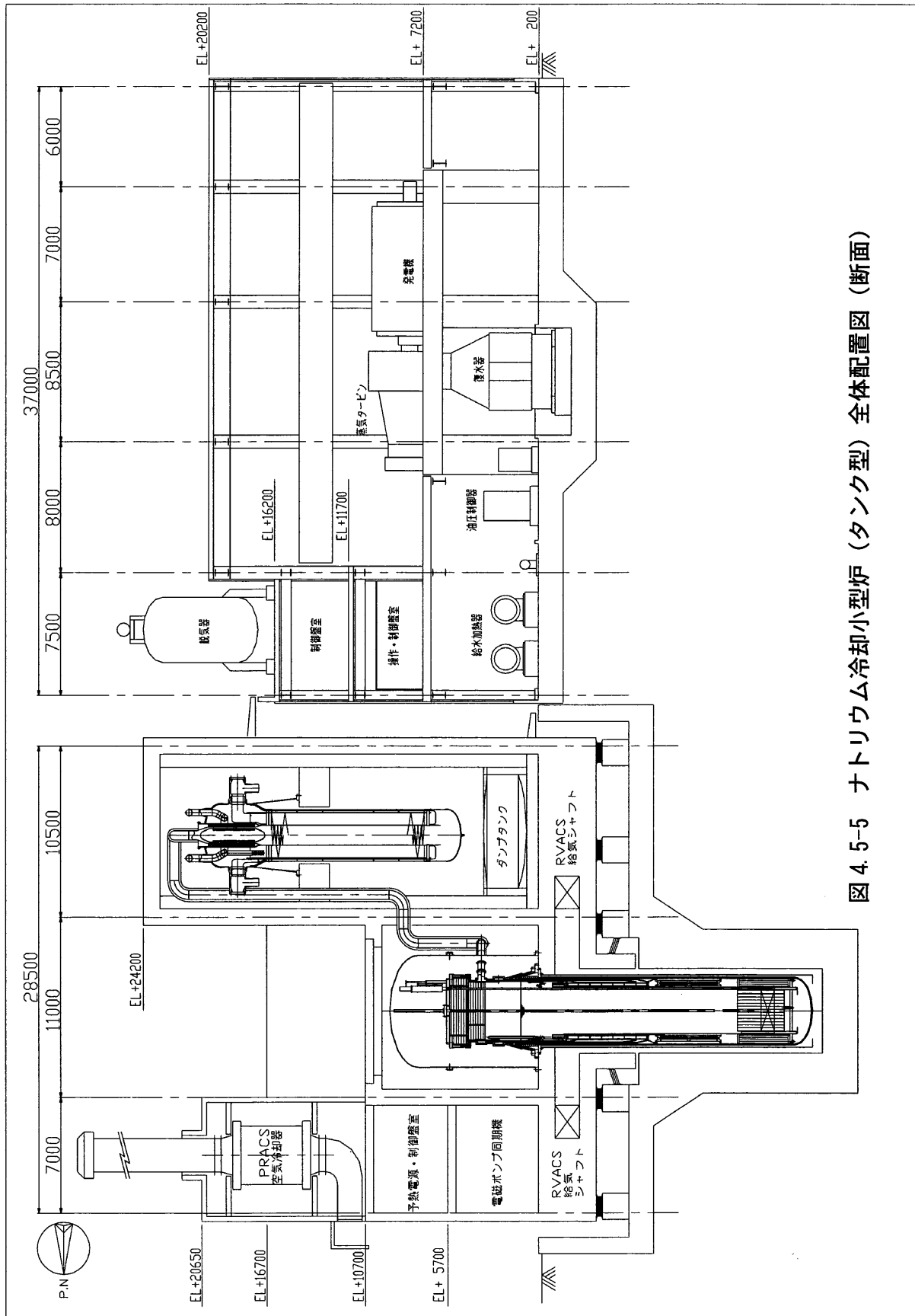


図 4.5-5 ナトリウム冷却小型炉 (タンク型) 全体配置図 (断面)

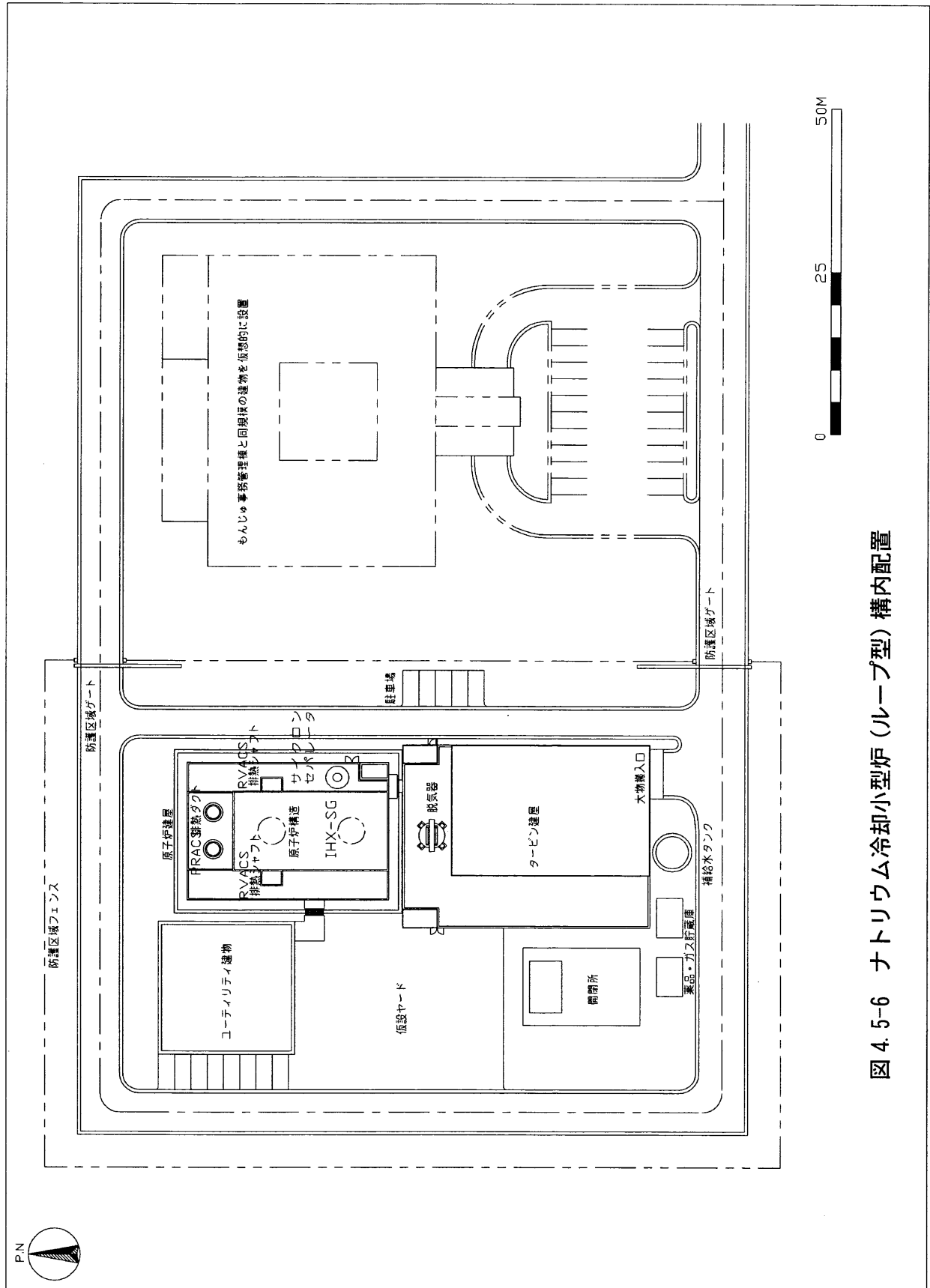


図 4.5-6 ナトリウム冷却小型炉（ループ型）構内配置

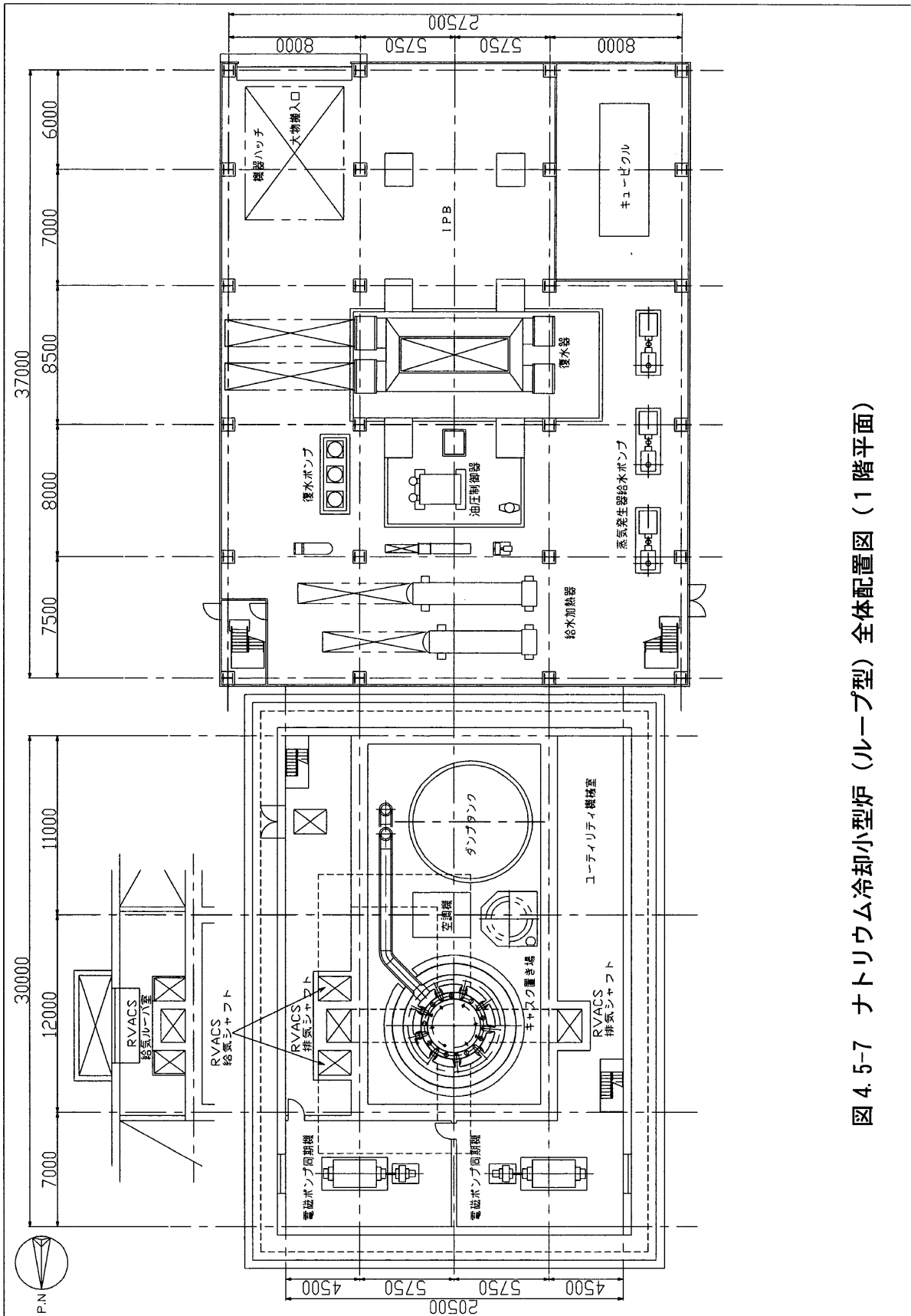


図 4.5-7 ナトリウム冷却小型炉（ループ型）全体配置図（1階平面）

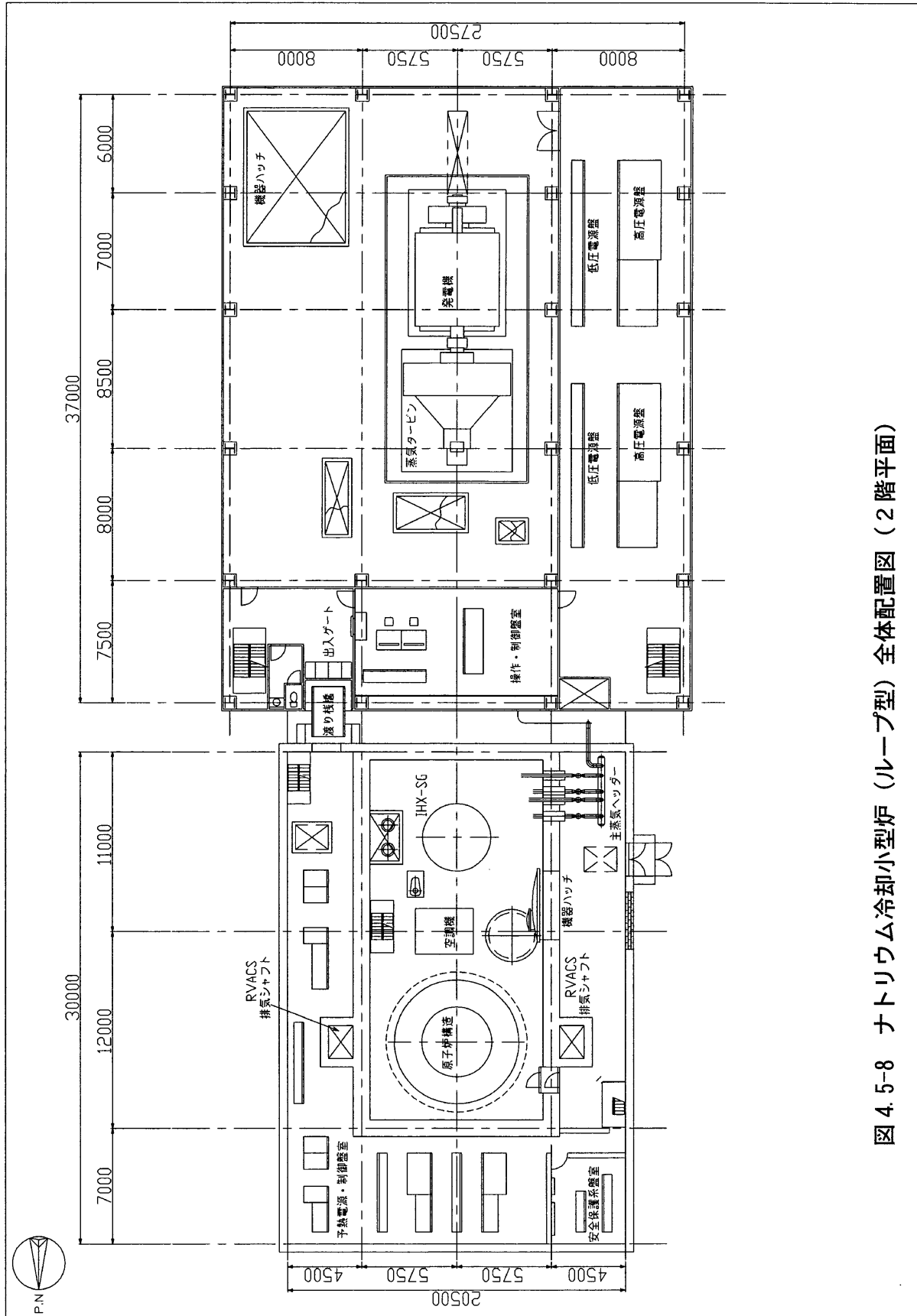


図 4.5-8 ナトリウム冷却小型炉（ループ型）全体配置図（2階平面）

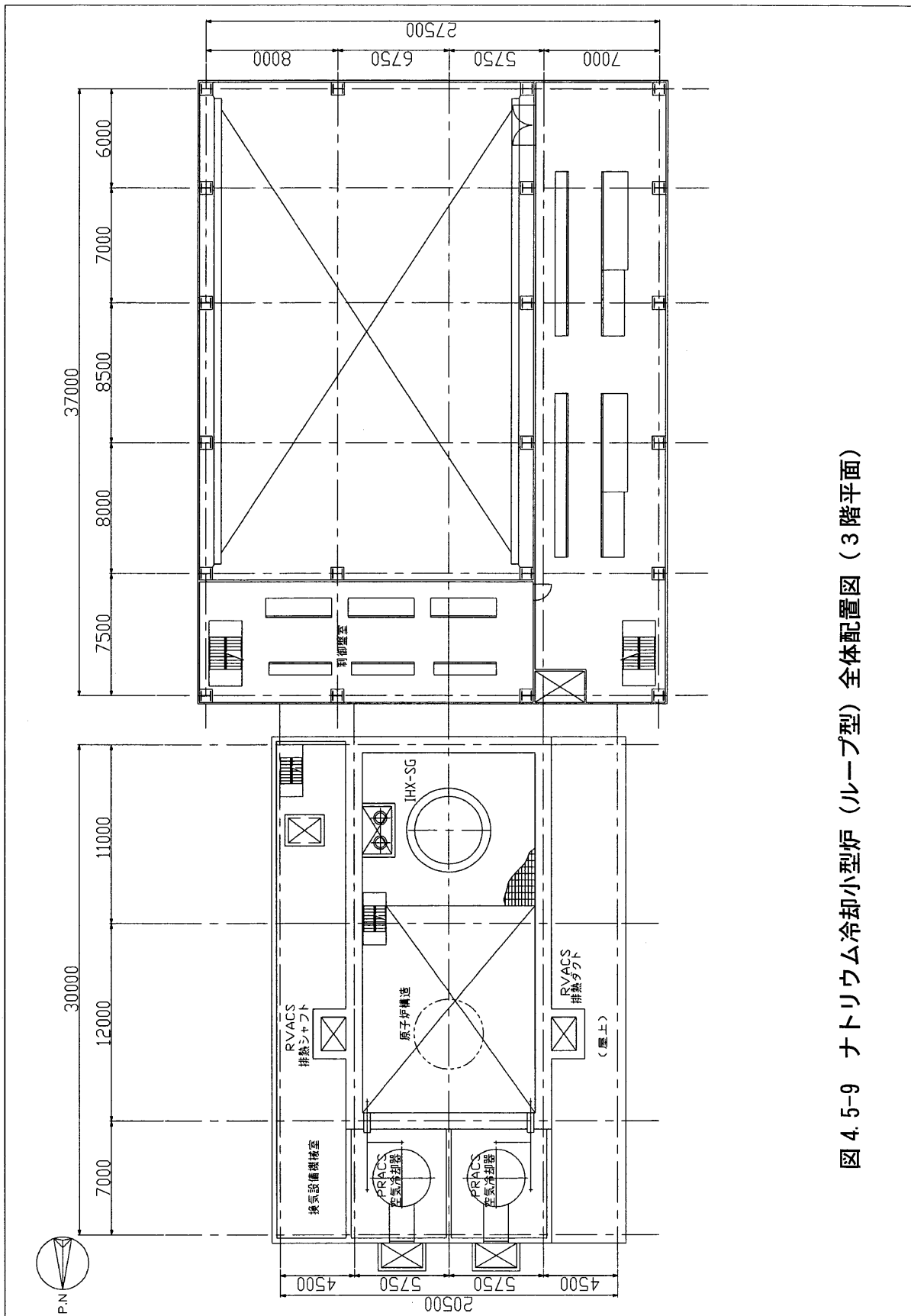


図 4.5-9 ナトリウム冷却小型炉（ループ型）全体配置図（3階平面）

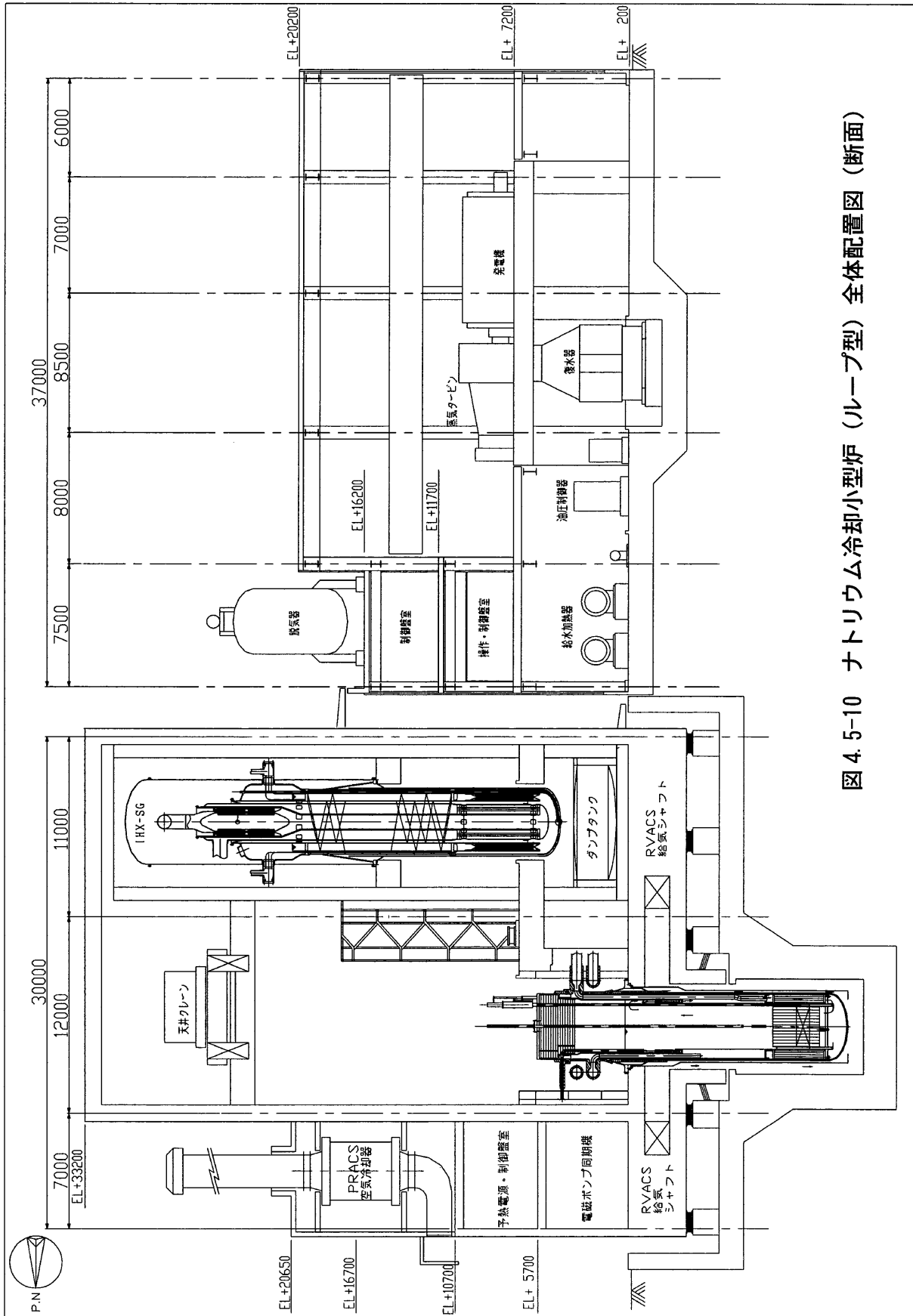


図 4.5-10 ナトリウム冷却小型炉 (ループ型) 全体配置図 (断面)

4.6 評価

4.6.1 経済性評価

150MWe の強制循環方式タンク型およびループ型ナトリウム冷却小型炉を対象として、経済性（物量、建設単価など）評価を行った。

各炉型の物量比較を表 4.6.1-1、経済性比較（コスト比較^{註1)}）を表 4.6.1-2 に示す。

タンク型炉では、中間熱交換器、1次主循環ポンプの炉内設置に伴い、原子炉容器形状が大きくなる。（タンク型炉：φ4m×h20.8m、重量 134ton、ループ型炉：φ4m×h17.5m、重量 113ton）ループ型炉では、原子炉容器外への冷却系機器の設置により1次冷却系コストが増加する。原子炉構造、1次および2次主冷却系のコスト合計について、ループ型炉のコストは、タンク型炉の約 0.98 倍^{註2)}（重量でも約 0.98 倍）と、大きな差異はない。

両炉型とも、建屋以外の BOP 設備コストに大きな差異はない。ただし、ループ型炉では、原子炉容器外に中間熱交換器および蒸気発生器を内蔵する冷却系容器を設置するため、放射性ナトリウム範囲や、格納容器および原子炉建屋体積が増加する。（タンク型炉に対して、格納容器体積は約 15.8 倍、原子炉建屋体積は約 1.47 倍）

以上より、ループ型炉に対して、タンク型炉は、格納容器および原子炉建屋体積の縮小効果が大きく、プラント全体コストを約 5%低減できる見通しである。

上記のうち、コストの低いタンク型炉を対象とする建設単価評価を表 4.6.1-3 に示す。表中、参考のため、ナトリウム冷却大型炉（1500MWe、ツインプラント）および平成 12 年度のナトリウム冷却小型炉（50MWe、自然循環方式タンク型炉）の建設単価も示した。また、ナトリウム冷却小型炉の建設単価は、ナトリウム冷却大型炉の数値をもとに、以下のように計算した。

- ・ナトリウム冷却小型炉では、シングルプラントの初号機を対象
- ・原子炉構造および冷却系などのコストは、物量、伝熱面積などの基本仕様に比例
- ・BOP 設備は主に 0.6 乗のスケール則を使用
- ・建設費は、直接費と間接費の合計で計算されるが、ナトリウム冷却大型炉、小型炉のいずれも直接費、間接費の割合が同一

ナトリウム冷却小型炉では、スケールデメリットに対して、小交換熱量の有効利用や、革新的技術の取り込みにより、ループ数低減、機器合体などの合理化対応を採用した。本検討の出力 150MWe のケースでは、建設単価が 34 万円/kWe と、発電単価 5.5 円/kWh に対応する目標値（35 万円/kWe）を満足できる見通しである。

また、BOP 共用化および習熟効果による建設単価の低減見通しを図 4.6.1-1 に示す。ここで、習熟効果は、ナトリウム冷却中型炉などのコスト評価と以下の CEA の評価式に基づく 2 種類の数値を記載した。〔7〕

N 基めの建設コスト相対値 = $1 + 1.9/N$

建設単価は、BOP 共用化により、プラント 6 基で約 12%、プラント 10 基で 17%、習熟効果により、プラント 6 基で約 21%~39%、プラント 10 基で約 26%~46%低減できる可能性（それまでに建設したプラントの平均）を有しており、これらの効果を取り込むことにより、更なる建設単価の低減に期待できる。

注 1) 発電単価でなく、建設費を示す

注 2) 中間熱交換器および蒸気発生器の熱交換器コストは、伝熱面積に比例すると仮定しており、炉外設置などによる胴部重量増加などの効果は考慮していない。

表 4.6.1-1 タンク型およびループ型ナトリウム冷却小型炉の物量比較

項目 概念図	タンク型炉	ループ型炉
系統仕様	<ul style="list-style-type: none"> 出力(熱/電気) 系統数(炉外系統数) 	<ul style="list-style-type: none"> 同左 同左(1次ナトリウム系)
冷却方式	<ul style="list-style-type: none"> 強制循環方式 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
原子炉容器	<ul style="list-style-type: none"> φ4m × h20.8m 	<ul style="list-style-type: none"> φ4m × h17.5m(タンク型炉と炉心仕様が同一)
冷却系構成	<ul style="list-style-type: none"> 中間熱交換器、1次主循環ポンプ(電磁ポンプ)、崩壊熱除去系(PRACS)・伝熱コイル 蒸気発生器(二重管)、2次主循環ポンプ(電磁ポンプ) 	<ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱除去系(PRACS)・伝熱コイル 中間熱交換器、蒸気発生器(二重管)、1次及び2次主循環ポンプ(電磁ポンプ) いずれも冷却系容器内に設置
原子炉系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉容器等 炉内構造物 炉上部構造 ガードベッセル 小計 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉容器 炉心 PRACS伝熱コイル 中間熱交換器 炉心上部構造物 RVACS 冷却系容器
冷却系	<ul style="list-style-type: none"> 中間熱交換器¹⁾ 蒸気発生器 1次主循環ポンプ 2次主循環ポンプ 炉外配管 小計 	<ul style="list-style-type: none"> 44ton 30ton 19ton 20ton 113ton 48ton 234ton 10ton 20ton 38ton 350ton 463ton
NSSS合計	<ul style="list-style-type: none"> 472ton 	<ul style="list-style-type: none"> 463ton
格納容器体積	<ul style="list-style-type: none"> 325m³(炉容器上のトップドームのみ) 	<ul style="list-style-type: none"> 8700m³
原子炉建屋体積	<ul style="list-style-type: none"> 9500m³ 	<ul style="list-style-type: none"> 14000m³

注1)ループ型炉では、伝熱面積のみ記載し、胴重量は蒸気発生器に含む

表 4.6.1-2 タンク型炉およびルーブ型ナトリウム冷却小型炉のコスト比較

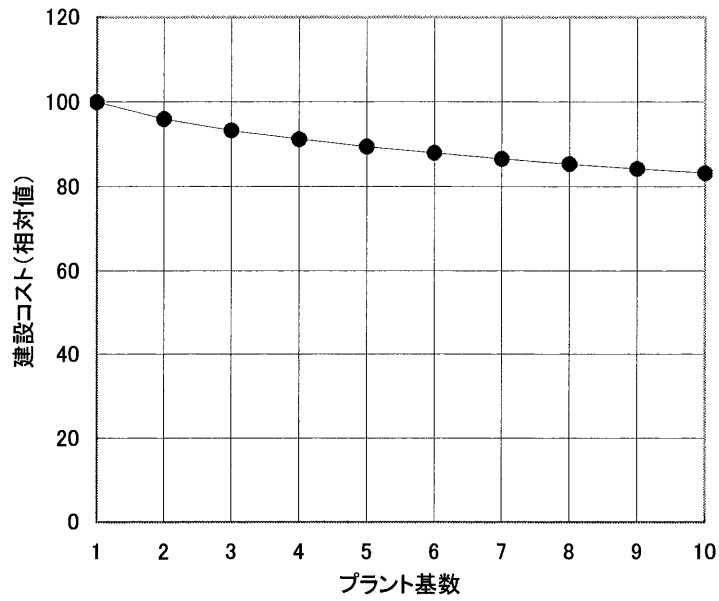
項目	タンク型炉 ¹⁾		ルーブ型炉 ¹⁾		ルーブ型炉でのコスト増減の要因
	主要仕様	コスト比 (%) ⁴⁾	主要仕様	コスト比 (%) ⁴⁾	
構築物及び土地改良工事	原子炉建屋9500m ³ φ4m × h20.8m (t25mm) 制御棒使用(9本) φ4.25m × h20.9m (t15mm)	11.2	原子炉建屋14000m ³ φ4m × h17.5m (t25mm) 制御棒使用(9本) φ4.25m × h17.6m (t15mm)	17.0	冷却系容器の設置、CV容積増加(増加) コンパクト化(減少)
原子炉機器	炉容器及び炉構造 制御棒駆動機構 ガードベッセル	4.8	原子炉建屋14000m ³ φ4m × h17.5m (t25mm) 制御棒使用(9本) φ4.25m × h17.6m (t15mm)	4.1	コンパクト化(減少)
主冷却系 ²⁾	1次主冷却設備	6.9	制御棒使用(9本)	6.9	-
	2次主冷却設備	0.2	φ4.25m × h20.9m (t15mm)	0.2	-
崩壊熱除去系	蒸気発生器設備	2.3	強制循環、炉内設置の環状・直管HX	3.2	1次系配管、ポンプ、冷却系容器の設置(増加)
	放射線廃棄物処理設備	1.0	ルーブ強制循環、電磁ポンプ	0.4	2次主冷却系配管の削除(増加)
	燃料取扱設備 ³⁾	10.4	ヘリカルコイルSG(二重管採用)	10.4	-
その他設備 ³⁾	計測制御設備	2.4	2 × PRACS+RVACS(自然循環)	2.4	-
	その他の設備 ³⁾	0.0	なし	0.0	-
タービン設備	なし	0.0	なし	0.0	-
電気設備	なし	0.0	なし	0.0	-
発電用雑設備材料	放射線廃棄物処理設備	8.5	なし	8.5	-
	燃料取扱設備 ³⁾	6.6	なし	6.6	-
材料	その他の設備 ³⁾	38.2	なし	38.2	-
	計測制御設備	5.3	なし	5.3	-
直接費合計	発電用雑設備	1.8	なし	1.8	-
	材料	0.4	ナトリウム	0.4	-
直接費合計		100.0		105.4	

注1) 150MWe シングルプラントの初号機
 注2) 中間熱交換器、蒸気発生器のいずれのコストも伝熱面積に比例(胴量などの影響は考慮せず)
 注3) Na補助系、ガス系、補機冷却系、保守・補修設備等
 注4) タンク型炉の直接費合計に対する割合
 注5) 灰色は、タンク型炉とルーブ型炉で主にコストが相違する項目

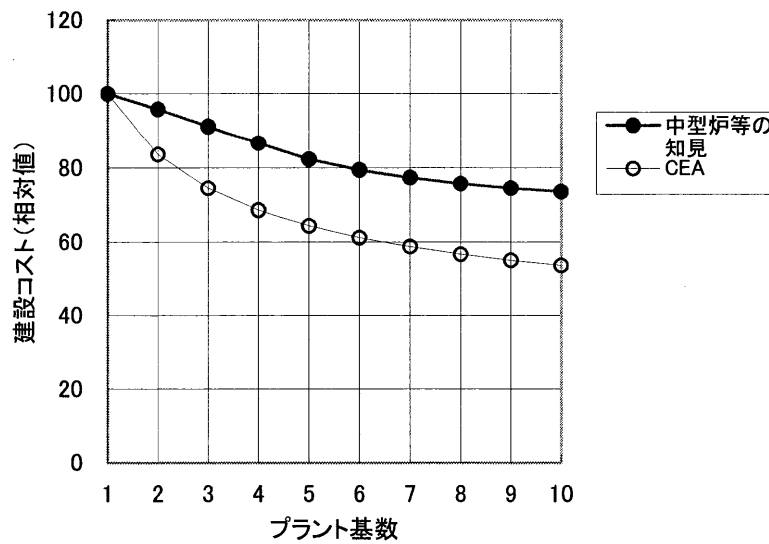
表 4.6.1-3 タンク型ナトリウム冷却小型炉のコスト内訳

項目	大型炉(1500MWt)		小型炉(500MWt)		小型炉(1500MWt)		小型炉のスケールアップの克服 ⁴⁾		
	主要仕様	コスト比(%)	主要仕様	コスト比(%)	主要仕様	コスト比(%)	kWeあたりにコスト比(%)	kWeあたりにコスト比(%)	
建築物及び土地改良工事									
原子炉設備	原子炉機器	炉容器及び炉構造 φ9.6m×h18.8m (t30mm) 制御棒駆動機構 φ9.96m×h18.98m (t25mm)	12.1	φ4m×h16.9m (t25mm) 制御棒使用(7本) φ4.25m×h17.0m (t15mm)	2.0	59.2	φ4m×h20.8m (t25mm) 制御棒使用(9本) φ4.25m×h20.9m (t15mm)	2.1	22.4
	主冷却系	1次主冷却設備 2ループ強制循環、ポンプ一体の直管HX 2ループ強制循環、機械式ポンプ	5.9	自然循環、炉内設置の環状・直管HX 1ループ強制循環、電機ポンプ	0.2	5.0	強制循環、炉内設置の環状・直管HX 1ループ強制循環、電機ポンプ	0.5	4.6
	崩壊熱除去系	2基ヘリカルコイルSG	8.5	ヘリカルコイルSG(二重管採用)	0.8	23.1	ヘリカルコイルSG(二重管採用)	2.1	20.7
	放射性廃棄物処理設備	2×IRACS+DRACS(強制循環)	0.8	2×PRACS+RVACS(自然循環)	0.1	2.9	2×PRACS+RVACS(自然循環)	0.5	4.7
	燃料取扱設備 ²⁾	水プール直接貯蔵	6.3	なし	0.0	0.0	なし	0.0	0.0
	その他設備 ²⁾		6.2		0.9	26.2		1.7	16.9
	計測制御設備 ⁵⁾		4.9		0.7	20.3		1.3	13.1
タービン設備 ⁵⁾			28.1		3.9	118.1		7.6	76.1
電気設備			10.5		0.5	16.4		1.0	10.5
発電用雑設備 ⁵⁾		非常用DG	1.3		0.2	5.4		0.4	3.5
材料		ナトリウム	0.4	ナトリウム	0.0	1.3	ナトリウム	0.1	0.8
直接費合計			100.0		11.4	342.0		19.9	199.2
建設単価(万円/kWe)			17.1		5.8	58		3.4	34

注1) 小型炉は、いずれもシングルブランドの初号機
 注2) Na補助系、ガス系、補機冷却系、保守・補修設備等
 注3) 大型炉の直接費合計に対する割合。大型炉(1500kWt)のコスト比に対し、500MWtでは0.13倍、1500MWtでは0.25倍を乗じた数値が0.6乗のスケール則に相当。
 注4) 大型炉コストに対して、0.6乗のスケール則からの増減
 注5) 大型炉コストより、0.6乗のスケール則で推定



BOP を共用するケース



習熟効果を考慮するケース

図 4.6.1-1 BOP 共用化および習熟効果によるコスト低減効果
(複数基設置の平均コスト)

4.6.2 評価のまとめ

ナトリウム冷却小型炉の経済性評価のまとめを図 4.6.2-1 に示す。

ナトリウム冷却小型炉では、スケールデメリットに対して、小交換熱量の有効利用や、革新的技術の取り込みにより建設単価の低減を図っており、本検討の出力 150MWe のケースで、初号機の建設単価は 34 万円/kWe と、発電単価 5.5 円/kWh に相当する目標値 (35 万円/kWe) を満足できる見通しである。

一方、平成 12 年度の出力 50MWe のケースでは、建設単価が 58 万円/kWe と高いが、BOP 共用化の取り込みや、習熟効果に期待することにより、最終的に 35 万円/kWe まで建設単価を低減できる可能性を有している。

以上より、発電単価 5.5 円/kWh (建設単価 35 万円/kWe 相当) の要求条件に対して、出力 150MWe では初号機で達成、それ以下の出力では複数基建設により達成の見通し有りと判断した。

ただし、ナトリウム冷却大型炉などと比較して、ナトリウム冷却小型炉のコスト評価には不明確な部分が多く、今後、評価精度を向上するためにも、以下の検討が必要と考えられる。

- ・原子炉構造および冷却系などの具体化検討に基づくコストデータの詳細化
- ・BOP 機器などコスト評価手法の確立 (物量によるコスト評価が困難と想定)
- ・ナトリウム冷却小型炉における直接費および間接費割合に係る検討
- ・マーケットニーズなどの検討に基づく BOP 共用化および習熟効果の取り込みに対する妥当性評価

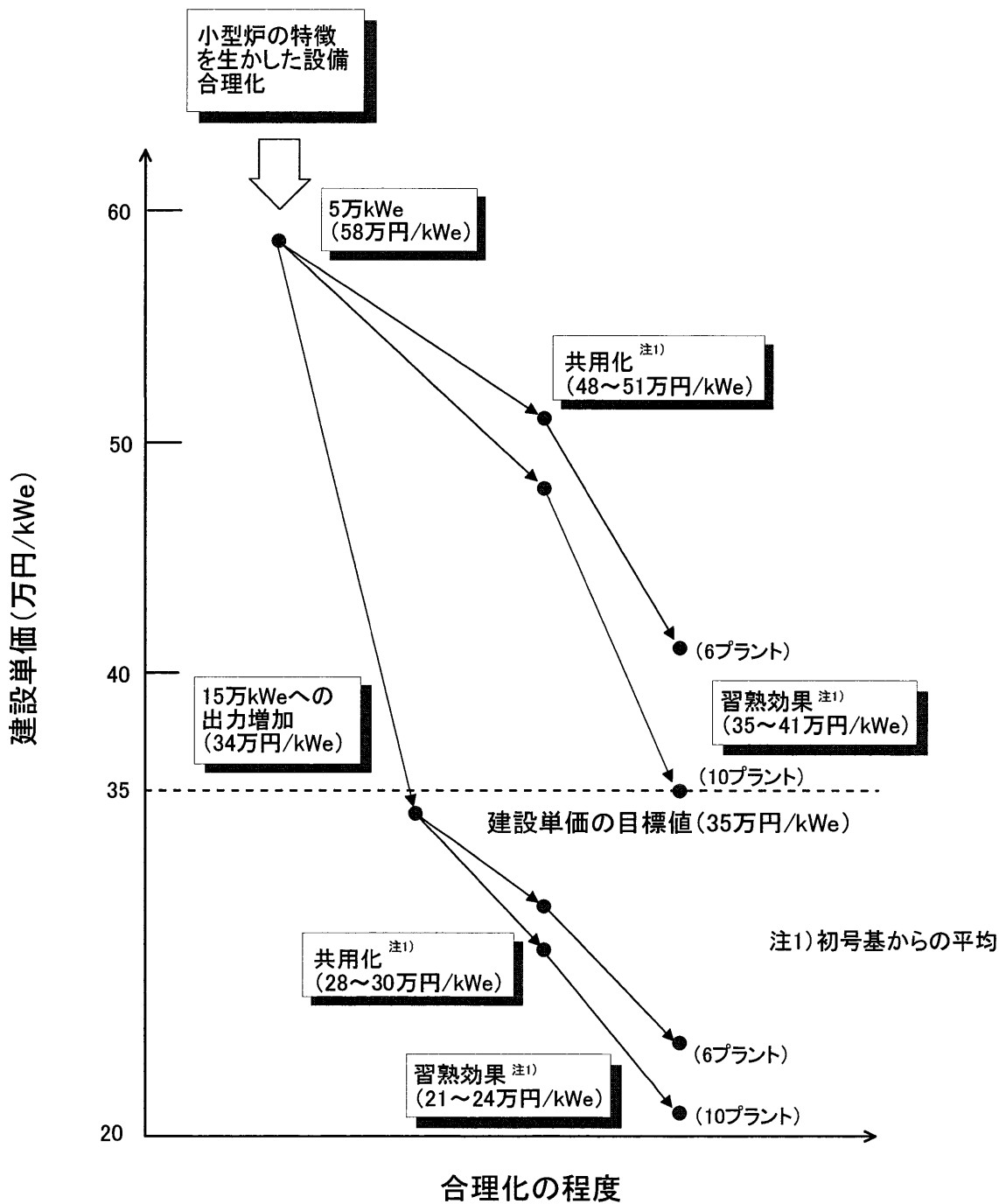


図 4.6.2-1 ナトリウム冷却小型炉の経済性評価のまとめ

5. 多目的利用小型炉の検討

5.1 全体概要

平成 13 年度には、多目的利用に係る調査結果をもとに、高速炉と組み合せた場合のプラント概念を提示し、用途別に設計仕様への要求や、競合相手に対する特質を明らかにした。

具体的には、多目的利用のうち、過去の検討例が少ないこともあって、主に、以下の水蒸気改質法を使用した原子力水素プラント概念を検討対象とした。

- ・出力規模 : 150MWe
- ・原子炉型式 : タンク型・強制循環方式のナトリウム冷却小型炉
- ・水素製造方法 : 水素分離膜を利用したメタンガスの水蒸気改質法 ($\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2 - 165\text{kJ/mol}$ 、吸熱反応で左記の反応熱は常温での数値)
- ・原子炉熱出力の利用方法 : 2 次ナトリウム系を介して、蒸気などの生成、水蒸気改質反応熱 (吸熱反応) の補償を実施

原子力水素プラント概念のうち、原子炉側は、基本的に分散電源向けに検討した概念を使用した。

本章では、水素製造を中心に、各多目的利用に対応した小型炉概念を検討した。主要な記載内容は、以下のとおりである。

- ① 多目的利用の調査検討
- ② 水素製造の検討
 - ・基本構成の予備検討
 - ・水素製造に係る安全性検討
 - ・ヒートマスバランスの特性把握と候補案の摘出
 - ・水蒸気改質器概念の検討
 - ・プラント全体構成の検討
 - ・経済性評価
- ③ 海水淡水化プラントの検討
- ④ 熱供給プラントの検討

5.2 多目的利用の調査検討

高速炉の熱利用方法として、水素製造、海水淡水化、熱供給を検討するために、これらの具体的な利用技術について文献調査を行った。調査結果を表 5.2-1 に示す。各用途の背景と調査結果からの考察は以下のとおりである。

5.2.1 水素製造

近年、新しいエネルギー利用形態のひとつとして、水素エネルギーの利用が着目されており、燃料電池、水素燃焼タービン、熱源等の原料への利用が期待される。水素製造方法としては、現在の主流である化石燃料から生産する方法に加え電気分解、熱化学分解、光化学分解等の水を分解する方法の研究が進められている。これらの方法について、基本的原理、実績、必要温度および圧力、製造効率を文献により調査した。また、高速炉の適合性について考察し、今後の検討に適した技術を抽出した。

炭化水素（主に化石燃料）から生産する以外の方法は、適用温度が高い電気利用または、光利用である等の理由により検討対象外とした。炭化水素から生産する方法の中で、高速炉の温度範囲(約 400～500℃)にある技術は、メタン水蒸気改質法をベースとした方法である。このうちパラジウム膜水素分離による方法（表 5.2-1 中 No.3）は実証試験段階にあり、今後高速炉の多目的利用技術の一つとして検討する価値があると判断した。同じメタン水蒸気改質法ベースの SERP 法(表 5.2-1 中 No.1)は、現状では水素の純度が約 80%とあまり高くないこと、パラジウム膜水素分離法と比較して設備規模が大きくなること等の理由から検討を見合わせた。他に、部分酸化法（表 5.2-1 中 No.6）は、一般的には 650℃以上であるが、パラジウム膜水素分離法との組み合わせで反応熱補償分を補える可能性がある。

5.2.2 海水淡水化

世界的にみれば現在すでに水不足の地域が存在し、今後の人口増加によってその地域はさらに拡大すると考えられる。無尽蔵にある海水を原料とする淡水化技術は、水問題への有力な解決策と期待されている。淡水化技術としては、蒸留法と逆浸透膜法がある。いずれの方法も成熟した技術であり、発電と併用した原子力プラント（伊方、大飯、玄海、BN350（カザフスタン）など）の建設例も有する。

軽水炉で十分に対応できる温度領域（逆浸透膜法は電気を使用）であり、高速炉で実施する必然性はない。

5.2.3 熱供給

原子力プラントを都市近郊に立地し、廃熱を高温側（主に産業部門）から低温側（主に民生部門）に順次利用していく方法や、高温高圧の蒸気を直接産業部門で利

用する方法が考えられる。タービン廃熱を利用した熱供給は、軽水炉でいくつかの実用例（EGP-6（ロシア）など）がある。ただし、高温条件（約 500℃）での具体的な熱利用先が少ない一方、低温条件で高速炉使用の必然性はないなどの課題を有している。

5.2.4 検討の方向性

多目的利用の検討対象として、パラジウム膜水素分離による水蒸気改質法を選定した。また、高速炉にて熱供給および海水淡水化を行う必然性は小さいが、基本構成例を検討するとともに、必要に応じて、水蒸気改質による水素製造法の中に取込むこととした。

表5.2-1 多目的利用の文献調査

ID	多目的利用技術	基本原理	実績	必要温度	必要圧力	出力あたりの能力	原子力適用性、留意事項	文献名	著者	FBR適合性
1	メタン水蒸気改質 SERP法	水蒸気とメタンを改質触媒とCO2吸着剤との混合物を含む反応容器に通して、改質反応で生成されるCO2を除去しながら水素を製造する。吸着剤が飽和したら従来のPSA技術と同様にCO2を放出して吸着能力を再生させる。 CH4+H2O→CO+3H2-206.2kJ/mol CO+H2O→CO2+H2+41.2kJ/mol	試験段階	450-500°C	10-50psig (0.07-0.34MPa)	化学反応に必要な熱量は、 約41kJ/molH2 MJあたりの生成量は 22.4l/molとすれば 0.55Nm ³ /MJ 125MWt原子炉の熱がすべて製造に使用されるとすれば、 約25000Nm ³ /h	CO2吸着剤再生のため、連続運転には反応容器が3器必要(製造中に1、吸着剤再生に1、製造待機に1)。 現状技術で水素純度は最高85%。メタン転化率は59%。 当初ニッケル触媒を使用していたが、製造時にニッケル表面に析出して改質反応を抑制してしまうCO2をうまく除去できず、現在は違う触媒を採用している。 パラジウム膜による水素分離法と比較して設備が大きい。	"Sorption enhanced reaction process (SERP) for the production of hydrogen," Proc. of the 2000 Hydrogen Program Review, NREL/CP-570-28890 "Sorption enhanced reaction process (SERP) for the production of hydrogen," Proc. of the 1999 U.S. DOE Hydrogen Program Review, NREL/CP-570-26938	J. Hufton, W. Waldron, S. Weigel, M. Rao, S. Nataraj, S. Sircar (Air Products and Chemicals, Inc.) J. Hufton, S. Weigel, W. Waldron, S. Nataraj, M. Rao, S. Sircar (Air Products and Chemicals, Inc.)	○
2	プラズマ改質	メタン、酸素、窒素、水蒸気の混合気体をプラズマによる高温で反応させることにより、部分酸化反応と水シフト反応を経て水素を製造する。	試験段階	電気利用		現状約14MJ/kgH2 (約28kJ/molH2) 0.7Nm ³ /MJ 50MWt原子炉の電気がすべて製造に使用されるとすれば、 約144000Nm ³ /h 将来は8MJ/kgH2を目標。	基本的には電気利用であるため、FBRに限定されるものではない。これまでの実績は小型のプラズマトロンを使用したもので、出力が2.3kWと規模も小さい。 電気利用のため、あえてFBRとの組み合わせを考える必要のある技術ではない。	"Plasma catalytic reforming of natural gas," Proc. of the 1999 U.S. DOE Hydrogen Program Review, NREL/CP-570-26938 "Plasma catalytic reforming of Methane," Proc. of the 1998 U.S. DOE Hydrogen Program Review, NREL/CP-570-25315	L. Bromberg, A. Rabinovich, N. Alexeev and D.R. Cohn L. Bromberg, D.R. Cohn A. Rabinovich	△
3	メタン水蒸気改質 パラジウム膜水素分離	水蒸気とメタンを改質触媒と水素分離膜で構成される反応容器に通して、改質反応で生成される水素を分離しながら水素を製造する。化学平衡を水素を取り除くことで意図的に水素製造反応を促進させることで従来方法よりも低温で製造できる。 CH4+H2O→CO+3H2-206.2kJ/mol CO+H2O→CO2+H2+41.2kJ/mol	実証試験段階	450~500°C 試験範囲は510~550°C	0.3~3MPa(試験範囲)	化学反応に必要な熱量は、 約41kJ/molH2 MJあたりの生成量は 22.4l/molとすれば 0.55Nm ³ /MJ 125MWt原子炉の熱がすべて製造に使用されるとすれば、 約25000Nm ³ /h	温度がFBRでの使用蒸気に近い。伝熱管加熱の反応容器が製作できれば、FBRによる水素製造に最も適合しやすい概念。水素純化設備なしで5N(99.999%)の純度を達成できる。水素を膜により分離するには、反応側の水素分圧が膜を通過する程度に高くなければならない。逆に圧力が高すぎるとメタンの転化率が低下する。残ガスにはCO2と未反応のCH4があり、CO2固定化とCH4再利用も視野に入れる必要あり。また、大型の反応容器製作の実績がなく、今後のR&D必要。	"都市ガスを原料としたメタン水蒸気改質による水素製造の概念、水素純化設備なしで5N(99.999%)の純度を達成できる。水素を膜により分離するには、反応側の水素分圧が膜を通過する程度に高くなければならない。逆に圧力が高すぎるとメタンの転化率が低下する。残ガスにはCO2と未反応のCH4があり、CO2固定化とCH4再利用も視野に入れる必要あり。また、大型の反応容器製作の実績がなく、今後のR&D必要。"	黒田、小林、大内田(三菱)、大田、白崎(東京ガス)	○
4	メタン水蒸気改質	上記の反応式と同じ(300%を超える超過蒸気を供給)。必要エネルギーは、軽炭化水素の燃焼により供給	工業規模	750~850°C(燃焼ガスは1500°C)	2~3MPa	同上	・厳しい条件下での触媒開発 ・改質方法の改良(低温改質器、部分酸化反応器の設置、HYCARプロセスの採用) 高効率化、良好な負荷変動対応、低価格化の指向。SERP法やパラジウム膜水素分離法の基礎となる製造方法であるが、必要温度が高く現状ではFBRへの適合は困難。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-TECDOC-1085		×
5	メタン二酸化炭素改質	温室効果ガスを結合し、有益な酸化化学物質を合成 CH4+CO2→2CO+H2-247kJ/mol	試験段階				メタンのCO2改質の工業的技術は確立していない。また、水蒸気を使用しない条件では触媒が急速に劣化。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-		×
6	部分酸化	酸化反応を使用 CnHm+1/2nO2→nCO2+1/2mH2+71kJ/mol(反応熱はメタンガス)	試験段階	触媒使用で 600°C、無使用で 1100~1500°C	2~6MPa (触媒無使用)	50%	効率低いが、発熱反応で合成ガス生成に係る大きな選択的自由度を有し、簡素化、急速起動、負荷変動、コストの面でメリットがある。水蒸気と組み合わせることにより、熱供給不要の可能性はある。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-		○
7	メタンの熱分留 (Kvaernerプロセス)	メタンの高温分解で、CO2発生せず(非触媒熱分解) CH4→C+2H2-75kJ/mol 電氣的に加熱したプラズマバーナーを使用	実証段階(カナダで大規模なプラント計画)	700~980°C		実証プラント規模 800万Nm ³ /y カナダで計画中のものは 22500万Nm ³ /y 効率54%、1.01kWh/Nm ³ 蒸気改質に対する相対価格0.9	プラズマ技術を使用した非触媒の炭化水素改質はMITプラズマ核融合センターで研究されている。メタン以外の炭化水素も利用可能。 プラズマによる加熱は電気利用。(No.2と酷似) 必要温度がFBRの範囲に無い。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-TECDOC-1085		×
8	メタノール解離	メタノールの触媒熱分解 CH3OH→CO+2H2-91kJ/mol メタノールの水蒸気改質(メタノール燃料電池) CH3OH+H2O→CO2+3H2-50kJ/mol	触媒熱分解は工業規模(5500Nm ³ /h)	350°C以下	0.8~0.9MPa		No.3の技術を応用することができる。温度がメタン水蒸気改質よりも低温である。 メタノールは天然ガスから改質されるものが主であるため、あえてメタノールから水素を作る必要性は無い。	"水素の利用と製造技術の新展開 プロセスからモレキュラーアプローチまで" 講演会資料		△
9	石炭転換 蒸気石炭ガス化 (TEXACOの気化プロセス)	連続する2種類の化学プロセスが発生 第1のプロセス(熱分解) CHxOy→(1-y)C+yCO+(x/2)H2 CHxOy→(1-y-x/8)C+yCO+(x/4)H2+(x/8)CH4 第2のプロセス(蒸気必要、反応遅い) C+H2O→CO+H2-163kJ/mol	工業規模(世界の水素生産の18%、アンモニア合成及び合成ガスの生産が主目的)	600-1000°C(第2のプロセス)	5.5MPa	効率60% 8.6kWh/Nm ³ (理論値は1.01) 相対価格1.4~2.6	固体の取扱や、大量のCO2、SO2、灰の生成が課題。 ガスタービンプロセスとの統合が進捗中(IGCC)。 必要温度がFBRの範囲に無い。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-TECDOC-1085		×
10	石炭転換 水素ガス化	・水素によりメタンを生成し、最終的にメタンを変換器に投入して初期値より大量の水素を発生 C+2H2→CH4+86kJ/mol)	工業規模	800°C	4MPa		蒸気石炭ガス化よりも腐食の可能性小さいが、残差コークス発生。 必要温度がFBRの範囲に無い。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-		×

ID	多目的利用技術	基本原理	実績	必要温度	必要圧力	出力あたりの能力	原子力適用性、留意事項	文献名	著者	FBR適合性
11	石炭転換 蒸気-鉄プロセス	・酸化鉄との反応により蒸気を分解して、水素発生 $Fe+H_2O \rightarrow FeO+H_2$ $3FeO+H_2O \rightarrow Fe_3O_4+H_2$	試験段階	815~870°C		効率46% 相対価格1.9 11000Nm ³ /hのプラントで 158MWe発電	合成ガスの転換率が60%と低い。 必要温度がFBRの範囲に無い。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-		×
12	石炭転換 石炭分留プロセス (HYDROCARBプロセス)	・熱クラッカー(分留器)に石炭を投入し、カーボンブラック及び水素生成、CO ₂ 発生せず $CH_{0.8}O_{0.08}S_{0.016}N_{0.015}+CaCO_3+ash \rightarrow C+0.32H_2+0.08H_2O+0.008N_2+0.016CaS+ash$	試験段階			相対価格0.9	今後の開発が期待されるが現在は技術的に成熟していない。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-TECDOC-1085		×
13	オイル転換 重油の部分酸化	・ShellとTexacoが開発した油ガス化プロセス(残留オイルn=1, m=1.3, 石炭n=1, m=0.8) $C_nH_m+(n/2)O_2 \rightarrow nCO_2+(m/2)H_2$ $C_nH_m+nH_2O \rightarrow nCO+(n/2+m/2)H_2$ $CO+H_2O \rightarrow CO_2+H_2$	工業規模	触媒使用で 590°C、無使用で 1150~1315°C	8MPa	約80000Nm ³ /h(最大単位容量) 効率70% 4.9kWh/Nm ³ (理論値は0.94) 相対価格1.8	必要温度がFBRの範囲に無い。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-TECDOC-1085		×
14	オイル転換 重油の水素化分留	・重油に水素を入力して軽油及びガソリンに転換する過程で入力以上の水素を得る。 重油 1kg+H ₂ 0.494Nm ³ +34.4MJ → H ₂ 4.22Nm ³ +H ₂ S 0.041kg+残留物 0.104kg+10.7MJ	工業規模	320~400°Cの触媒反応	10MPa	3.7Nm ³ H ₂ /重油1kg	主に石油精製技術。FBR適合性の欄は、小型炉の特殊な熱供給先として検討する余地ありの意味。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-		○
15	バイオマス	・低カロリーガスの使用に伴い、熱供給及び電気生産に適合の傾向 $CH_{1.8}O_{0.9}+0.5H_2O+0.3O_2 \rightarrow CO_2+0.9H_2+92kJ/mol$	試験段階	650°C		2000~3000ton/yのバイオマスより、600kWの電気(燃料電池)、800kWの熱発生(エンジン中の残渣ガス燃焼) 相対価格2~2.4	・メタノール合成が主目的 ・燃料電池プラントと統合可能 必要温度がFBRの範囲に無い。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-TECDOC-1085		×
16	H ₂ S	・廃棄物発生なしの触媒分解 $2H_2S+CO_2 \rightarrow H_2+CO+H_2O+2S$	実証試験	900~1000°C			・1MW出力規模のプラントあり 必要温度がFBRの範囲に無い。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-		×
17	水の電気分解	・通常の電気分解(水素1Nm ³ あたり1リットル給水) $H_2O \rightarrow H_2+1/2O_2-242kJ/mol$	工業規模			効率60~70% 4.9kWh/Nm ³ (理論値は3.54) 相対価格5~10	・海水脱塩時には、40~100kWh/m ³ 水、又は、H ₂ 燃焼熱の1%必要 電気利用のため、あえてFBRとの組み合わせを考える必要のある技術ではない。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-		△
18	アルカリ水の電気分解(水銀プロセス)	・塩素アルカリ水の電気分解は商用化されている唯一の大規模な技術手法 $2NaCl+2H_2O \rightarrow 2NaOH+H_2+Cl_2$	工業規模			効率低い傾向4kWh/Nm ³	・水素は塩素生成の副産物 ・電気代が高いケースでは、中小型に限定(100~1000Nm ³ /hに対して、0.5~5MW) 電気利用のため、あえてFBRとの組み合わせを考える必要のある技術ではない。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-TECDOC-1085		△
19	高温電気分解	・高温での電気分解により必要な電気エネルギーを低減し、効率向上	試験段階	800~1000°C		効率48% 3kWh/Nm ³ 相対価格2.2	・金属酸化膜隔膜を開発中 ・石炭ガス化と組み合わせ 必要温度がFBRの温度範囲に無い	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-		×
20	熱化学サイクル 水の熱分解	・800~900°Cでの熱分解(直接熱分解は2500°C以上の高温が必要のため、部分反応に細分化) ・ハイブリッドプロセス(電気分解+熱分解)も開発中	試験段階(プロセスを探索段階)	800~900°C		効率35~45 相対価格6(大きな価格低減に期待できず)	必要温度がFBRの温度範囲に無い	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-TECDOC-1085		×
21	水分解 光電化学システム	・SrTiO ₃ などを使用して太陽光から水素に直接変換	試験段階			効率12.4%(理論効率の限界29%)	・他に光触媒作用利用システム、光生物学利用システムあり ・必要な土地面積が大 FBRで行う理由が無い。	"Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power," IAEA-		×
22	海水淡水化 逆浸透膜法	水は通過するがイオンや分子は通過しない性質を持つ半透膜を用いて、海水の浸透圧以上の圧力をかけて淡水を得る方法。電気利用であるが蒸発のための過熱が必要ないので効率が高い。	実用化済	電気利用		5~7kWh/ton水	基本的には電気利用であるため、FBRに限定されるものではない。既に国内軽水炉で実績がある(大飯、伊方、玄海)。生産効率は、熱エネルギーを電気エネルギーに変換することを考慮しても蒸発法より良い。	"原子力による海水の淡水化"、原子力システム懇話会定例懇談会資料、平成12年11月21日	湊章男(電中研)	△
23	海水淡水化 蒸発法	海水を加熱すると水分だけが蒸発するので、それを冷却することで淡水を得る。世界の淡水プラントの約80%が多段フラッシュ法であり、ほかに多段フラッシュ法よりエネルギー消費が少ない多重効用缶法がある。	実用化済	120°C前後		100~150kg/hr蒸気で 1ton/hrの淡水生産能力	タービン排熱蒸気の温度領域であるため、FBRに限定されるものではない。国内軽水炉で実績がある(高浜、大飯、伊方、玄海)。	"海水淡水化への原子力エネルギーの利用とIAEAの活動"、日本原子力学会誌、Vol.41、	小西(IAEA)、湊(電中研)	△
24	熱供給 タービン排熱利用	タービン排熱蒸気の一部またはすべてを家庭用温水のための加熱源として利用する。電熱併給システムとして利用可能。	実用化済	120°C前後			タービン排熱蒸気の温度領域であるため、FBRに限定されるものではない。			△
25	熱供給 熱供給専用炉	発電用タービンの代わりに熱供給系に接続するための熱交換器を設置し、熱供給専用炉とする。	実用化済	需要家の要求による			供給温度が低い場合はFBRに限定される技術ではない。高温の熱供給は、ニーズにあった出力が求められる。 SECURE-H(スウェーデン)、SLOWPOKE(カナダ)、AST-500(ロシア)、LTR(中国)等			△

※FBR適合性:○ FBRでの利用でき、軽水炉で利用できない、△ FBR、軽水炉ともに利用可能、× 現状でFBRへの適合性なし

5.3. 水素製造の検討

5.3.1 基本構成の予備検討

(1) 概要

ナトリウム冷却炉と水素製造プラントと組み合わせた原子力水素プラント概念について、比較的低温で高効率に期待できる水素分離膜を使用した水蒸気改質法の採用を前提に、プラント概念の基本構成を検討し、今後の検討課題をとりまとめた。

検討対象は、以下のとおりである。

- ① プラント型式 : ナトリウム冷却炉
- ② 熱出力 : 125MWt (電気出力で5万kWe)
- ③ 系統仕様 : 昨年度検討のヒートマスバランスをベースとするが、必要に応じて、見直し
- ④ 水素製造方法 : 水素分離膜を使用した水蒸気改質法

検討の前提条件としては以下を考慮した。

- ① 対象の原子力水素プラントは、水素製造のみを行うことをスタート条件とする。ただし、発電などの他目的との組み合わせの可能性も検討して、組み合わせが必須と判断した場合には、その限りではない。
- ② 基本構成の検討では、蒸気発生器、水蒸気改質器廻りの2次ナトリウム系および水蒸気系の系統仕様など水素製造部分に着目する。
- ③ メタン転化率、スチームカーボン比 (S/C) などの数値は、既往試験データを参考とする。本章で参照した試験データを表 5.3.1-1 に示す。表中のデータは予備検討時の数値であり、燃料ガスの組成は都市ガスのものを用いているが、反応熱の値はメタンのものを使用している。5.3.3 節ではこれを燃料ガスのデータをメタンに統一した検討を行った。
- ④ 水素漏えい対策の面からは、原子炉設備 (ナトリウム側) と水素製造設備を分離することが望ましい。ただし、ナトリウムによって、水蒸気改質反応熱を補償するケースでは、水蒸気改質器などの一部の設備も原子炉設備に組み込むこととする。

(2) 基本構成の抽出

水蒸気改質法を使用した小型炉概念では、以下の設計パラメータによって、複数の基本構成に区分できる。

- ① 水蒸気の発生位置、または、方法
 - a. 蒸気発生器内での液体金属との熱交換 (管内水蒸気) ^{注1)}
 - b. 別途の熱交換器内でのメタンガスとの熱交換 (管外水蒸気)
- ② メタンガスの加熱位置、または、方法

- a. 蒸気発生器内での液体金属との熱交換
 - b. 廃ガスとの熱交換（電気ヒータ加熱を含む）
- ③ 水蒸気改質反応熱補償の方法
- a. 2次ナトリウム（2次ナトリウムの温度差のうち、一部を蒸気発生器との熱交換、残りを反応熱補償に使用）
 - b. 蒸気発生器からの水蒸気（水蒸気のうち、一部を水素製造の原料、残りを反応熱補償に使用）
 - c. 電気ヒータ

現状の蒸気発生器から原料の水蒸気を供給し、別途設置の電気ヒータによりメタンガスの加熱および水蒸気改質反応熱の補償を行うシステムをスタート条件として、コスト低減方策（同一機器内での水蒸気発生とメタンガス加熱、プラントでの使用流体による水蒸気改質反応熱の補償）および安全性向上方策を摘出した。

上記の設計パラメータに基づく水蒸気改質法を使用した小型炉の基本構成（案）を表 5.3.1-2 および図 5.3.1-1 に示す。

図中、案 3～5（プラント使用流体により水蒸気改質反応熱を補償する概念）では、水蒸気改質器がナトリウム関連機器とならざるを得ないが、2次ナトリウムを使用する方策などを記載した。

また、案 6（安全性を向上する概念）では、ナトリウム－水反応事故の排除をねらって、ナトリウムと水蒸気の熱交換を直接実施せず、水素製造側の異常発生時にも原子炉側への影響を低減できる工夫を取込んだ

以下の検討では、案 1（基準概念）のヒートマスバランスを検討して、熱収支など水素製造プラントの特徴を把握した後、案 3～5 のコスト低減方策の適用性評価を行うことを基本とする。

案 2（蒸気発生器でのメタンガス加熱）は、今後、機器設計の中で採用の有無を検討する。また、案 6 は、高温の水蒸気発生が困難であることや、機器数の増加を考慮して、検討対象外とした。

注 1) 管内－液体金属、管外－水蒸気の構成では、伝熱管の外圧座屈対応や、水蒸気による管外腐食の観点より、技術課題が大きく、基本的に取込んでいない。

(3) 系統仕様の検討

(i) 水素製造プラントの特徴検討

表 5.3.1-2 の基本構成（案）のうち、案 1（基準概念）を対象として、蒸気発生器および水蒸気改質器廻りのヒートマスバランスを検討し、熱収支などに係る水素製造プラントの特徴を明らかにした。

平成 12 年度設計や、水蒸気改質法の特徴を考慮することにより、以下のよう

に案1の蒸気条件（温度、圧力）および給水温度などの系統仕様を設定した。

ケース	蒸気発生器			水蒸気改質器
	給水温度 (°C)	蒸気圧力 (MPa)	蒸気温度 (°C)	蒸気温度 (°C)
1	160	1	453	453、500、550
2	180	2	同上	同上
3	220	5	同上	同上

ただし、いずれのケースも、蒸気発生器の蒸気温度を453°C（平成12年度設計と同じ）一定として、必要に応じて、蒸気発生器から水蒸気改質器間で昇温している。

ヒートマスバランス（原子炉の熱により水蒸気を発生し、別途設置の電気ヒータによりメタンガス加熱、水蒸気改質反応熱の補償）の検討結果を表5.3.1-3に示す。また、蒸気条件5MPaのケースでの熱収支を図5.3.1-2に示す。

表5.3.1-3より、水素製造に関連して、以下の事項が明らかになった。

- ① 蒸気発生器出口から水蒸気改質器入口間で水蒸気を昇温するケースでは（いずれも蒸気出口温度453°C）、水蒸気改質器入口温度500°Cの条件で約3~5%、550°Cの条件で約8~10%の更なる入熱が必要である。500°Cへの昇温でもメガワットオーダの加熱を実施しなければならないため（予熱ヒータなどによる対応は設備過大）、高温条件で水素製造量が増加（450°Cと比較して、550°Cの条件で1.8倍増加）するが、2次ナトリウムにより、高温水蒸気を発生する必要がある。
- ② 水蒸気発生以外に、メタンガス加熱が必要であるが、この加熱量は水蒸気加熱量の10~14%程度で、設備合理化の観点より、蒸気発生器での水蒸気との同時加熱や、廃ガスとの熱交換などの設計対応が有効である。（伝熱管破損時のナトリウム-メタンガス反応の影響が無視できるレベルであれば、蒸気発生器での加熱も対応可能）
- ③ メタンガスを使用した水蒸気改質反応では、水素ガス4molに対して、180~190kJの反応熱を補償（450~550°C、表5.3.1-1参照）する必要がある。蒸気発生器で発生した全水蒸気量を水素製造に使用するケースでは、水蒸気入熱を基準として、55~105%の反応熱を補正しなければならず、水素発生量は低減するが、原子炉熱出力により反応熱を補正すること（高温のナトリウム、または、水蒸気により温度保持）が望ましい。

(ii) プラント使用流体による反応熱補償の適用性

(a) 2次ナトリウムの使用

2次ナトリウムを使用する概念のうち、水蒸気改質器と蒸気発生器を直列に接続する概念のヒートマスバランスを表 5.3.1-4、並列に接続する概念のヒートマスバランスを表 5.3.1-5 に示す。

いずれもメタンガス転化率により水蒸気改質器と蒸気発生器への熱供給量が一律に決定し、反応温度 500℃のケースで、原子炉熱出力の約 46%を水蒸気改質器（水蒸気改質反応熱の補償）、残りの 54%を蒸気発生器（原料の蒸気発生）で使用する。

直列に接続するケースでは、水蒸気改質器での2次ナトリウム温度差によって2次ナトリウム流量が決定するが、温度差の小さいケースでは2次ナトリウム流量が大きく（一般的に2次ナトリウムと水蒸気の流量比は約 10 であるが、例えば、案 3-1-1 で約 340 と極めて大きい）、一方、温度差の大きいケースでは、系統のホットレグ温度を上昇しなければならない。また、水蒸気改質器と蒸気発生器に同程度の熱出力を分配するため、蒸気発生器での2次ナトリウム温度差が小さく、コールドレグ温度が高くなる傾向にある。

並列に接続するケースでは、蒸気発生器での2次ナトリウムと水蒸気の流量バランスは適切であるが、直列接続と同様に、水蒸気改質器での2次ナトリウム温度差が小さいため、分岐した片側系統のナトリウム流量が大きい。（蒸気発生器側の 6~20 倍）また、水蒸気改質器後流で2次ナトリウムの温度差を確保、すなわち、更なる2次ナトリウムの熱利用を検討する必要がある。^{注1)}

注 1) メタンガス加熱を行っても、案 4-1-1 のケースで、2次ナトリウム温度が 510℃から 508℃に低下する程度。（メタンガス加熱量は、 $8.08\text{kg/sec} \times 3.23\text{kJ/kgK} \times (550^\circ\text{C} - 40^\circ\text{C}) = 13310\text{kJ}$ 、一方、水蒸気改質器温度 510℃、ナトリウム流量 4528.5kg/sec の系統仕様では、上記の熱供給により 508℃まで温度低下）

(b) 水蒸気の使用

水蒸気を使用する概念のヒートマスバランスを表 5.3.1-6 に示す。

表中、蒸気発生器からの水蒸気を分岐し、水素製造の原料と水蒸気改質反応熱の補償用（520℃から 500℃への温度差を利用）に区分した。

本方法では、補償すべき反応熱が大きいため、約 98%の水蒸気を反応熱の補償側に使用する必要があり、効率的でない。^{注2)}

注 2) 計算に使用した2次ナトリウムおよび水蒸気のエン트로ピー×重量流量の落差（温度差 20℃での補償反応熱量の最大値）は、以下のとおりである。過熱状態の水蒸気は、エン트로ピー×重量流量が小さいため、2次ナトリウム加熱と比較して、製造可能な水素ガスは低減する。

対象	高温側		低温側		重量流量 ¹⁾ (kg/s)	補償可能な 熱量(最大値) (MW)
	温度 (°C)	エンロピー (kJ/kg)	温度 (°C)	エンロピー (kJ/kg)		
二次ナトリウム	535	1059.99	515	1034.86	434.91	10.9
水蒸気	520	3481.06	500	3434.48	49.28	2.3

注1) 蒸気発生器全体での流量

(c) 適用性のまとめ

上記の検討をもとに、プラント流体により水蒸気改質反応熱を補償する概念のヒートマスバランス例と特徴を図 5.3.1-3 に示す。(図中のヒートマスバランスは、表 5.3.1-4~6 の計算結果一例)

プラント流体による水蒸気改質反応熱の補償について、蒸気発生器からの水蒸気を使用する方法では、大部分の水蒸気を反応熱補償に使用する必要があり、効率的でない。

ナトリウムを使用するいずれの方法も、メタンガス転化率によって水蒸気改質器と蒸気発生器への熱供給量が一律に決定することや、水蒸気改質器の温度条件(水蒸気改質器出口の2次ナトリウム温度500°C以上)により、系統仕様が制約される。

水蒸気改質器と蒸気発生器の並列接続では、水蒸気改質器出口の2次ナトリウム温度が高いため、2次ナトリウムの低温化対策、すなわち、熱利用設備を追設する必要がある。一方、水蒸気改質器と蒸気発生器の直列接続では、系統仕様範囲が狭い欠点を有するが、その制約の中で、相反する要求条件を満足できる系統仕様が存在する可能性を有している。

(iii) 検討対象の設定

水蒸気改質法を使用した基本構成や、ヒートマスバランスなどの検討をもとに、今後の検討対象とすべき系統構成(案)を提示した。

系統構成(案)を検討する上で、考慮すべき事項は、以下のとおりである。

(a) 系統高温化

メタンガス転化率は系統温度とともに増加するため、水蒸気改質器入口温度453°Cに対して、550°Cの条件では、水素製造量が約1.8倍大きくなる。

現状の金属燃料・ナトリウム冷却小型炉では、炉心出口温度510°C、蒸気条件453°C/10MPaといずれも比較的低温/低圧の条件を採用しているため、2次ナトリウム温度変更のみの方法により、500°C以上の蒸気温度到達は困難と想定される。

酸化物燃料の採用なども視野に入れて、500°C以上の水蒸気が得られるように、プラント全体を高温化する必要がある。

(b) ナトリウムによる水蒸気改質反応熱の補償

水蒸気改質反応では、反応熱の補償に、蒸気発生と同程度の熱が必要であるため、2次ナトリウムの温度差を使用する。水素製造のみを行うケースでは、適切な系統仕様が存在する可能性を有する水蒸気改質器と蒸気発生器の直列接続（表 5.3.1-4 参照）を対象として、系統仕様をサーベイする必要がある。

(c) 発電などとの併用

水素製造のみを行うケースでは、メタンガス転化率により水蒸気改質器と蒸気発生器への熱供給量が一律に決定するため、2次ナトリウム温度および流量、蒸気温度など系統仕様への制約が大きく、必ずしもコスト的に望ましい系統仕様とならない。

また、蒸気の約 30～55%（450～550℃）を水素に変換するため、常時、不足分の給水を供給しなければならない。

発電と併用する概念のヒートマスバランスを表 5.3.1-7 および表 5.3.1-8 に示す。（系統構成は図 5.3.1-4 参照）このうち、表 5.3.1-7 は、2次ナトリウム系に水蒸気改質器と蒸気発生器を直列接続する概念で、蒸気発生器からの蒸気を水蒸気改質器とタービンに分岐して送る。^{注1)} 表 5.3.1-8 は、2次ナトリウム系を2系統に分岐し（流量の相違する2ループ構成）、片側の系統に水蒸気改質器と水素製造用の蒸気発生器、残りの系統に発電用の蒸気発生器を設置する。

表 5.3.1-7 の概念は、物量のコンパクト化に加えて、蒸気分配に伴い、水素の必要量に応じて、プラントの系統仕様を変更するなどの柔軟な運転対応が考えられる。一方、表 5.3.1-8 の概念は、2基の蒸気発生器設置や、水蒸気改質器側の蒸気発生器にて2次ナトリウム流量が大きくなる傾向にあるが、発電向けの最適な蒸気条件を設定できる利点を有する。現段階にて優劣の判断が困難であるため、いずれのケースも、海水淡水化なども取込んで系統仕様の最適化を行い、発電などと併用したケースでの水素製造プラントを構築し、採否を決定する必要がある。

注 1) 蒸気発生器での2次ナトリウム・コールドレグ温度を低温として、多量の蒸気を発生し、水素製造に必要な分を水蒸気改質器に送り、残りの蒸気はタービンで発電に使用する。水素製造と発電への分配について、表中の系統仕様では、蒸気供給の約 40%、熱出力の約 60%（いずれも最大値）を水素製造に使用。

検討対象とすべき系統構成（案）を表 5.3.1-9 および図 5.3.1-4 に示す。

ケース 1 は水素製造のみを行う概念、ケース 2 は水素製造と発電などを併用し、2次ナトリウム系に水蒸気改質器と蒸気発生器を直列接続する概念、ケース 3 は2系統の2次ナトリウムを設置し、水蒸気改質器と専用の蒸気発生器、発電向けの蒸気発生器を並列接続する概念である。

いずれも、金属燃料炉心、酸化物燃料炉心の採用を想定し、炉心出口温度 530℃、550℃、585℃の 3 ケースについて、2次ナトリウム系以降のヒートマスバランスを組み合わせた。最終的な系統仕様は、高温化の検討結果を受けて、決定するが、各系統仕様（案）の簡易的な経済性評価例をもとに、系統仕様の絞込みを行う。

また、原子炉出力について、150MWe の分散電源向けのナトリウム冷却小型炉では、建設単価 35 万円/kWe のコスト目標到達の可能性を有している。表 5.3.1-3～表 5.3.1-8 では、平成 12 年度と同様に 50MWe のナトリウム冷却小型炉を対象として、ヒートマスバランスなどを検討したが、以下の検討では 150MWe 相当の 375MWt を対象とする。

表 5.3.1-1 水蒸気改質反応データ

都市ガス成分と反応式	組成	組成比率	化学反応
	CH ₄	88.5%	CH ₄ + 2H ₂ O → CO ₂ + 4H ₂
	C ₂ H ₆	4.6%	C ₂ H ₆ + 4H ₂ O → 2CO ₂ + 7H ₂
	C ₃ H ₈	5.4%	C ₃ H ₈ + 6H ₂ O → 3CO ₂ + 10H ₂
	C ₄ H ₁₀	1.5%	C ₄ H ₁₀ + 8H ₂ O → 4CO ₂ + 13H ₂

(上記の組成率をもとに、都市ガス1mol中に、Cは1.199mol分存在と想定)

反応熱	温度	反応熱
CH ₄ + 2H ₂ O → CO ₂ + 4H ₂ - QkJ/mol		
ただし、反応熱Q(水素4molでQkJ/molの吸熱)は、以下のとおりである。		
	450°C	184kJ/mol
	500°C	185kJ/mol
	550°C	187kJ/mol

メタンガス転化率	温度	転化率
	450°C	0.45
	500°C	0.625
	550°C	0.8

(圧力依存は想定せず、いずれの圧力条件でも上記の転化率を使用)
(メタンガス以外の都市ガスにも上記の転化率を使用)

S/C比 2.9

反応バランス (転化率0.625のケース)	項目	供給	排出	モル比率	備考
都市ガス	供給	1		1	備考 基準
	排出		0.375	0.375	
水蒸気	供給	3.477		3.477	1.199 × S/C比(2.9)
	排出		1.978	1.978	
水素	供給	0		0	
	排出		2.873	2.873	
炭酸ガス	供給	0		0	
	排出		0.749	0.749	

(メタンガス以外の都市ガス成分も考慮)

計算上の物性値の取扱

- ・メタンガス以外の都市ガスも対象とすることを基本
- ・反応バランス、密度などは、メタンガス以外の都市ガス成分も考慮
- ・ただし、転化率、反応熱、比熱は、メタンガスのデータを使用

備考

試験データは、白崎ら、「都市ガスから直接純水素を製造する水素分離型改質器の開発」、水素エネルギーシステム、vol.22、No.1、1977 参照
燃料ガス組成に都市ガス、反応熱にメタンガスの値を使用。5.3.3節では組成および反応ガスともにメタンガスの値に統一して検討。

表 5.3.1-2 水蒸気改質法を利用した小型炉の基本構成(案)の抽出

番号	水蒸気の発生		メタンガスの加熱		水蒸気改質反応熱の補償方法	プラント概念の特徴	評価	備考
	発生位置	方法	位置	加熱方法				
案1	蒸気発生器内	管内-水蒸気、管外-Na	蒸気発生器外	廃ガスとの熱交換(電気ヒータを含む)	電気ヒータ	水蒸気改質法にて、水蒸気発生部のボイラに代えて、蒸気発生器(Na加熱)を使用	○	・検討のスタート条件
案2	同上	同上	蒸気発生器内	管内-メタンガス、管外-水蒸気(Naと異なる伝熱管を使用) ³⁾	同上	・同一蒸気発生器内に、水蒸気伝熱管とメタンガス伝熱管を設置 ・メタンガスの加熱等を可能な範囲で排除。ただし、Na-メタンガス反応の検討必要	△	・機器設計の中で採用の有無を検討(コスト上、廃ガス利用と大きな差異がなければ、検討価値なし)
案3	同上	同上	蒸気発生器外	廃ガスとの熱交換(電気ヒータを含む)	2次Na	・2次Na系に、水蒸気改質器と蒸気発生器を直列に接続(Na流量が同じ)	○	・適用性評価
案4	同上	同上	同上	同上	同上	・2次Na系を分岐して、水蒸気改質器と蒸気発生器を並列に接続(Na流量が相違)	○	・同上
案5	同上	同上	同上	同上	水蒸気	・蒸気発生器からの水蒸気を原料と反応熱補償に分類	○	・同上
案6	蒸気発生器外の熱交換器(通常の蒸気発生器と異なる構造)	管内-メタンガス、管外-水蒸気(飽和蒸気のため、更に電気ヒータ必要)	Na-メタンガス熱交換器(従来の蒸気発生器の代替)	管内-メタンガス、管外-Na	電気ヒータ	・熱容量などを有効利用してガス流量低下時にも蒸気温度への影響の小さい熱交換器を設置することにより、水素製造側での異常発生時にも原子炉設備側への影響緩和 ・Na-メタンガス熱交換器の後流で、高温メタンガスが改質器、蒸気発生器の各々に流れるように分岐	×	・高温の水蒸気発生が困難、機器数増加などの欠点あり

注1) 灰色は、設計パラメータのうち、案1との相違点
 注2) 記号の意味は以下のとおりである。○:本資料にて検討対象、△:別途実施の機器設計などで検討、×:検討対象外
 注3) 同一蒸気発生器内に、水蒸気伝熱管とメタンガス伝熱管を設置

注1) 灰色は、設計パラメータのうち、案1との相違点

注2) 記号の意味は以下のとおりである。○:本資料にて検討対象、△:別途実施の機器設計などで検討、×:検討対象外

注3) 同一蒸気発生器内に、水蒸気伝熱管とメタンガス伝熱管を設置

表 5.3.1-3 基準概念のヒートマスバランス(案1、蒸気発生器から水蒸気供給、メタンガス加熱及び水蒸気改質反応熱補償は別途実施)

ケース	蒸気発生器					メタン加熱器		水蒸気改質器			反応割合			体積流量			熱量バランス				
	蒸気圧力	蒸気温度	給水温度	重量流量	改質器までの更なる加熱量	メタン加熱量 (蒸気入口から改質器温度まで)	メタン加熱/水蒸気入熱の比率	入口温度	圧力	メタンガス転化率 ²⁾	都市ガス(基準、入力)	水素(発生)	水蒸気(入力)	都市ガス(入力)	水素(反応)	水蒸気(入力)	反応熱量 ³⁾	必要熱量(合計)	反応熱量/水蒸気入熱	(反応熱量+メタン加熱)/水蒸気入熱	改質器数 ⁴⁾
	(MPa)	(°C)	(°C)	(kg/s)	(kW)	(kW)	(°C)	(MPa)	-	(mol)	(mol)	(mol)	(Nm ³ /h)	(Nm ³ /h)	(Nm ³ /h)	(kW)	(kW)	-	-	(個)	
案1-1-1	1	453	160	46.28	0	13064	0.105	453	1	0.45	2.069	3.477	5.98E+04	1.24E+05	2.08E+05	7.04E+04	2.08E+05	0.5629	0.6674	8.83E+03	
案1-1-2	1	453	160	46.28	4692	15505	0.120	500	1	0.625	2.873	3.477	5.98E+04	1.72E+05	2.08E+05	9.82E+04	2.43E+05	0.7576	0.8771	1.23E+04	
案1-1-3	1	453	160	46.28	9740	18210	0.135	550	1	0.8	3.678	3.477	5.98E+04	2.20E+05	2.08E+05	1.27E+05	2.80E+05	0.9434	1.0786	1.57E+04	
案1-2-1	2	453	180	48.07	0	12841	0.103	453	2	0.45	2.069	3.477	6.15E+04	1.27E+05	2.14E+05	7.31E+04	2.11E+05	0.5847	0.6874	9.08E+03	
案1-2-2	2	453	180	48.07	4973	15384	0.118	500	2	0.625	2.873	3.477	6.15E+04	1.77E+05	2.14E+05	1.02E+05	2.47E+05	0.7852	0.9036	1.26E+04	
案1-2-3	2	453	180	48.07	10298	18187	0.134	550	2	0.8	3.678	3.477	6.15E+04	2.26E+05	2.08E+05	1.32E+05	2.86E+05	0.9759	1.1104	1.62E+04	
案1-3-1	5	453	220	52.53	0	12381	0.099	453	5	0.45	2.069	3.477	6.51E+04	1.35E+05	2.26E+05	7.99E+04	2.17E+05	0.6390	0.7380	9.62E+03	
案1-3-2	5	453	220	52.53	5797	15183	0.116	500	5	0.625	2.873	3.477	6.51E+04	1.87E+05	2.26E+05	1.12E+05	2.58E+05	0.8527	0.9688	1.34E+04	
案1-3-3	5	453	220	52.53	11905	18270	0.133	550	5	0.8	3.678	3.477	6.51E+04	2.39E+05	2.26E+05	1.44E+05	2.99E+05	1.0541	1.1875	1.71E+04	

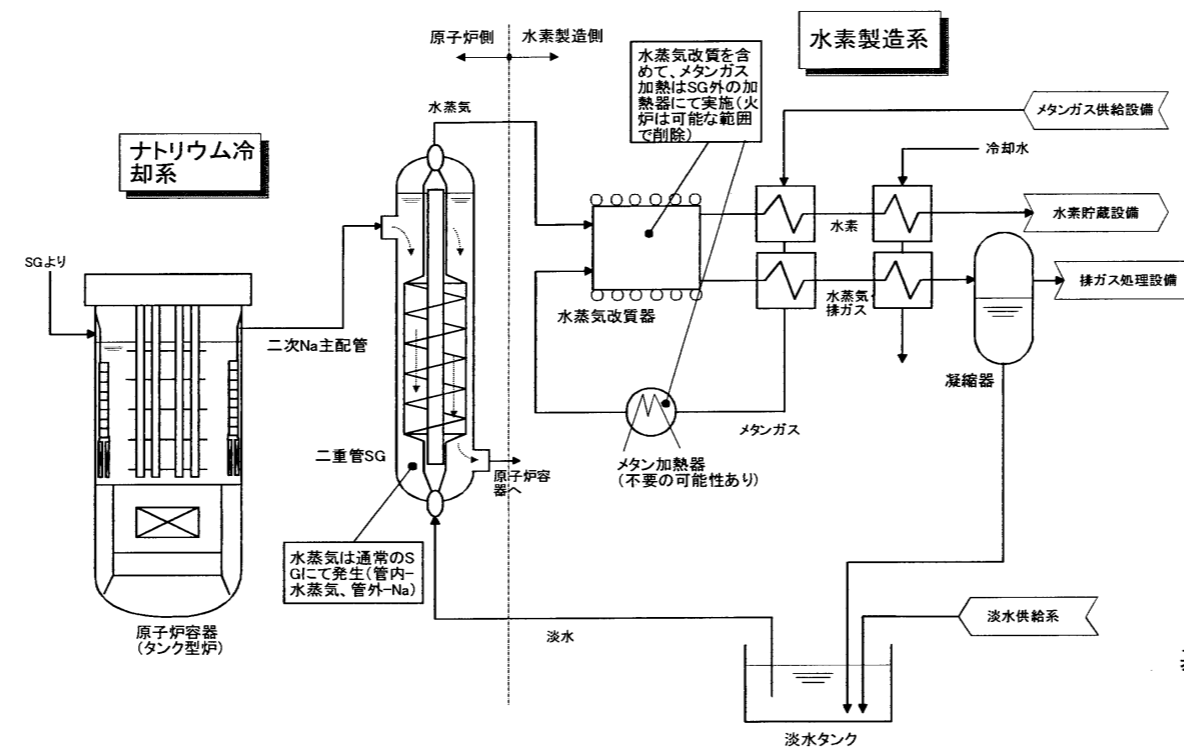
注1)表中、灰色は入力条件を示す
 注2)表5.3.1-1の試験データに基づく(圧力に依存しないと仮定)
 注3)メタンガスを利用した水蒸気改質反応は、吸熱反応のため、水素4mol発生時に、450°Cで184kJ、500°Cで185kJ、550°Cで187kJの熱量が必要(標準状態で165kJ)
 注4)東京ガスの水素分離膜を使用した水素発生装置では、1基あたり14Nm³/hの水素ガスを発生(現状の仕様で、50Nm³/hまでの対応可能と推測)

更なる追加昇温に必要な入熱が大きいため、2次Naを使用して高温蒸気を発生する必要あり

メタンガス加熱量は蒸気の10~14%を占めており、SG内での蒸気との同時加熱、廃ガスとの熱交換などの対策が有効

水素製造の効率向上等の観点より、系統高温化(炉心出口のNa温度、SG出口の蒸気温度)が必要

蒸気入力を基準として、55から105%の反応熱を補償しなければならず、原子炉熱出力の使用(2次Na、蒸気)が必要



基準概念の基本構成(案)

表 5.3.1-4 プラント流体により水蒸気改質反応熱を補償した概念のヒートマスバランス(案3、2次ナトリウム使用、水蒸気改質器と蒸気発生器の直列接続)

ケース	原子炉熱出力		改質反応温度	2次Na・系統仕様				水蒸気・系統仕様				改質器・系統仕様				熱収支				
	(MWt)	(°C)		改質器入口	改質器出口	重量流量	SG出口	交換熱量	SG出口	SG入口	重量流量	重量流量	体積流量			反応熱量 (MW)	SG交換熱量+反応熱量 (MW)			
			温度 (°C)	温度 (°C)	(kg/sec)	温度 (°C)	(MW)	温度 (°C)	温度 (°C)	圧力 (MPa)	温度 (°C)	水蒸気 (kg/sec)	都市ガス(in) (kg/sec)	水蒸気(in) (kg/sec)	水素(out) (kg/sec)			都市ガス(in) (Nm ³ /h)	水蒸気(in) (Nm ³ /h)	水素(out) (Nm ³ /h)
案3-1-1	基準ケース ¹⁾	125	500	515	510	9053.98	504	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-1-2	同上	125	500	520	510	4528.50	498	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-1-3	同上	125	500	530	510	2265.00	486	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-1-4	同上	125	500	540	510	1510.50	474	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-1-5	同上	125	500	550	510	1133.25	463	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-1-6	同上	125	500	560	510	906.90	451	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-1-7	同上	125	500	570	510	755.96	439	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-1-8	同上	125	500	580	510	648.16	427	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-1-9	同上	125	500	590	510	567.26	416	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-2-1	蒸気圧力低 ¹⁾	125	500	515	510	8710.44	504	70	500	2	180	25.89	7.77	25.89	2.38	3.326E+04	1.157E+05	9.556E+04	55.0	125.0
案3-2-2	同上	125	500	520	510	4356.67	497	70	500	2	180	25.89	7.77	25.89	2.38	3.326E+04	1.157E+05	9.556E+04	55.0	125.0
案3-2-3	同上	125	500	530	510	2179.06	484	70	500	2	180	25.89	7.77	25.89	2.38	3.326E+04	1.157E+05	9.556E+04	55.0	125.0
案3-2-4	同上	125	500	540	510	1453.19	472	70	500	2	180	25.89	7.77	25.89	2.38	3.326E+04	1.157E+05	9.556E+04	55.0	125.0
案3-2-5	同上	125	500	550	510	1090.25	459	70	500	2	180	25.89	7.77	25.89	2.38	3.326E+04	1.157E+05	9.556E+04	55.0	125.0
案3-2-6	同上	125	500	560	510	872.49	447	70	500	2	180	25.89	7.77	25.89	2.38	3.326E+04	1.157E+05	9.556E+04	55.0	125.0
案3-2-7	同上	125	500	570	510	727.28	434	70	500	2	180	25.89	7.77	25.89	2.38	3.326E+04	1.157E+05	9.556E+04	55.0	125.0
案3-2-8	同上	125	500	580	510	623.56	421	70	500	2	180	25.89	7.77	25.89	2.38	3.326E+04	1.157E+05	9.556E+04	55.0	125.0
案3-2-9	同上	125	500	590	510	545.74	409	70	500	2	180	25.89	7.77	25.89	2.38	3.326E+04	1.157E+05	9.556E+04	55.0	125.0
案3-3-1	CL温度高 ¹⁾	125	500	525	520	9060.00	514	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-3-2	同上	125	500	530	520	4531.51	508	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-3-3	同上	125	500	540	520	2266.51	496	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-3-4	同上	125	500	550	520	1511.51	484	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-3-5	同上	125	500	560	520	1134.01	473	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-3-6	同上	125	500	570	520	907.45	461	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-3-7	同上	125	500	580	520	756.42	449	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-3-8	同上	125	500	590	520	648.50	437	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-4-1	CL温度高 ²⁾	125	500	535	530	9066.02	524	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-4-2	同上	125	500	540	530	4534.52	518	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-4-3	同上	125	500	550	530	2268.01	506	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-4-4	同上	125	500	560	530	1512.51	494	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-4-5	同上	125	500	570	530	1134.67	483	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-4-6	同上	125	500	580	530	907.99	471	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-4-7	同上	125	500	590	530	756.80	459	67	500	5	220	26.91	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	57.1	124.1
案3-5-1	CL温度高 ³⁾	125	550	570	560	5175.80	551	59	550	5	220	23.70	7.11	23.70	2.79	2.999E+04	1.043E+05	1.103E+05	65.1	124.1
案3-5-2	同上	125	550	580	560	2588.76	542	59	550	5	220	23.70	7.11	23.70	2.79	2.999E+04	1.043E+05	1.103E+05	65.1	124.1
案3-5-3	同上	125	550	590	560	1726.03	532	59	550	5	220	23.70	7.11	23.70	2.79	2.999E+04	1.043E+05	1.103E+05	65.1	124.1

注1)表中、灰色は、入力条件を示す。2次Na・系統仕様のうち、SG出口温度は、SGでの入熱量、2次Na流量に基づく計算結果
注2)案3-1～案3-4は、500°Cの蒸気供給、案3-5は550°Cの蒸気供給を想定

炉心出口温度の高温対応を想定すると、2次Na・HL温度の高温化に制約あり

水素製造の効率向上の観点より、高温蒸気の生成を指向すると、500°C以上の2次Na・CL温度を確保するほうが望ましい

適切な2次Naと水蒸気流量比を確保するためには、2次Na温度差(水蒸気改質器出入口温度差)が大きいほうが望ましい

水蒸気改質器と蒸気発生器に同程度の熱供給を行うため、蒸気発生器での2次Na温度差が小さく、CL温度が高くなる傾向

表 5.3.1-5 プラント流体により水蒸気改質反応熱を補償した概念のヒートマスバランス(案4、2次ナトリウム使用、水蒸気改質器と蒸気発生器の並列接続)

ケース	原子炉熱出力 (MWt)	改質反応温度 (°C)	2次Na系・系統仕様						水蒸気系・系統仕様						熱収支							
			改質器側			SG側			改質器側			SG側			反応熱量 (MW)	SG交換熱量+ 反応熱量 (MW)						
			改質器入口 温度 (°C)	改質器出口 温度 (°C)	重量流量 (kg/sec)	SG入口 温度 (°C)	SG出口 温度 (°C)	重量流量 (kg/sec)	重量流量			体積流量					交換熱量 (MW)	SG出口 温度 (°C)	SG入口 温度 (°C)	重量流量 水蒸気 (kg/sec)		
			都市ガス(in) (kg/sec)	水蒸気(in) (kg/sec)	水素(out) (kg/sec)	都市ガス(in) (Nm3/h)	水蒸気(in) (Nm3/h)	水素(out) (Nm3/h)	SG出口 圧力 (MPa)													
案4-1-1	基準ケース ¹⁾	125	500	520	510	4528.50	520	335	283.88	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	67	500	5	220	26.91	57.1	124.1
案4-1-2	同上	125	500	530	510	2265.00	530	335	269.49	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	67	500	5	220	26.91	57.1	124.1
案4-1-3	同上	125	500	540	510	1510.50	540	335	256.49	8.08	26.91	2.47	3.374E+04	1.173E+05	9.694E+04	67	500	5	220	26.91	57.1	124.1
案4-2-1	蒸気圧力低 ¹⁾	125	500	520	510	4356.67	520	335	296.59	7.77	25.89	2.38	3.326E+04	1.157E+05	9.556E+04	70	500	2	180	25.89	55.0	125.0
案4-2-2	同上	125	500	530	510	2179.06	530	335	281.55	7.77	25.89	2.38	3.326E+04	1.157E+05	9.556E+04	70	500	2	180	25.89	55.0	125.0
案4-2-3	同上	125	500	540	510	1453.19	540	335	267.97	7.77	25.89	2.38	3.326E+04	1.157E+05	9.556E+04	70	500	2	180	25.89	55.0	125.0
案4-3-1	CL温度高 ¹⁾	125	550	570	560	5175.80	570	385	251.58	7.11	23.70	2.79	2.999E+04	1.043E+05	1.103E+05	59	550	5	220	23.70	65.1	124.1
案4-3-2	同上	125	550	580	560	2588.76	580	395	251.85	7.11	23.70	2.79	2.999E+04	1.043E+05	1.103E+05	59	550	5	220	23.70	65.1	124.1
案4-3-3	同上	125	550	590	560	1726.03	590	405	252.10	7.11	23.70	2.79	2.999E+04	1.043E+05	1.103E+05	59	550	5	220	23.70	65.1	124.1

注1) 表中、灰色は入力条件を示す。
 注2) 案4-1、案4-2は、500°Cの蒸気供給、案4-3は、550°Cの蒸気供給を想定

水蒸気改質器出口とSG出口の2次Na温度差が大きく、水蒸気改質器の後流側で、更なる2次Na熱利用を検討する必要あり

水蒸気改質器での2次Na温度差が小さいため、同程度の供給熱量に対して、水蒸気改質器側のNa流量が大きい

SGでの2次Naと蒸気の流量比は適切

表 5.3.1-6 プラント流体により水蒸気改質反応熱を補償した概念のヒートマスバランス(案5、水蒸気使用)

ケース	原子炉熱出力 (MWt)	二次ナトリウム系統仕様			水蒸気系統仕様			水蒸気改質系統仕様						水蒸気割合				
		Na温度		Na流量	水蒸気温度		圧力	重量流量	メタンガス転 化率	反応割合			重量流量				原料側	反応熱補償側
		蒸気発生器 入口	蒸気発生器 出口		蒸気発生器 出口	蒸気発生器 入口(給水温 度)	蒸気発生器 出口			都市ガス	水素	水蒸気	都市ガス	水素	水蒸気	水蒸気		
(°C)	(°C)	(kg/s)	(°C)	(°C)	(MPa)	(kg/s)		(標準、原料入 力) (mol)	(発生) (mol)	(原料入力) (mol)	(原料入力) (kg/s)	(反応) (kg/s)	(原料入力) (kg/s)	(反応熱補償) (kg/s)				
案5-1	125	535	310	434.91	520	220	5	49.28	0.625	1	2.873	3.477	0.318	0.097	1.06	48.22	2.15E-02	9.79E-01
案5-2	125	535	310	434.91	520	180	2	45.49	0.625	1	2.873	3.477	0.278	0.085	0.93	44.56	2.04E-02	9.80E-01

注1) 表中、灰色は入力条件を示す。

注2) 蒸気発生器からの水蒸気は520°Cから500°Cまでの温度落差を使用して、水蒸気改質反応熱を補償

注3) 水蒸気改質反応は、500°Cの温度条件を想定

補償すべき反応熱が大きいため、大部分の蒸気を反応熱の補償側に使用する必要あり

表 5.3.1-7 発電と併用した概念のヒートマスバランス(二次ナトリウムによる反応熱補償、水蒸気改質器と蒸気発生器の直列接続)

ケース	原子炉熱出力 (MWt)	2次Na・系統仕様				水蒸気・系統仕様				改質器・系統仕様						タービン・系統仕様		熱供給割合			
		改質器入口	改質器出口	SG出口	重量流量	SG出口	SG入口	重量流量	重量流量			体積流量			反応熱+改質 蒸気発生	重量流量	熱出力	水蒸気改質	タービン		
		温度 (°C)	温度 (°C)	温度 (°C)	(kg/sec)	温度 (°C)	圧力 (MPa)	温度 (°C)	水蒸気 (kg/sec)	都市ガス(in) (kg/sec)	水蒸気(in) (kg/sec)	水素(out) (kg/sec)	都市ガス(in) (Nm ³ /h)	水蒸気(in) (Nm ³ /h)	水素(out) (Nm ³ /h)	(MWt)	(kg/sec)	(MWt)	-	-	
案31-1-1	基準ケース ²⁾	125	515	510	335	544.17	500	5	220	50.20	0.49	1.62	0.15	2.028E+03	7.051E+03	5.826E+03	7	48.59	118	0.059	0.941
案31-1-2	同上	125	520	510	335	529.63	500	5	220	50.20	0.94	3.15	0.29	3.946E+03	1.372E+04	1.134E+04	14	47.06	111	0.113	0.887
案31-1-3	同上	125	530	510	335	502.77	500	5	220	50.20	1.79	5.97	0.55	7.490E+03	2.604E+04	2.152E+04	26	44.23	99	0.208	0.792
案31-1-4	同上	125	540	510	335	478.52	500	5	220	50.20	2.56	8.52	0.78	1.069E+04	3.717E+04	3.071E+04	36	41.68	89	0.290	0.710
案31-1-5	同上	125	550	510	335	456.52	500	5	220	50.20	3.25	10.84	1.00	1.359E+04	4.726E+04	3.905E+04	45	39.36	80	0.360	0.640
案31-1-6	同上	125	560	510	335	436.46	500	5	220	50.20	3.89	12.95	1.19	1.624E+04	5.646E+04	4.665E+04	53	37.25	72	0.421	0.579
案31-1-7	同上	125	570	510	335	418.10	500	5	220	50.20	4.47	14.88	1.37	1.866E+04	6.489E+04	5.362E+04	59	35.32	66	0.474	0.526
案31-1-8	同上	125	580	510	335	401.23	500	5	220	50.20	5.00	16.66	1.53	2.089E+04	7.263E+04	6.001E+04	65	33.55	60	0.521	0.479
案31-1-9	同上	125	590	510	335	385.67	500	5	220	50.20	5.49	18.30	1.68	2.294E+04	7.976E+04	6.591E+04	70	31.91	55	0.562	0.438
案31-2-1	蒸気圧力低 ²⁾	125	515	510	335	544.17	500	2	180	46.23	0.49	1.62	0.15	2.078E+03	7.225E+03	5.970E+03	8	44.61	117	0.061	0.939
案31-2-2	同上	125	520	510	335	529.63	500	2	180	46.23	0.94	3.15	0.29	4.044E+03	1.406E+04	1.162E+04	15	43.08	110	0.118	0.882
案31-2-3	同上	125	530	510	335	502.77	500	2	180	46.23	1.79	5.97	0.55	7.674E+03	2.668E+04	2.205E+04	27	40.26	98	0.218	0.782
案31-2-4	同上	125	540	510	335	478.52	500	2	180	46.23	2.56	8.52	0.78	1.095E+04	3.808E+04	3.147E+04	38	37.70	87	0.302	0.698
案31-2-5	同上	125	550	510	335	456.52	500	2	180	46.23	3.25	10.84	1.00	1.393E+04	4.843E+04	4.001E+04	47	35.39	78	0.375	0.625
案31-2-6	同上	125	560	510	335	436.46	500	2	180	46.23	3.89	12.95	1.19	1.664E+04	5.785E+04	4.780E+04	55	33.28	70	0.438	0.562
案31-2-7	同上	125	570	510	335	418.10	500	2	180	46.23	4.47	14.88	1.37	1.912E+04	6.649E+04	5.494E+04	62	31.35	63	0.493	0.507
案31-2-8	同上	125	580	510	335	401.23	500	2	180	46.23	5.00	16.66	1.53	2.140E+04	7.441E+04	6.149E+04	68	29.57	57	0.541	0.459
案31-2-9	同上	125	590	510	335	385.67	500	2	180	46.23	5.49	18.30	1.68	2.351E+04	8.173E+04	6.753E+04	73	27.93	52	0.584	0.416
案31-3-1	CL温度高 ¹⁾	125	525	520	335	515.85	500	5	220	50.20	0.46	1.53	0.14	1.921E+03	6.680E+03	5.520E+03	7	48.67	118	0.056	0.944
案31-3-2	同上	125	530	520	335	502.77	500	5	220	50.20	0.90	2.99	0.27	3.744E+03	1.302E+04	1.076E+04	13	47.22	112	0.107	0.893
案31-3-3	同上	125	540	520	335	478.52	500	5	220	50.20	1.71	5.68	0.52	7.124E+03	2.477E+04	2.047E+04	25	44.52	100	0.199	0.801
案31-3-4	同上	125	550	520	335	456.52	500	5	220	50.20	2.44	8.13	0.75	1.019E+04	3.543E+04	2.928E+04	35	42.08	90	0.278	0.722
案31-3-5	同上	125	560	520	335	436.46	500	5	220	50.20	3.11	10.36	0.95	1.299E+04	4.516E+04	3.731E+04	43	39.85	82	0.346	0.654
案31-3-6	同上	125	570	520	335	418.10	500	5	220	50.20	3.72	12.40	1.14	1.555E+04	5.406E+04	4.467E+04	51	37.81	74	0.406	0.594
案31-3-7	同上	125	580	520	335	401.23	500	5	220	50.20	4.28	14.27	1.31	1.790E+04	6.223E+04	5.142E+04	57	35.93	68	0.458	0.542
案31-3-8	同上	125	590	520	335	385.67	500	5	220	50.20	4.80	16.00	1.47	2.007E+04	6.977E+04	5.765E+04	63	34.20	62	0.504	0.496
案31-4-1	CL温度高 ²⁾	125	535	530	335	490.34	500	5	220	50.20	0.44	1.46	0.13	1.825E+03	6.345E+03	5.243E+03	7	48.75	118	0.053	0.947
案31-4-2	同上	125	540	530	335	478.52	500	5	220	50.20	0.85	2.84	0.26	3.561E+03	1.238E+04	1.023E+04	13	47.36	112	0.102	0.898
案31-4-3	同上	125	550	530	335	456.52	500	5	220	50.20	1.63	5.42	0.50	6.792E+03	2.362E+04	1.951E+04	24	44.79	101	0.190	0.810
案31-4-4	同上	125	560	530	335	436.46	500	5	220	50.20	2.33	7.77	0.71	9.737E+03	3.386E+04	2.797E+04	33	42.44	92	0.266	0.734
案31-4-5	同上	125	570	530	335	418.10	500	5	220	50.20	2.98	9.92	0.91	1.243E+04	4.323E+04	3.572E+04	42	40.29	83	0.333	0.667
案31-4-6	同上	125	580	530	335	401.23	500	5	220	50.20	3.57	11.89	1.09	1.491E+04	5.184E+04	4.284E+04	49	38.31	76	0.391	0.609
案31-4-7	同上	125	590	530	335	385.67	500	5	220	50.20	4.12	13.71	1.26	1.720E+04	5.979E+04	4.940E+04	55	36.49	70	0.442	0.558
案31-5-1	CL温度高 ³⁾	125	570	560	335	418.10	550	5	220	50.20	0.57	1.91	0.22	2.422E+03	8.423E+03	8.910E+03	10	48.29	115	0.079	0.921
案31-5-2	同上	125	580	560	335	401.23	550	5	220	50.20	1.10	3.67	0.43	4.648E+03	1.616E+04	1.709E+04	18	46.53	107	0.148	0.852
案31-5-3	同上	125	590	560	335	385.67	550	5	220	50.20	1.59	5.29	0.62	6.701E+03	2.330E+04	2.464E+04	26	44.91	99	0.210	0.790

注1) 灰色は、入力データを示す。2次Na・系統仕様のうち、SG出口温度は、SGでの入熱量、2次Na流量に基づく計算結果
 注2) 案31-1~案31-4は、500°Cの蒸気供給、案31-5は550°Cの蒸気供給を想定

SGでの2次Na・CL温度を低くすることにより、適切な2次Naと蒸気流量比を確保

水蒸気改質器での2次Na温度差に依存するが、40%以下の蒸気が水蒸気改質器に供給

水蒸気改質反応熱の補償のため、水素製造への熱出力の分配は、蒸気供給割合より大きく、上記の仕様で最大60%程度と想定

表 5.3.1-8 発電と併用した概念のヒートマスバランス(2次ナトリウムによる反応熱補償、水蒸気改質器と蒸気発生器の並列接続)

ケース	原子炉熱出力 (MWe)	改質反応温度 (°C)	2次Na系・系統仕様										水蒸気系改質器側・系統仕様																
			改質器及び改質SGへの熱量 ³⁾		改質器及び改質SG側		補償可能な反応熱量 ⁴⁾		改質SG出口重量流量		発電SG側		改質器および改質SG側			改質SG交換熱量			SG出口			SG入口			重量流量 (kg/sec)	電気出力 ⁵⁾ (MWe)			
			温度 (°C)	重量流量 (kg/sec)	温度 (°C)	重量流量 (kg/sec)	温度 (°C)	重量流量 (kg/sec)	温度 (°C)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)	重量流量 (kg/sec)					
			都市ガス(in) (Nm ³ /h)	水蒸気(in) (kg/sec)	水素(out) (kg/sec)	都市ガス(in) (Nm ³ /h)	水蒸気(in) (kg/sec)	水素(out) (kg/sec)	都市ガス(in) (Nm ³ /h)	水蒸気(in) (kg/sec)	水素(out) (kg/sec)	都市ガス(in) (Nm ³ /h)	水蒸気(in) (kg/sec)	水素(out) (kg/sec)	都市ガス(in) (Nm ³ /h)	水蒸気(in) (kg/sec)	水素(out) (kg/sec)	都市ガス(in) (Nm ³ /h)	水蒸気(in) (kg/sec)	水素(out) (kg/sec)	都市ガス(in) (Nm ³ /h)	水蒸気(in) (kg/sec)	水素(out) (kg/sec)	都市ガス(in) (Nm ³ /h)	水蒸気(in) (kg/sec)	水素(out) (kg/sec)			
案41-1-1A	基準ケース ²⁾	125	500	12.5	520	510	0.7	335	52.96	520	335	476.67	0.09	0.31	0.03	3.946E+02	1.372E+03	1.134E+03	11.8	500	5	220	4.75	112.50	500	17.00	220	48.18	45.00

注1)表中、灰色は入力条件を示す。
 注2)案41-1、案41-2は、500°Cの蒸気供給、案41-3は、550°Cの蒸気供給を想定
 注3)全体の熱出力125MWeのうち、水蒸気改質器と専用SG側の系統への熱出力の分配値
 注4)水蒸気改質器と専用SG側への熱出力のうち、水蒸気改質反応熱の補償に使用できる数値。これと改質SG交換熱量の合計値が注3)の数値と一致。
 注5)タービンでの発電効率を40%と想定

水蒸気改質器と専用SG、発電SGへの熱出力の分配(2次Na流量比)を変更することによって、水素製造量を変更

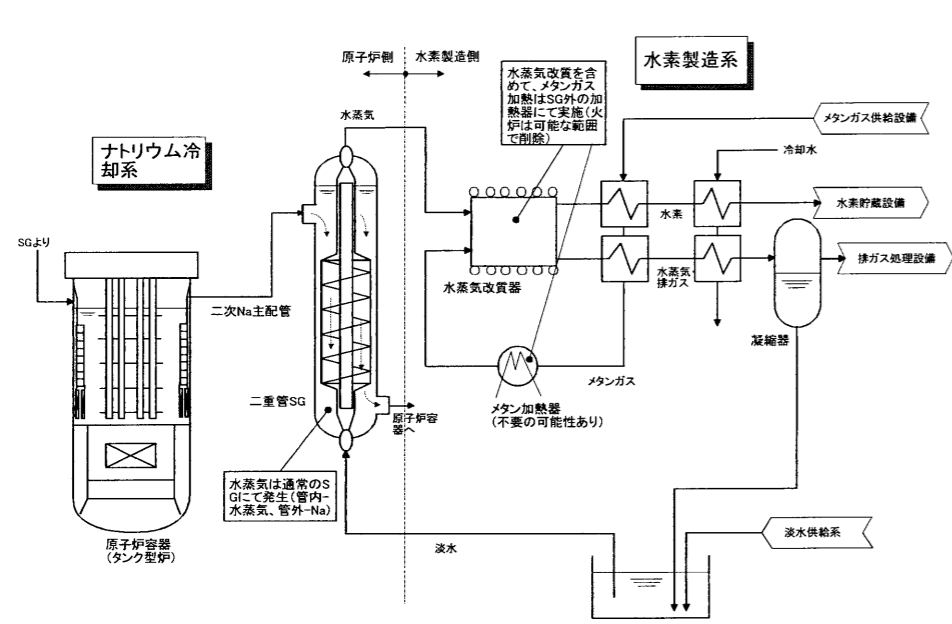
水蒸気改質器と専用SG側の系統では、これらの系統を2次Na系に直列接続し、かつ、2次Na流量差の確保に伴い、2次Na流量が大きくなる傾向

水蒸気改質と発電側で異なるSGを設置するため、各SGで適切な蒸気条件の選定可能

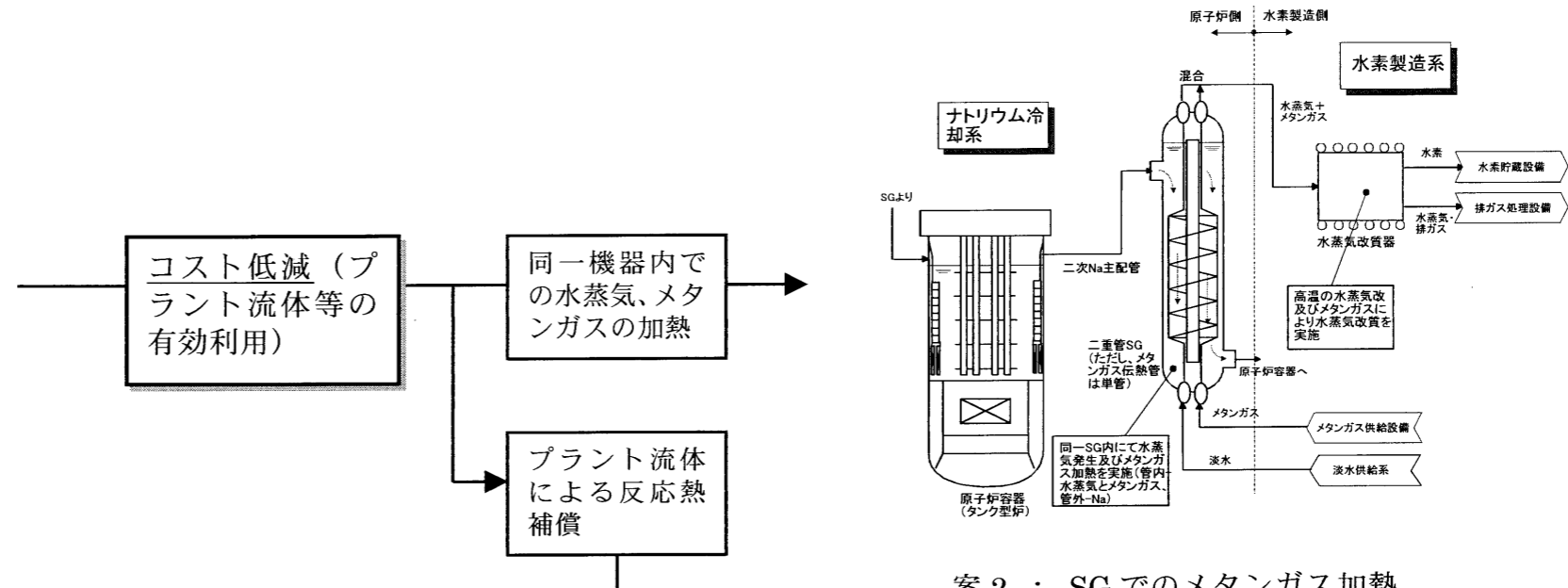
表 5.3.1-9 今後の検討対象とすべき水素製造プラントと組み合わせた小型炉概念の系統構成(案)

ケース ²⁾	系統のねらい	プラント目的	原子炉熱出力	炉心燃料	プラント構成	系統仕様		2次Na系		水蒸気系		備考
						一次Na系 炉心出口温 度(°C)	炉心入口温 度(°C)	改質器入口 温度(°C)	改質器出口 温度, SG入 口温度(°C)	SG出口温度 (°C)	水蒸気系 蒸気温度 (°C)	
ケース1-1	水素製造のみを行う概念での系統仕様の最適化	水素製造のみ	・375MMwt	・金属燃料炉心 (高温化)	・2次Na系に改質器, SGを並列接続	530	508	520	510	498	500	220・案3-1-2相当
ケース1-2	同上	同上	同上	同上	同上	530	508	520	510	498	500	180・案3-2-2相当
ケース1-3	同上	同上	同上	・酸化物燃料炉心 (高温化)	同上	550	506	530	510	486	500	220・案3-1-3相当
ケース1-4-1	同上	同上	同上	・酸化物燃料炉心 (高温化)	同上	585	541	550	530	506	500	220・案3-4-3相当
ケース1-4-2	同上	同上	同上	同上	同上	585	519	560	530	494	500	220・案3-4-4相当
ケース2-1	発電等と併用する概念での系統仕様の最適化(直列接続)	水素製造+発電 (海水淡水化)	同上	・金属燃料炉心 (高温化)	・2次Na系に改質器, SGを並列接続 ・SGから改質器とタービンに蒸気供給	530	375	520	510	335	500	220・案31-1-2相当
ケース2-2	同上	同上	同上	同上	同上	530	375	520	510	335	500	180・案31-2-2相当
ケース2-3	同上	同上	同上	・酸化物燃料炉心 (高温化)	同上	550	395	530	510	335	500	220・案31-1-3相当
ケース2-4-1	同上	同上	同上	同上	同上	585	430	550	530	335	500	220・案31-4-3相当
ケース2-4-2	同上	同上	同上	同上	同上	585	430	560	530	335	500	220・案31-4-4相当
ケース3-1 ³⁾	発電等と併用する概念での系統仕様の最適化(並列接続)	同上	同上	・酸化物燃料炉心 (高温化)	・2次Na系に改質器, SGを並列接続	550	395	530	510	335	500	220・案41-1-2A相当

注1) 表中、灰色はケース1-1を基準とする主要仕様の変更箇所
 注2) ケース1)は、経済性評価などにより、検討対象変更の可能性あり
 注3) ケース3)は、水蒸気改質器と専用SG、発電向けSGの2系統設置。表中、上段は水素製造、下段は発電関係の系統仕様

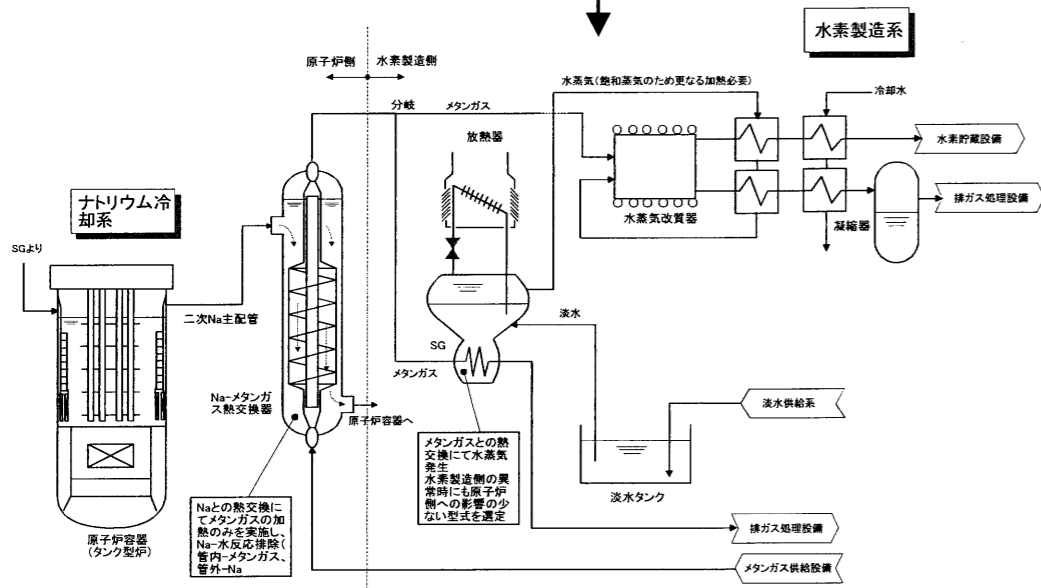


案 1 : 検討のスタート条件 (SGにて水蒸気のみを供給)

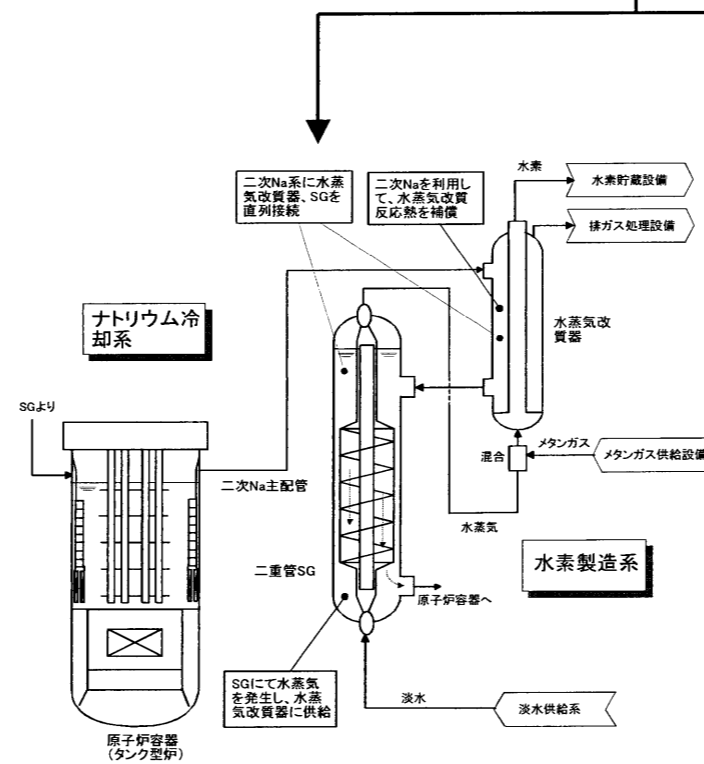


案 2 : SGでのメタンガス加熱

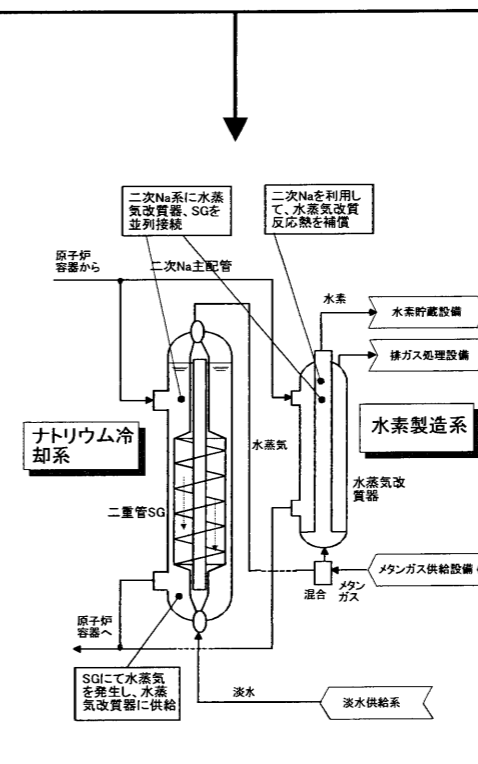
安全性向上
(Na-メタンガス、メタンガス-水・蒸気の熱交換を実施)



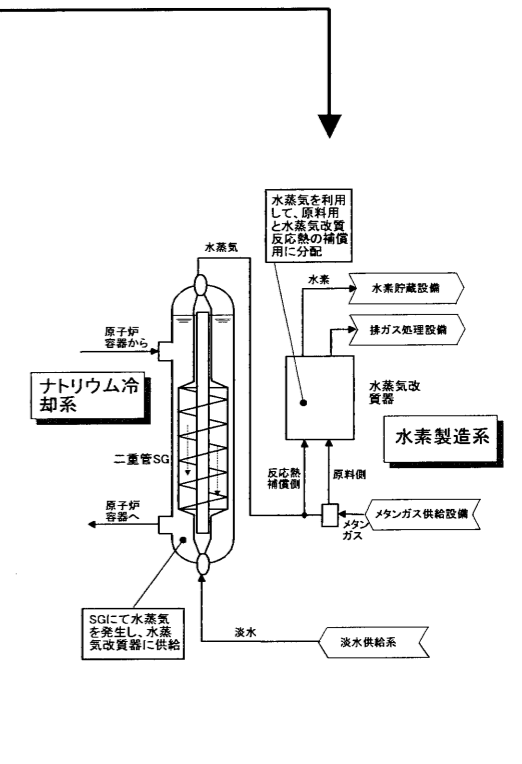
案 6 : 安全性向上 (案) (Na-水反応を排除し、水素製造側の異常時にも原子炉側への影響緩和)



案 3 : 2次 Na の使用 (水蒸気改質器と SG の直列接続)



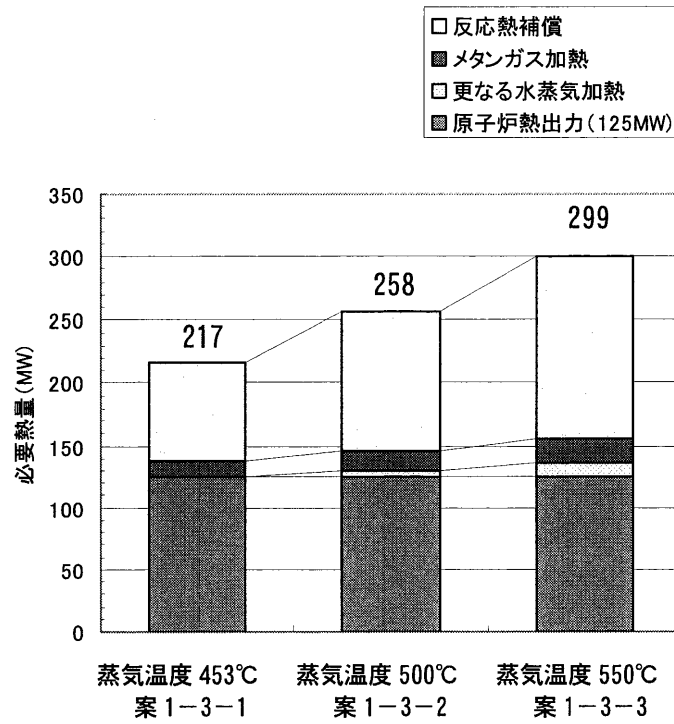
案 4 : 2次 Na の使用 (水蒸気改質器と SG の並列接続)



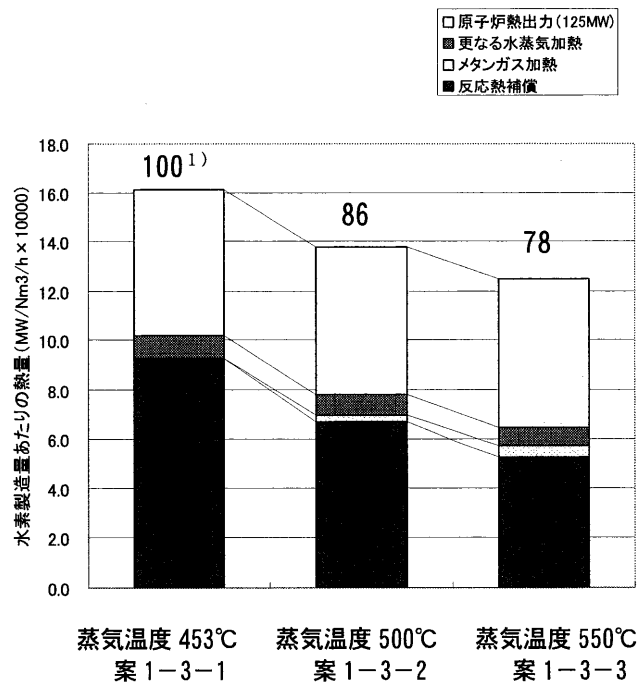
案 5 : 水蒸気の使用

注) いずれの概念も、別途、廃ガスの熱利用検討必要

図 5.3.1-1 水蒸気改質法を使用したナトリウム冷却小型炉の基本構成フロー (案)



必要熱量 (原子炉熱出力+更なる水蒸気加熱+メタンガス加熱+反応熱補償)



注) 図中の数値は相対値

水素製造量あたりの必要熱量

図 5. 3. 1-2 水蒸気改質法を使用した基準概念での熱収支 (蒸気条件 5MPa)

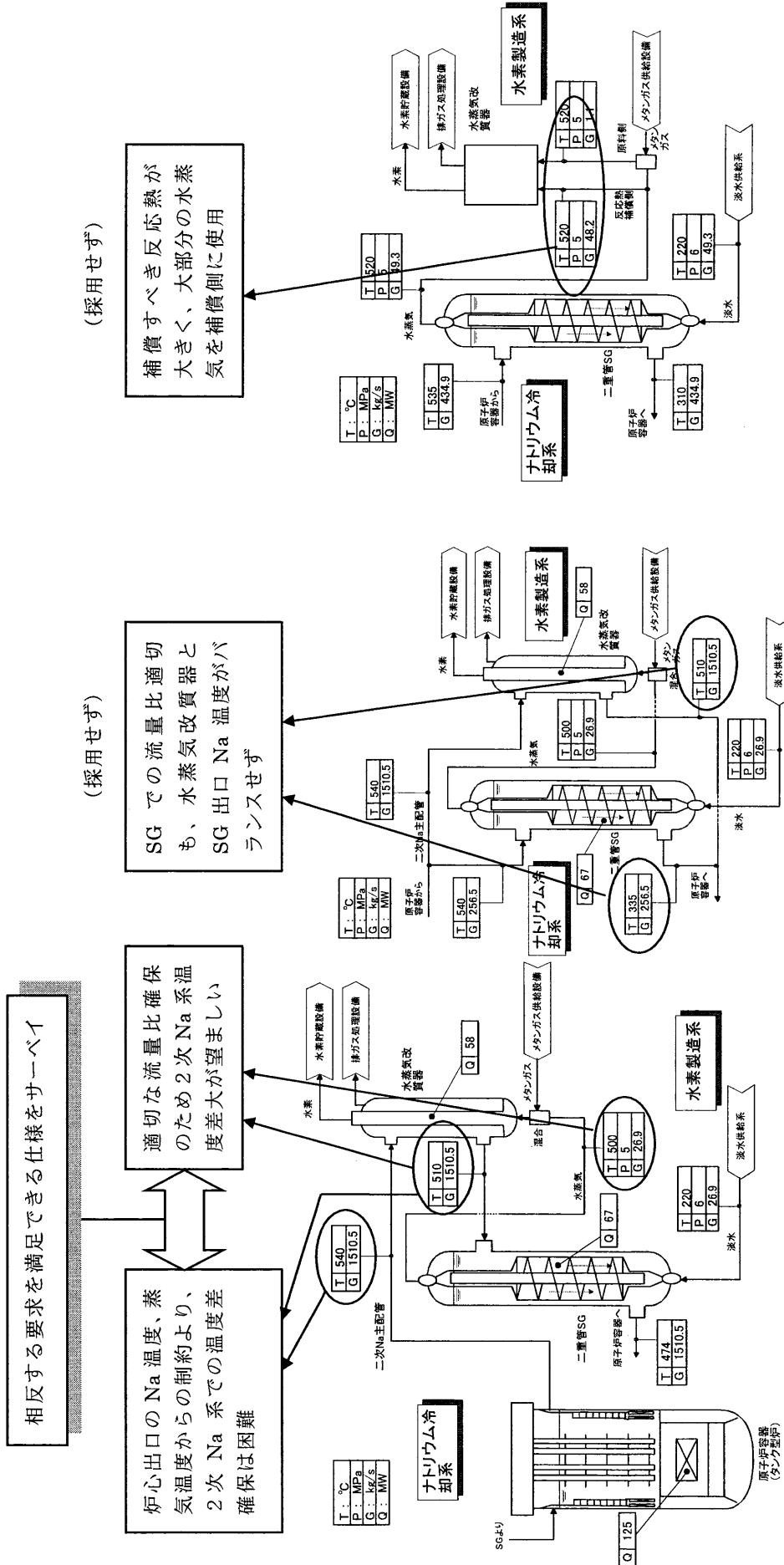
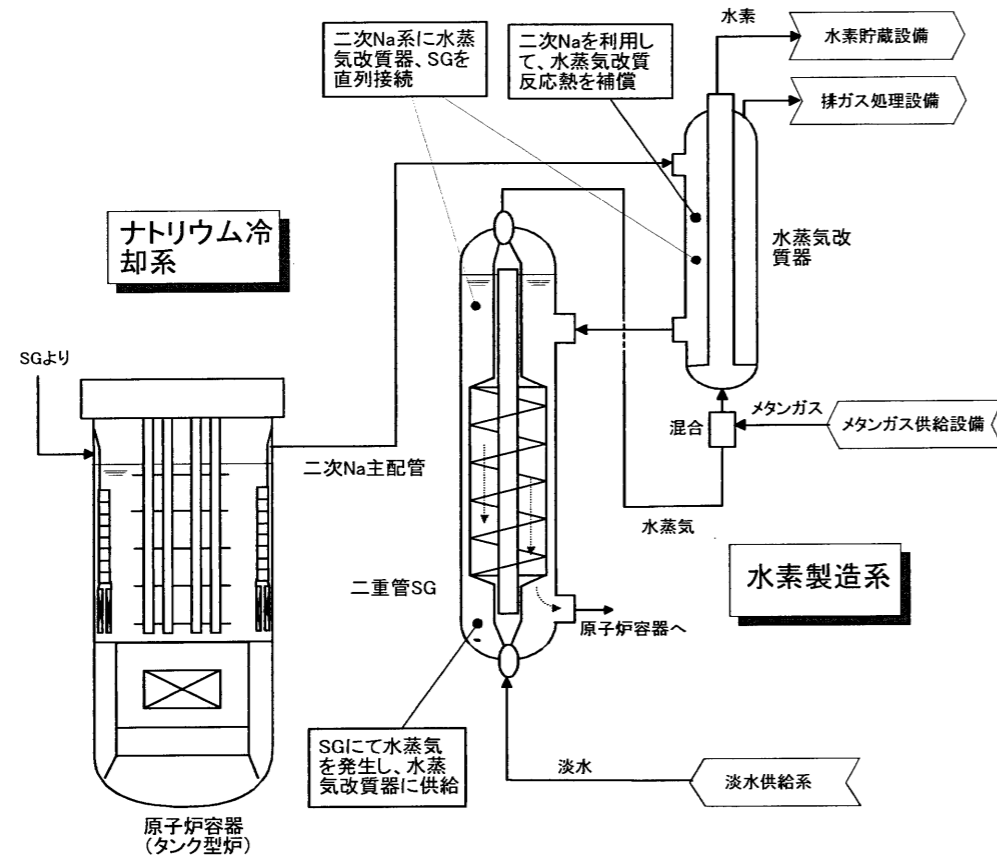
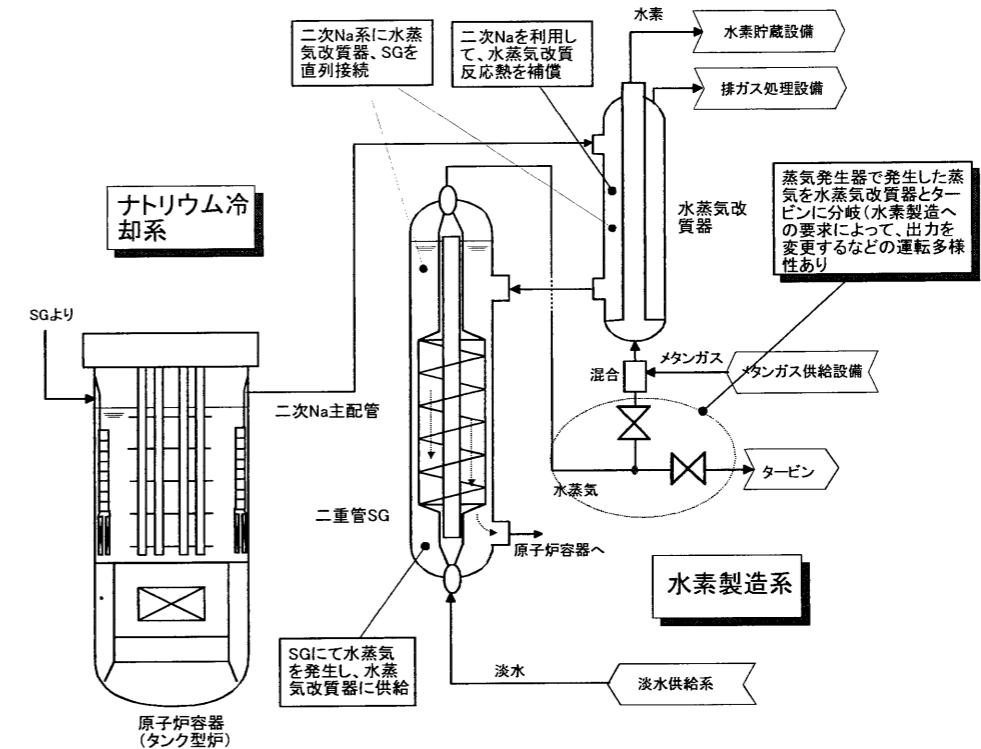


図 5.3.1-3 プラント流体により水蒸気改質反応熱補償を行う概念のヒートマスバランス例

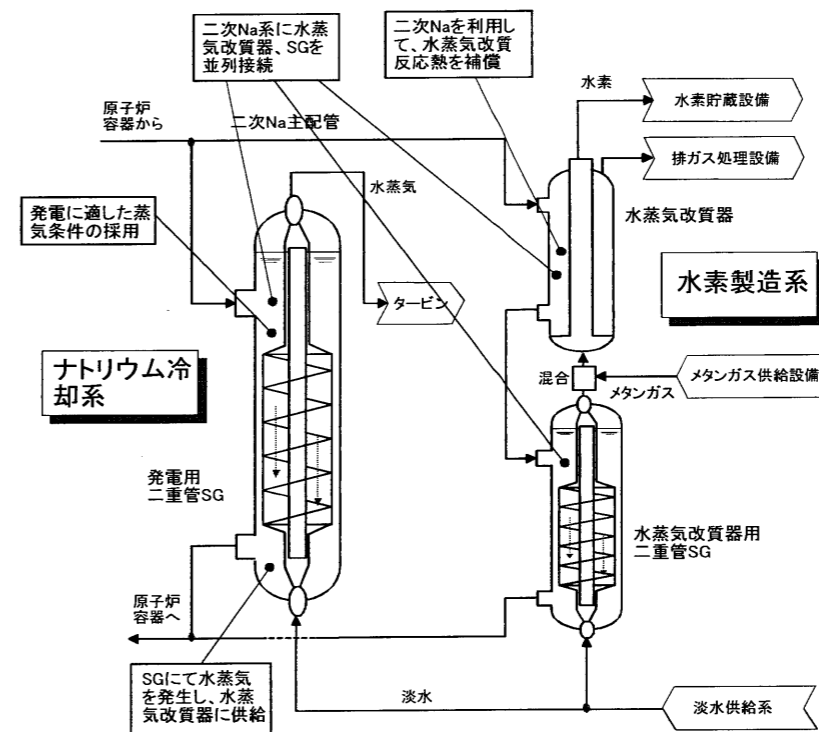


水素製造のみを行うケース
(2次Na系に、水蒸気改質器と蒸気発生器を直接接続)

図 5.3.1-4 今後の検討対象とする水蒸気改質法を使用したナトリウム冷却小型炉の系統構成(案)



水素製造と発電などを組み合わせるケース 1 (直列接続。蒸気発生器で発生した蒸気を水蒸気改質器とタービンに分岐して供給)



水素製造と発電などを組み合わせるケース 2 (並列接続。水蒸気改質器、タービンの各々に適合する蒸気発生器を設置)

5.3.2 水素製造に係わる安全性検討

(1) 概要

原子力水素プラントについて安全上考慮すべき事項を整理し、設計対応方針をまとめ、今後の課題を設定した。

(2) 火災・爆発に対する安全設計の考え方

(i) 一般的な化学プラントで発生する火災・爆発に対する安全設計の考え方

化学プラントの安全確保のために適用される法律は保安 4 法（高压ガス取締法、消防法、石油コンビナート等災害防止法、労働安全衛生法）である。火災・爆発に対しては、深層防護の概念に基づき、発生防止、拡大防止および影響軽減の各対策を施すことが要求されている。

① 発生防止対策として規定されている項目

- a. 点火源の管理
- b. 圧力上昇防止措置
- c. 外因による損傷防止措置
- d. 誤操作防止措置
- e. 耐圧設計

② 拡大防止対策として規定されている項目

- a. 緊急処理装置
- b. 流出拡大防止設備
- c. 防消火設備
- d. 警報・通報設備
- e. 動力源の予備等の設置

③ 影響軽減対策として規定されている項目

- a. 防爆構造
- b. 防火・耐火構造
- c. 離隔距離

(ii) 原子力プラントで発生する火災に対する安全設計の考え方

原子力関連法案では、一般的な化学プラントに適用される対策に加え、いかなる場所の想定される火災において、原子炉停止のために新たに作動が要求される安全保護系および原子炉停止系の機器が単一故障しても、高温停止できることが求められる。また、低温停止に必要な系統はいかなる場所の想定される火災においても機能喪失しないことが要求される。具体的には、原子炉停止に必要な動的機器は、冗長性および多重性を持たせることにより、単一故障が発生しても機能喪失しないことが求められる。一般的な化学プラントと原子力プラントとを比較した場合、原子力プラントでは冗長性および多重性が要求される点で、より厳しい安全要求を課せられている。

(iii) 原子炉建屋外部で発生する火災・爆発に対する安全設計の考え方

原子炉の核熱を利用して水素を製造するには、原子炉と水素製造プラントを近接して設置することが望ましい、一方プラントでは水素製造プラントで火災・爆発が発生すると、原子炉に影響を及ぼす可能性がある。このような原子炉システムにおいては、原子炉の安全性を確保するために、水素製造プラントと原子炉の安全上重要な機器・構造物との間に十分な離隔距離を設け、水素製造プラントで発生した火災・爆発が原子炉に及ぼす影響を十分に軽減することを安全設計の基本方針とする。すなわち、水素製造設備を原子炉建屋外部に設置し、火災・爆発時の影響緩和を主体として具体的方策を講じるものである。

離隔距離の検討については、高温ガス炉における検討[3]が報告されており、水素の空気中の浮力を保守的にみて拡散しにくい体系としての検討であるため、300mという非常に長い離隔距離を必要とする結果となっている。敷地取得の面で合理化するためには、安全評価条件の合理化などの対応が必要と考えられる。

(iv) 原子炉建屋内部で発生する火災・爆発に対する安全設計の考え方

水素製造設備を原子炉建屋外に設置することは、核熱利用の観点からは熱損失が大きくなること、および施設用地の確保に難点がある。これらの点が大きな問題となる場合は、水素製造設備を原子炉建屋内に設置することを考えなければならない。このことは、原子炉建屋外に設置する水素製造設備の安全設計と比較して、安全上重要な機器の信頼性を向上させた設計が必要となることを意味する。すなわち、火災・爆発の発生防止を主体として具体的方策を講じるものである。

一般的な化学プラントに適用される保安4法と、原子力関連法との安全設計の考え方の違いは、安全上重要な機器について多重性が要求されるかどうかである。原子炉建屋内部に設置する水素製造設備には、当然、安全上重要な機器について多重性が要求されなければならない。

(v) 水蒸気改質器および蒸気発生器の配置に関する検討

水蒸気改質器および蒸気発生器の配置による経済性、安全性などの影響について、原子炉建屋の内外別に、表 5.3.2-1 に整理した。

水蒸気改質器および蒸気発生器の配置は、可燃性ガス配管とナトリウム配管の長さに影響を及ぼす。ナトリウム漏えい対策の観点からはナトリウム配管は屋内設置を要求される。熱の有効利用の観点から、熱伝導率の良いナトリウムの配管長を伸ばすことは好ましくない。

水蒸気改質器および蒸気発生器を原子炉建屋内部に設置するためには、水素製造部での火災・爆発を、安全設備の多重化により防護することが必要で

ある。

(3) 原子力水素プラントにおける安全設計のための検討事項

ナトリウム冷却炉と水素製造プラントの組み合わせを想定して以下の観点より水素製造プラントにおける安全上検討すべき点を示す。

- ① 2次ナトリウム系への改質ガスの漏えい
- ② 2次ナトリウム系の水素濃度への影響
- ③ トリチウム発生量への影響
- ④ 原子炉冷却系としての影響

(i) 2次ナトリウム系への改質ガスおよび水素の漏えい

伝熱管破損等により改質ガスとナトリウムが接すると原子炉 2 次系での激しい反応による機器破損の恐れがある。現状では改質ガスとナトリウムの反応は定量的な知見がない。

(ii) 2次ナトリウム系の水素濃度への影響

2次ナトリウム系の水素濃度増加のため、構造材料の水素脆化、水素濃度、蒸気発生器におけるナトリウム-水反応検出精度低下、コールドトラップ寿命低下などを引き起こす可能性がある。

以下の被覆管内の水素が 1 次ナトリウムに放出されることを想定した水素透過モデルを使用して、2次ナトリウム系への水素透過量の概略評価を行った。

$$H_p = \frac{2\pi l}{\ln(r_2/r_1)} P_m (\sqrt{p_1} - \sqrt{p_2}) = \frac{P_m}{t} (\sqrt{p_1} - \sqrt{p_2}) \frac{A_2 - A_1}{\ln(A_2/A_1)}$$

H_p : 水素透過率[mol/sec]

P_m : 水素透過係数[mol/(m·sec·Pa^{1/2})]

p_1, p_2 : 管内/管外水素分圧[Pa]

l : 伝熱管総長さ[m]

r_1, r_2 : 管内径/管外径

A_1, A_2 : 管内/管外表面積

t : 管肉厚

また水素透過係数 P_m は次のような温度依存性を有しており、水蒸気改質器のナトリウム温度をもとに設定した。

$$\log P_m = -7.622 - 0.177 \times \frac{10000}{T_k}$$

本計算で想定した体系を図 5.3.1-1 に示す。反応管内の水素分圧は、水蒸気改質器の反応体系でメタンガス転化率を計算した結果を使用した。ナトリウム側の水素分圧については、実際にはナトリウム中に水素が溶解しており、

この状態と等価な「分圧」を設定する方法が見つからなかったため、透過量を保守側に見るために分圧 0 とした。中間のヘリウム層では、やはり保守側評価とするために、水素は滞留するものとし、水素流動の定常状態では反応管側から流入する量とナトリウム管側に流出する量が同じになると考え、両者が同量となるようにヘリウム層における水素分圧を設定した。水素透過率に影響する管の内径、外径および伝熱管長さは、水蒸気改質器の設計で算出された値を用いた。

計算結果を表 5.3.2-2 に示す。表中の薄い網掛けの項目は、水蒸気改質器設計データ (5.3.3 参照) からの入力値である。水素透過量の計算結果は表中水色の項目である。現在の水蒸気改質器設計では、(単独 2) 案で最大約 0.225mol/sec、すなわち約 0.45g/sec の水素がナトリウム側に透過する結果となった。少なく見積もっても、「併用 2」案で約 0.09mol/sec (約 0.18g/sec) の水素が透過する。これらの値は 150 万 kWe ナトリウム大型炉の蒸気発生器における水素透過量約 1.2g/h の約 500~1000 倍以上という大きな透過量である。蒸気発生器の単位面積あたりの透過率 ($4.0 \times 10^{-11} \text{kg/m}^2\text{sec}$) と比較しても、4 桁大きくなっている。

この透過水素量に対してナトリウム純化系を従来レベルの水素濃度 (0.1ppm オーダー) に維持するためには、150 万 kWe 級ナトリウム冷却大型炉で使用されるコールドトラップの 500~1000 倍以上の流量 (12200~24400ton/h) が必要となるが、現実的ではない。そのため、「水素透過量低減の必要性」および「透過水素量低減のための対策」の 2 点について考察した。

(a) 水素透過量低減の必要性

水素透過量の増加は、ナトリウム中の水素濃度の増加と同一で、この場合のプラントに与える影響を考察した。

- ① ナトリウム中の水素濃度増加に伴い、ナトリウム-水反応検出のための水素濃度計の感度に影響する。
- ② 水素が継続的に供給される場合、水素脆化に対して対策が必要となる。水素脆化に耐性のある材料 (たとえば SUS310S) を用いることも検討する必要がある。
- ③ ナトリウム中水素濃度が増える場合、コールドトラップ寿命に影響を与える。水素濃度が増加すると、コールドトラップで捕獲される水素化物 (ナトリウム H) の量も増加する。コールドトラップはナトリウム中の水素化物や酸化物等の不純物を除去する重要な機器であるが、水素濃度増加に伴い水素化物の捕獲量が増加し、必要な寿命期間を達成するためにはコールドトラップメッシュ体積を増加しなければならない。その量は水素透過量に比例する。そのため、ナトリウム冷却大

型炉の蒸気発生器の 1000 倍の水素が透過するのであれば、メッシュ体積も大型炉用の 1000 倍とするか、メッシュ交換回数を増やさなければならぬ。これはプラントの物量増加、または運転性の低化につながる。

(b) 水素透過量低減および影響緩和のための対策

水素透過量低減および影響緩和のための対策を以下にまとめた。

- ① 水蒸気改質器設計を行う場合、伝熱管（反応管およびナトリウム管）の寸法が同じ条件では、透過量は反応管内水素分圧の平方根および伝熱管本数に比例することに留意する。また、水素脆化についても考慮する必要がある。
- ② ナトリウム系への透過量を低減するための方策として、水蒸気改質器にヘリウム充填層を設置し、ヘリウムとともに水素を循環、回収して積極的に水素濃度を減らすことが考えられる。
- ③ 蒸気発生器伝熱管破損の検知を水素濃度の測定で行うには、水蒸気改質器からの外乱が大きくなるために困難となる。そのため、蒸気発生器でのナトリウム-水反応を検出には、酸素濃度測定による方法が有効である。また、水蒸気改質器伝熱管の内外管同時破損に対しては、メタン濃度測定により蒸気発生器での伝熱管破損と区別することができる。

(iii) トリチウム発生量への影響

水素製造側から原子炉系へ大量の水素混入の懸念と、その水素の放射化によるトリチウム生成量増大の恐れがある。

以下の検討条件をもとにトリチウムの発生量を概略評価した。

水素の同位体割合：H 99.9852%、D 0.0148%

H および D の FBR 中での(n, γ)断面積：

$$H(n, \gamma)D \quad 2.073 \times 10^{-4} \text{ barn}$$

$$D(n, \gamma)T \quad 3.369 \times 10^{-6} \text{ barn}$$

高速炉中の中性子束を $10^{15} \text{ n/cm}^2 \text{ s}$ とすると、原子炉プラント寿命中の中性子フルエンスは次のように算出される。

$$\begin{aligned} 60(\text{y}) \times 365.25(\text{d/y}) \times 24(\text{h/d}) \times 60(\text{min/h}) \times 60(\text{s/min}) \times 10^{15}(\text{n/cm}^2 \text{ s}) \\ = 1.9 \times 10^{24}(\text{n/cm}^2) \end{aligned}$$

水素の中性子吸収断面積は $10^{-4} \text{ barn} = 10^{-28} \text{ cm}^2$ のオーダーである。つまり、FBR の照射領域に存在する水素量の 10^{-4} が重水素になりうる。もともと水素には、重水素が 1.48% 含まれるので、照射により増える重水素量は無視できる。

また、重水素の中性子吸収断面積は $10^{-6} \text{ barn} = 10^{-30} \text{ cm}^2$ のオーダーである。

つまり、FBR の照射領域に存在する重水素量の 10^6 だけがトリチウムになりうる。通常の FBR では、FP としてのトリチウム生成量はプラント寿命中多くても数 10g と考えられることから、この量に相当するトリチウムが水素への照射で発生するには、照射領域中に常に 10^7 g 相当、すなわち 10ton 程度の重水素がなければならない。しかし、冷却材中の濃度がこのように高くなることは考えられない。したがって、原子力による水素製造が原因でトリチウム発生量が多くなることはない。

(iv) 原子炉冷却系の影響

原子炉冷却系に水蒸気改質器を設置した場合に懸念される運転に対する影響を以下に示す。

- ① 水素製造側の定格運転状態が原子炉冷却系へ与える影響
- ② 水素製造側起動・停止時の原子炉冷却系への影響
- ③ 水素製造側のトリップによる原子炉冷却への過渡的な影響

対策としては水素製造系のヒートマスバランスの変化を他の冷却系で吸収できるシステムを構築する。例えば、水素製造側のトリップを吸収できる容量の蒸気発生器等を設置することが考えられる。

今後、以下の事項を検討する必要がある。

- ① 原子炉冷却系としての水蒸気改質器の設計条件
- ② 水素製造系の過渡的な運転状態を吸収可能な原子炉側設計条件
- ③ 定格運転までの手順の整備
- ④ 非原子炉系として扱うための設計対応

(4) 安全性検討のまとめ

原子力水素プラントにおいて安全上考慮すべき以下の事項に係わる検討を行い、今後の課題を抽出した。

- ① 水素漏えい対策を考慮した水蒸気改質器の配置
- ② 水蒸気改質器伝熱管破損対応（ナトリウム-改質ガス反応）
- ③ 水蒸気改質器から 2 次ナトリウムへの水素透過
- ④ トリチウム発生

①、②は定量的な評価は本年度実施しなかったため今後の検討が必要である。

③について、2 次系への水素透過量は、ナトリウム冷却大型炉の 1000 倍程度と予想されコールドトラップの増強等の設備対応が必要であることがわかった。

④について水素放射化の観点よりトリチウム発生は無視できる見通しを明らかにした。

表 5. 3. 2-1 水蒸気改質器 (RF) と蒸気発生器 (SG) の建屋配置による得失の影響

建屋内外配置	RF:OUT SG:OUT	RF:OUT SG:IN	RF:IN SG:IN	備考
Na配管長さ大	△	△	○	いずれにしても漏えい監視は必要
熱損失大				
Na漏えい監視範囲拡大 地震によるNa配管破損 禁水範囲拡大				
可燃性ガス配管長さ大	○	△	△	
ガス漏えい監視範囲拡大				
原子炉建屋内爆発 多重性要求	○	△	▲	

印は○、△、▲の順に優れた特徴の意味。横軸の相対評価であり、絶対評価ではない

表5.3.2-2 2次ナトリウム系への水素透過推定量

項目	単位	改質器タイプ					
		併用1	単独1	併用2	単独2	併用R1	単独R1
改質温度	°C	450	450	500	500	450	450
水素透過係数	mol/(m ² ·sec·Pa ^{1/2})	8.52E-11	8.52E-11	1.23E-10	1.23E-10	8.52E-11	8.52E-11
水素分圧	Pa	9.36E+04	1.13E+05	1.08E+04	5.96E+04	1.46E+05	1.46E+05
反応管内径	m	5.30E-02	5.30E-02	5.30E-02	5.30E-02	5.30E-02	5.30E-02
反応管厚さ	m	1.00E-03	1.00E-03	1.00E-03	1.00E-03	1.00E-03	1.00E-03
反応管外径	m	5.50E-02	5.50E-02	5.50E-02	5.50E-02	5.50E-02	5.50E-02
反応管伝熱長さ	m	57769	77080	100946	111010	63672	88785
He層への水素透過量	mol/sec	1.10E-01	1.61E-01	9.04E-02	2.25E-01	1.46E-01	2.03E-01
He層水素分圧	Pa	3.03E+04	3.66E+04	3.71E+03	2.15E+04	5.02E+04	5.01E+04
Na管内径	m	5.58E-02	5.58E-02	5.58E-02	5.58E-02	5.58E-02	5.58E-02
Na管厚さ	m	1.40E-03	1.40E-03	1.50E-03	1.60E-03	1.50E-03	1.50E-03
Na管外径	m	5.86E-02	5.86E-02	5.88E-02	5.90E-02	5.88E-02	5.88E-02
Na管伝熱長さ	m	57769	77080	100946	111010	63672	88785
Na管外表面積	m ²	155.8	207.9	274.1	303.5	172.9	241.1
2次Na側水素分圧	Pa	0	0	0	0	0	0
2次Na側への水素透過量	mol/sec	1.10E-01	1.61E-01	9.04E-02	2.25E-01	1.46E-01	2.03E-01
Na管外表面積あたり透過量	mol/(m ² ·sec)	7.06E-04	7.76E-04	3.30E-04	7.41E-04	8.43E-04	8.42E-04
	kg/(m ² ·sec)	1.41E-06	1.55E-06	6.60E-07	1.48E-06	1.69E-06	1.68E-06

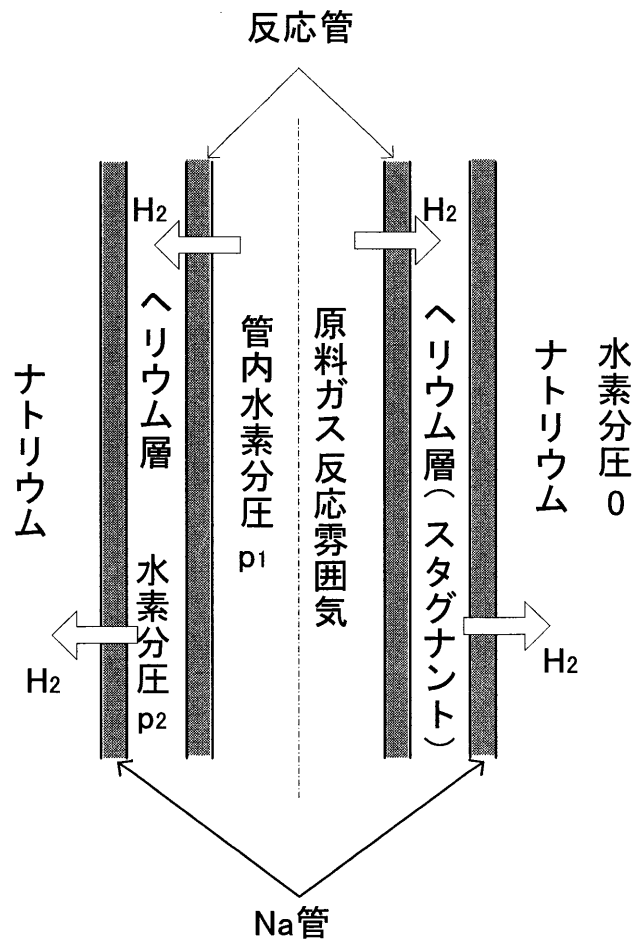


図 5. 3. 2-1 水素透過量計算体系

5.3.3 ヒートマスバランスの特性把握と候補案の抽出

5.3.1 節の基本構成に対し、特性を把握し検討対象の系統仕様を限定する目的で以下の検討を行った。

- ① ヒートマスバランスのパラメータサーベイを行って、原子力水素プラントの系統特性を把握する。
- ② サーベイした仕様のうち原子炉と冷却系の設計が妥当と思われる系統仕様に対し経済性を概略比較する。
- ③ 水素製造の経済性向上と原子炉の設計上の制限を考慮して、原子力水素プラントの特性上、系統仕様として有望となる候補案を抽出する。
- ④ 抽出した候補案について水素製造単価の簡単な評価を行う。

(1) 検討対象

ヒートマスバランス特性把握の検討対象は以下のとおりである。

- ① 基本構成：水素製造単独プラント（図 5.3.3-1）
水素製造・発電併用プラント（図 5.3.3-2）
- ② 熱出力：375MWt^{注1)}
- ③ 炉心燃料および原子炉出口温度

原子炉出口温度	備考
510℃	金属燃料想定（530℃は高温化炉心を想定）
530℃	
550℃	酸化物燃料想定（580℃は高温化炉心を想定）
580℃	

- ④ 水蒸気改質反応熱の補償方法：2次ナトリウムによる熱の利用
- ⑤ 水蒸気改質器と蒸気発生器の接続方法：直列接続^{注2)}

注1) 本年度のナトリウム冷却小型炉の出力で建設コスト 35 万円/kWe を実現可能な見通せる出力。

注2) 高温のナトリウムを水蒸気改質器に送る観点から並列接続より直列接続が有望と判断した。

(2) 水蒸気改質反応の条件

水蒸気改質反応に係わる検討条件は以下のとおりである。

- ① 燃料ガス：メタンガス
- ② 反応式： $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$
- ③ 反応熱およびメタンガス転化率：表 5.3.3-1（表 5.3.3-2 の水蒸気改質器を使用したデータ）

④ 圧力依存性：考慮せず^{注1)}

⑤ S/C：2.9

本検討では温度依存性や圧力依存性を理論的に求める手法が定かではないため転化率は文献[2]の実験値を使用した（表 5.3.3-1：転化率、表 5.3.3-2：実験で用いられた改質器仕様）。

注1) 蒸気発生器の流動安定性の観点より高圧の蒸気が望ましい。しかし改質反応の実績は 0.608MPa 以下で、この圧力依存性は水素分離膜の仕様に依存する可能性も有している。本検討ではメタンガス転化率に対する圧力の影響を考慮しなかった。

(3) 検討方法

原子力水素プラントのヒートマスバランスのパラメータサーベイおよび経済性評価方法を取りまとめた。

(i) 水素製造単独プラント検討フロー

水素製造単独プラントに関するパラメータサーベイの検討フローを図 5.3.3-3 に示す。パラメータおよび固定条件は以下のとおりである。

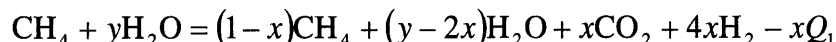
(パラメータ)

- ① 原子炉出口温度：510～580℃
- ② 2次系ホットレグ温度
(水蒸気改質器入口ナトリウム温度)：465～570℃
- ③ 水蒸気改質温度：450、500℃

(固定条件)

- ① 蒸気発生器入口ナトリウム温度
(水蒸気改質器出口ナトリウム温度)：水蒸気改質温度+10℃
- ② 蒸気発生器給水温度：220℃
- ③ 蒸気温度：水蒸気改質温度に同じ
- ④ 蒸気圧力：5MPa
- ⑤ 1次系コールドレグ温度：2次系コールドレグ温度+10℃

転化率を x 、S/C 比を y 、 Q_1 を反応熱とすると水蒸気改質反応の式は以下のように表される。



反応 x (mol) 分に対し、蒸気発生器を通過する蒸気の実モル数は y ため、原子炉の熱出力 W (kWt) の水蒸気改質器における反応熱分 W_1 (kWt) と蒸気発生器における蒸気加熱分 W_2 (kWt) は以下の3式から求まる。

$$W = W_1 + W_2$$

$$W_2 = G_s (H_s (\text{蒸気温度}) - H_s (\text{給水温度}))$$

$$W_1 = \text{給水モル流量} \times \frac{x}{y} \times Q_1 = \left(\frac{1000G_s}{18} \right) \times \left(\frac{x}{y} \right) \times Q_1$$

ここで G_s (kg/sec) は蒸気流量、 $H_s(T)$ (kJ/kg) は温度 T 、圧力 5MPa の蒸気のエンタルピである。

水蒸気改質器の出口温度は水蒸気改質温度 + 10℃ としており、パラメータである水蒸気改質器入口温度より水蒸気改質器の ΔT が計算される。反応熱である W_1 より以下の式から 2 次ナトリウム流量 G_2 (kg/sec) を定めることができる。

$$G_2 = \frac{W_1}{H_{Na}(\text{改質器入口}) - H_{Na}(\text{改質器出口})}$$

上記の 2 次ナトリウム流量が定まると蒸気発生器入口ナトリウム温度 (= 水蒸気改質器出口ナトリウム温度) をもとに、蒸気発生器における蒸気加熱分から蒸気発生器出口ナトリウム温度が求まる。

$$H_{Na}(SG\text{出口}) = H_{Na}(SG\text{入口}) - \frac{W_2}{G_2}$$

蒸気発生器出口ナトリウム温度は 2 次系のコールドレグ温度であり、1 次系のコールドレグ温度を 2 次系コールドレグ + 10℃ としているため出口温度をパラメータとして与えると 1 次系のナトリウム流量が求まる。以上の検討により系統のヒートマスバランスが定まる。

また水素製造系に関しては水素製造量 (Nm³/h) および反応ガス流量は以下のように表される。(水素の密度を 0.0899(kg/m³))

$$\text{水素製造量}(Nm^3/h) = 4 \times \frac{2 \times 10^{-3}}{0.0899(kg/m^3)} \frac{W_1}{Q_1}$$

$$\text{廃ガス流量}(Nm^3/h) = \frac{1-3x+y}{4x} \times \text{水素製造量}(Nm^3/h)$$

(ii) 水素製造・発電併用プラント検討フロー

水素製造・発電併用プラントのパラメータサーベイの検討フローを図 5.3.3-4 に示す。併用プラントの場合のパラメータおよび固定する条件を以下に示す。

(パラメータ)

- ① 原子炉出口温度：510～580℃
- ② 2 次系ホットレグ温度
(水蒸気改質器入口ナトリウム温度)：465～570℃
- ③ 水蒸気改質温度：450、500℃

(固定条件)

- ① 蒸気発生器入口ナトリウム温度

(水蒸気改質器出口ナトリウム温度)：水蒸気改質温度+10℃

- ② 2次系ΔT：165℃ (150MWe 小型炉と同等)
- ③ 蒸気発生器給水温度：220℃
- ④ 蒸気温度：水蒸気改質温度に同じ
- ⑤ 蒸気圧力：5MPa
- ⑥ 発電効率：40%
- ⑦ 1次系流量：1900kg/sec (150MWe 小型炉と同等)

併用プラントは参照している 150MWe プラントに可能な範囲で冷却系の仕様を同一としている。2次系のΔTが165℃で固定しているため2次ナトリウムの流量 G_2 (kg/sec)はパラメータである2次系ホットレグ温度を与えると以下の式で求まる。

$$G_2 = \frac{375000kWt}{H_{Na}(2次系ホットレグ) - H_{Na}(2次系コールドレグ)}$$

2次系のホットレグ温度は水蒸気改質器の入口温度であり、水蒸気改質器の出口温度は水蒸気改質温度+10℃で固定しているため、水蒸気改質器のΔTと2次ナトリウム流量がきまると反応熱量 W_1 が定まる。

$$W_1 = G_2 \times \{H_{Na}(\text{改質器入口}) - H_{Na}(\text{改質器出口})\}$$

反応熱 W_1 が決まると転化率 x と S/Cy の関係から反応に必要な蒸気流量 $G_{s,r}$ が以下の式から求まる。

$$G_{s,r} = \frac{18}{1000} \frac{W_1 y}{Q_1 x}$$

反応熱に使用されなかった熱は蒸気発生器での蒸気加熱量 W_2 となる。よって蒸気発生器の蒸気流量 $G_{s,SG}$ は蒸気の条件が固定条件から定まるため

$$G_{s,SG} = \frac{W_2}{H_s(\text{蒸気温度}) - H_s(\text{給水温度})}$$

で求まる。発電に用いられる蒸気流量 $G_{s,e}$ 、発電電力 P (kWe) (発電効率 40%) は以下のように表される。

$$G_{s,e} = G_{s,SG} - G_{s,r}$$

$$P = 0.4 \times W_2 \times \frac{G_{s,e}}{G_{s,SG}}$$

1次系のコールドレグ温度は1次系流量を 1900kg/sec で固定しているため以下のように計算される。

$$H_{Na}(\text{1次系コールドレグ}) = H_{Na}(\text{1次系ホットレグ}) - \frac{375000(\text{kWt})}{1900(\text{kg/sec})}$$

水素製造量や廃ガス流量は水素製造単独プラントの場合と同様の方法で反応熱量から求まる。

(iii) プラント建設単価評価方法

経済性評価では水素製造量 (Nm³/h) あたりの原子力水素プラントの建設単価を使用した。水素製造単独プラントの建設単価は以下のように表される。

$$\text{建設単価 (円/Nm}^3/\text{h)} = \frac{\text{建設コスト(円)}}{\text{水素製造量(Nm}^3/\text{h)}}$$

一方、水素製造・発電併用プラントの原子炉からの熱を水素製造と発電の両方に使用するため同じ方法を使用することができない。このため以下のように発電コストを補正した建設単価を算出した。まずプラントのコストを以下のように分類する。

- ① 原子炉系
- ② 冷却系
- ③ 発電設備系
- ④ 水素製造系
- ⑤ その他

上記のうち①②⑤は発電・水素製造で共用し、①②⑤のコストの合計を以下では炉・冷却系コストと呼ぶ。炉・冷却系コストは発電分と水素製造分に使用した熱にしたがって以下のように分割する。

$$\begin{aligned} & \text{炉・冷却系 (水素分)} \\ & = \text{炉・冷却系} \times \frac{\text{水素製造に使用した熱(MWt)}}{375\text{MWt}} \end{aligned}$$

水素製造の建設単価は以下で表される。

$$\text{建設単価} = \frac{\text{炉・冷却系 (水素分)} + \text{水素製造系} + \text{発電スケールデメリット分}}{\text{水素製造量(Nm}^3/\text{h)}}$$

ここで発電のスケールデメリット分とは併用プラントでは小規模の発電を行うために、発電設備のコストに生じたスケールデメリットを評価したもので、以下のように評価する。

$$\begin{aligned} & \text{発電スケールデメリット分} \\ & = \text{炉・冷却系 (発電分)} + \text{発電設備系} \\ & \quad - 150\text{MWe発電プラントコスト} \times \frac{\text{併用プラント電気出力MWe}}{150\text{MWe}} \end{aligned}$$

(iv) 水素製造単価評価法

水素製造単価は以下の式で構成される。このうち資本費、運転費、燃料費はナトリウム冷却大型炉の値を用いて外挿する。

$$\begin{aligned} \text{水素製造単価} \\ &= \text{資本費} + \text{運転費} + \text{燃料費} \\ &\quad + \text{外部電源費} + \text{燃料ガス費} + \text{水費} + \text{CO}_2\text{固定費} \end{aligned}$$

(a) 資本費

資本費は建設単価 17.2 万円/kW の 1500MWe 大型炉で 1.42 円/kWh である[4]。

原子力水素プラントの水素製造単価を計算する場合には発電単価を熱出力単価に置き換えた後に、水素製造単価に換算する。資本費の評価法と水素単位体積あたりコストへの換算法を以下に示す。

$$\begin{aligned} \text{資本費 (円/kWh)} \\ &= \frac{1.42\text{円/kWh}}{17.2\text{万円/kWe}} \times \frac{\text{水素製造プラント建設費 (百万円)}}{375000\text{kWh}} \\ \text{資本費 (円/Nm}^3\text{)} &= \text{資本費 (円/kWh)} \times \frac{375000\text{kWh}}{\text{水素製造量 (Nm}^3\text{/h)}} \end{aligned}$$

発電プラントと併用の場合の原子力水素プラントの熱出力当りの資本費は総建設費中の原子力水素プラント分を用いて以下のように評価する。

$$\begin{aligned} \text{資本費 (円/kWh)} \\ &= \frac{1.42\text{円/kWh}}{17.2\text{万円/kWe}} \times \frac{\text{水素製造プラント分建設費 (百万円)}}{\text{水素製造に使用した熱MWh}} \\ \text{資本費 (円/Nm}_3\text{)} \\ &= \text{資本費 (円/kWh)} \times \frac{\text{水素製造に使用した熱kWh}}{\text{水素製造量Nm}^3\text{/h}} \end{aligned}$$

(b) 運転費

運転費はナトリウム冷却大型炉の値を参考に 1.53 円/kWh を用いる。水素製造当りの運転費に換算する方法は資本費と同様とする。

(c) 燃料費

燃料費はナトリウム冷却大型炉の値を参考に 1.06 円/kWh を用いる。水素製造当りの運転費に換算する方法は資本費の場合と同様とする。

(d) 外部電源費

水素製造単独プラントでは所内で発電を行わず外部から電源を購入するため、これに相当する電気使用量を考慮する。外部から電気を購入した場

合の電気量は 11 円/kWh と仮定した。ナトリウム冷却大型炉の所内負荷率は 4.6%でありこの値を用いると使用電力は

$$\text{使用電力} = 150\text{MWe} \times 0.046 = 6.9\text{MWe}$$

$$\text{外部電源費 (円/Nm}^3\text{)} = 11(\text{円/kWh}) \times \frac{6900\text{kWh}}{\text{水素製造量 (Nm}^3\text{/h)}}$$

(e) 燃料ガス費

燃料ガスとしては現状想定しているメタンガスの値段を使用する。メタンガスの値段は様々な報告があるが 29280 円/ton を仮定する[7]。メタンガスの密度を 0.717kg/m³として以下のようにメタンガス Nm³あたりに換算する。

$$\begin{aligned} \text{燃料ガス費 (円/Nm}^3\text{ - CH}_4\text{)} \\ &= \frac{29280\text{円/ton}}{1000} \times 0.717\text{kg/m}^3 = 20.99(\text{円/Nm}^3\text{ - CH}_4\text{)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{燃料ガス費 (円/Nm}^3\text{)} \\ &= 20.99(\text{円/Nm}^3\text{ - CH}_4\text{)} \times \frac{1}{4} = 5.23\text{円/Nm}^3 \end{aligned}$$

(f) 水費用

水費用は 37 円/ton を仮定した。水素を 1mol 生成するごとに水は 0.5mol 消費する。よって水素の密度を 0.0899kg/m³とすると、製造水素当たりの水費用は以下ようになる。

$$\begin{aligned} \text{水費用 (円/Nm}^3\text{)} \\ &= 0.0899\text{kg/m}^3 \times \frac{18}{2} \times 0.5 \times \frac{37\text{円/ton}}{1000} = 0.01\text{円/Nm}^3 \end{aligned}$$

(f) CO₂固定費について

CO₂の固定費については船舶輸送による潰瘍深層処分方式を参考に 0.929 万円/ton を仮定する[8]。水素を 1mol 生成するごとに CO₂は 0.25mol 生成するため以下のように計算できる。

$$\begin{aligned} \text{CO}_2\text{固定費 (円/Nm}^3\text{)} \\ &= 0.0899\text{kg/m}^3 \times \frac{44}{2} \times 0.25 \times \frac{9290\text{円/ton}}{1000} = 4.59\text{円/Nm}^3 \end{aligned}$$

(4) 検討結果

(i) 水素製造単独プラント

(a) ヒートマスバランスのパラメータサーベイ

水素製造単独プラントに関するヒートマスバランスのパラメータサーベイの検討結果を表 5.3.3-3 に示す。

初めに系統の ΔT と流量に関して考察する。2次系ホットレグ温度に対する1次系の ΔT を図5.3.3-5、流量を図5.3.3-6に示す。水素製造単独プラントは水蒸気改質温度が高温すなわち500℃の条件で ΔT への制限が大きく、原子炉出口温度530℃のケースで ΔT は21℃、原子炉出口温度550℃のケースで74℃である。ただし原子炉出口温度を580℃のケースで127℃まで増加することが可能である。これに対し水蒸気改質温度450℃の条件では原子炉 ΔT を大きくでき、原子炉出口温度530℃のケースで ΔT は最大で153℃確保することが可能である。

2次系のホットレグ温度と1次系のコールドレグ温度の関係を図5.3.3-7、流量の関係を図5.3.3-8に示す。本検討では1次系の ΔT を可能な範囲で大きくしているために同じ条件ならば2次系は ΔT が小さく流量が大きい。2次系のホットレグ温度が低いと流量が過大になる傾向があり、本年度検討されているナトリウム冷却大型炉の流量を上回る。しかし系統を制約する条件としては原子炉 ΔT の制限の方が厳しくなっており、原子炉 ΔT の条件を満たす設計では冷却材の流量が課題とならない。

次に水蒸気改質温度と水素製造量の関係を検討する。反応熱に使用される熱は水素製造量に比例し、低転化率のケースでは蒸気、原料ガス、廃ガスの流量が増加する。水蒸気改質温度が450℃の場合は水蒸気改質温度が低下して転化率が減少したために、改質反応当たりの蒸気流量が増加する。この反面、蒸気加熱に必要な熱が少なくて済む効果もある。水蒸気改質温度と水素製造量の関係を表5.3.3-4に示す。水蒸気改質温度が500℃から450℃になると転化率は72%に低下するが、水素製造量は89%程度の低下になる。低転化率では蒸気流量が増加し反応熱に対する蒸気加熱の割合が増加するために水素製造量が低下するが、蒸気温度が低くて済むために蒸気加熱に必要な熱も低減している効果もあり、水素製造量が転化率に比例して低下しない。

(b) 経済性評価

パラメータサーベイの結果から得られた系統の仕様をもとに経済性評価(暫定)を行った。水素製造単独プラントの場合は水蒸気改質温度が同一条件では水素製造量や水素製造系のコストが一定となる。原子炉系と冷却系のコストを使用して建設コスト全体の比較が可能である。水蒸気改質温度500℃の場合は原子炉出口温度580℃以下のケースで1次系の ΔT が120℃以下となったため経済性評価対象から除外した。

水蒸気改質温度500℃、原子炉出口温度580℃のケースで原子炉系・冷却系のコストと2次系ホットレグ温度の関係を図5.3.3-9に示す。2次系ホットレグ温度が高いと1次系および2次系の ΔT が増加し流量が減少する傾向となる。炉心圧損を一定とした場合は1次系の流量減少に伴い炉心径が減少する。

また流量が減少するとポンプのコストが減少する。一方1次系および2次系のそれぞれの ΔT が増加すると、ホットレグ温度が近づくため、1次系および2次系間の対数平均温度差は減少する。そのため中間熱交換器の伝熱面積とともにコストが増加し、コスト最小の系統仕様が存在する可能性を有する。ただし本検討では炉心 ΔT を120℃以上の条件を設けているため、2次系ホットレグ温度は570℃の仕様が有望となる。

水蒸気改質温度450℃の場合は原子炉出口温度530℃と550℃を対象とした。図5.3.3-10と図5.3.3-11にそれぞれの原子炉系と冷却系のコストの比較を示す。水蒸気改質温度が450℃の場合は150MWeの小型炉の設計に可能な限り近づける意味で、金属燃料炉心適用の見通しを有する原子炉出口温度530℃、2次系ホットレグ温度128℃の系統仕様が有望となる。

水蒸気改質温度と水素製造系の建設コストを表5.3.3-5、水素製造当たりに換算したコストを表5.3.3-6に示す。水蒸気改質温度が450℃の場合は給水系・原料ガス・廃ガスの流量が増加するため水素製造系がコストが増加する。よって水素製造系に関しては水蒸気改質温度を高めて系統のガス流量を減少する方策が経済性向上に有効である。原子力水素プラントの建設単価の全体的な比較を図5.3.3-12に示す。水素製造系のコストの差から水蒸気改質温度が500℃のプラントの方が経済的に優れていることがわかる。ただし原子炉出口温度580℃の高温化炉心を用いているため課題なども多いと想定される。

(ii) 水素製造・発電併用プラント

(a) ヒートマスバランスのパラメータサーベイ

併用プラントのサーベイの結果を表5.3.3-7に示す。併用プラントでは2次系 ΔT と1次系の流量を固定条件として与えているため、2次系ホットレグ温度の変化による水素製造に利用する熱量と発電に利用する熱量の配分に着目した。2次系のホットレグ温度と熱の分配の関係を図5.3.3-13に示す。水蒸気改質温度が高温の場合は水蒸気改質器における ΔT を大きくするのに限界があり、反応熱量が小さくなるため、水素製造量が少なくなる傾向がある。

水蒸気改質温度500℃の場合は原子炉出口温度530℃でプラント全体の約13%の熱出力により水素製造を行う程度である。これに対し原子炉出口温度550℃で38%、580℃で77%出力により水素製造が行うことが可能である。

水蒸気改質温度450℃の場合は原子炉出口温度510℃で最大61%の熱出力により水素製造を行うことができる。原子炉出口温度530℃で93%の熱出力を利用することが可能で水素製造単独プラントと同等である。

(b) 経済性評価

パラメータサーベイの結果をもとに、検討対象をある程度限定した上で経済性評価を行った。

水蒸気改質温度 500℃の場合は水蒸気改質器の ΔT を大きく取れないため水素製造量が比較的少ない。原子炉出口温度 510℃の場合は水蒸気改質器 ΔT が取れず概念が成立しない。原子炉出口温度が 530℃の場合は水素製造に使用する熱が最大で 13%と小さく対象から除外する。また原子炉出口温度が 580℃の場合水素製造単独プラントの設計が可能であるため水素製造単独プラントで検討する。よって原子炉出口温度 550℃のケースのみ経済性評価の対象とした。

経済性評価の結果を表 5.3.3-7 に示した。2次系ホットレグ温度と建設単価の関係を図 5.3.3-14 に、水素製造に使用した熱の割合と建設単価の関係を図 5.3.3-15 に示す。2次系ホットレグ温度が上昇して水素製造量が増加すると発電側のタービンのスケールデメリットや水素製造量あたりの水素製造系の価格が減少する。発電規模の縮小化や熱交換器の伝熱面積増加の効果に対して水素製造量増加の効果が大きいため水素製造量が多いプラントほど建設単価が減少する傾向にある。よって原子炉出口温度が 550℃で2次系ホットレグ温度が 540℃の仕様が有望である。

水蒸気改質器が 450℃の場合は 150MWe ナトリウム冷却小型炉の設計を取り込むことを目指し、原子炉出口温度 510℃の仕様で経済性評価を実施した。水蒸気改質温度 500℃の場合と同じで水素製造量が多いほど経済性が向上するため、2次系ホットレグ温度 500℃のものを選定した。

(5) 系統仕様候補案の選定

水素製造単独プラントとして選定した系統仕様と建設コストを表 5.3.3-8、表 5.3.3-9 にまとめる。水蒸気改質温度 450℃の場合は原子炉出口温度 530℃（単独 1）、水蒸気改質温度 500℃の場合は原子炉出口温度 580℃（単独 2）を選定した。

また、水素製造・発電併用プラントの選定した系統仕様と建設コストを表 5.3.3-10、表 5.3.3-11 にまとめる。水蒸気改質温度 450℃の場合は原子炉出口温度 510℃（併用 1）、水蒸気改質温度 500℃の場合は原子炉出口温度 550℃（併用 2）を選定した。

水素製造単価の評価結果を表 5.3.3-12、表 5.3.3-13 に示す。現状の評価法では水素製造単価が 13 円/Nm³に対し原料ガス費（5.23 円/Nm³）と CO₂ 固定費（4.59 円/Nm³）の占める割合が大きく資本費の影響が小さい。

(6) ヒートマスバランス特性把握と候補案の抽出まとめ

5.3.1 節で抽出された原子力水素プラントの基本構成案に対しヒートマスバランスのパラメータサーベイを実施し、経済性を比較し系統仕様を検討した。水蒸気改質温度、水素製造単独プラントおよび水素製造・発電併用プラントの組み合わせ

せにより4つの候補概念の系統仕様を選定した。各仕様の概略を表 5.3.3-14 に示す。検討結果から以下のようなことが明らかになった。

① 水素製造単独プラント

- a. 水素製造系の経済性向上のために水蒸気改質温度を高温化すると炉心 ΔT が低下する傾向がある。このため系統仕様は炉心 ΔT の制限を受ける。
- b. 原子炉出口温度一定の条件で、水蒸気改質温度の高温化すると系統の ΔT 低下およびナトリウム流量増加が必要である。仕様によっては1500MWe 大型炉の主冷却系の流量を上回るために制限が必要と考えられるが、炉心 ΔT の制限の方が厳しく炉心 ΔT の制限を満たす場合は流量が十分小さな仕様になる。
- c. 水蒸気改質温度 500℃の場合、原子炉出口温度 530℃で炉心 ΔT は20℃である。このため金属燃料炉心を使用して水素製造単独プラントを設計することは困難である。酸化物燃料を用いさらに炉心を580℃に高温化した場合、炉心 ΔT を127℃にできるため仕様の候補案として有望視される。
- d. 水蒸気改質温度450℃の時は原子炉出口温度530℃で2次系ホットレグ520℃のケースで炉心 ΔT が153℃となる。経済性の観点から2次系ホットレグ510℃、 ΔT が128℃の仕様を候補案とする。

② 水素製造・発電併用プラント

- a. 2次系ホットレグ温度がより高い条件で反応熱を多く供給できるように水素製造量が増加し建設単価が安価になる傾向となる。
- b. 水素製造単独プラントと比較すると水素製造・発電併用プラントは水素製造量が少なく、小規模発電のスケールデメリットもあり、現状の経済評価手法では水素製造単価が高い。同じ炉心を用いて設計をする場合は水素製造単独プラントの方が有望視される。
- c. 水蒸気改質温度500℃の場合、原子炉出口温度530℃のケースで出力の13%しか水素製造を行わない。これに対し原子炉出口温度580℃のケースでは出力の93%で水素製造を行うことが可能で、若干の炉心 ΔT の低減により水素製造単独プラントの候補案として選定したものと同一仕様になる。よって併用プラントでは原子炉出口温度550℃、2次系ホットレグ温度540℃、38%の熱出力で水素製造を行う仕様を候補案とする。
- d. 水蒸気改質温度450℃の場合、原子炉出口温度530℃で炉心 ΔT を若干低下すれば水素製造単独プラントの設計が可能である。このため原子炉出口温度510℃、2次系ホットレグ温度500℃、62%熱出力で

水素製造を行う仕様を候補案として選定する。

③ 全般

- a. 水蒸気改質温度が高いとメタンガス転化率が良いため蒸気流量、廃ガス流量、原料ガス流量が減少し水素製造系がコンパクトになる。水蒸気改質温度を 450℃から 500℃にして、転化率が 0.45 から 0.625 と増加すると蒸気発生器の蒸気流量が減少し、反応熱の分配が増え水素製造量が増加するが、蒸気を 500℃まで加熱するため水素製造量の増加率は 12%程度である。
- b. 水素製造単価はどの候補案でも 13 円/Nm³程度である。単価の内訳中、原料ガス費と CO₂ 固定費が大きいため建設コストの差に大きな差異が発生しない。

表 5. 3. 3-1 メタンガス転化率データ [2]

温度	反応熱 (kJ/mol)	転化率	備考
450	184	0.45	外挿値
500	185	0.625	文献の試験値
550	187	0.8	文献の試験値

表 5. 3. 3-2 表 5. 3. 3-1 に対応した水蒸気改質器仕様 (東京ガス) [2]

項目	小項目	値
火炉	直径	174mm
触媒層	高さ	710mm
	幅	36mm
水素分離管	本数	24 本
	直径	20mm
	長さ	570mm
	膜厚	20 μ m
外筒	直径	292mm
	高さ	855mm
圧力		0.608MPa
都市ガス	流量	1.12Nm ³ /h
製造水素	純度	99.99%
	製造能力	4Nm ³ /h

表5.3.3-3 水素製造単独プラント基本仕様

ケース	原子炉 径 m	1次系			2次系				改質器 除熱量 MW	SG 除熱量 MW	水素製造					発電 電気出力 MWt	建設費					単価			選定*1
		H/L温度 °C	C/L温度 °C	Na流量 kg/sec	H/L温度 °C	M/L温度 °C	C/L温度 °C	Na流量 kg/sec			除熱量 MW	メタンガス Nm ³ /h	原料蒸気 kg/sec	廃ガス Nm ³ /h	CO2 Nm ³ /h		製造水素 Nm ³ /h	原子炉系 百万円	冷却系 百万円	タービン 百万円	水素製造 百万円	その他 百万円	総建設費 百万円	建設単価 万/Nm ³ /h	
レファレンス	6.928203	510	355	1899.9	475	475	310	1773.3	0	375	0	0	0	0	150	5176.6	7402.1	18778.8	0.0	21862.5	53220	-	5.52	-	
金属530°C 改質温度500°C	8.8	530.0	514.4	19040.5	515.0	510.0	504.4	28004.8	176.5	198.5	119828.4	79.7	317545.3	74892.8	299571.0	0.0	6206.4	17634.8	0.0	13036.5	21862.5	58740	19.6	-	13.00
	7.8	530.0	508.8	14006.2	520.0	510.0	498.8	14002.4	176.5	198.5	119828.4	79.7	317545.3	74892.8	299571.0	0.0	5631.8	13679.9	0.0	13036.5	21862.5	54210	18.1	-	12.87
酸化物550°C 改質温度500°C	6.4	550.0	514.4	8349.7	515.0	510.0	504.4	28004.8	176.5	198.5	119828.4	79.7	317545.3	74892.8	299571.0	0.0	4914.2	14724.3	0.0	13036.5	21862.5	54537	18.2	-	12.88
	6.1	550.0	508.8	7212.8	520.0	510.0	498.8	14002.4	176.5	198.5	119828.4	79.7	317545.3	74892.8	299571.0	0.0	4754.9	11389.0	0.0	13036.5	21862.5	51043	17.0	-	12.79
	5.6	550.0	497.6	5672.2	530.0	510.0	487.6	7001.2	176.5	198.5	119828.4	79.7	317545.3	74892.8	299571.0	0.0	4526.2	10064.0	0.0	13036.5	21862.5	49489	16.5	-	12.74
	5.2	550.0	486.4	4670.9	540.0	510.0	476.4	4667.5	176.5	198.5	119828.4	79.7	317545.3	74892.8	299571.0	0.0	4366.9	10152.6	0.0	13036.5	21862.5	49418	16.5	-	12.74
酸化物580°C 改質温度500°C	5.2	580.0	514.4	4538.3	515.0	510.0	504.4	28004.8	176.5	198.5	119828.4	79.7	317545.3	74892.8	299571.0	0.0	4345.0	13648.1	0.0	13036.5	21862.5	52892	17.7	-	12.84
	5.1	580.0	508.8	4180.2	520.0	510.0	498.8	14002.4	176.5	198.5	119828.4	79.7	317545.3	74892.8	299571.0	0.0	4284.8	10402.1	0.0	13036.5	21862.5	49586	16.6	-	12.75
	4.8	580.0	497.6	3611.7	530.0	510.0	487.6	7001.2	176.5	198.5	119828.4	79.7	317545.3	74892.8	299571.0	0.0	4185.6	9057.2	0.0	13036.5	21862.5	48141	16.1	-	12.71
	4.6	580.0	486.4	3177.9	540.0	510.0	476.4	4667.5	176.5	198.5	119828.4	79.7	317545.3	74892.8	299571.0	0.0	4106.3	8771.6	0.0	13036.5	21862.5	47777	15.9	-	12.70
	4.5	580.0	475.2	2837.2	550.0	510.0	465.2	3500.6	176.5	198.5	119828.4	79.7	317545.3	74892.8	299571.0	0.0	4041.3	8789.0	0.0	13036.5	21862.5	47729	15.9	-	12.70
	4.4	580.0	464.0	2563.1	560.0	510.0	454.0	2802.1	176.5	198.5	119828.4	79.7	317545.3	74892.8	299571.0	0.0	3986.9	9020.5	0.0	13036.5	21862.5	47906	16.0	-	12.70
	4.2	580.0	452.9	2338.2	570.0	510.0	442.9	2336.0	176.5	198.5	119828.4	79.7	317545.3	74892.8	299571.0	0.0	3940.8	9612.1	0.0	13036.5	21862.5	48452	16.2	-	12.72
金属510°C 改質温度450°C	5.8	510.0	462.2	6192.7	465.0	460.0	452.2	23039.6	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	4605.4	13133.4	0.0	13960.1	21862.5	53561	20.1	-	13.24
	5.5	510.0	454.3	5322.9	470.0	460.0	444.3	11519.8	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	4471.7	10536.4	0.0	13960.1	21862.5	50830	19.1	-	13.15
	5.1	510.0	438.7	4152.8	480.0	460.0	428.7	5759.9	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	4280.2	9542.6	0.0	13960.1	21862.5	49645	18.7	-	13.11
	4.7	510.0	423.1	3403.4	490.0	460.0	413.1	3839.9	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	4147.9	9543.7	0.0	13960.1	21862.5	49514	18.6	-	13.11
	4.5	510.0	407.6	2883.7	500.0	460.0	397.6	2880.0	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	4050.3	10087.8	0.0	13960.1	21862.5	49960	18.8	-	13.12
金属530°C 改質温度450°C	5.1	530.0	462.2	4372.1	465.0	460.0	452.2	23039.6	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	4317.3	12596.6	0.0	13960.1	21862.5	52736	19.8	-	13.21
	5.0	530.0	454.3	3919.8	470.0	460.0	444.3	11519.8	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	4240.0	10047.2	0.0	13960.1	21862.5	50110	18.8	-	13.13
	4.7	530.0	438.7	3246.3	480.0	460.0	428.7	5759.9	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	4119.0	9052.2	0.0	13960.1	21862.5	48993	18.4	-	13.09
	4.5	530.0	423.1	2769.5	490.0	460.0	413.1	3839.9	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	4028.0	8929.6	0.0	13960.1	21862.5	48780	18.3	-	13.09
	4.3	530.0	407.6	2415.3	500.0	460.0	397.6	2880.0	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	3956.8	9080.9	0.0	13960.1	21862.5	48860	18.4	-	13.09
	4.1	530.0	392.2	2143.2	510.0	460.0	382.2	2306.1	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	3899.5	9446.1	0.0	13960.1	21862.5	49188	18.5	-	13.10
	4.0	530.0	376.8	1925.4	520.0	460.0	366.8	1923.0	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	3851.6	10185.1	0.0	13960.1	21862.5	49859	18.7	-	13.12
酸化物550°C 改質温度450°C	4.7	550.0	462.2	3378.7	465.0	460.0	452.2	23039.6	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	4143.4	12291.6	0.0	13960.1	21862.5	52257	19.6	-	13.20
	4.6	550.0	454.3	3102.1	470.0	460.0	444.3	11519.8	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	4092.0	9759.0	0.0	13960.1	21862.5	49673	18.7	-	13.12
	4.4	550.0	438.7	2664.6	480.0	460.0	428.7	5759.9	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	4007.3	8767.1	0.0	13960.1	21862.5	48597	18.3	-	13.08
	4.2	550.0	423.1	2334.7	490.0	460.0	413.1	3839.9	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	3940.1	8612.6	0.0	13960.1	21862.5	48375	18.2	-	13.08
	4.1	550.0	407.6	2077.8	500.0	460.0	397.6	2880.0	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	3885.3	8687.9	0.0	13960.1	21862.5	48395	18.2	-	13.08
	4.0	550.0	392.2	1873.2	510.0	460.0	382.2	2306.1	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	3839.9	8892.4	0.0	13960.1	21862.5	48555	18.2	-	13.08
	3.9	550.0	376.8	1704.7	520.0	460.0	366.8	1923.0	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	3801.0	9218.2	0.0	13960.1	21862.5	48842	18.3	-	13.09
	3.8	550.0	361.4	1564.0	530.0	460.0	351.4	1649.0	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	3767.5	9713.1	0.0	13960.1	21862.5	49303	18.5	-	13.10
	3.7	550.0	346.1	1445.5	540.0	460.0	336.1	1443.4	145.9	229.1	147880.4	92.0	443641.2	66546.2	266184.7	0.0	3738.3	10570.0	0.0	13960.1	21862.5	50131	18.8	-	13.13

*1: 選定は以下優先順位で考慮している。
 ①1次系ΔT120°C以上
 ②可能であれば金属燃料を使用する(150MWe小型炉プラントが金属燃料を使用している)。
 ③経済性

表 5. 3. 3-4 水素製造単独プラントの改質温度と水素製造量の関係

改質温度	°C	500	450
反応熱	MWt	177	146
SG 除熱量	MWt	198	229
水素製造量	Nm ³ /h	300000	266000

表 5. 3. 3-5 水素製造単独プラントの水素製造系コスト内訳

改質温度(°C)		450	500
水素製造量(Nm ³ /h)		299571	266185
直接費 (百万円)	水蒸気改質器	1649	1430
	給水系	443	483
	メタン供給系	1167	1323
	水素処理・貯蔵系	2021	1883
	廃ガス処理系	2093	2558
	建屋	860	803
	水素製造系計	8234	8481

表 5. 3. 3-6 水素製造単独プラントの水素製造系建設単価内訳

改質温度(°C)		450	500
建設単価 (万円/Nm ³)	水蒸気改質器	0.55	0.54
	給水系	0.15	0.18
	メタン供給系	0.39	0.50
	水素処理・貯蔵系	0.67	0.71
	廃ガス処理系	0.70	0.96
	建屋	0.29	0.30
	水素製造系計	2.75	3.19

表5.3.3-7 水素製造・発電併用プラント基本仕様

ケース	原子炉		1次系				2次系				改質器 除熱量	SG 除熱量	水素製造					発電 電気出力 MWe	建設費					建設単価 万円/Nm ³ /h	水素単価 円/Nm ³	選定*1
	径	H/L温度	C/L温度	流量	H/L温度	M/L温度	C/L温度	流量	メタンガス	原料蒸気			廃ガス	CO ₂	製造水素	原子炉系	冷却系		タービン	水素製造	その他	建設費				
	m	°C	°C	kg/sec	°C	°C	°C	kg/sec	MW	MW	Nm ³ /h	kg/sec	Nm ³ /h	Nm ³ /h	Nm ³ /h	百万円	百万円	百万円	百万円	百万円	百万円	百万円	万円/Nm ³ /h	円/Nm ³		
レファレンス	6.928203	510	355	1899.9	475	475	310	1773.3	0	375	0	0	0	0	150	5177	7402	18779	0	21863	53220					
金属530°C 改質温度	6.928203	530	374.7473	1899.9	515	510	350	1783.3	11.2	363.8	7630.7	5.1	20221	4769	19077	140.4	5177	8759	18052	2803	21863	56653	35.8	14.1		
	6.928203	530	374.7473	1899.9	520	510	355	1784.4	22.5	352.5	15270.3	10.2	40466	9544	38176	130.9	5177	9192	17304	4104	21863	57639	29.3	13.5		
酸化物550°C 改質温度 500°C	6.928203	550	394.364	1899.9	515	510	350	1783.3	11.2	363.8	7630.7	5.1	20221	4769	19077	140.4	5177	8113	18052	2803	21863	56007	32.4	13.8		
	6.928203	550	394.364	1899.9	520	510	355	1784.4	22.5	352.5	15270.3	10.2	40466	9544	38176	130.9	5177	8240	17304	4104	21863	56686	26.8	13.3		
	6.928203	550	394.364	1899.9	530	510	365	1786.5	45.1	329.9	30576.5	20.3	81028	19110	76441	111.7	5177	8537	15736	6036	21863	57348	23.2	13.0		
	6.928203	550	394.364	1899.9	540	510	375	1788.6	67.7	307.3	45918.7	30.5	121685	28699	114797	92.5	5177	9174	14052	7580	21863	57845	21.8	12.9		
酸化物580°C 改質温度 500°C	6.928203	580	423.8997	1899.9	515	510	350	1783.3	11.2	363.8	7630.7	5.1	20221	4769	19077	140.4	5177	7795	18052	2803	21863	55689	30.7	13.7		
	6.928203	580	423.8997	1899.9	520	510	355	1784.4	22.5	352.5	15270.3	10.2	40466	9544	38176	130.9	5177	7858	17304	4104	21863	56304	25.8	13.3		
	6.928203	580	423.8997	1899.9	530	510	365	1786.5	45.1	329.9	30576.5	20.3	81028	19110	76441	111.7	5177	7939	15736	6036	21863	56750	22.4	13.0		
	6.928203	580	423.8997	1899.9	540	510	375	1788.6	67.7	307.3	45918.7	30.5	121685	28699	114797	92.5	5177	8029	14052	7580	21863	56700	20.8	12.8		
	6.928203	580	423.8997	1899.9	550	510	385	1790.7	90.3	284.7	61297.0	40.8	162437	38311	153242	73.3	5177	8175	12217	8918	21863	56349	19.8	12.8		
	6.928203	580	423.8997	1899.9	560	510	395	1793.1	113.0	262.0	76680.8	51.0	203204	47926	191702	54.0	5177	8447	10174	10121	21863	55781	19.1	12.7		
	6.928203	580	423.8997	1899.9	570	510	405	1795.1	135.7	239.3	92083.2	61.3	244020	57552	230208	34.7	5177	9093	7806	11226	21863	55164	18.6	12.7		
金属510°C 改質温度 450°C	6.928203	510	355.1307	1899.9	465	460	300	1769.3	11.2	363.8	11356.6	7.1	34070	5110	20442	138.5	5177	9652	17900	3283	21863	57874	42.8	14.8		
	6.928203	510	355.1307	1899.9	470	460	305	1770.7	22.4	352.6	22730.0	14.1	68190	10229	40914	126.9	5177	9595	16990	4832	21863	58455	32.8	14.0		
	6.928203	510	355.1307	1899.9	480	460	315	1773.3	44.9	330.1	45527.8	28.3	136583	20488	81950	103.8	5177	9514	15058	7141	21863	58752	26.7	13.5		
	6.928203	510	355.1307	1899.9	490	460	325	1775.9	67.5	307.5	68393.6	42.6	205181	30777	123108	80.6	5177	9579	12939	8993	21863	58549	24.3	13.3		
6.928203	510	355.1307	1899.9	500	460	335	1778.6	90.1	284.9	91327.7	56.8	273983	41097	164390	57.4	5177	10025	10549	10601	21863	58212	23.0	13.2			
金属530°C 改質温度 450°C	6.928203	530	374.7473	1899.9	465	460	300	1769.3	11.2	363.8	11356.6	7.1	34070	5110	20442	138.5	5177	9480	17900	3283	21863	57702	41.9	14.8		
	6.928203	530	374.7473	1899.9	470	460	305	1770.7	22.4	352.6	22730.0	14.1	68190	10229	40914	126.9	5177	9393	16990	4832	21863	58253	32.3	14.0		
	6.928203	530	374.7473	1899.9	480	460	315	1773.3	44.9	330.1	45527.8	28.3	136583	20488	81950	103.8	5177	9222	15058	7141	21863	58461	26.4	13.5		
	6.928203	530	374.7473	1899.9	490	460	325	1775.9	67.5	307.5	68393.6	42.6	205181	30777	123108	80.6	5177	9108	12939	8993	21863	58079	23.9	13.3		
	6.928203	530	374.7473	1899.9	500	460	335	1778.6	90.1	284.9	91327.7	56.8	273983	41097	164390	57.4	5177	9084	10549	10601	21863	57272	22.5	13.1		
	6.928203	530	374.7473	1899.9	510	460	345	1781.8	112.8	262.2	114255.4	71.1	342766	51415	205660	34.1	5177	9211	7722	12045	21863	56017	21.4	13.1		
	6.928203	530	374.7473	1899.9	520	460	355	1784.4	135.4	239.6	137223.0	85.4	411669	61750	247001	10.8	5177	9719	3875	13375	21863	54008	20.3	13.0		
酸化物550°C 改質温度 450°C	6.928203	550	394.364	1899.9	465	460	300	1769.3	11.2	363.8	11356.6	7.1	34070	5110	20442	138.5	5177	9377	17900	3283	21863	57599	41.4	14.7		
	6.928203	550	394.364	1899.9	470	460	305	1770.7	22.4	352.6	22730.0	14.1	68190	10229	40914	126.9	5177	9277	16990	4832	21863	58137	32.0	13.9		
	6.928203	550	394.364	1899.9	480	460	315	1773.3	44.9	330.1	45527.8	28.3	136583	20488	81950	103.8	5177	9072	15058	7141	21863	58311	26.2	13.5		
	6.928203	550	394.364	1899.9	490	460	325	1775.9	67.5	307.5	68393.6	42.6	205181	30777	123108	80.6	5177	8905	12939	8993	21863	57878	23.8	13.3		
	6.928203	550	394.364	1899.9	500	460	335	1778.6	90.1	284.9	91327.7	56.8	273983	41097	164390	57.4	5177	8790	10549	10601	21863	56978	22.3	13.1		
	6.928203	550	394.364	1899.9	510	460	345	1781.8	112.8	262.2	114255.4	71.1	342766	51415	205660	34.1	5177	8736	7722	12045	21863	55542	21.1	13.0		
6.928203	550	394.364	1899.9	520	460	355	1784.4	135.4	239.6	137223.0	85.4	411669	61750	247001	10.8	5177	8766	3875	13375	21863	53055	19.9	12.9			

*1: 選定は以下優先順位で考慮している。
 ①熱出力の2割以上で水素を製造する。
 ②水素製造単独プラントで検討しない炉心を選択する(水素製造単独プラントの設計が可能な場合は単独プラントの方が経済的に有利)。
 ③経済性

表 5.3.3-8 水素製造単独プラント選定仕様

項目	小項目	単位	単独1	単独2
原子炉系	熱出力	MWt	375	375
	炉容器径	m	4.1	4.2
1次系	ホットレグ	°C	530.0	580.0
	コールドレグ	°C	392.2	452.9
	Na 流量	kg/sec	2143.2	2338.2
2次系	ホットレグ	°C	510.0	570.0
	ミドルレグ	°C	460.0	510.0
	コールドレグ	°C	382.2	442.9
	Na 流量	kg/sec	2306.1	2336.0
蒸気系	蒸気温度	°C	450.0	500.0
	給水温度	°C	220.0	220.0
	蒸気圧力	MPa	5.0	5.0
	蒸気流量	kg/sec	92.0	79.7
水素製造系	改質温度	°C	450.0	500.0
	転化率	—	0.45	0.6
	S/C	—	2.9	2.9
	原料ガス種類	—	メタン	メタン
	原料ガス供給量	Nm ³ /h	66546	74893
	給水量	ton/h	108	121
	排出 CO ₂ 量	Nm ³ /h	66546	74893
	水素製造量	Nm ³ /h	266185	299571

表 5. 5. 3-9 水素製造単独プラント建設コスト内訳

項目	小項目	単独1	単独2
原子炉系	—	1970	1990
冷却系	1次系ポンプ	131	145
	IHX	992	1306
	2次系ポンプ	146	148
	SG	1918	1649
	その他冷却系	154	154
水素製造	水蒸気改質器	1430	1649
	給水系	483	443
	原料ガス供給系	1323	1167
	水素ガス処理・貯蔵系	1883	2021
	廃ガス処理系	2558	2093
	水素製造建屋	803	860
その他	—	11043	11043
直接費計		24835	24473
直接費+間接費		49168	48452

* : 単位は百万円

表 5.3.3-10 水素製造・発電併用プラントの基本仕様

項目			併用プラント1	併用プラント2
原子炉系	熱出力	MWt	375	375
	電気出力	MWe	57.4	92.5
	炉容器径	m	6.9	6.9
1次系	ホットレグ	°C	510.0	550.0
	コールドレグ	°C	355.1	394.4
	Na 流量	kg/sec	1899.9	1899.9
2次系	ホットレグ	°C	500.0	540.0
	ミドルレグ	°C	460.0	510.0
	コールドレグ	°C	335.0	375.0
	Na 流量	kg/sec	1778.6	1788.6
蒸気系	蒸気温度	°C	450.0	500.0
	給水温度	°C	220.0	220.0
	蒸気圧力	MPa	5.0	5.0
	蒸気流量	kg/sec	56.8	123.4
水素製造系	改質温度	°C	450.0	500.0
	転化率	—	0.45	0.625
	S/C	—	2.9	2.9
	原料ガス種類	—	メタン	メタン
	原料ガス供給量	Nm ³ /h	41097	28699
	給水量	ton/h	67	46
	排出 CO ₂ 量	Nm ³ /h	41097	28699
	製造水素量	Nm ³ /h	164390	114797

表 5. 3. 3-11 水素製造・発電併用プラントのコスト内訳

項目	小項目	併用プラント1	併用プラント2
原子炉系		2615	2615
冷却系	1次系ポンプ	113	113
	IHX	989	1006
	2次系ポンプ	107	107
	SG	2704	2450
	その他冷却系	154	154
水素製造	水蒸気改質器	996	803
	給水系	362	249
	原料ガス供給系	991	656
	水素ガス処理・貯蔵系	1410	1137
	廃ガス処理系	1916	1177
	水素製造建屋	675	609
タービン		5328	7098
その他	その他	11043	11043
直接費計		29403	29218
直接費+間接費		58212	57845

*:単位は百万円

表 5.3.3-12 水素製造単独プラントの水素製造単価

項目	単独1	単独2
資本費	1.53	1.34
運転費	0.86	0.77
燃料費	0.60	0.53
外部電源費	0.29	0.25
原料ガス費	5.23	5.23
給水費	0.01	0.01
CO ₂ 固定費	4.59	4.59
水素製造単価	13.10	12.72

* : 単位は円/Nm³

表 5.3.3-13 水素製造・発電併用プラントの水素製造単価

項目	併用1	併用2
資本費	1.90	1.80
運転費	0.86	0.77
燃料費	0.60	0.53
外部電源費	0.00	0.00
原料ガス	5.23	5.23
給水費	0.01	0.01
CO ₂ 固定費	4.59	4.59
水素製造単価	13.19	12.93

* : 単位は円/Nm³

表 5.3.3-14 選定された系統仕様概略

候補案	改質温度	原子炉出口	水素製造量	製造単価	課題
	℃	℃	Nm ³ /h	円/Nm ³	
併用1	450	510	164000	13.19	450℃における改質反応の確立
単独1	450	530	266000	13.10	450℃における改質反応の確立 金属燃料炉心の高温化 (530℃)
併用2	500	550	115000	12.93	酸化物燃料小型炉の設計
単独2	500	580	300000	12.72	酸化物燃料炉心の高温化 (580℃)

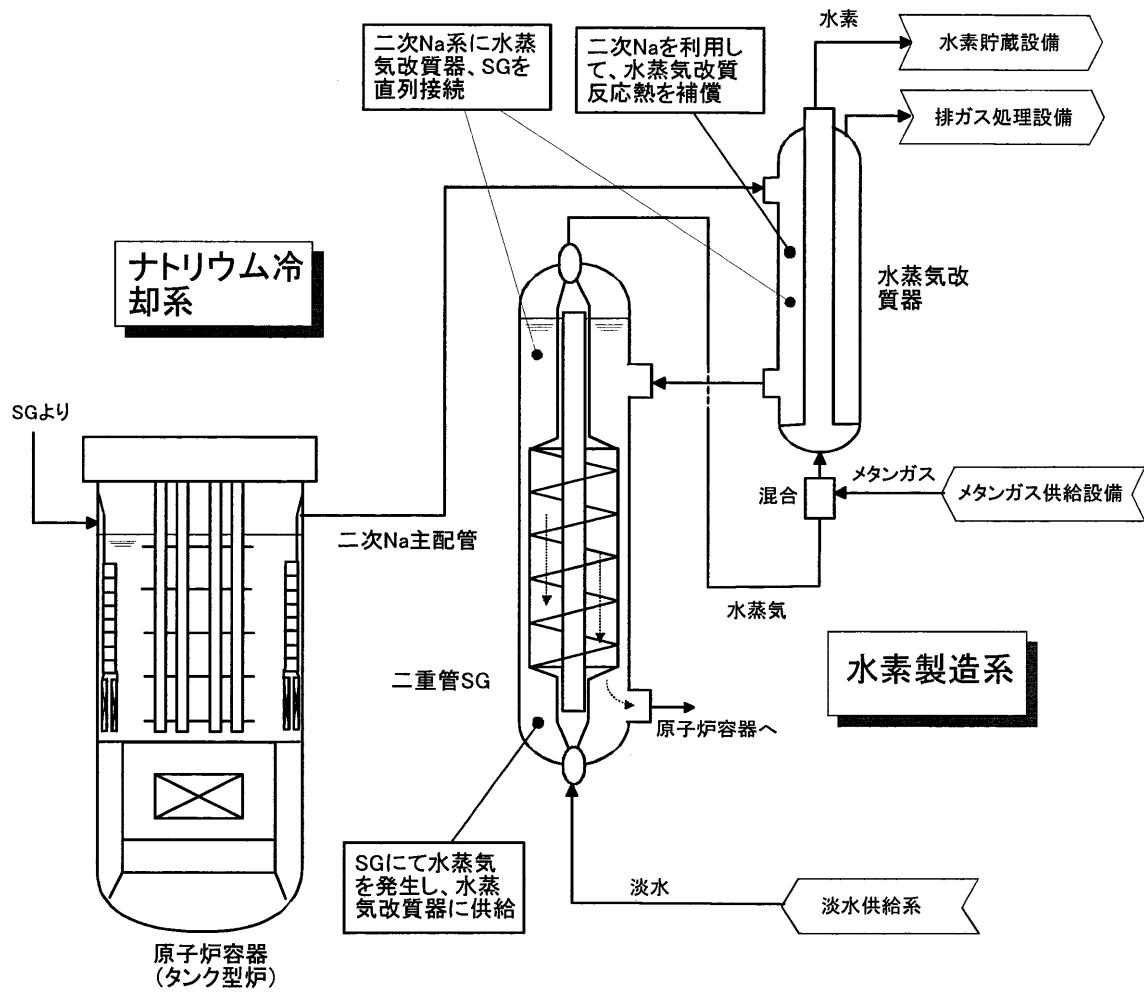


図 5. 3. 3-1 水素製造単独プラント系統概念図

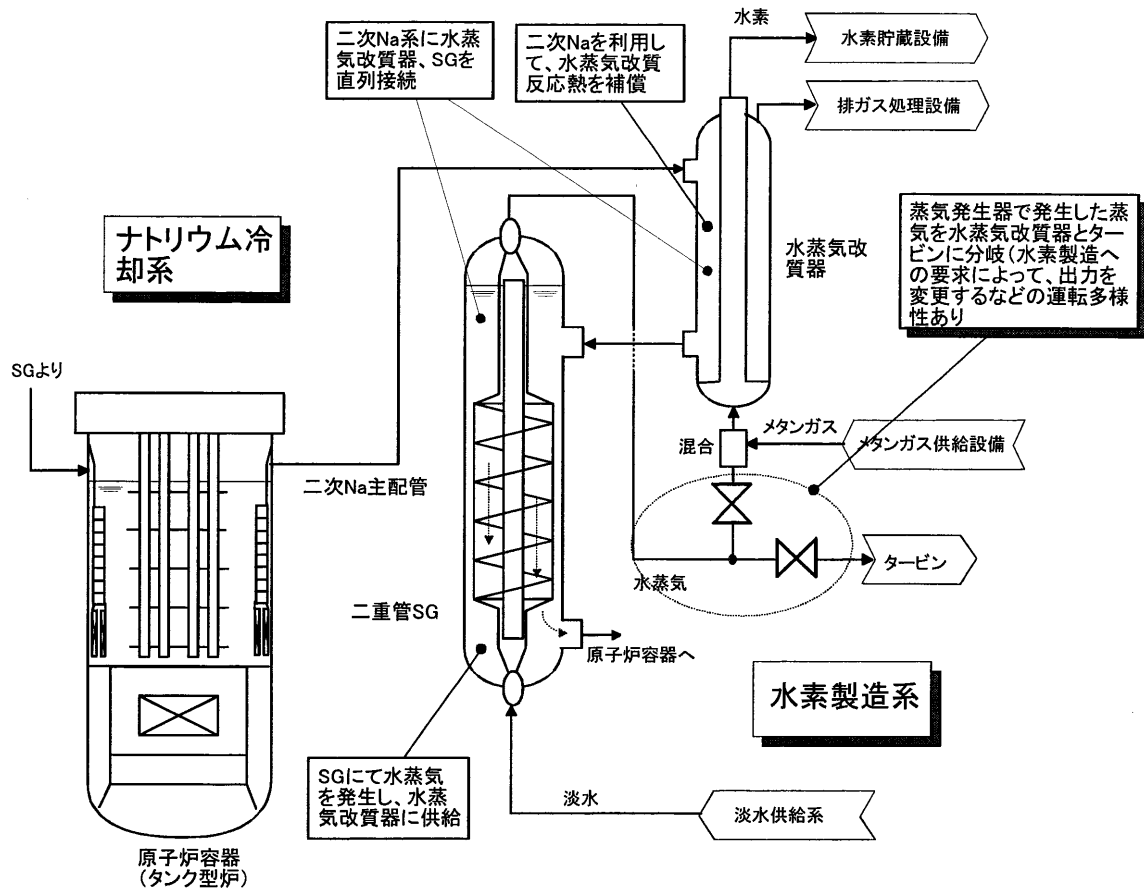


図 5. 3. 3-2 水素製造・発電併用プラント系統概念図

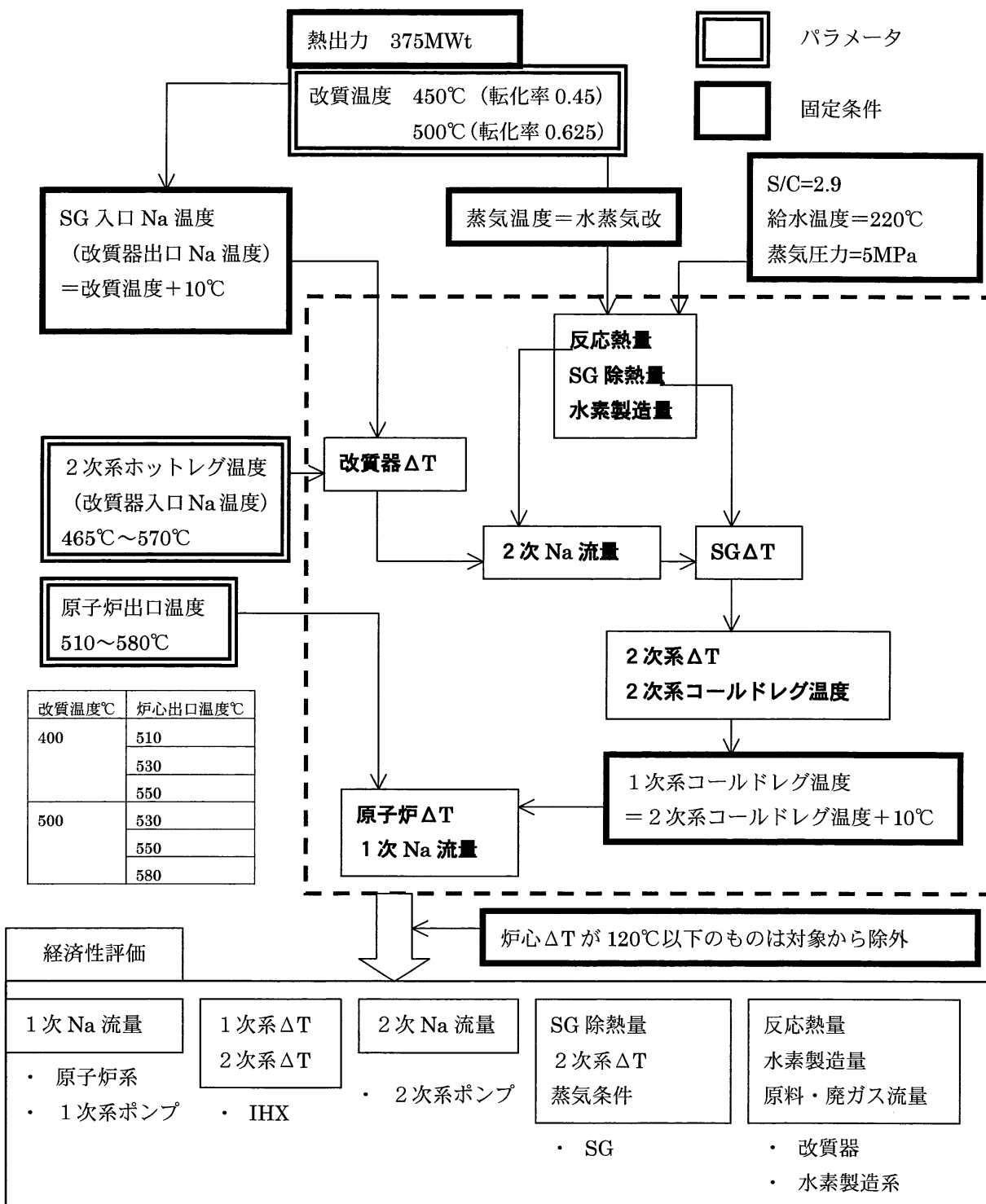


図 5.3.3-3 水素製造単独プラントのパラメータサーベイ検討フロ

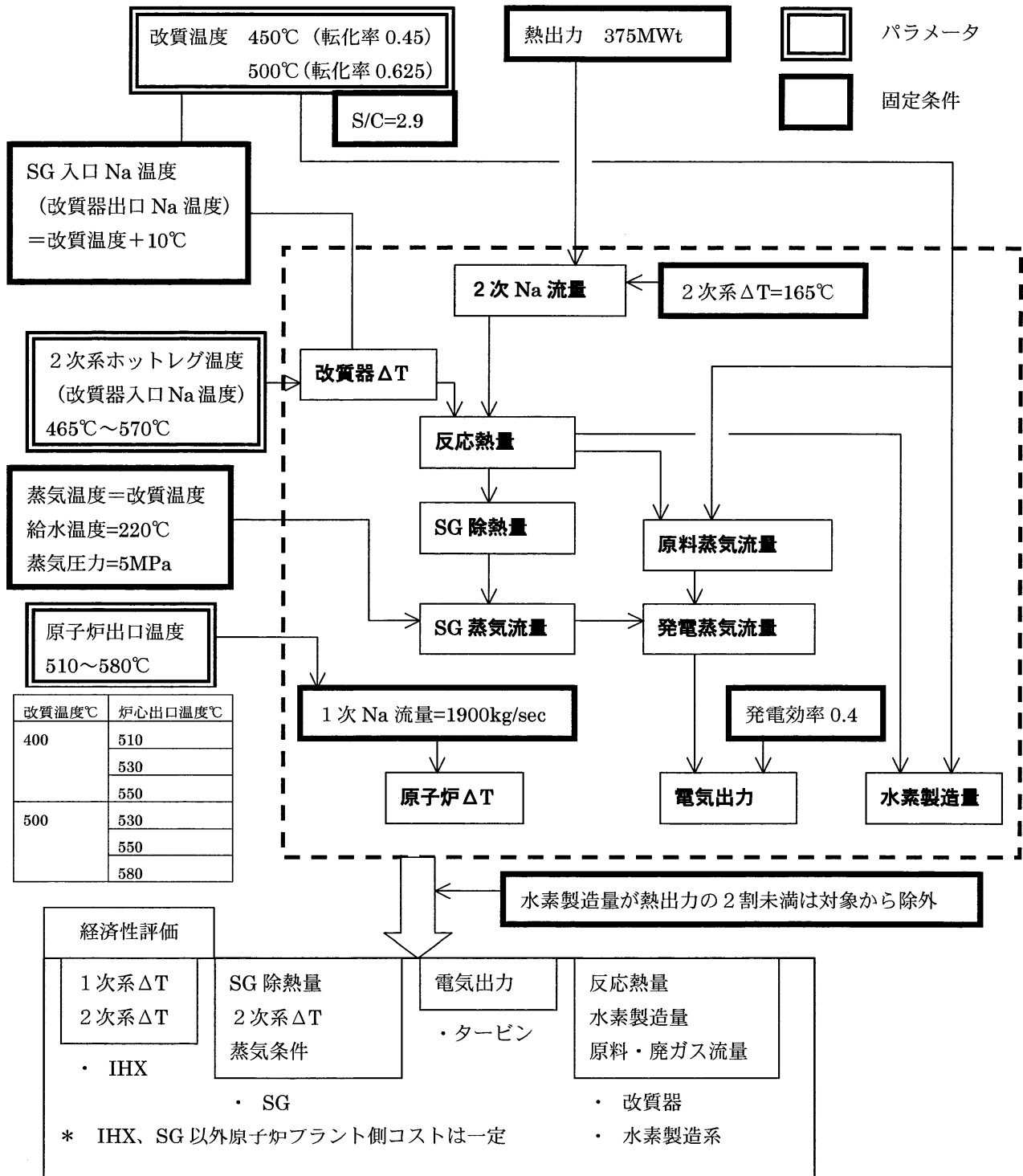


図 5.3.3-4 水素製造・発電併用プラントのパラメータサーベイ検討フロー

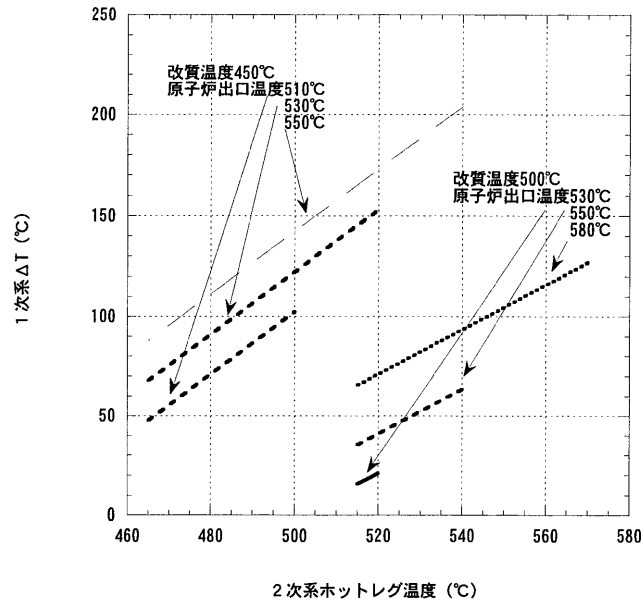


図 5. 3. 3-5 2次系ホットレグ温度と1次系ΔTの関係（単独プラント）

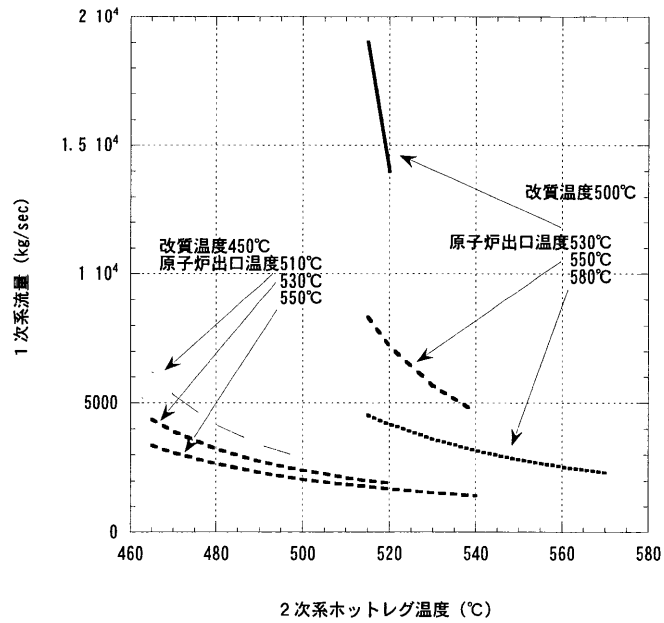


図 5. 3. 3-6 2次系ホットレグ温度と1次Na流量の関係（単独プラント）

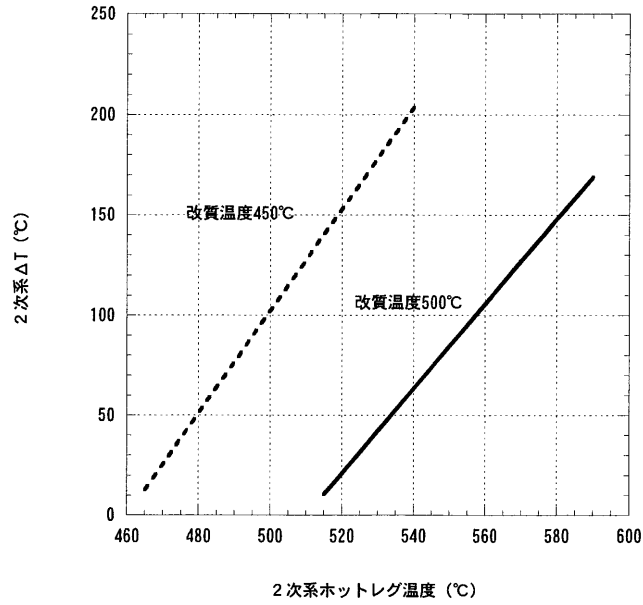


図 5. 3. 3-7 2次系ホットレグ温度と2次系 ΔT の関係 (単独プラント)

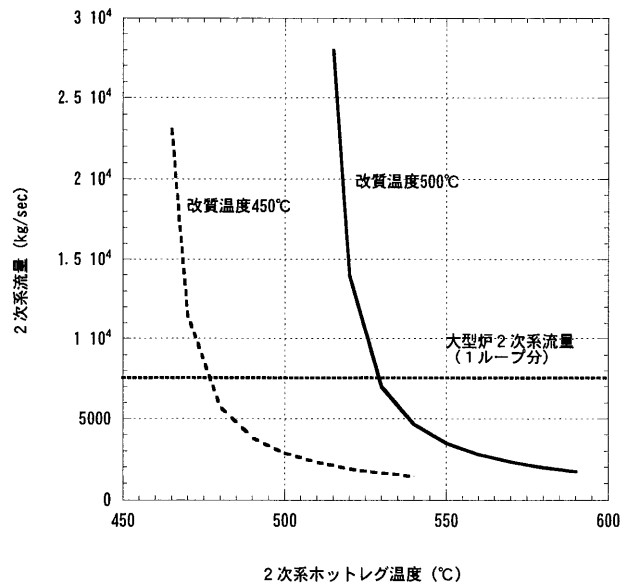


図 5. 3. 3-8 2次系ホットレグ温度と2次系流量の関係 (単独プラント)

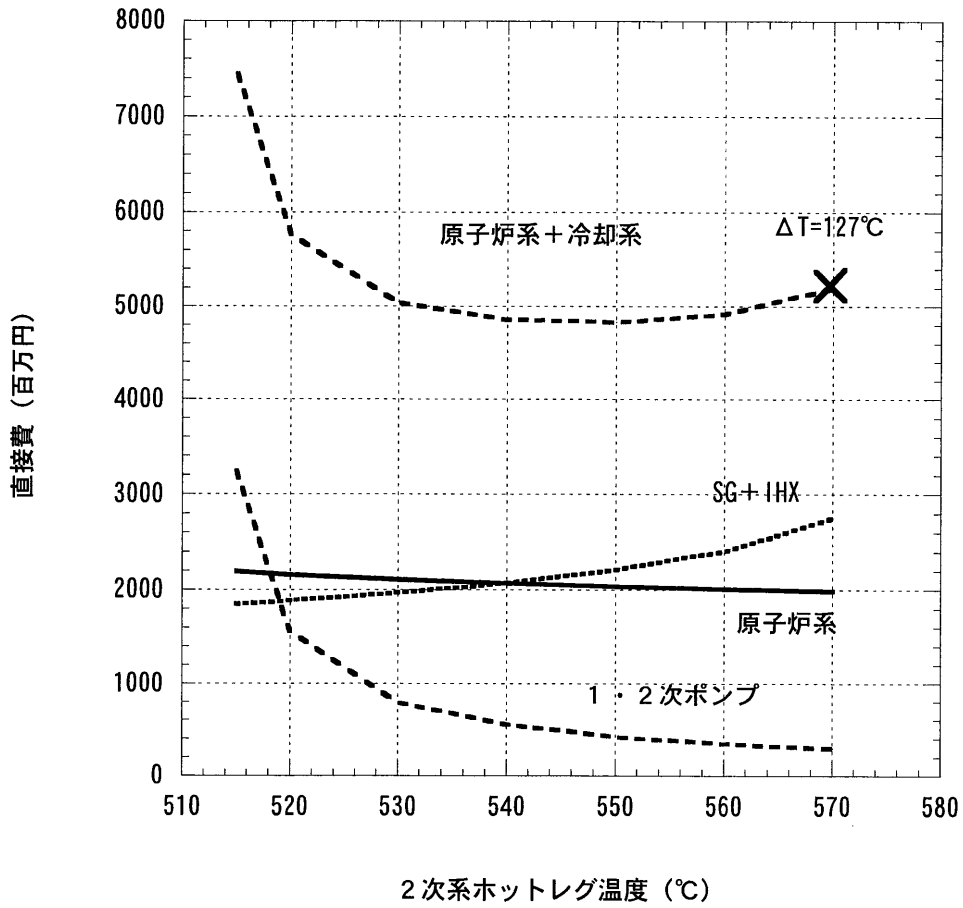


図 5. 3. 3-9 原子炉系・冷却系直接費
 (水素製造単独プラント、水蒸気改質温度 500°C、原子炉出口温度 580°C)

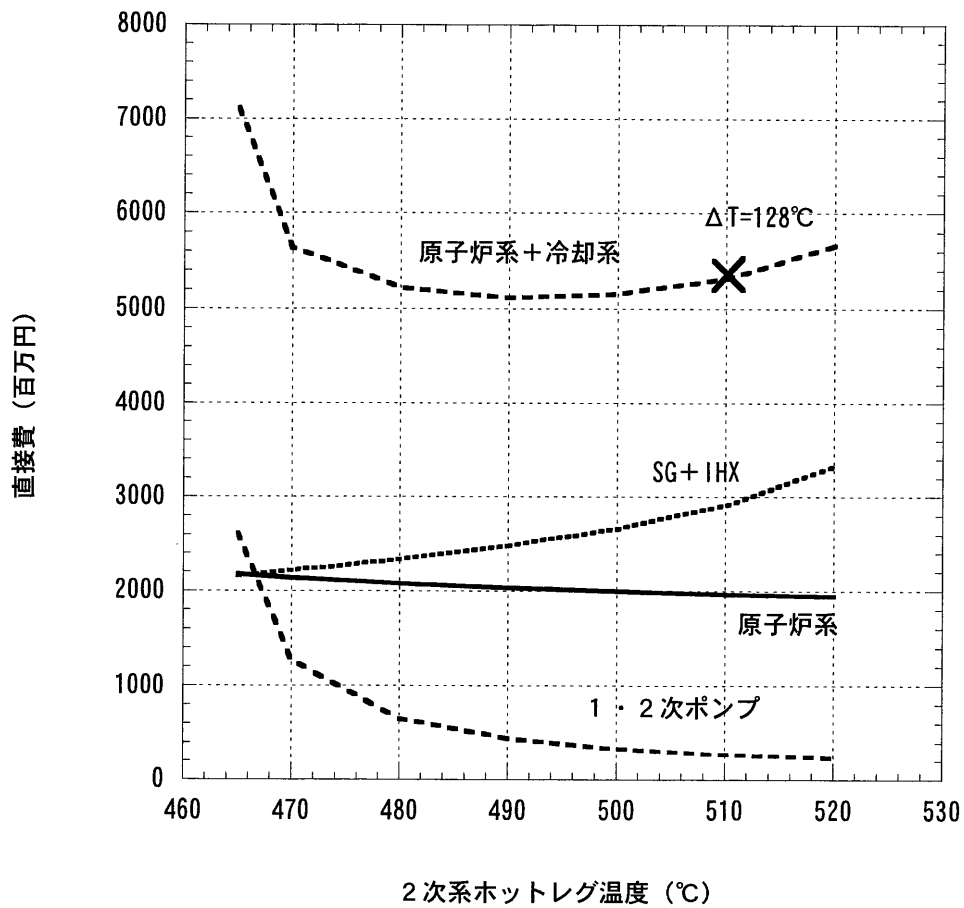


図 5. 3. 3-10 原子炉系・冷却系直接費
 (水素製造単独プラント、水蒸気改質温度 450°C、原子炉出口温度 530°C)

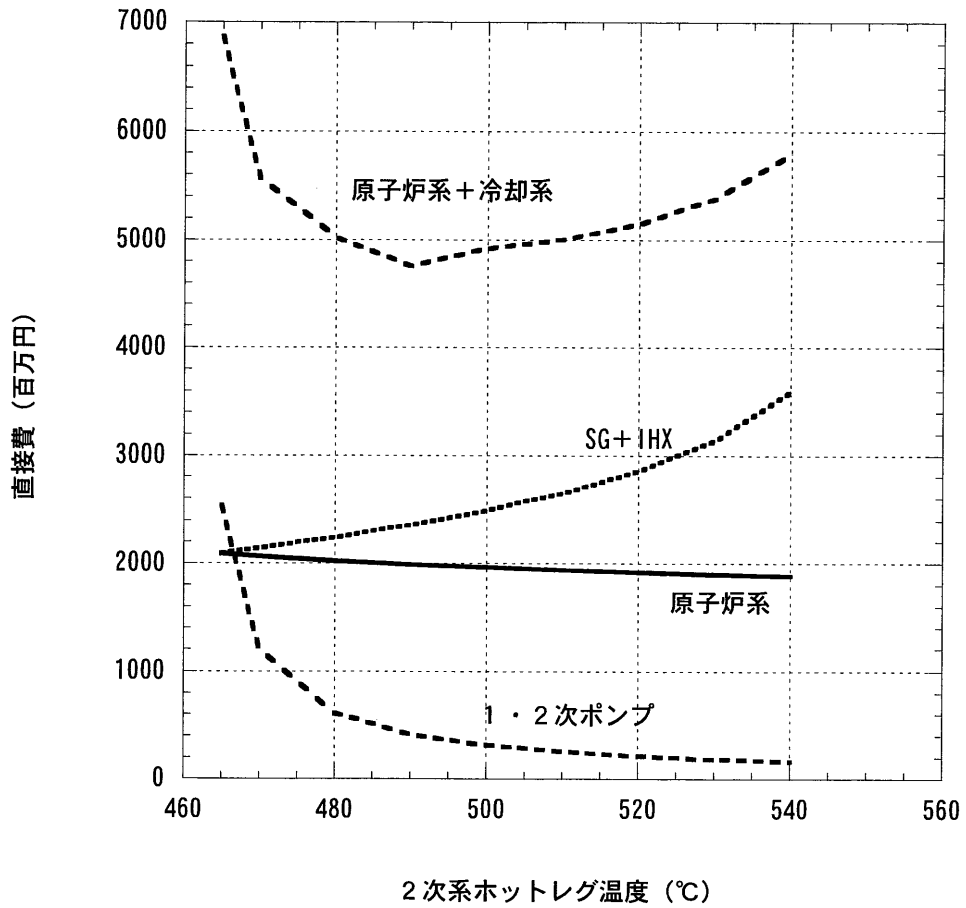


図 5. 3. 3-11 原子炉系・冷却系直接費
 (水素製造単独プラント、水蒸気改質温度 450°C、原子炉出口温度 550°C)

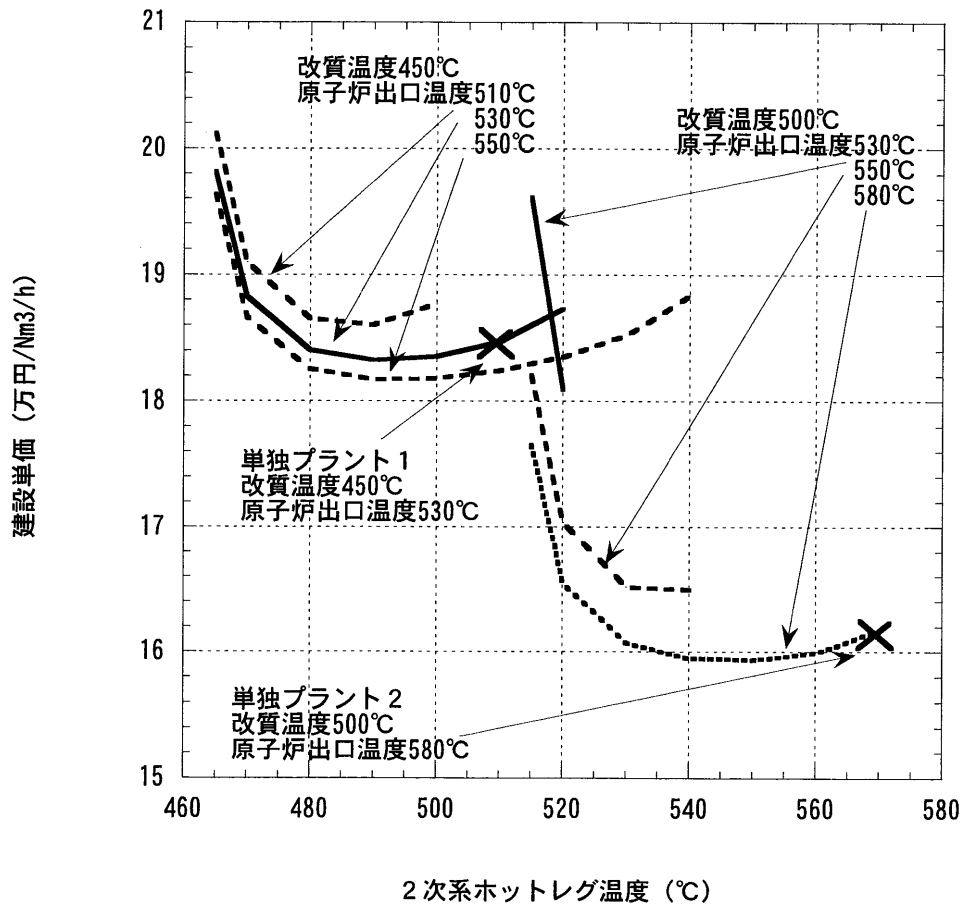


図 5. 3. 3-12 水素製造単独プラント建設単価

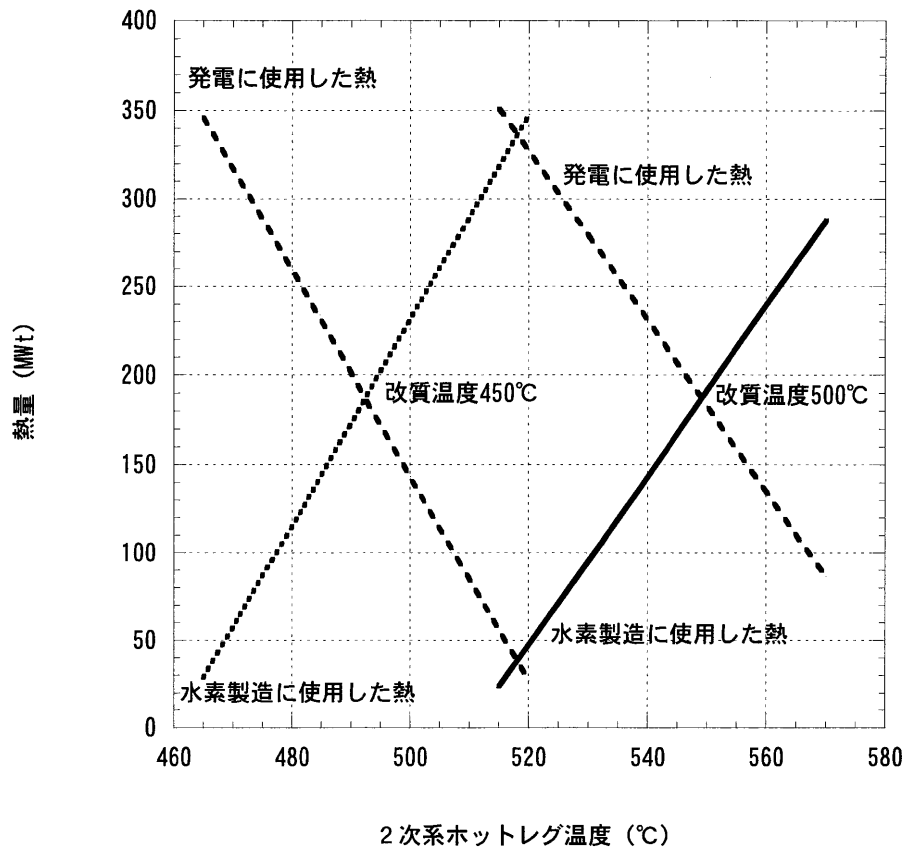


図 5. 3. 3-13 2次系ホットレグ温度と水素製造・発電併用プラントの熱の配分

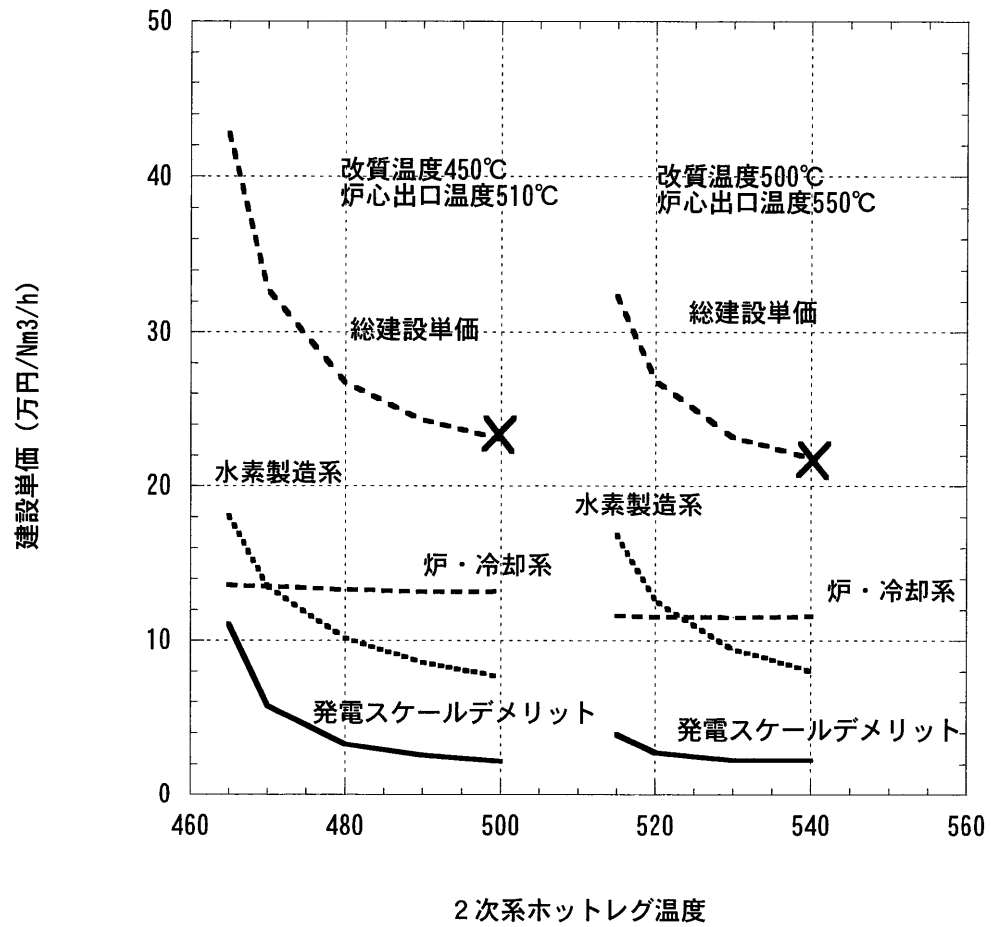


図 5. 3. 3-14 2次系ホットレグ温度と水素製造・発電併用プラントの建設単価

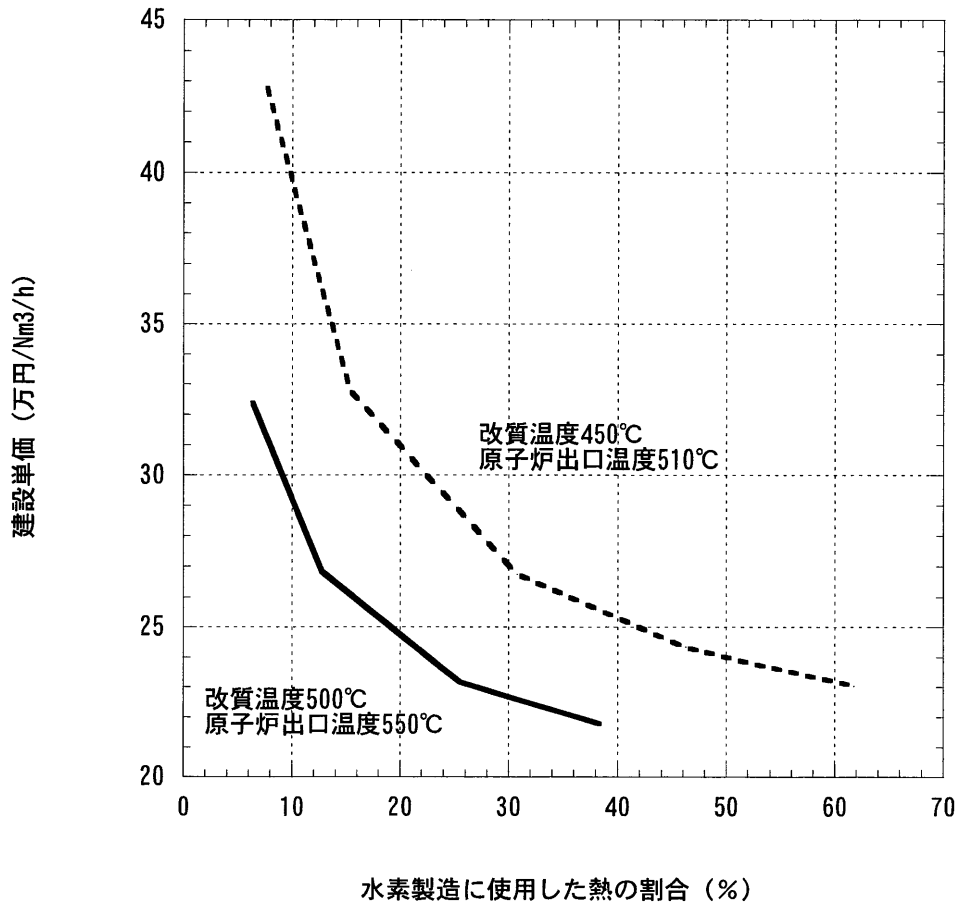


図 5. 3. 3-15 水素製造に使用した熱の割合と建設単価の関係

5.3.4 水蒸気改質器概念の検討

(1) 検討方針

水蒸気改質法を使用した原子力水素プラントの検討では、水蒸気の発生方法、メタンガスの加熱方法、水蒸気改質反応熱の補償方法に着目して、系統構成（案）を検討し、最終的に、2次ナトリウム系に水蒸気改質器および蒸気発生器を直列に接続し、2次ナトリウム温度差によって水蒸気改質反応熱を補償する方式を選定した。

このうち、水蒸気改質器では、伝熱管内側に水素分離膜を設置して、水素、メタンガス、蒸気などを流し、かつ、外側を2次ナトリウムにより冷却するため、伝熱管リーク時には、ナトリウム-水反応以外に、内部に含有する水素や、メタンガスなどの影響も考慮する必要があり、蒸気発生器と比較して、複雑な反応となることが懸念される。

また、現状技術では、数年に1回の頻度で水素分離膜およびニッケル触媒を交換しなければならず、保守が容易な構造とする必要がある。

本章では、原子力水素プラントの基本構成（案）に対して、水蒸気改質器の機能・安全要求などをもとに、サイジング、安全性および保守性を考慮した伝熱管の概念検討、経済性評価などを行った。

このうち、サイジング検討では、所定の伝熱性能、すなわち、水蒸気改質反応熱を補償できる伝熱管仕様や、水蒸気改質器の全体形状などの概略計算を行った。（また、経済性評価では、伝熱面積、物量などをもとに、水蒸気改質器コストを計算し、従来の検討結果と比較することにより、適切な経済性評価手法を選定した。

検討条件を以下にまとめる。

- ① 水素製造方法：水素分離膜を利用した水蒸気改質法 ($\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2 - 165\text{J/mol}$ 。ただし、反応熱は常温での数値)
- ② プラント基本構成：2次ナトリウム系に水蒸気改質器および蒸気発生器を直列に接続
- ③ 水蒸気改質器の系統仕様：表 5.3.4-1 参照
- ④ その他：サイジング検討では、所定の伝熱性能を満足する伝熱管仕様を計算

(2) 機能・安全要求の検討

蒸気発生器などを参考に、水蒸気改質器の機能・安全要求などを検討した。

(i) 機能要求

- ① 蒸気発生器からの蒸気、メタンガスの供給を受けて、水蒸気改質反応により、高純度の水素を生成する。
- ② 水素を生成する上で、水蒸気改質器中で、廃ガス（余剰の蒸気およびメタンガス、二酸化炭素）と分離し、連続処理を可能とする。

③ 2次ナトリウムにより、水蒸気改質反応熱を補償する。

(ii) 安全要求

(a) 高温ガス炉での知見

水蒸気改質器では、伝熱管内外に、水素、メタンガス、蒸気、ナトリウムなどを内包するため、伝熱管リーク時には、複雑なナトリウム-水、メタンガス反応の発生が懸念される。

HTTR-水素製造プラント[3]では、原子炉建屋内外に分けて、安全性の検討を行っている。このうち、原子炉建屋内で水素爆発・火災が発生した場合には、原子炉の安全上重要な機器に大きな損傷を与える可能性を有するため^{注1)}、深層防護（発生防止、拡大防止、影響緩和）のうち、水素爆発・火災の発生防止に重点を置くことを提案している。発生防止に係る主要な設計対応は以下のとおりである。

① 配管および水蒸気改質器などの破損防止

- ・原子力施設の安全基準の適用（安全上の重要度分類 PS-3、耐震クラス As、または、C(S₂)、耐圧設計）

② 着火源の管理

- ・専用の配管トレンチを設置
- ・配管トレンチおよび水蒸気改質器の設置室は窒素ガス雰囲気（二重配管でも対応可能）
- ・水蒸気改質器から原子炉容器内部への漏えいパスに対して、水蒸気改質器・反応管、中間熱交換器・伝熱管の二重バウンダリを設置（原子炉建屋内への漏えいパスに対しては、ヘリウムガス配管が寄与）

また、水素爆発・火災の拡大防止や、静的バウンダリの二重破損などの設計想定外事象に対して、漏えい検知器の設置、メタンガス供給管への緊急しゃ断弁の設置（原子炉施設並みの安全レベル）、運転員による適切な防護活動などによる対応を想定している。^{注1)}

注1) 二重バウンダリおよび着火源の管理のように三重の防護対応を行っているケース（水蒸気改質器・反応管→ヘリウムガス配管→原子炉建屋・窒素ガス雰囲気室→原子炉建屋・空気雰囲気室）では、運転員による適切な防護活動に期待。一方、二重の防護対応のみを行っているケース（メタンガス供給配管→原子炉建屋内・窒素ガス雰囲気室→原子炉建屋・空気雰囲気室）では、漏えい検知器や、メタンガス供給配管への緊急しゃ断弁を設置する。必要に応じて、多重化を図る。

(b) 本概念での対応

HTTR-水素製造プラントでは、水蒸気改質器から原子炉容器までに水蒸気改質器・反応管および中間熱交換器・伝熱管の二重バウンダリ（炉心に対して

二重バウンダリ)が存在している。一方、本概念では、水蒸気改質器・反応管の内部ガスが2次ナトリウム中にリークすることを防止するため、この間に、反応管、ナトリウム伝熱管を設置し、ナトリウムに対してバウンダリを二重化する。

一方、HTTR-水素製造プラントと異なり、上記のバウンダリが近接していることや、定期的な交換に伴い、反応管はある程度のリークを許容せざるを得ないため、以下の対応を追加する。

- ① 反応管、ナトリウム伝熱管の間隙部に、高圧のヘリウムガス (6MPa) を充填し、微小リーク時には、圧力バランス上、ヘリウムガスが2次ナトリウム、または、反応管内部にリークできる構造とする。
- ② ヘリウムガス部の圧力計、2次ナトリウム系のヘリウムガス検知器 (スパーチャ装置など) により、早期リーク検知を行う。
- ③ 定期的な反応管交換に合わせて、ナトリウム伝熱管検査を行い、構造健全性を確認する。(反応管の代わりに、プローブ挿入)

伝熱管部のバウンダリ構成を図 5.3.4-1 に示す。

また、水蒸気改質器は、蒸気発生器からの蒸気供給、2次ナトリウムによる水蒸気反応熱の補償を受けるため、配管引廻しや、熱放散などの観点より、原子炉冷却系との近接が望ましく、蒸気発生器隣接の原子炉補助建屋内に設置 (地下設置などの可能性もあり) することをスタート条件とする。

(c) 安全要求のまとめ

- ① 反応ガス (水素、蒸気、メタンガスなど) と2次ナトリウム間に、二重バウンダリを設置して、早期に片側リークを検知し、必要な防護動作を行うことにより、同時破損や、破損伝播を防止する。
- ② 上記の間隙部には高圧ヘリウムガスを充填し、圧力バランスによって、反応管内部のガスが間隙部にリークしない構造とする。
- ③ 万一の同時リークにより、ナトリウム-水反応が発生した場合には、早期リーク検知、ガス系配管の緊急しゃ断などの防護対策を行う。また、他の伝熱管に破損伝播しないように設計対応を行う。^{注2)}
- ④ ナトリウム-水反応による圧力上昇に対して、ナトリウムバウンダリの健全性を確保できる構造とする。
- ⑤ 水蒸気改質器外のガス系配管などは、二重構造として、間隙部に窒素ガスを充填する。^{注3)} また、水蒸気改質器全体を含めて、ナトリウム配管と区画を別にする。

注2) 伝熱管部でのバウンダリ二重化に伴い、ウェステージ等により隣接伝熱管が破損しても、ヘリウムガスがリークする程度であり、早期に破損伝播に移行しない。

注 3) 化学プラントと同様に、外管を設置せずに、配管リークが発生しても着火源の管理や、圧力開放（ブローアウトパネルなど）などにより対応する方策が考えられる。ただし、水蒸気改質器にナトリウム配管が接続していることや、蒸気発生器を隣接室に設置することを考慮して、水蒸気改質器廻りのガス系配管は、二重構造などの対応を行うことを基本とする。

(iii) その他の設計上の要求（伝熱管検査関連のみ）

- ① 伝熱管内部の反応管（パラジウムの水素分離膜、ニッケル触媒などが充填）は、可能な範囲で溶接箇所を低減し、交換容易な構造とする。
- ② 定期的な反応管交換時に、ナトリウム伝熱管検査を行い、健全性確認を行う。

(3) サイジング検討

水蒸気改質器の伝熱管束部に着目して、機能・安全要求の検討結果をもとに、所定の伝熱性能を満足する伝熱管仕様を計算した。

(i) 伝熱管形状の設定

水素分離膜を使用した水蒸気改質器仕様として、東京ガス（火力による反応熱補償）、の試験装置が報告されている[2]。

既往知見が少なく、反応管内部のガス流速など不明な点が多いため、本概念は、ナトリウムにより反応熱を補償する反応管内部の伝熱特性や、伝熱管形状を設定した。（検討条件は、表 5.3.4-1 参照）

既往設計例および本概念での水蒸気改質器の形状仕様を表 5.3.4-2 に示す。主要な形状仕様は、以下のとおりである。

- ① 型式：直管
- ② 反応管径：φ55mm
- ③ ナトリウム伝熱管径：約 59mm（=反応管径φ55mm+2×（ヘリウムガス充填スペース 0.4mm^{注1)}+ナトリウム伝熱管肉厚^{注2)}）
- ④ 反応管配列ピッチ：配列ピッチ 85mm の三角配列^{注3)}（ヘリウムガス充填スペースの設置を想定）
- ⑤ 伝熱管本数：ガス流速が目標値となることをスタート条件とするが^{注4)}、伝熱管が長いケースでは、20m となるように伝熱管本数を増加
- ⑥ 基数：1基

注 1) 反応管の交換性を考慮して、1mm 以上の間隙幅確保が望ましいが、伝熱性能が大幅に低下するため、組網線入り二重管と同一のヘリウムガス充填スペースを想定

注 2) 12Cr 鋼の使用を想定して、6MPa の内圧に対する必要厚さに、ナトリ

ウム腐食しろ 0.05mm およびバツフル板との磨耗しろ 0.3mm を加算

注 3) 一般に直管型蒸気発生器の伝熱管配列ピッチは、伝熱管径の 1.25 倍以上、または、伝熱管の間隙 13mm 以上（溶接性）の条件を満足するように設定される。

注 4) 反応管－水素分離管の間隙部へのニッケル触媒の充填に伴い、実際の反応ガス流速は高いと想定される。反応ガス流速の増加率を計算し、他のサイジング計算でも、反応ガス流速にこの比率を乗じた。

(ii) 計算方法

伝熱計算モデルを図 5.3.4-2 に示す。

主要な伝熱計算式は、以下のとおりで、反応ガス流速の増加率を考慮して、必要な伝熱管長さを計算する。

水蒸気改質器からの熱放散や、伝熱余裕などは考慮せず、2 次ナトリウム温度差による全熱量が水蒸気反応熱の補償に使用されるとの仮定した。また、伝熱管内外のナトリウムと反応ガスの流れは完全な向流（補正係数 $\phi=1$ ）として、反応ガス側の温度が一定の条件で対数平均温度差を計算した。（記号は図 5.3.4-2 参照）

また、物性値は、出入口温度の平均値での数値を使用した。（反応ガスは、出入口で成分が相違するが、成分の平均値を計算し、モル分率をもとに混合物の物性値を算出）

除熱量 Q （水蒸気改質反応熱量）

$$= \text{熱貫流率 } U \times \text{伝熱管長さ } L \times \text{補正係数 } \phi \times \text{対数平均温度差 } \Delta T$$

$$\text{熱貫流率 } U = 2\pi \times \{1/(\alpha_1 \times r_1) + 1/\lambda_r \times \ln(r_2/r_1) + 1/\lambda_h \times \ln(r_3/r_2) + 1/\lambda_n \times \ln(r_4/r_3) + 1/(\alpha_4 \times r_4)\}^{-1}$$

α_1 : 反応ガス側の熱伝達係数（直管型蒸気発生器の蒸気単相域に適用される Bishop の伝熱相関式を使用、 $Nu=0.0073 \times Re^{0.886} \times Pr^{0.61}$ ）

α_4 : ナトリウム側の熱伝達係数（直管型蒸気発生器に適用される Graber-Rieger の伝熱相関式を使用、 $Nu=C_1+C_2 \times Re^{C_3}+Pr^{C_4}$ 、 $C_1=0.25+6.2 \times P/D$ 、 $C_2=-0.007+0.032 \times P/D$ 、 $C_3=C_4=0.8-0.024 \times P/D$ ）

λ : 熱伝導率

r : 対象部の半径

添え字 : 1 は反応管内半径、2 は反応管内外径、3 はナトリウム伝熱管内半径、4 はナトリウム伝熱管外半径

(iii) 計算結果

伝熱計算結果を表 5.3.4-3 に示す。

(1)項に記載のように反応管－水素分離管の間隙部へはニッケル触媒の充填されるため、実際の反応ガス流速は触媒充填を考慮しない場合と比較して高いと想定される。反応ガス流速の増加率（12 倍）を仮定し、サイジング計算では、反応ガス流速にこの比率を乗じた。^{注1)}

検討対象の水蒸気改質器は、交換熱量が大きく、必要伝熱面積が増加する。本検討では、反応管の交換性、伝熱管の製作性（機器高さ）、水蒸気改質器径を考慮して、ヘリウムガス間隙幅 0.4mm、伝熱管長 20m の条件をレファレンスケースと選定した。^{注2)}

水蒸気改質器は単位除熱量あたりの伝熱面積が大きいため、径は 4.7～6.5m と、原子炉容器と同程度となり、コスト増加が懸念される。

今後、メタンガス転化率と関連させて、伝熱計算手法（特に反応管内側）を明らかにする必要がある。また、伝熱性向上方策の取込みや、ヘリウムガス間隙部の必要性などを検討し、経済性および安全性などの要求条件を満足する水蒸気改質器の構造を具体化することが重要である。

注 1) 本計算では、反応ガス流速に 12 倍を乗じたが、ニッケル触媒層の仕様が不明のため、伝熱面積および代表長さは同一とした。

注 2) ケース 1（レファレンスケース）での熱抵抗内訳は、反応管内部のガス熱伝達で 58%、ヘリウムガス間隙部の熱伝導で 38%と、この 2 つの合計で全体の 96%を占める。

(4) 伝熱管概念の検討

サイジング検討などをもとに、直管型蒸気発生器などを参考にして、水蒸気改質器の伝熱管概念の検討を行った。

直管型蒸気発生器との主要な相違点は、以下のとおりである。

- ① ナトリウム伝熱管内部の反応管（水素分離管を含む）は、定期的に交換するため、ナトリウム伝熱管との間隙幅確保や、管板との接合方法の工夫など、取付け・取外し容易な構造とする。
- ② 伝熱性能の向上をねらって、ナトリウム伝熱管と反応管の間隙部には、ヘリウムガスを充填するとともに、高圧として、片側リークが発生してもヘリウムガスが積極的にリークアウトするように工夫する。（反応ガスがナトリウム側に流れ込まない）
- ③ 反応ガスは、水素分離管によって、水素と未反応ガスに分離して排出するため、直管蒸気発生器の蒸気管板に相当する箇所に、2 種類の廃ガスノズルを構成する。

水蒸気改質器の全体構造および伝熱管構造（いずれも案）を図 5.3.4-3 に示す。

全体構造は、直管型蒸気発生器と類似構造で、上下端に管板、その間に多数の直管型ナトリウム伝熱管を設置し、管内を反応ガス、管外をナトリウムが流れる構造とした。ナトリウム伝熱管外側（ナトリウム流れ部）には、1m 程度の間隔で、バッフル板を設置し、流力振動や、伝熱管座屈を防止している。また、ナトリウム伝熱管一胴の熱膨張差は、シェルベローズにより吸収した。

伝熱管構造について、ナトリウム伝熱管は、上下端とも管板と溶接接合（下端：突合わせ溶接、上端：差込み溶接）を行った。反応管は、取付け・取外しが容易なように、下端にラッチスプリング、上方に板バネなどを設置し、ナトリウム伝熱管内に挿入するのみにより、ある程度のシール性を確保できる構造とした。反応管上端には管ごとにハンドリングヘッドを取付け、治具などによる引抜き対応を可能とする。

また、水素分離管は、反応管ごと取扱うことが想定される。よって、ナトリウム伝熱管内に反応管および水素分離管を挿入した後、水素室の上蓋を設置できるように水素分離管や、水素室管板の形状を工夫し、金属シールおよびボルトにより固定できる構造とした。

(5) 水蒸気改質器の物量・コスト評価

5.3.3 節の経済性評価手法では、水蒸気改質器のコストは、蒸気発生器のコストをもとに交換熱量比を乗じて計算していた。

水蒸気改質器は、直管型蒸気発生器と類似の構造であるが、三重の伝熱管を採用するなど複雑な複雑で、かつ、水素分離管には、高価なパラジウム合金を使用しているため、ユニットコスト（単位重量、または、単位除熱量あたりのコスト）の増加が懸念される。

よって、以下の手法によって、水蒸気改質器のコストを評価し、適用の有無を評価した。

- ① 水蒸気改質器の伝熱計算をもとに、伝熱管、本体胴、支持構造物などに分けて重量を算出した後、ユニットコストを乗じる。
- ② 伝熱管を構成するナトリウム伝熱管、反応管、水素分離管は、いずれも 12Cr 鋼と同等の材料を仮定する。
- ③ 水素分離管表面のパラジウム分離膜は、肉厚 $20\mu\text{m}$ 、密度 12.02kg/m^3 の条件で、重量を計算した後、ユニットコストを乗じる。パラジウム合金のユニットコストは、重量単価 1400 円/g や、伝熱管と同一の材料費と製作費の比率をもとに、2150000 円/kg と仮定する。
- ④ 反応管－水素分離管の間隙部に充填するニッケル触媒は、詳細な仕様不明のため、コスト計算対象外とする。

- ⑤ 水蒸気改質器と同様に、直管型・三重伝熱管を有する鉛ピスマス熱媒体チューブ・三重管型蒸気発生器のコストの計算手法を参考にする。

水蒸気改質器の物量およびコスト評価結果を表 5.3.4-4 に示す。表中には、参考のため、蒸気発生器との交換熱量比に基づく従来コストも記載した。

水蒸気改質器は、伝熱面積、伝熱管重量の増加により、改質器全体で 400～750ton（ケース 3 を除いて 3.5～4.4ton/MW、50MWe のナトリウム冷却小型炉・蒸気発生器で 0.94ton/MW）と重量構造物となる。

また、蒸気発生器と比較して、単位交換熱量あたりの伝熱面積が増加するため、コストは 97～187 億円（従来評価の 10 倍以上）と大きい。また、パラジウム膜のコストは伝熱管全体の 30%程度である。従来評価では、蒸気発生器コストをもとに交換熱量比で補正、すなわち、単位交換熱量あたりの伝熱面積を同一と想定しており、水蒸気改質器のコスト評価には適合しないと考えられる。今後は、サイジング結果などをもとに、水蒸気改質器のコスト評価を行うこととする。

(6) 今後の課題

上記の検討結果に基づき、以下のように水蒸気改質器の概念検討を進めていく上での課題をとりまとめた。

- ① 安全
 - ・ナトリウムに対するバウンダリ構成の考え方（水素爆発・火災防護方針）
 - ・伝熱管の片側リーク検知方法の妥当性
 - ・万一の伝熱管ギロチン破断時の設計対応（安全評価を含む）
- ② 伝熱関連
 - ・反応管内部（ニッケル触媒部）の仕様調査に基づく伝熱計算手法の明確化
 - ・伝熱性能向上方策の検討
- ③ 水素製造関連
 - ・メタンガス転化率の評価（低温でのメタンガス転化率の把握を含む）
- ④ 伝熱管等の構造
 - ・取付け・取外し可能な伝熱管構造の明確化（伝熱管形状、最適ピッチ、管板への固定およびシール性確保などの方法）
 - ・水蒸気改質器全体構造の検討

(7) 水蒸気改質器概念の検討まとめ

原子力水素プラントの主要機器である水蒸気改質器について、サイジング、安全性および保守性を考慮した伝熱管の概念検討、経済性評価などを行った。主要な検討結果は、以下のとおりである。

- ① 水蒸気改質器では、反応ガス（水素、蒸気、メタンガスなど）と 2 次ナト

リウムの中に、二重バウンダリを設置して、早期に片側リークを検知し、必要な防護動作を行うことにより同時破損や、破損伝播を防止する。

- ② 上記の間隙部に、高圧ヘリウムガス (6MPa) を充填し、微小リーク時には、圧力バランス上、ヘリウムガスが2次ナトリウム、反応ガス内部にリークできる構造にする。
- ③ 反応管内側では、ガスにより熱伝達するため、単位交換熱量あたりの伝熱面積が大幅に増加 (ケース3を除いて97~118m²/MW、蒸気発生器などの10倍以上) する。本検討の水蒸気改質器は、伝熱管長20mの条件で胴径4.7~6.5mと、原子炉容器と同程度と推測される。
- ④ ナトリウム伝熱管内部の反応管、水素分離管は、定期的に交換するため、ナトリウム伝熱管との間隙幅確保や、金属シール、ラッチスプリングの採用など、管板との接合方法を工夫し、取付け・取外し容易な構造とする。
- ⑤ 上記の水蒸気改質器は、400~750ton (ケース3を除いて3.5~4.4ton/MW、50MWeのナトリウム冷却小型炉・蒸気発生器で0.94ton/MW) と重量構造物となる。
- ⑥ 伝熱計算に基づく水蒸気改質器コストは、97~187億円 (従来評価の10倍以上) と大きい。また、パラジウム膜のコストは、伝熱管全体の30%程度である。従来評価では、単位交換熱量あたりの伝熱面積を同一と想定しており、水蒸気改質器のコスト評価には適合しないと考えられる。今後は、サイジング結果などをもとに、水蒸気改質器のコスト評価を行うこととする。

表 5.3.4-1 検討対象の水蒸気改質器の系統仕様

番号	対象プラント ¹⁾	交換熱量 ²⁾ (1基あたり)		メタンガス 転化率	系統温度		反応ガス ⁴⁾		系統圧力		系統流量(1基あたり)				
		二次Na ³⁾ 改質器入口 改質器出口			°C		°C		反応ガス		二次Na		供給ガス		製造ガス
		MW	°C	°C	°C	MPa	kg/sec	Nm ³ /h	kg/sec	Nm ³ /h	Nm ³ /h	kg/sec	Nm ³ /h	kg/sec	Nm ³ /h
ケース1	水素製造単独(375MWt) 炉心出口温度580°C	177	570	510	500	5	2336	119830	79.7	299570	44940	45.3	74890		
ケース2	水素製造単独(375MWt) 炉心出口温度530°C	146	510	460	450	5	2306	147880	92	266190	81330	63.4	66550		
ケース3	発電併用 550°Cの既往温度ベース	68	540	510	500	5	1789	45920	30.5	114800	17220	17.4	28700		
ケース4	発電併用 510°Cの既往温度ベース	90	500	460	450	5	1779	91330	56.8	164390	50230	39.2	41100		
ARTECH 設計例	水素製造単独(120MWt×2基) 炉心出口温度580°C	51	565	515	500	2	805	35715	23.9	100000	10715	7.2	25000		

注1) ケース1~4は、5.3.3節(ヒートマスバランスの特性把握と系統仕様の候補案の抽出)に基づく

このうち、ケース3は全熱出力の62%、ケース4は38%を発電に利用

注2) 水蒸気改質反応熱(二次ナトリウム温度差による補償)

注3) 二次Naは、水蒸気改質器を出た後、蒸気発生器に流入

注4) 反応ガス温度は一定(暫定)

表 5.3.4-2 水蒸気改質器の仕様 (既往設計例を含む)

項目	東京ガスの試験装置 ¹⁾	今回の検討概念
基本仕様	水素製造方法	同左
	反応熱補償基本構造	2次ナトリウム 反応管と水素分離管は同心円・直管構造で、ナトリウム中に複数設置。ただし、ナトリウム伝熱管、反応管を分けて設置し、間隙部にヘリウムガスを充填
形状・仕様	水素分離管	直管(三重管)
	形状	矩形管
	寸法	□30mm × h970mm
	本数	96本
	反応管	環状 伝熱管本数は仕様により調整
	形状	直管(三重管)
ナトリウム伝熱管	寸法	OD630mm/472mm × h970mm
	本数	1個
ナトリウム伝熱管	形状	直管(三重管)
	寸法	(OD60mm × h 最大20000mm)
配列ピッチ	本数	(水素分離管の欄に記載)
	本数	85mm
系統仕様 (反応ガス入口)	流路面積	仕様により計算
	温度	500°C, 450°C
流量	圧力	5MPa
	メタンガス	伝熱管及び系統仕様に合せて計算
	蒸気	(24.9Nm ³ /h)
	合計	(33.2Nm ³ /h)
流速	(0.065m/s)	伝熱管及び系統仕様に合せて計算 0.5m/sを目標とする。
備考		反応管の外側にナトリウム伝熱管を設置

注1)かっこ内の数値は計算、又は、推測値

表5.3.4-3 水蒸気改質器の伝熱計算結果

番号	対象プラント ¹⁾	計算パラメータ		サイジングの考え方	系統温度		主要な系統流量(基あたり) ⁵⁾		水蒸気改質器の機器仕様 ⁶⁾								
		反応ガス流速 補正係数	ヘリウムガス 間隙幅		メタンガス 転化率	2次Na3 改質器入口 改質器出口	反応ガス ⁴⁾	2次Na kg/sec	メタンガス Nm ³ /h	蒸気 kg/sec	製造ガス 水素 Nm ³ /h	Na伝熱管仕様	改質器全体 ⁷⁾				
			mm		°C	°C	kg/sec	Nm ³ /h	Nm ³ /h	Nm ³ /h	mm	本数	長さ m	伝熱面積 m ²	胴径 mm	高さ m	
ケース1	水素製造単独 炉心出口温度580°C	12	12	1 触媒充填を考慮しな い反応ガス流速	570	510	500	2336	119830	79.7	299570	60.2	6889	27	35180	7.2	33.3
		0.4	12	同上								59	6889	18.1	23110	7.2	24.4
		0.4	12	伝熱管長20mと一致 するよりに伝熱管本 数調整								59	5550	20	20580	6.5	26.3
		0.4	12	伝熱管長9.5mと一致 するよりに伝熱管本 数調整								59	64169	9.5	112900	21.8	15.8
ケース2	水素製造単独 炉心出口温度530°C	12	12	1 触媒充填を考慮しな い反応ガス流速	540	460	450	2306	147880	92	266190	59.8	7852	20.8	31070	7.7	27.1
		0.4	12	同上								58.6	7852	13.5	19760	7.7	19.8
		0.4	12	伝熱管長20mと一致 するよりに伝熱管本 数調整								58.6	3854	20	14190	5.4	26.3
		0.4	12	伝熱管長9.5mと一致 するよりに伝熱管本 数調整								58.6	19064	9.5	33340	11.9	15.8
ケース3	発電併用 550°Cの既往温度 ベース	12	12	1 触媒充填を考慮しな い反応ガス流速	540	510	500	1789	45920	30.5	114800	60	2640	38.4	19110	4.5	45
		0.4	12	同上								58.8	2640	25.7	12530	4.5	32
		0.4	12	伝熱管長20mと一致 するよりに伝熱管本 数調整								58.8	5047	20	18650	6.2	26.3
		0.4	12	伝熱管長9.5mと一致 するよりに伝熱管本 数調整								58.8	295579	9.5	518710	46.7	15.8
ケース4	発電併用 510°Cの既往温度 ベース	12	12	1 触媒充填を考慮しな い反応ガス流速	500	460	450	1779	91330	56.8	164390	59.8	4911	23.3	21500	6.1	30
		0.4	12	同上								58.6	4911	15.1	13650	6.1	21.4
		0.4	12	伝熱管長20mと一致 するよりに伝熱管本 数調整								58.6	2888	20	10630	4.7	26.3
		0.4	12	伝熱管長9.5mと一致 するよりに伝熱管本 数調整								58.6	17270	9.5	30200	11.3	15.8

注1) ケース1~4は、5.3.3節にてトマスハランスの特性把握と系統仕様の候補案の抽出に基づき

注2) 水蒸気改質反応熱(2次ナトリウム温度差による積算)

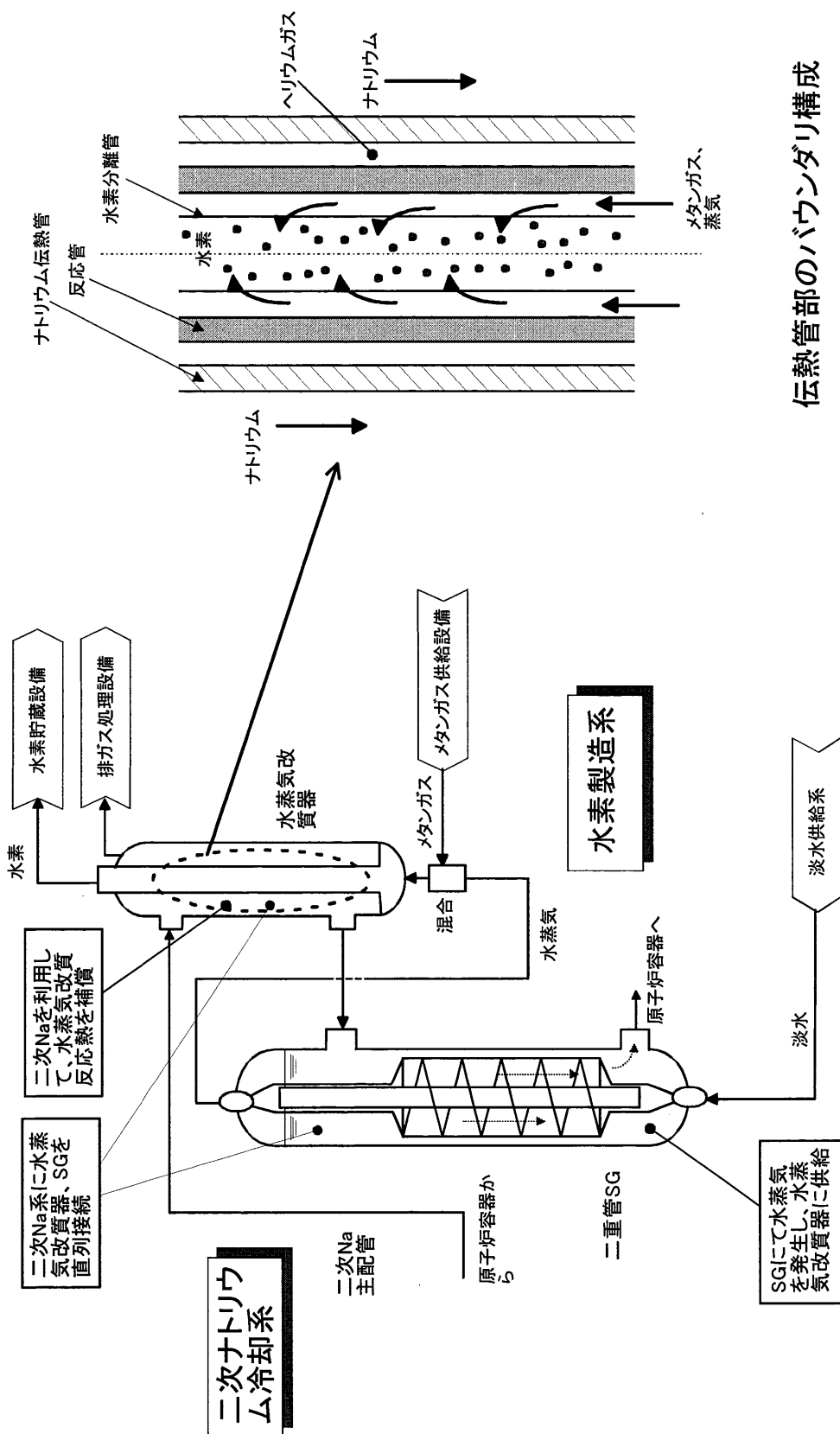
注3) 2次Naは、水蒸気改質器を出た後、蒸気発生器に流入

注4) 反応ガス温度は一定(暫定)

注5) 詳細は表5.3.4-1参照

注6) いずれのケースも、レフアレンスケースとして、ヘリウムガス間隙幅0.4mmで、伝熱管長さが20mと一致するように伝熱管本数を設定(灰色部が選定した仕様)

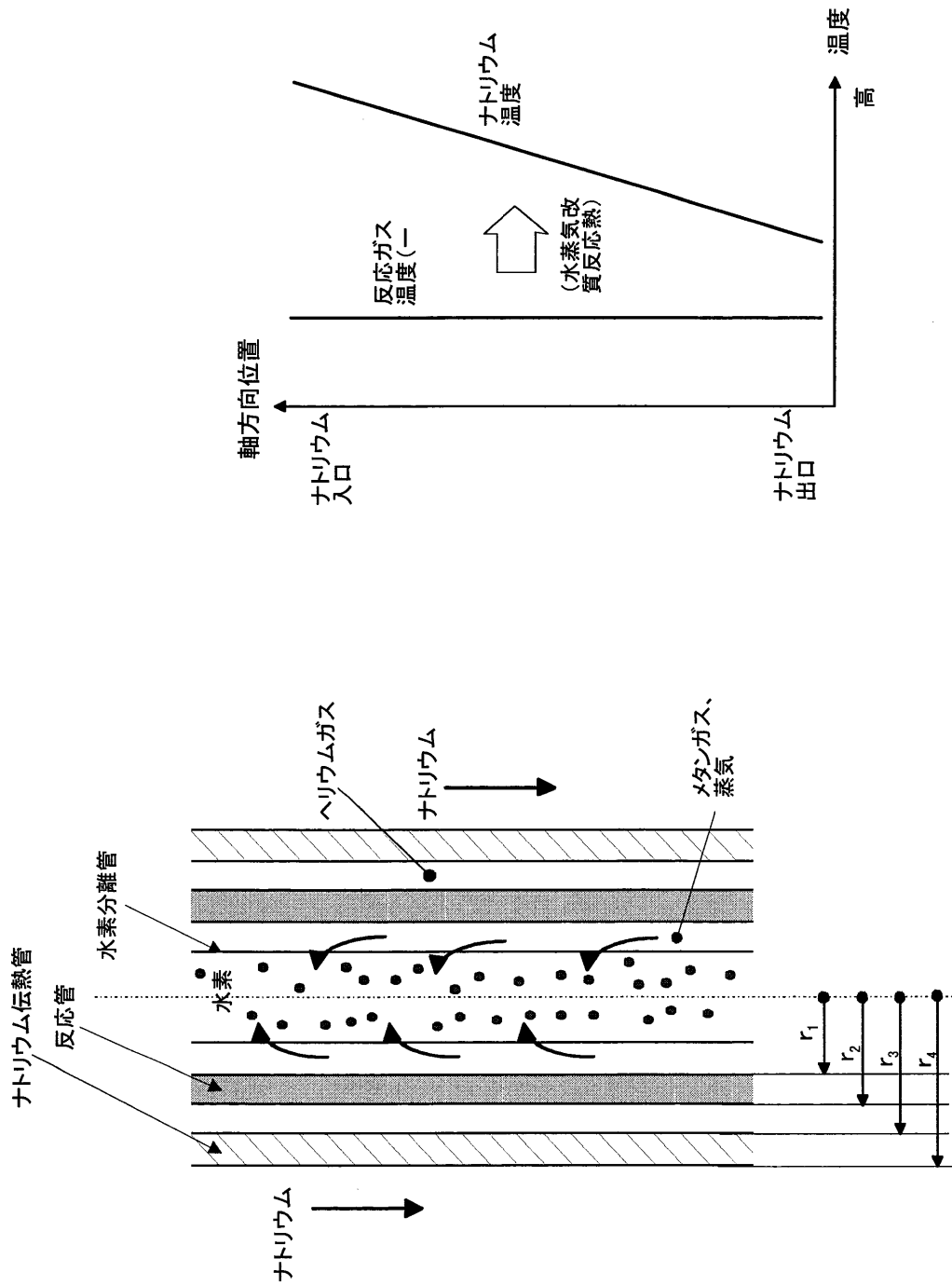
注7) 伝熱計算をもとに、改質器胴径=伝熱管の包絡円+胴厚(0.03m)×2、改質器高さ=伝熱管長+反応ガス及び水室等高さの合計(5.5m)+ヘリウムガス管径高さ(0.4m)×2



伝熱管部のバウンダリ構成

水蒸気改質器廻りの系統構成

図 5.3.4-1 水蒸気改質器 伝熱管部のバウンダリ構成



軸方向の温度分布イメージ

伝熱管部の構成

図 5.3.4-2 水蒸気改質器 伝熱計算モデル

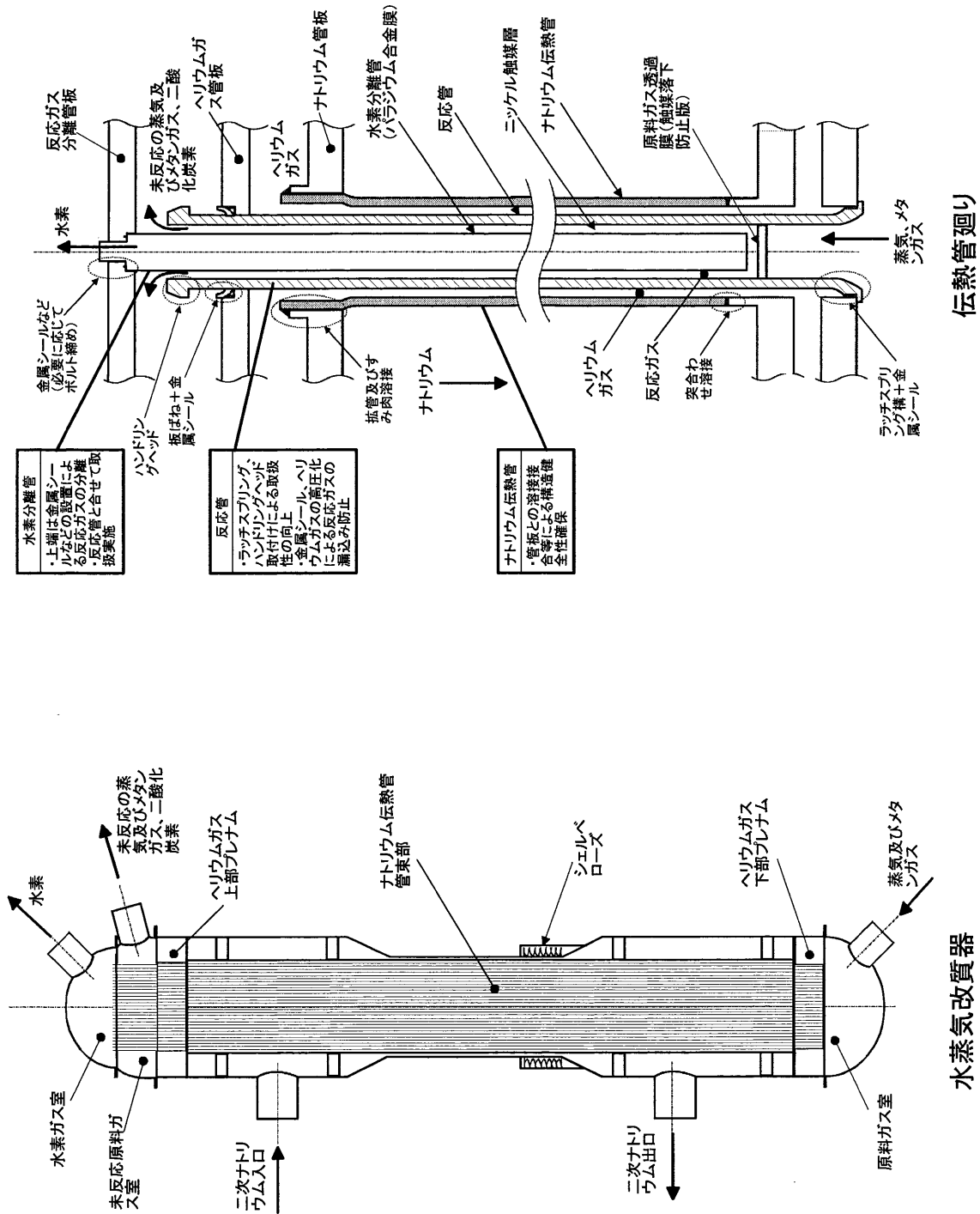


図 5.3.4-3 水素改質器全体と伝熱管廻りの構造図 (案)

5.3.5 水素製造系の検討

水素製造系のコストは機器構成や熱交換器の伝熱面積によって大きく変わる可能性がある。本検討は水素製造コストをより現実的に評価することを目的に、水素製造系の基本構成や熱交換器の概略検討を行った。主要な検討項目は以下のとおりである。

- ① 水素製造系の基本構成
- ② 水素製造系のヒートバランス
- ③ 水素製造系の建設コスト評価

また、水素製造系の基本構成を検討する上で廃ガス再循環系を設置する方式も対象とした。本概念は水蒸気改質器からの廃ガスを、二酸化炭素を分離した上で直接水蒸気改質器入口に循環させる方式で、原子炉冷却系の最適仕様に変更となり得るため、系統仕様の検討も行った。

(1) 基本構成の検討

水素製造系の系統仕様は廃ガスを冷却する温度によって大きく構成が変化する。本検討では廃ガスの冷却温度をパラメータとして 50℃または 220℃まで冷却する場合と冷却を行わないで廃ガスを再循環する場合の合計 3 ケースを検討した。概略の系統を図 5.3.5-1~3 に示す。機器構成は以下の方針に従って設定した。

- ① 熱交換器の機器数を最小化する。
- ② ガス-ガス熱交換器を極力使用しない。

それぞれの案のねらいと特徴を以下にまとめる。

(i) 案 1 (廃ガス冷却温度 50℃)

案 1 は廃ガスを 50℃まで冷却する概念である。ただし、高温で二酸化炭素を分離する技術を積極的に取り入れている。

この系統構成では廃ガス中の水と、供給水の混合水を 220℃まで加熱して蒸気発生器に供給する。各系統の熱容量を考慮して蒸気発生器供給水加熱は廃ガス、供給メタンの加熱は製造した水素により行うことにした。

(ii) 案 2 (廃ガス冷却温度 220℃)

案 2 は廃ガスを蒸気発生器給水温度 (220℃) まで冷却する概念である。この場合、蒸気発生器供給のため廃ガス中の水を加熱する必要はない。加熱水量が案 1 に比較して小さくなるため蒸気発生器供給水加熱は水素ガス、メタンガスの加熱は熱量の大きな廃ガスにより行うこととした。また 220℃の廃ガスのメタンに対して 25℃の供給メタンを等価状態で混合するため、これの熱交換器 (供給メタンガス-廃メタンガス) が必要になり機器数が案 1 より増加する。

(iii) 案 3 (廃ガス再循環系を設置)

案 3 は廃ガスを冷却しないで二酸化炭素を分離した後、水蒸気改質器に再

循環させる概念である。この場合製造水素の熱量、供給メタンガスと供給水の熱量がほぼ等しくなり冷却水による熱交換器が不要になる。

(2) 廃ガス再循環系を設置する場合の系統仕様

系統仕様の検討は 5.3.3 節で行ったが、廃ガス再循環系を設置するケース (案 3) では原子炉冷却系最適なヒートマスバランスが変わるために、系統仕様の再検討が必要である。ここでは 5.3.3 節での検討方法をもとに廃ガス再循環系を設置する場合の系統仕様を検討した。

(i) 検討条件および方法

水素製造単独プラントの検討フローを図 5.3.3-3、水素製造・発電併用プラントの検討フローを図 5.3.3-4 に示した。5.3.3 節で検討した概念と比較すると廃ガス中の蒸気とメタンガスを水蒸気改質器に再循環するため蒸気発生器の供給水の流量が少ないことが特徴である。転化率を x 、S/C を y とすると従来概念と廃ガス再循環系を設置した場合の蒸気発生器給水流量の比 z は以下のように計算される。

$$z = \frac{2x}{y}$$

具体的な数値は以下のとおりである。

水蒸気改質温度	転化率	S/C	z
450℃	0.45	2.9	0.43
500℃	0.625	2.9	0.31

(ii) 水素製造単独プラントの検討

廃ガス再循環系を設置した場合、冷却した廃ガス中の水を蒸気発生器で加熱する必要がなく、蒸気発生器の除熱量が減少し、水蒸気改質器における反応熱量が増加する。このため廃ガス再循環系がない場合と比較して水素製造量は増加する傾向にあるが、原子炉冷却系へのインパクトも大きくなる。

本検討では原子炉出口温度 580℃までしか検討していない。この条件で水蒸気改質温度を 500℃とすると炉心 ΔT が 90℃程度、1次系の流量は大きくなり炉心へのインパクトが大きい。このため原子炉冷却系の候補案としては水蒸気改質温度 450℃のケースのみを抽出した。その仕様を単独 R1 と称し、表 5.3.5-1 に示す。また再循環系がないケースとの基本仕様の比較を表 5.3.5-2 に示す。

(iii) 水素製造・発電併用プラントの検討

水素製造・発電併用プラントの場合は冷却系の ΔT を固定して検討しており水蒸気改質器における反応熱量を調節可能なため、水蒸気改質温度 450℃、

500℃両方の候補案の抽出が可能である。それぞれを併用 R1、併用 R2 と称し、系統仕様を表 5.3.5-3 に示す。再循環系がないケースとの基本仕様の比較を表 5.3.5-4 に示す。併用 2 と併用 R2 は水素製造量が偶然一致しているが、発電量が併用 R2 で増加している。これは水蒸気改質器に廃ガスの蒸気が供給される分、蒸気発生器から発電に供給する蒸気が増加したと考えられる。

(3) 水素製造系ヒートマスバランスの検討

(i) 検討条件

水素製造系のヒートマスバランスを以下の条件で検討した。

- ① 水蒸気改質温度 450℃、500℃
- ② 水蒸気改質器入口メタンガス温度：水蒸気改質温度－10℃
- ③ 水蒸気改質器入口蒸気温度：水蒸気改質温度と同じ
- ④ 蒸気発生器給水温度：220℃
- ⑤ 供給メタンガス温度：30℃
- ⑥ 供給水温度：30℃
- ⑦ 冷却水温度（熱交換器入口／出口温度）：30／40℃
- ⑧ 廃ガス冷却温度：パラメータ
- ⑨ 原子炉冷却系仕様：表 5.3.5-5（廃ガス再循環系なし）、表 5.3.5-6（廃ガス再循環系有り）

水素製造系のヒートバランスの検討対象を以下に示す。廃ガス冷却温度を 50℃とする場合を案 1、220℃とする場合を案 2、廃ガスを冷却しない場合、すなわち、廃ガスを再循環する場合を案 3 とした。

ケース	水素製造系仕様	廃ガス冷却温度 (℃)	原子炉冷却系仕様	水蒸気改質温度 (℃)
1-1	案 1	50	併用 1	450
1-2		50	単独 1	450
1-3		50	併用 2	500
1-4		50	単独 2	500
2-1	案 2	220	併用 1	450
2-2		220	単独 1	450
2-3		220	併用 2	500
2-4		220	単独 2	500
3-1	案 3	冷却なし	併用 R1	450
3-2		冷却なし	単独 R1	450
3-3		冷却なし	併用 R2	500

(iii) 検討結果

冷却系の仕様候補案と水素製造系の案を組み合わせた 11 ケースについて、各熱交換器の交換熱量と流体の出入口温度を計算した結果を表 5.3.5-7、熱交換器の除熱量の一覧を表 5.3.5-8 に示す。水素製造系のガス冷却系の名称を以下のように定義する。

水素ガス冷却系	水蒸気改質器からの水素を冷却して水素タンクに貯蔵する系統。
ガス冷却系	水素製造系案 1、2 に設置され水蒸気改質器の廃ガスから二酸化炭素を分離した後、冷却して水とメタンに分離する系統。
ガス再循環系	水素製造系案 3 に設置され廃ガスから二酸化炭素を分離した後、水蒸気改質器に再び戻す系統。

熱交換器については各系統で水蒸気改質器に近い順に番号を付けた。例えば水素ガス冷却系の水蒸気改質器に一番近い熱交換器を「水素ガス冷却系熱交換器 1」と称する。熱利用効率を比較する指標として以下のように冷却水による除熱率（冷却水による除熱量を原子炉熱出力で割った値）を定義した。

冷却水による除熱率(%)

$$=100 \times \text{冷却水による除熱量(MWt)} / \text{原子炉熱出力(MWt)}$$

表 5.3.5-7、表 5.3.5-8 より、以下のことが明らかになった。

- ① 案 1、2 は廃ガスの冷却温度が異なるが、冷却水による除熱率を比較すると熱利用の効率上、同等である。これは案 1 では廃ガスを低温まで冷却するが冷却時の熱をメタンや水の加熱に利用したことによる。経済性は熱交換器の機器数と伝熱面積の量から定まると考えられる。
- ② 上記のように案 1 は案 2 と同程度の熱利用の効率であるが、廃ガスを 50℃まで冷却するためホットレグ/コールドレグが 30/40℃の冷却水を用いても温度差が小さく、廃ガスを冷却水で冷却する熱交換器の伝熱面積がかなり増大する傾向にある。
- ③ 案 3 は廃ガスを冷却しないために熱利用の効率は高いが、水素ガスのみにより供給メタンガスと供給水を加熱する必要がある。水素ガスの除熱量と供給メタンガスと供給水の吸熱量はほぼ等しいため、水素ガス冷却系熱交換器 2 において水素ガスの出口温度 (30.4℃) と供給水の入口温度 (30℃) が近接している (表 5.3.5-7)。よって熱交換器の伝熱面積が大きく現実的ではない。仮に水素ガスの最終的な冷却に冷却水を用いた場合では、供給メタンガスと供給水に供給する熱が不足し、メタンガスをナトリウムで加熱するなど新たな設計対応が必要である。

(4) 水素製造系建設コストの評価

5.3.3 節で行った評価では水素製造系のコストはガスの処理量に比例するとして概略評価を行った。本評価では水素製造系の各仕様ごとに熱交換器の伝熱面積等を考慮し、水素製造系の熱交換器のコストを評価した。また 5.3.4 節の水蒸気改質器コスト評価を反映して水素製造系建設コストを評価した。

(i) 熱交換器の伝熱面積評価方法

(a) 熱交換する流体が凝縮しない場合

熱交換する流体が凝縮しない場合は、熱交換する流体の種類によってガス-ガスとガス-水の熱交換器に分類する。それぞれ表 5.3.5-9 に示すような仕様を参考に以下の手順で伝熱面積を評価した。ここでは以下の記号と添え字を用いる。

記号	
Z	伝熱管本数
D	外径
P	ピッチ
G	体積流量
v	速度
W	除熱量
α	熱伝達率
K	熱通過率
L	伝熱管長
ΔT	対数平均温度差
添字	
tube	管内
shell	胴側
ref	参照熱交換器

まず伝熱管の本数 Z を決定する。

$$Z = \frac{G_{tube}}{A_{tube} v_{tube}}$$

次に伝熱管の本数から熱交換器の胴の内径を決定する。

$$D_{shell} = 1.09P\sqrt{Z}$$

胴側の流速 v_{shell} は以下ようになる。

$$v_{shell} = \frac{G_{shell}}{A_{shell} - A_{tube} Z}$$

熱伝達率は管外・胴側とも以下で表される。

$$\alpha = \frac{\lambda Nu}{D}$$

ただし、Nu の計算は流体がガスの場合は Bishop の式、流体が水の場合 Dittus-Boelter の式を用いて計算した。

$$Nu = 0.0073 Re^{0.886} Pr^{0.61} \quad (\text{Bishop})$$

$$Nu = 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.4} \quad (\text{Dittus-Boelter})$$

熱通過率は今回は概略評価のため伝熱管を無視して以下のように評価した。

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{tube}} + \frac{1}{\alpha_{shell}}}$$

伝熱管長 L と伝熱面積 A は以下で決定する。

$$L = L_{ref} \frac{W}{W_{ref}} \frac{Z_{ref}}{Z} \frac{K_{ref}}{K} \frac{\Delta T_{ref}}{\Delta T}$$

$$A = \pi D_{tube} Z L$$

(b) 凝縮する場合

凝縮する場合は表 5.3.5-10 の PSR の蒸気発生器[4]を基準に対数平均温度差と除熱量から伝熱面積を以下のように評価した。

$$A = A_{PSR} \frac{W \Delta T_{PSR}}{W_{PSR} \Delta T}$$

(ii) 熱交換器の直接費の評価法

熱交換器の直接費の評価は PSR の SG を基準とした。PSR の SG の直接費は 1 基 2471 百万円を仮定し、コスト C を以下で評価した。

$$C = \frac{A}{A_{PSR}} 2471 \text{百万円}$$

(iii) 検討結果

水素製造系ガス冷却系の熱交換器の伝熱面積とコストの計算結果を表 5.3.5-11 に示す。水蒸気改質器のコストとの比較を表 5.3.5-12 に示す。水蒸気改質器と比較して水素製造系のコストは 1 割程度であるが、伝熱面積比も同程度であり妥当な評価と考えられる。

ただし廃ガス再循環系設置する場合は原子炉冷却系のヒートバランスが変わる

ため別途評価した。再循環系設置しない場合の原子力水素プラント建設コストの内訳を表 5.3.5・13、再循環系設置する場合を表 5.3.5・14 に示す。計算した熱交換器の機器のコストはガス冷却系という小項目を水素製造系の中に作って水素製造系コストに加えた。

建設費の評価の見直しにより以下のことが明らかになった。

- ① 原子力水素プラントの建設コスト（直接費合計）は水蒸気改質器コストの影響が大きい。例えば併用 2 のプラントは水素製造量 11479Nm³/h、直接費が 45551 百万円、単独 2 のプラントは水素製造量 299571Nm³/h、直接費が 43312 百万円となり水素製造量が少ない併用 2 のコストが高い。これは併用 2 の場合、水蒸気改質器において除熱性能が低評価されているためである。
- ② 水蒸気改質器は伝熱面積／除熱量が大きく、コストが高い。5.3.4 節における水蒸気改質器コスト評価に伴いプラント建設コストは 5.3.3 節における概略評価の約 1.3～1.7 倍に増加する。
- ③ 本評価では水素製造系のガス冷却系のコストは、水蒸気改質器のコストの 12%以下であり水素製造系のガス冷却系の構成がプラント建設コストに与える影響は小さい。

(5) 水素製造系の検討まとめ

- ① 水素製造系ガス冷却系の建設コストを評価した結果、水蒸気改質器のコストと比較するとガス冷却系コストが小さいことがわかった。このため廃ガス再循環系設置しない場合は案 1、廃ガス再循環系設置する場合は案 3 の評価結果を用いて原子力水素プラントの建設コストを評価した。
- ② 原子力水素プラントの建設コストの直接費合計は水蒸気改質器コストの影響を大きく受けた。例えば併用 2 のコストが大きく計算されたが、併用 2 の場合、水蒸気改質器において除熱性能が低く評価されているためである。水蒸気改質器のコスト評価は水素製造コストへの影響が大きいため今後詳細な検討が必要である。
- ③ 廃ガス再循環系を設置した場合、原子炉冷却系への影響は大きく水素製造量や発電量が大きく変化する。現状、廃ガス再循環系の設置の有無を判断できないため、廃ガス再循環系設置する場合と無い場合を並行して評価する必要がある。
- ④ 水素ガス冷却系の水素製造系プラント建設コストに占める割合は小さく。プラント建設コスト評価の面からは水蒸気改質器に比較して、水素製造系のコストは重要度が低いことがわかった。

表 5.3.5-1 水素製造単独プラント原子炉冷却系系統仕様（再循環系あり）

項目	小項目	単位	単独 R1
原子炉系	熱出力	MWt	375
	燃料	-	金属燃料
	炉容器径	m	4.3
1 次系	ホットレグ	°C	550.0
	コールドレグ	°C	431.3
	Na 流量	kg/sec	2496.4
2 次系	ホットレグ	°C	540.0
	ミドルレグ	°C	460.0
	コールドレグ	°C	421.3
	Na 流量	kg/sec	2494.0
蒸気系	蒸気温度	°C	450.0
	給水温度	°C	220.0
	蒸気圧力	MPa	5.0
	蒸気流量	kg/sec	49.3
水素製造系	改質温度	°C	450.0
	転化率	-	0.45
	S/C	-	2.9
	原料ガス種類	-	メタン
	原料ガス供給量	N m ³ /h	114987
	給水量	ton/h	186
	排出 CO ₂ 量	N m ³ /h	114987
	水素製造量	N m ³ /h	459948

表 5.3.5-2 水素製造単独プラント原子炉冷却系系統仕様比較

候補案	改質温度	原子炉出口温度	電気出力	水素製造量
-	°C	°C	MWe	Nm ³ /h
単独 1	450	530	0	266000
単独 1 R	450	550	0	460000

表 5.3.5-3 水素製造・発電併用プラント原子炉冷却系系統仕様（再循環系あり）

項目	小項目	単位	併用 R1	併用 R2
原子炉系	熱出力	MWt	375	375
	電気出力	MWe	42.4	109.8
	燃料	-	酸化物	酸化物
	炉容器径	m	6.9	6.9
1次系	ホットレグ	°C	550.0	550.0
	コールドレグ	°C	394.4	394.4
	Na 流量	kg/sec	1899.9	1899.9
2次系	ホットレグ	°C	540.0	540.0
	ミドルレグ	°C	460.0	510.0
	コールドレグ	°C	375.0	375.0
	Na 流量	kg/sec	1788.6	1788.6
蒸気系	蒸気温度	°C	450.0	500.0
	給水温度	°C	220.0	220.0
	蒸気圧力	MPa	5.0	5.0
	蒸気流量	kg/sec	35.4	123.4
水素製造系	改質温度	°C	450.0	500.0
	転化率	-	0.45	0.625
	S/C	-	2.9	2.9
	原料ガス	-	メタン	メタン
	原料ガス供給	N m ³ /h	82463	28699
	給水	ton/h	133	46
	排出 CO ₂	N m ³ /h	82463	28699
	製造水素	N m ³ /h	329850	114797

表 5.3.5-4 水素製造・発電併用プラント原子炉冷却系系統仕様比較

候補案	改質温度	原子炉出口温度	電気出力	水素製造量
	°C	°C	MWe	Nm ³ /h
併用 1	450	510	57.4	164000
併用 1 R	450	550	42.4	330000
併用 2	500	550	92.5	115000
併用 2 R	500	550	109.9	115000

表 5. 3. 5-5 廃ガス再循環系を設置しない場合の基本仕様

項目	小項目	単位	単独1	単独2	併用1	併用2
原子炉系	熱出力	MWt	375	375	375	375
	電気出力	MWe	0	0	57	93
1次系	ホットレグ温度	°C	530	580	510	550
	コールドレグ温度	°C	392	453	355	394
	Na 流量	kg/sec	2143	2338	1900	1900
2次系	ホットレグ温度	°C	510	570	500	540
	ミドルレグ温度	°C	460	510	460	510
	コールドレグ温度	°C	382	443	335	375
	Na 流量	kg/sec	2306	2336	1779	1789
水素製造系	改質温度	°C	450	500	450	500
	転化率	-	0.45	0.63	0.45	0.63
	S/C	-	2.90	2.90	2.90	2.90
	水素製造量	N m ³ /h	266185	299571	164390	114797

表 5.3.5-6 廃ガス再循環系を設置する場合の基本仕様

項目	小項目	単位	単独 R1	併用 R1	併用 R2
原子炉系	熱出力	MWt	375	375	375
	電気出力	MWe	0	42	110
1 次系	ホットレグ温度	°C	550	550	550
	コールドレグ温度	°C	431	394	394
	Na 流量	kg/sec	2496	1900	1900
2 次系	ホットレグ温度	°C	540	540	540
	ミドルレグ温度	°C	460	460	510
	コールドレグ温度	°C	421	375	375
	Na 流量	kg/sec	2494	1789	1789
水素製造系	改質温度	°C	450	450	500
	転化率	-	0.45	0.45	0.63
	S/C	-	2.90	2.90	2.90
	水素製造量	Nm ³ /h	459948	329850	114797

表5.3.5-7 原子力水素プラントの水素製造系のヒートバランス

ケース	プラント	流量 kg/sec				エンタルピー製造 kW				再加熱				供給				加熱計	冷却計	加熱計	廃熱 (冷却水)	効率 (%)
		製造	H ₂	CH ₄	CO ₂	H ₂ O	H ₂	CH ₄	CO ₂	H ₂ O	CH ₄	H ₂ O	CH ₄	H ₂ O	CH ₄	H ₂ O	CH ₄					
案1	併用1	3.9	7.8	9.6	21.6	39.2	7.8	17.6	2203.2	22797	7032	0	92829	6722	0	9520	14387	122658	30629	92029	24.54	
	単独1	6.3	15.5	15.5	34.9	63.4	12.7	28.6	3567.5	36914	11386	0	150311	10884	0	15415	23296	198611	48595	149016	39.74	
	併用2	2.9	3.5	3.5	16.1	17.4	5.9	13.2	1046.3	19151	3146	0	43236	3032	0	8055	10741	65532	21829	43703	11.65	
	単独2	7.6	9.2	9.2	42.0	45.3	15.3	34.4	2730.3	49975	8209	0	112826	7912	0	21020	28031	171010	56964	114047	30.41	
案2	併用1	3.9	9.6	9.6	21.6	39.2	7.8	17.6	2203.2	22797	11455	0	121506	11145	0	9520	14387	155758	63729	92029	24.54	
	単独1	6.3	15.5	15.5	34.9	63.4	12.7	28.6	3567.5	36914	18549	0	196745	18046	0	15415	23296	252208	103192	149016	39.74	
	併用2	2.9	3.5	3.5	16.1	17.4	5.9	13.2	1046.3	19151	4767	0	55953	4653	0	8055	10741	79871	36168	43703	11.65	
	単独2	7.6	9.2	9.2	42.0	45.3	15.3	34.4	2730.3	49975	12440	0	146014	12143	0	21020	28031	208429	94382	114047	30.41	
案3	併用1	7.9	19.2	43.2	78.6	15.7	35.4	-65.5	45743	0	0	0	0	0	0	19611	28868	45743	48479	-2736	-0.73	
	併用2	11.0	26.8	60.3	109.6	21.9	49.3	-91.3	63785	0	0	0	0	0	0	27346	40253	63785	67600	-3815	-1.02	
		5.9	7.0	32.3	34.8	11.7	26.4	7.9	38404	0	0	0	0	0	0	16533	21540	38404	38074	330	0.09	

表5.3.5-8 水素製造系の熱交換器除熱量比較

ケース	プラント	原子炉冷却系		水素製造系		水素ガス冷却系熱交換器1		水素ガス冷却系熱交換器2		廃ガス冷却系熱交換器1		廃ガス冷却系熱交換器2		廃ガス冷却系熱交換器3		冷却水による除熱	
		改質器SG 交換熱量 MW	交換熱量 MW	水素ガス冷却側 吸熱量 MW	水素ガス冷却側 供給水 MW	水素ガス冷却側 吸熱量 MW	水素ガス冷却側 供給水 MW	廃ガス冷却側 吸熱量 MW	廃ガス冷却側 供給メタン MW	廃ガス冷却側 吸熱量 MW	廃ガス冷却側 供給メタン MW	廃ガス冷却側 吸熱量 MW	廃ガス冷却側 供給水 MW	廃ガス冷却側 吸熱量 MW	廃ガス冷却側 供給水 MW	交換熱量 MW	交換熱量 MW
改質圧力 5MPa 冷却温度 220°C	併用1	90.1	284.9	14.4	供給水	8.4	冷却水	12.2	廃メタン	40.9	廃メタン	12.2	供給メタン	4.0	冷却水	83.6	24.54
	単独1	145.9	229.1	23.3		13.6		19.8	+	66.3	+	13.6		6.5		135.4	39.74
	併用2	67.7	307.3	10.7	供給メタン	8.4	供給メタン	8.1	供給メタン	17.0	供給メタン	8.1	供給メタン	3.0		35.3	11.65
	単独2	176.5	198.5	28.0		21.9		21.1		44.4		21.1		7.8		92.1	30.41
改質圧力 5MPa 冷却温度 50°C	併用1	90.1	284.9	20.7	廃メタン	2.1	供給水	40.9	供給水	40.9	廃メタン	40.9	冷却水	92.0		24.54	24.54
	単独1	145.9	229.1	33.5	+	3.5		66.3		149.0	+	3.5		149.0		39.74	39.74
	併用2	67.7	307.3	12.7	供給メタン	6.4	供給メタン	17.0	供給メタン	17.0	供給メタン	17.0	供給メタン	43.7		11.65	11.65
	単独2	176.5	198.5	33.2		16.8		44.4		44.4		44.4		114.0		30.41	30.41
改質圧力 5MPa 再循環系あり	併用R1	180.8	194.2	19.1	供給メタン	28.9	供給水	19.1	供給水	19.1	供給メタン	19.1	供給水			0	0
	単独R1	252.2	122.8	26.6		40.3		26.6		40.3		40.3				0	0
	併用R2	67.7	307.3	8.1		10.7		8.1		10.7		10.7				0	0

表 5. 3. 3-9 基準とした熱交換器の仕様（凝縮が無い場合）

項目	単位	ガス・ガス	ガス・水
管内	—	ガス	水
胴側	—	ガス	ガス
除熱量	MW	7.79	0.108
伝熱管外径	mm	40	15.9
ピッチ	mm	58	21
伝熱管長	m	4	2.4
伝熱管本数	本	387	340
管内流速	m/s	27.6	1.7
熱通過率	W/m ² K	321	148

表 5. 3. 3-10 PSR の蒸気発生器仕様 [4]

項目	値
除熱量	1317MW
伝熱面積	3317m ²
対数平均温度差	114.3K
直接費	2471 百万円

表5.3.5-11 水素製造系の熱交換器の伝熱面積と直接費

ケース	プラント	熱交換器															直接費(参考)			直接費										
		水素ガス冷却系熱交換器1			水素熱交換器2			廃ガス熱交換器1			廃ガス熱交換器2			廃ガス熱交換器3			PSR-SG			水素1	水素2	廃ガス1	廃ガス2	廃ガス3	計					
		吸熱側	交換熱量	伝熱面積	吸熱側	交換熱量	伝熱面積	吸熱側	交換熱量	伝熱面積	吸熱側	交換熱量	伝熱面積	吸熱側	交換熱量	伝熱面積	吸熱側	交換熱量	伝熱面積	直接費	除熱量	伝熱面積	百万円	百万円	百万円	百万円	百万円	百万円		
		MW	m ²			MW	m ²			MW	m ²			MW	m ²			MW	m ²	百万円	MW	m ²	百万円	百万円	百万円	百万円	百万円	百万円		
改質圧力 5MPa 冷却温度 220°C	併用1	供給水	14.4	28.7	冷却水	8.4	144.9	廃メタン	12.2	449.2	供給メタン	4.0	9.1	冷却水	83.6	102.4		2470.5	1317.0	3317.0				21	108	335	7	76	547	
	単独1		23.3	46.4		13.6	234.7	+	19.8	727.4		6.5	15.1		135.4	165.8		2470.5	1317.0	3317.0				35	175	542	11	124	886	
	併用2		10.7	16.9		8.4	133.5	供給メタン	8.1	2037.9		3.0	8.7		35.3	45.5		2470.5	1317.0	3317.0				13	99	1518	6	34	1670	
	単独2		28.0	44.0		21.9	348.4		21.1	5318.2		7.8	23.5		92.1	118.7		2470.5	1317.0	3317.0				33	260	3961	17	88	4359	
改質圧力 5MPa 冷却温度 50°C	併用1	廃メタン	20.7	879.1	供給水	2.1	87.2	供給水	40.9	74.1	冷却水	92.0	294.5					2470.5	1317.0	3317.0				655	65	55	219		994	
	単独1	+	33.5	1422.7		3.5	141.3		66.3	120.0		149.0	476.9					2470.5	1317.0	3317.0				1060	105	89	355		1609	
	併用2	供給メタン	12.7	11998.3		6.4	99.6		17.0	31.5		43.7	137.9					2470.5	1317.0	3317.0				8936	74	23	103		9137	
	単独2		33.2	73539.2		16.8	260.0		44.4	82.3		114.0	359.7					2470.5	1317.0	3317.0				54772	194	61	268		55295	
改質圧力 5MPa 再循環系あり	併用R1	供給メタン	19.1	366.4	供給水	28.9	2881.9											2470.5	1317.0	3317.0				273	2146				2419	
	単独R1		26.6	510.9		40.3	4018.5												2470.5	1317.0	3317.0				381	2993				3374
	併用R2		8.1	140.5		10.7	85.2												2470.5	1317.0	3317.0				105	63				168

表5.3.5-12 水蒸気改質器の伝熱面積と直接費との比較

ケース	プラント	改質器		ガス冷却系		ガス冷却系/改質器	
		伝熱面積 m ²	直接費 百万円	伝熱面積 m ²	直接費 百万円	伝熱面積 %	直接費 %
改質圧力 5MPa 冷却温度 220°C	併用1	10630	9703	734	547	6.9	5.6
	単独1	14190	12748	1189	886	8.4	6.9
	併用2	18650	16797	2242	1670	12.0	9.9
	単独2	20580	18670	5853	4359	28.4	23.3
改質圧力 5MPa 冷却温度 50°C	併用1	10630	9703	1335	994	12.6	10.2
	単独1	14190	12748	2161	1609	15.2	12.6
	併用2	18650	16797	12267	9137	65.8	54.4
	単独2	20580	18670	74241	55295	360.7	296.2
改質圧力 5MPa 再循環系あり	併用R1	11762	10754	3248	2419	27.6	22.5
	単独R1	16401	14819	4529	3374	27.6	22.8
	併用R2	18647	16796	226	168	1.2	1.0

表5.3.5-13 原子力水素プラント建設コスト(廃ガス再循環系なし)

見直し前 (単位:百万円)

項目	併用1	単独1	併用2	単独2	
原子炉系*1	2615	2677	2615	2726	
冷却系	1次系ポンプ	113	131	113	145
	IHX	989	992	1006	1306
	2次系ポンプ	107	146	107	148
	SG	2704	1918	2450	1649
	その他冷却系	154	154	154	154
水素製造	改質器	996	1430	803	1649
	給水系	362	483	249	443
	原料ガス供給系	991	1323	656	1167
	水素ガス処理・貯蔵系	1410	1883	1137	2021
	廃ガス処理系	1916	2558	1177	2093
	ガス冷却系	0	0	0	0
	水素製造建屋	675	803	609	860
タービン	5328	0	7098	0	
その他	11043	11043	11043	11043	
直接費計	29403	25543	29218	25209	

見直し後 (単位:百万円)

項目	併用1	単独1	併用2	単独2	
原子炉系	2615	2677	2615	2726	
冷却系	1次系ポンプ	113	131	113	145
	IHX	989	992	1006	1306
	2次系ポンプ	107	146	107	148
	SG	2704	1918	2450	1649
	その他冷却系	154	154	154	154
水素製造	改質器*1	9703	12748	16797	18670
	給水系	362	483	249	443
	原料ガス供給系	991	1323	656	1167
	水素ガス処理・貯蔵系	1410	1883	1137	2021
	廃ガス処理系	1916	2558	1177	2093
	ガス冷却系*2	994	1609	340	885
	水素製造建屋	675	803	609	860
タービン	5328	0	7098	0	
その他	11043	11043	11043	11043	
直接費計	39105	38471	45551	43312	

$$\text{直接費} / (\text{直接費} + \text{間接費}) = 0.505 \text{ (*3)}$$

$$\text{建中利子} / (\text{直接費} + \text{間接費}) = 0.031 \text{ (*3)}$$

*1: 改質器概念設計と伝熱面積計算を踏まえ修正

*2: 水素製造系の冷却系の系統仕様と熱交換器の伝熱面積計算をふまえ修正

*3: 125MWe小型炉の直接費の比率

表5.3.5-14 原子力水素プラント建設コスト(廃ガス再循環系設置)

見直し前 (単位:百万円)

項目	併用R1	単独R1	併用R2
原子炉系*1	2615	2765	2615
冷却系	1次系ポンプ	113	157
	IHX	1006	1306
	2次系ポンプ	107	160
	SG	1736	1071
	その他冷却系	154	154
水素製造	改質器	1679	2154
	給水系	272	332
	原料ガス供給系	1505	1837
	水素ガス処理・貯蔵系	2142	2615
	廃ガス処理系	2910	3552
	ガス冷却系	0	0
	水素製造建屋	868	978
タービン	4446	0	
その他	11043	11043	
直接費計	30596	28125	

見直し後 (単位:百万円)

項目	併用R1	単独R1	併用R2
原子炉系	2615	2765	2615
冷却系	1次系ポンプ	113	157
	IHX	1006	1306
	2次系ポンプ	107	160
	SG	1736	1071
	その他冷却系	154	154
水素製造	改質器*1	10754	14819
	給水系	272	332
	原料ガス供給系	1505	1837
	水素ガス処理・貯蔵系	2142	2615
	廃ガス処理系	2910	3552
	ガス冷却系*2	800	1116
	水素製造建屋	868	978
タービン	4446	0	
その他	11043	11043	
直接費計	40472	41906	

直接費/(直接費+間接費) = 0.505 (*3)

建中利子/(直接費+間接費) = 0.031 (*3)

*1:改質器概念設計と伝熱面積計算を踏まえ修正

*2:水素製造系の冷却系の系統仕様と熱交換器の伝熱面積計算をふまえ修正

*3:125MWe小型炉の直接費の比率

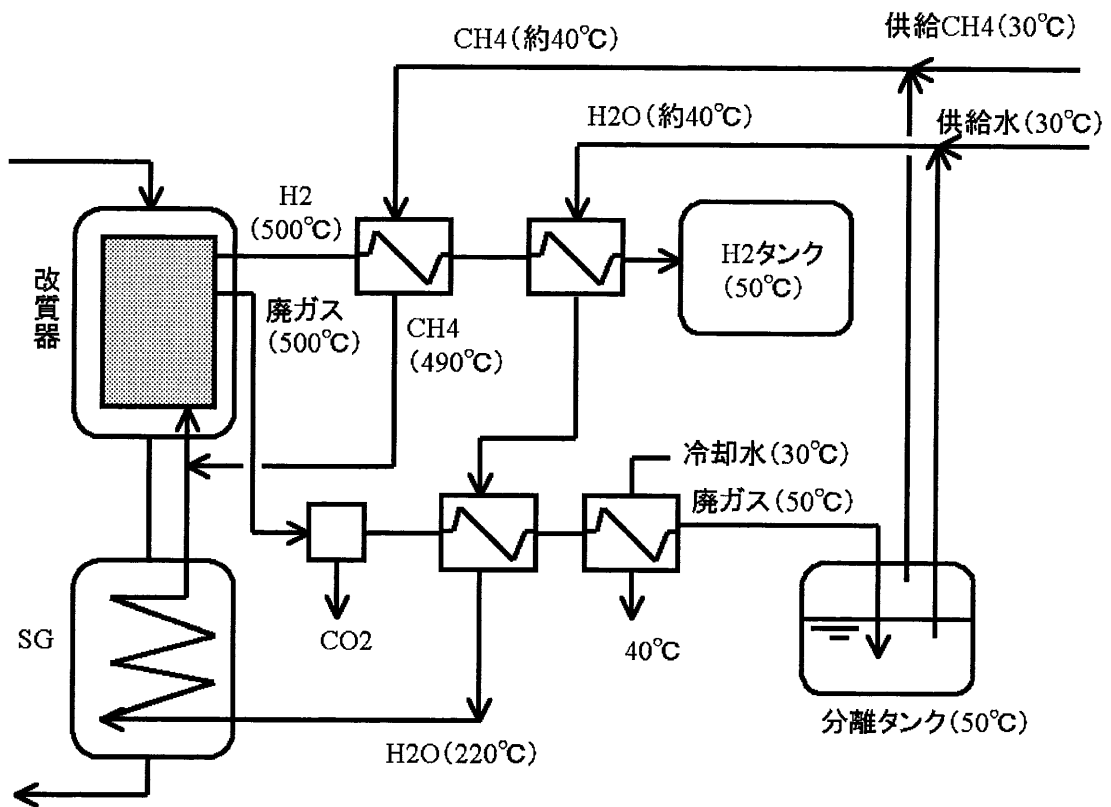


図 5.3.5-1 原子力水素プラント水素製造系系統概念図 (案 1 : 廃ガス冷却温度 50°C)

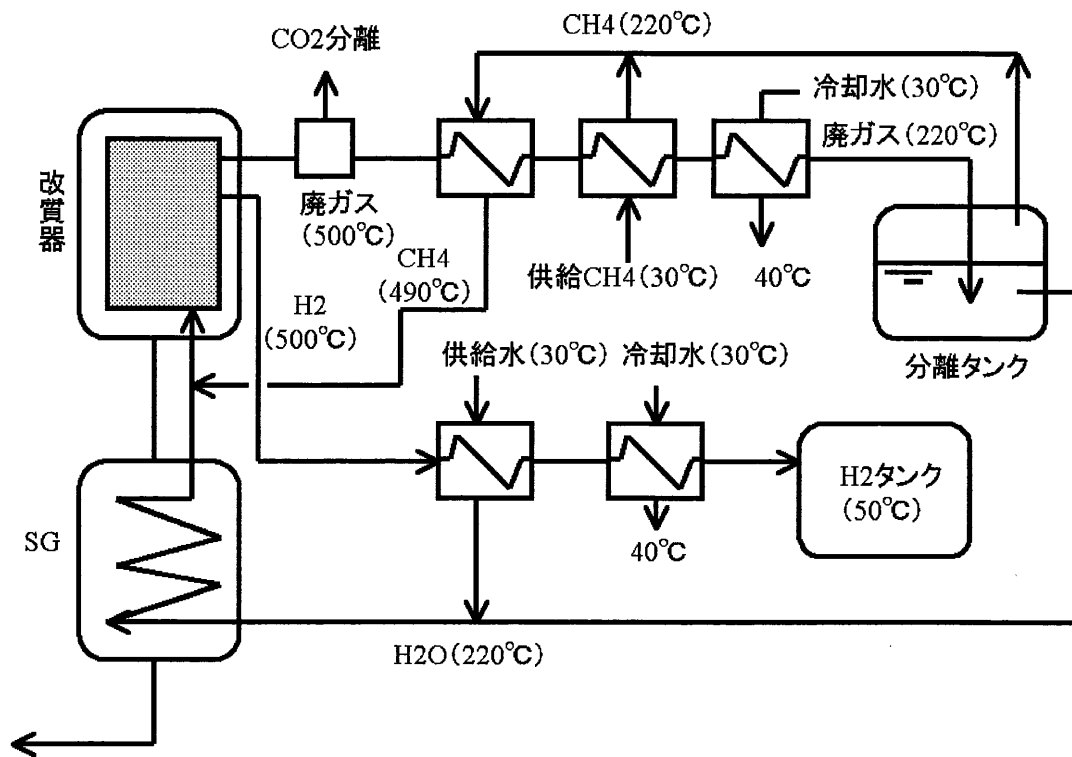


図 5.3.5-2 原子力水素プラント水素製造系系統概念図 (案 2 : 廃ガス冷却温度 220°C)

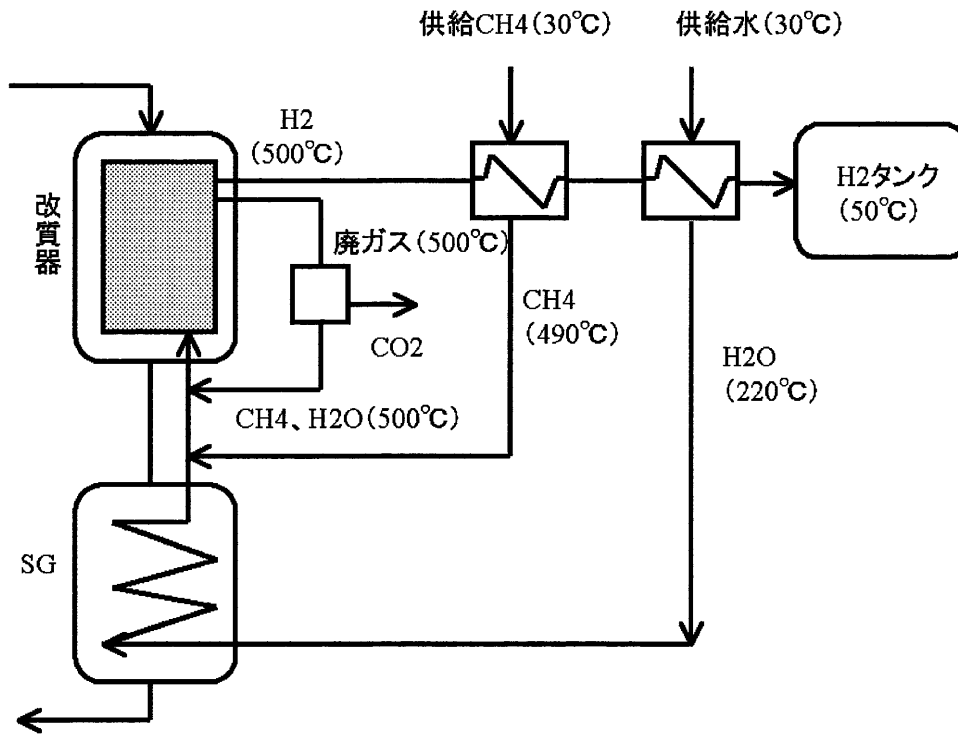


図 5.3.5-3 原子力水素プラント水素製造系系統概念図 (案 3 : 廃ガス再循環系設置)

5.3.6 経済性評価

水素製造法として水素分離膜を用いた水蒸気改質法を想定し、原子炉で発生した高温の水蒸気から電気と水素の両者を生産するプラントを対象に経済性評価ツールを作成し、発電原価と水素製造原価を試算した。

なお、今回の試算にあたっては、水素製造時に発生するCO₂の固定費用も考慮した。

(1) 原子力水素プラントの経済性評価手法

対象プラントには、水素製造設備と発電設備が原子炉に併設されているプラントを想定する。原子炉・冷却系（水蒸気供給系）、水素製造設備系、発電設備系それぞれについて経費を独立に計上して、核熱費用（原子炉・冷却系費用）を水素製造設備系と発電設備系に併用割合に応じて振り分けることにより、水素製造原価と発電原価を計算する。水素製造単独プラントの場合は、水素製造設備系と発電設備系の併用割合を100：0とする。（図5.3.6-1）

水素製造原価

$$\begin{aligned} &= \text{核熱費用}^{\text{注1)}} \times \text{水素製造併用割合} + \text{資本費(水素製造設備系}^{\text{注2)}} \\ &+ \text{運転費(水素製造設備系)} + \text{外部電源費} \\ &+ \text{燃料ガス費} + \text{水費} + \text{CO}_2 \text{固定費} \end{aligned}$$

発電原価

$$\begin{aligned} &= \text{核熱費用} \times (1 - \text{水素製造併用割合}) + \text{資本費(発電設備系}^{\text{注3)}} \\ &+ \text{運転費(発電設備系)} \end{aligned}$$

注1) 核熱費用 = 資本費(原子炉・冷却系^{※4}) + 運転費(原子炉・冷却系) + 燃料サイクル費

注2) 改質器、給水系、原料ガス供給系、水素ガス処理・貯蔵系、排ガス処理系、水素製造建屋

注3) タービン

注4) 原子炉、1次系ポンプ、IHX、2次系ポンプ、蒸気発生器、その他冷却系、その他

(i) 原子炉・冷却系（核熱費用）

原子炉・冷却系の費用である核熱費用は以下の費目に分類した。

- ① 資本費：減価償却費、事業報酬、固定資産税、閉鎖費
- ② 運転費：直接費（人件費、修繕費、諸費）、関連費（業務分担費、事業税）
- ③ 燃料サイクル費：各燃料サイクル項目費用

これら資本費、運転費、燃料サイクル費の耐用年平均費の合計を以下のとおり核熱費用とする。核熱費用の評価については、製品として電気の代わりに熱

を生産すると見なして、原子力発電の経済性と同様の評価手法を用いている。

核熱費用

＝耐用年平均資本費＋耐用年平均運転費＋耐用年平均燃料サイクル費

(ii) 水素製造設備系

水素製造原価（円/Nm³）は以下の費目に分類した。

① 核熱費用

- ・資本費：減価償却費、事業報酬、固定資産税、閉鎖費
- ・運転費：直接費（人件費、修繕費、諸費）、関連費（業務分担費、事業税）

② 外部電源費

③ 燃料ガス費

④ 水費

⑤ CO₂固定費

(iii) 発電設備系

発電原価（円/kWh）は以下の費目に分類した。

- ・資本費：減価償却費、事業報酬、固定資産税、閉鎖費
- ・運転費：直接費（人件費、修繕費、諸費）、関連費（業務分担費、事業税）

(2) 評価ケース

評価ケースを表 5.3.6-1 に示す。水素製造系については、全て廃ガス再循環系のない（廃ガスを冷却してメタンガスを分離する）仕様になっている。水素製造のみを行う「単独」ケース、水素製造と発電の双方を行う「併用」ケースのそれぞれについて、水蒸気改質温度が 450℃と 500℃の場合の 4 ケースを評価した。

(3) 前提条件

主な前提条件は以下のとおりである。記述しなかった項目はフェーズ I [5]と同様である。

① 炉心

熱出力 375 万 kWt、金属燃料炉心、燃料交換間隔約 10 年で全炉心を取り替える（1 バッチ）長寿命炉心を持つ小型炉を想定した。単独 2 ケースおよび併用 2 ケースは酸化物燃料炉心を想定しているが、本評価では全ケースに上記金属燃料炉心の炉特性データを使用した。炉特性データを表 5.3.6-2 に示す。

② 運転条件

定検（25 日間）は約 2 年に 1 回実施し、燃料交換（98 日間）は約 10 年に 1 回（定検 5 回に 1 回）実施し、その際に全炉心の燃料を取り替えると想定した。

- ③ 報酬率
フェーズ I の経済性評価と同様に 4.4%とした。商業用水素製造の場合
は考え方も異なる可能性があるが、ここでは発電プラントに倣った。
- ④ 建設費
各ケースの建設費は表 5.3.6-3 のとおりとした。
- ⑤ 建中利子
全て 3%とした。
- ⑥ 建設期間
2年とした。
- ⑦ 税金等
固定資産税、事業税もフェーズ I の経済性評価と同様と設定した。
- ⑧ 割引率
フェーズ I の経済性評価と同様に 3%とした。
- ⑨ 人件費
12 億円とした。今回の試算は、小型炉+発電設備+水素製造設備を対
象としているが、大型炉+発電設備のフェーズ I の経済性評価と同様（大
型発電プラントと同じ人数が必要と想定）とした。これは、保守側（高
め）の評価であると考えられる。
- ⑩ 修繕費
1.3%とした（フェーズ I の経済性評価と同様）。フェーズ I の評価では、
設備の更新を行わず、毎年修繕すると見なしていたが、今回は水素製造
設備において耐用年数を越えたものが全て交換されると想定しており、
その点を考慮すれば修繕費は少なくなると考えられる。したがって、保
守側（高め）の評価であると考えられる。
- ⑪ 業務分担費
フェーズ I の経済性評価と同様に 39.2%とした。
- ⑫ 耐用年
原子炉・冷却系および発電設備系の耐用年は一律 40 年とした。また、
水素製造建屋も 40 年とした。一般的な水素製造設備の耐用年は、法定で
10 年と決められているため、10 年とした[6]。但し、Pd（パラジウム）
膜については、現状技術では数年に一度の交換が必要と考えて 5 年と設
定した。
- ⑬ 更新費率（水素製造設備）
水素製造設備については全て 100%とした（耐用年になると全部新品に
交換される）。結果に大きな影響を及ぼすが、今回の評価は保守側高めの
評価である。

⑭ 所内電力利用量

所内電力利用量は、大型発電プラントの 6.9MWe (150MWe×所内負荷率約 4.6%想定) と同じとした。

⑮ 外部電源購入単価

水素製造単独プラントでは所内で発電を行わないため外部から電源を購入する。外部から電気を購入する場合の単価は 11 円/kWh と仮定した。

⑯ 水単価

37 円/ton と仮定した。

⑰ 燃料ガス単価

21 円/Nm³ とした。(参考文献[7]の 29,280 円/ton をメタンの密度を 0.717kg/m³ として Nm³ あたりに換算)

⑱ CO₂ 固定単価

火力発電の CO₂ 回収処理に係るコスト (船舶輸送による海洋深層処分方式) を参考に 9.29 千円/ton を用いた[8]。

(4) 評価結果と考察

経済性試算の結果概要は表 5.3.6-4 のとおりである。

水素製造原価は、併用 2 以外は 15 円/Nm³ 台、併用 2 は 18 円/Nm³ 台であった。また、発電原価は、併用 1 および併用 2 共に 6~7 円/Nm³ 台となった。水素製造原価の内訳については、核熱費、資本費、燃料ガス費、CO₂ 固定費が大きな割合を占める結果となった。

核熱費は原子力発電の経済性と同様の評価手法を用いており、水素製造原価と発電原価の双方に水素製造併用割合に応じて分担される形になっている。

資本費 (水素製造施設のための資本費) の占める割合が大きくなったのは、改質器の価格が高くなったことが主因である。今回パラジウム d 膜の耐用年数と償却期間が 5 年、水蒸気改質器の他の部分の耐用年数と償却期間が 10 年とし、かつ耐用年数がきたものは全部交換 (更新) すると仮定しており、保守側 (高め) の評価になると考えられる。なお、資本費については、Ni 触媒およびガス系のコスト評価結果も変動要因となりうる。

参考のため、併用 2 ケースについて水素製造設備の更新費率を 30%~80%に変更した計算を実施したところ、図 5.3.6-2 に示すように、資本費は更新費率 100%とした場合の 6.0 円/Nm³ から 3.4 円/Nm³ (更新費率 30%) まで減少した。水素製造原価も同様に、更新費率 100%の場合の 18.5 円/Nm³ から更新費率 30%では 15.9 円/Nm³ まで減少する。更新費率約 30%の減少につき 1 円/Nm³ 程度資本費 (水素製造原価) が引き下げられる計算となる。

今回の試算では、水蒸気改質器の減価償却費は、パラジウム膜や伝熱管の価格

の絶対値とともに、水蒸気改質器の Pd 膜およびその他の部分の耐用年数や償却期間に加え、特に更新比率によって大きく影響を受けた（併用 2 の場合、更新比率が 30% ならば資本費が 2.5 円程度安くなった。）。したがって、水素製造設備の更新費は、今回の試算では更新費率 100% と保守的に評価したが、耐用年および償却年数等の他の前提条件と共に今後更に調査が必要と考えられる。また、特に併用 2 においては、水素製造量が少なく、かつ改質器も伝熱管本数（必要な伝熱面積に比例する）が多いために高価となっており、水素製造原価が上昇することとなった。

燃料ガス費については、水蒸気改質法では水素製造の原料となるメタンガスの購入費用である。今回の試算では、水素製造原価のおよそ 3 割を占める結果となった。

CO₂ 固定費については、単に水素製造を行うだけならば、必須の費用ではない。しかし、核熱を利用した水素製造時に発生する CO₂ を放出すると、CO₂ 排出が少ないという原子力の特長を消してしまう。そこで、今回は発生した CO₂ を固定することとし、その単価として CO₂ 回収型火力発電を参考に 9.29 千円/ton を用いて試算を行った結果、CO₂ 固定費は水素製造原価の 2 割～3 割を占める結果となった。今後、水素製造法として水蒸気改質法を用いる場合には、安価な CO₂ 固定、回収法の開発が期待される。なお、CO₂ 固定費は、電気分解等、CO₂ を排出しない水素製造法について検討する際、水蒸気改質法に比べてどの程度高価な製造方法が許容されるかを判断する目安の一つになると考えられる。

また、水素製造原価への影響は小さいと考えられるものの、今回の経済性評価を行うにあたっては、人件費、修繕費、業務分担費等の運転費および税金等、不明な前提条件が多かった。

以上の点については、水素製造に関する経済性評価の信頼性向上のため、平成 14 年度以降の調査・検討対象に含めることが望まれる。

表 5.3.6-1 原子力水素プラント経済性評価ケース

ケース	単位	単独 1	単独 2	併用 1	併用 2
熱出力	MWt	375	375	375	375
電気出力	MWe	0	0	57	93
水素製造併用割合	%	0	0	62	38
水蒸気改質温度	℃	450	500	450	500
水素製造量	Nm ³ /h	266185	299571	164390	114797
燃料ガス供給量	Nm ³ /h	66546	74893	41097	28699
給水量	ton/h	108	121	67	46
CO ₂ 排出量	Nm ³ /h	66546	74893	41097	28699

表 5.3.6-2 経済性評価に用いた炉特性データ(金属燃料炉心)

項目	単位	燃料物量
出力	kWt	375
燃料交換間隔	年	10
バッチ数		1
装荷 HM	ton	15.7
装荷 U	ton	13.3
装荷 Pu-f	ton	1.6
装荷 U 濃縮度	%	0.3
取出 HM	ton	14.5
取出 U	ton	12.2
取出 Pu-f	ton	1.5
取出 U 濃縮度	%	0.02

表 5.3.6-3 原子力水素プラント建設費(単位:億円)

ケース	単独 1*	単独 2*	併用 1*	併用 2*
原子炉・冷却系	338 (171)	340 (172)	351 (177)	346 (175)
水素製造系 (建屋)	16 (8)	17 (9)	13 (7)	12 (6)
水素製造系 (水素分離膜)	55 (28)	80 (40)	41 (21)	72 (37)
水素製造系 (その他)	353 (178)	421 (213)	263 (133)	331 (167)
発電設備系			106 (53)	141 (71)

※： 建設費は間接費を含む。直接費 / (直接費 + 間接費) = 0.505
カッコ内は直接費を表す。

表 5.3.6-4 原子力水素プラントの経済性試算結果

ケース	単独 1	単独 2	併用 1	併用 2
水素製造原価 (円/Nm ³)	15.55	15.50	15.85	18.52
(内訳)				
核熱費	2.60	2.32	2.66	2.35
資本費	2.57	2.83	3.11	6.03
運転費	0.22	0.22	0.24	0.29
外部電源費	0.30	0.27	0.00	0.00
燃料ガス費	5.25	5.25	5.25	5.25
給水費	0.02	0.01	0.02	0.01
CO ₂ 固定費	4.59	4.59	4.59	4.59
発電原価 (円/kWh)			7.79	6.95
(内訳)				
核熱費			5.40	5.08
資本費			1.36	1.07
運転費			1.03	0.81

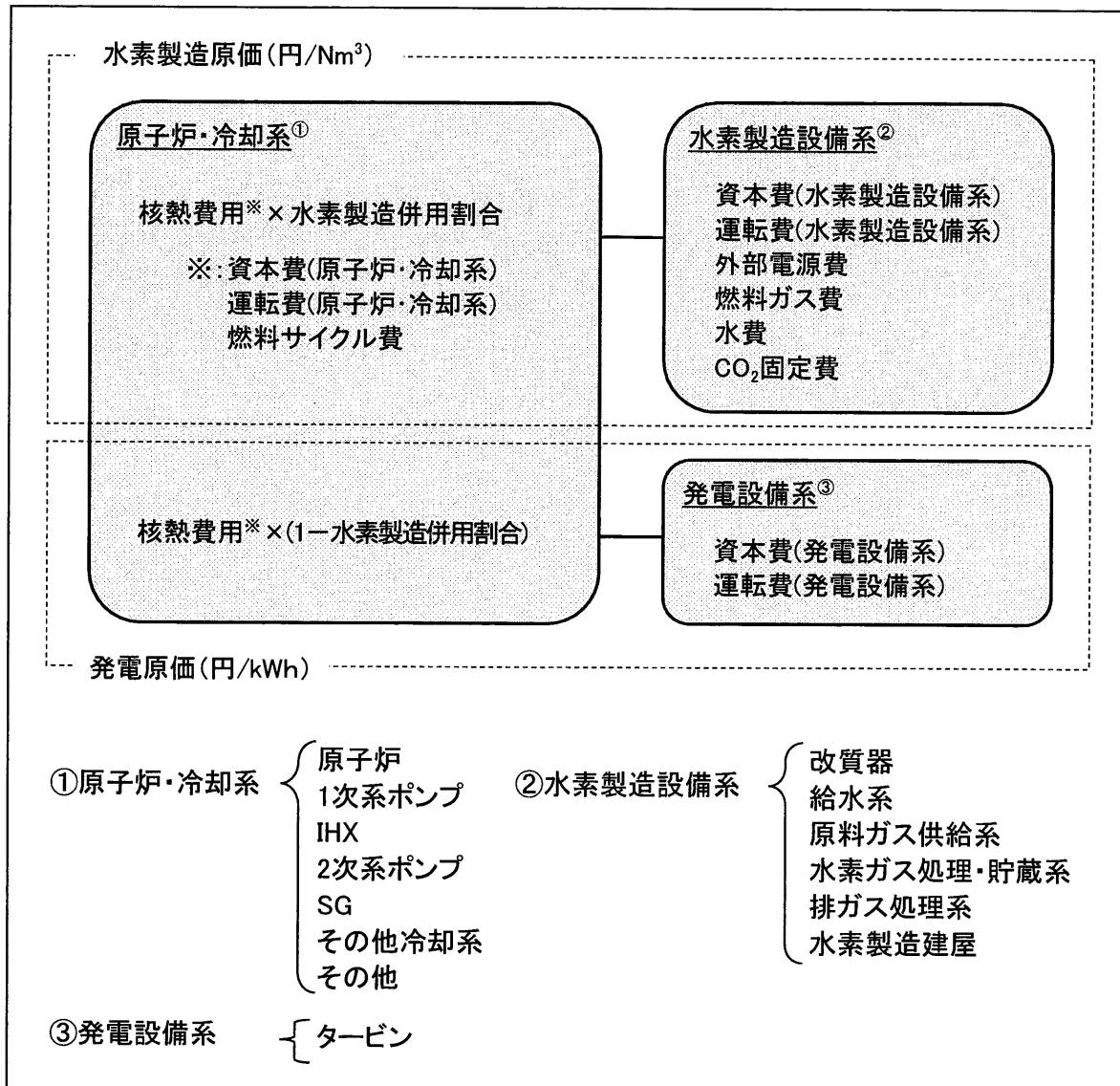


図 5. 3. 6-1 原子力水素プラントの経済性計算のイメージ

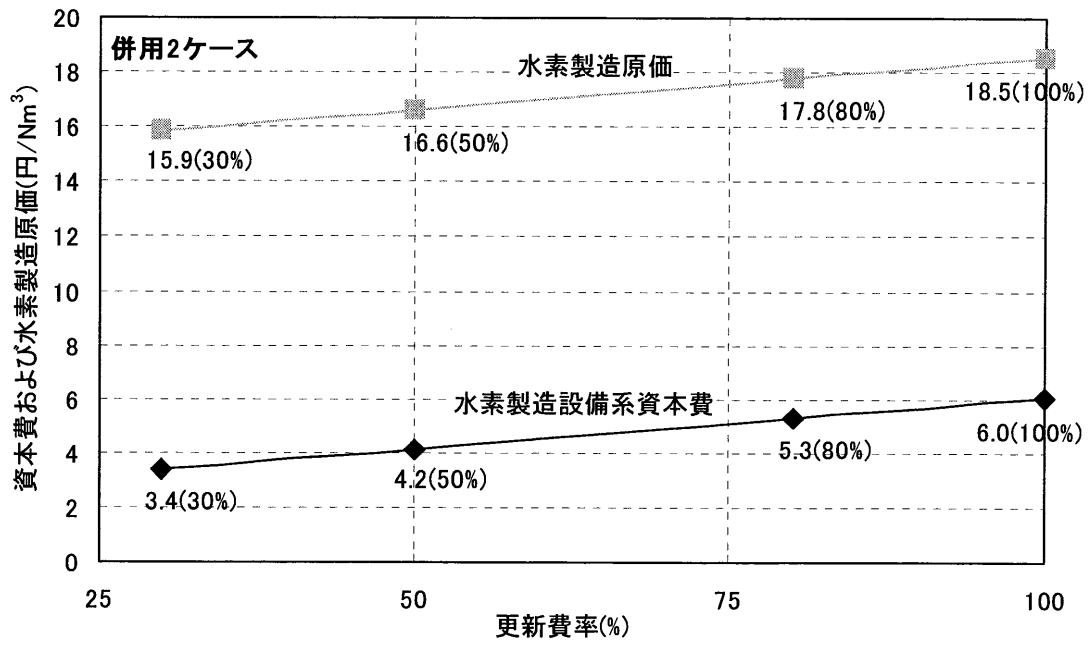


図 5.3.6-1 水素製造設備の更新費率が経済性に及ぼす影響(併用 2 ケース)

5.3.7 基本仕様の選定

5.3.5 節「水素製造系の検討」では原子力水素プラントの原子炉冷却系と水素製造系の基本仕様を検討し、7 ケースの候補概念を抽出した。ここでは今後検討対象とする原子力水素プラントの出力規模と基本仕様案を提示した。プラント出力規模は以下の観点により検討対象の見直しを行った。

- ① 水素製造単価
- ② 将来的な水素需要
- ③ 水蒸気改質器のサイジング
- ④ その他（水素液化プラント規模）

(1) プラント出力規模の検討

(i) 水素製造単価の目標値

(a) ガソリンと競争可能な水素製造単価

水素分離膜を用いた水蒸気改質器から得られる水素の純度は非常に高いため、燃料電池の燃料として使用可能である。現状のガソリン卸売価格を 97.3 円/1 (2.77 円/MJ)、ガソリン車効率 23%、燃料自動車効率 50% と仮定すると水素販売価格を評価は以下のように計算される。

$$\begin{aligned} \text{水素販売価格 (円/MJ)} &= 2.77(\text{円/MJ}) \times \frac{50\%}{23\%} \\ &= 6.01(\text{円/MJ}) \end{aligned}$$

また、水素の燃焼エネルギー 286kJ/mol、密度 0.0899kg/m³ したときの単位体積当たりの販売価格は以下ようになる。

$$\begin{aligned} \text{水素販売価格(円/MJ)} \\ &= 6.01(\text{円/MJ}) \times \frac{286(\text{kJ/mol}) \times 10^{-3}}{2 \times 10^{-3}(\text{kg/mol})} \times 0.0899(\text{kg/Nm}^3) \\ &= 77.3(\text{円/Nm}^3) \end{aligned}$$

LPG、火力、LNG の製品価格/製造価格がおおよそ 4.4~4.6 であることから、目標水素製造価格は以下のように表される。

$$\begin{aligned} \text{水素製造価格(円/Nm}^3) &= 77.3(\text{円/Nm}^3) \div 4.5 \\ &= 17.2(\text{円/Nm}^3) \end{aligned}$$

また文献[9]によれば水素ガスを液化して燃料電池に供給することを前提に、ガソリン 100 円/l の価格と競争可能な自動車用燃料電池の水素販売価格は、燃料電池自動車の効率をガソリン車の 2.5 倍として評価すると約 90 円/Nm³ としている。コストの内訳を表 5.3.7-1 に示す。水素製造の輸送方

式として液化と圧縮を検討しているが、圧縮方式ではステーションコストと輸送コストが増加して、その分利益が小さくなっている。目標水素製造単価としては約 19 円/Nm³としている。

水素燃料電池を対象とする要求製造コストを表 5.3.7-2 に示す。保守的な値を採用して、水素製造単価の目標値を 17 円/Nm³とする。

(b) 電気分解による水素製造単価

以下を前提に電気分解による水素製造単価の最低値を評価した。

① 電気単価：5 円/kWeh

② 電気分解効率：90%

電気分解に必要なエネルギーは以下のように計算される。

$$\text{H}_2\text{O} = \text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2 - 286(\text{kJ/mol})$$

$$\frac{286(\text{kJ/mol})}{2 \times 10^{-3}(\text{kg/mol})} \times 0.0899(\text{kg/Nm}^3) = 12856(\text{kJ/Nm}^3)$$

このエネルギーを 90%の効率で単価 5 円/kWeh の電気で供給すると単位体積あたりの水素製造単価は以下のとおりである。

$$5(\text{円/kWeh}) \times \frac{12856(\text{kJ/Nm}^3)}{3600(\text{sec/h})} \times \frac{1}{0.9} = 19.84(\text{円/Nm}^3)$$

以上より、水素を電気分解により製造した場合の下限值として電気料金のみを考慮すれば、水素製造単価 19.84 円/Nm³である。

文献[9]が提出している水素製造単価を表 5.3.7-3 に示す。文献[9]では電気単価を 5 円/kWeh として電解用電力にかかる費用を 20.79 円/Nm³としている。これは先ほどの考察による 19.84 円/Nm³とよく一致している。その他の費用を考慮した水素製造単価としては 28.4 円/Nm³と評価している。

(c) 目標値の単価

水素製造の目標単価は水素の純度などによって変わる可能性があるが、本評価では、文献 3 などで水素需要の見通しが定量的に検討されている燃料電池の分野に限定した。燃料電池として使用可能な水素は非常に高純度であるため、目標製造単価を 17 円/Nm³とした。

(ii) 目標単価を達成し得るプラント出力の評価

プラント出力と水素製造単価の関係を評価するために、原子炉熱出力 375MWt と 125MWt の原子力水素プラントの水素製造単価比較を表 5.3.7-4 に示す。水素製造単価は 5.3.3 節に従った（評価法 1）。また建設費が熱出力の 0.3~0.7 乗に比例するとして水素製造単価の出力依存性に係わる概略評価を図 5.3.7-1 および図 5.3.7-2 に示す。水素製造単価の目標値を 17 円/Nm³とすると、これを満足する熱出力の下限値は単独プラントで 21~109MWt、併

用プラントで 133～241MWt である。

また 5.3.6 節に従い水素製造系の耐用年数 10 年、パラジウム膜の耐用年数 5 年を仮定し水素製造単価を評価した結果（評価法 2）を表 5.3.7-5 に示す。この結果を基準する。熱出力下限値は図 5.3.7-3 および図 5.3.7-4 より単独プラントで 119～229MWt、併用プラントで 541～884MWt とである（0.3～0.7 乗則仮定）。

(iii) 将来的な水素需要からの原子力水素プラントの出力規模の推定

(a) 導入期の水素需要

水素燃料の導入期にはガソリンの代替燃料として水素が導入されることを想定して、水素の需要と供給形態を推測することでプラント熱出力を評価した。本評価の前提は以下のとおりである。

- ① 2020～2030 年を導入期
- ② 2005～2010 年の新車台数の 0.1%が燃料電池車
- ③ 2010 年以降年間 1 %燃料電池車生産台数が増加
- ④ 業務用ディーゼルコジェネの耐用年数が 15 年のため 2005～2020 年にこれに代替
- ⑤ 民生用設備の 10%～20%
- ⑥ 水素を液化して製造個所からステーションに輸送
- ⑦ 輸送距離は 30km～100km、製造個所に換算して 35～12 箇所
- ⑧ 製造個所 1 につきプラント数 1～4

2020～2030 年の水素需要のデータとして、文献[9]と文献[10]の試算による将来的な水素の需要を表 5.3.7-6、表 5.3.7-7 に示す。高純度水素を利用する燃料電池の分野に限定（自動車用燃料電池、業務用燃料電池、民生用燃料電池）すると、文献[9]の試算では 2020 年で 133 億 Nm³/年、2030 年で 180 億 Nm³/年となっている。

(b) 安定期の水素需要

水素燃料使用の安定期には 2055 年に広い分野で水素燃料が使用されていることを想定して必要水素量を検討した。水素の高発熱量 12.7MJ/Nm³（低発熱量は 10.8MJ/Nm³）を用いたエネルギー換算により、産業部門、民生部門および運輸部門に対する 2055 年時点の需要を算出した。

(7) 産業部門

産業部門の将来の水素需要可能性として以下を評価した。

① 鉄鋼業での還元剤としての利用ケース

将来の産業部門の最終エネルギー需要は現在と大差ないと想定する。現在の鉄鋼業において鉄鉱石の還元剤として使用しているコークスの代わりに水素を利用することを想定した。現在のコークス利用エネル

ギーの約 50%が水素利用に変わるとすると、 $19000 \times 10^{10} \text{kcal/yr}$ の水素需要が生まれる。これは水素の体積に換算すると $6.27 \times 10^{10} \text{Nm}^3/\text{yr}$ となる。

② ボイラー燃料としての利用ケース

産業部門全体においてボイラー燃料として使用している重油等の代替燃料として水素を利用することを想定する。現在のボイラー燃料のエネルギーは約 $30000 \times 10^{10} \text{kcal/yr}$ であり、その 50~100%が水素利用に変わると考えると、約 $4.95 \sim 9.90 \times 10^{10} \text{Nm}^3/\text{yr}$ となる。

(イ) 民生部門

民生部門としては以下を評価した。

① 家庭部門の暖房用および給湯用への利用ケース

現在、現在の家庭部門の暖房用および給湯用エネルギーは民生部門全体の 34%を占め、そのエネルギー量は $12500 \times 10^{10} \text{kcal/yr}$ となる。民生部門における将来の最終エネルギー需要の伸びを 1.4 倍とし、50~100%が水素エネルギーに変わると $2.89 \sim 5.77 \times 10^{10} \text{Nm}^3/\text{yr}$ となる。

② 業務部門の暖房用および給湯用への利用ケース

現在の業務部門の冷暖房用および給湯用エネルギーは民生部門全体の 37%を占め、そのエネルギー量は約 $15000 \times 10^{10} \text{kcal/yr}$ である。上記と同様にエネルギー需要の伸びを 1.4 倍とし、50~100%が水素エネルギーに代替されるとすれば $3.46 \sim 6.93 \times 10^{10} \text{Nm}^3/\text{yr}$ となる。

(ウ) 運輸部門

運輸部門としては、燃料電池自動車への利用を想定し文献[7]を参考に、年間需要は $12.79 \times 10^{10} \text{Nm}^3/\text{yr}$ とした。

以上の合計として、安定期の水素需要 $30.36 \sim 41.66 \times 10^{10} \text{Nm}^3/\text{yr}$ を得た。このとき原料ガスの天然ガスの成分が全てメタンとすると必要な天然ガス量は $7.59 \sim 10.42 \text{Nm}^3/\text{yr}$ である、天然ガスの生産量は世界で $230 \times 10^{10} \text{Nm}^3/\text{yr}$ であり、需要の推定が正しいならば、天然ガス需要の増加により価格上昇が懸念される。

(c) 水素需要に適合する原子力水素プラント出力規模

水素製造個所数については全国の製油所数を参考に 35 箇所、各個所に 1~4 のプラント建設を想定した。輸送距離を 30km とした場合、製造個所数は製油所と同等の 35 箇所となるが、輸送距離を 100km とすると製造個所数は日本の地形を考慮すると約 1/3 の 12 箇所程度になると考えられる。本検討では導入期には輸送距離 100km、プラント 12 基（各個所にプラント 1 基）、安定期には輸送距離 30km、プラント 35~140 基（各個所にプラント 1~4 基）を想定した。

プラント稼働率を90%として原子力水素プラントの出力規模を評価した結果を表5.3.7-8及び表5.3.7-9に示す。表5.3.7-9では原子力水素プラント単独2の水素製造効率を参考にして、原子炉熱出力に換算した。導入期にプラント数12基、安定期に35~140基を想定すれば、導入期のプラント規模は14~41万Nm³/h(176~511MWt)、安定期の規模は28~151万Nm³/h(344~1887MWt)と評価される。ただし安定期の水素需要を自動車の燃料電池に限った評価では、プラント規模は12~46万Nm³/h(145~579MWt)である。

以上の検討を受けて導入期から安定期にかけて対応可能な原子力水素プラントの規模は、水素製造量12~41万Nm³/h、原子炉熱出力145~511MWt(共通範囲の取り出し)と考えられる。

(iv) 水蒸気改質器のサイジングによるプラント熱出力の制限の評価

5.3.4節の検討によると水蒸気改質器の熱伝達の特徴から、除熱量に対して水蒸気改質器が大型となる傾向が示された。原子炉熱出力を増加する場合は多数の水蒸気改質器をプラントに設置することになり、コスト増加やナトリウムバウンダリ面積の拡大が懸念される。

本検討ではプラントを簡素な構成にして建設コストを最小とする観点から、2次系1ループに対し1つの水蒸気改質器を設置することを前提にプラント熱出力を考察した。

375MWtで単独で水素製造するプラントの水蒸気改質器を参考として以下の4ケースの制限について検討した。

- ① ケース1：伝熱管長20m、胴径6m、圧力5MPa(胴径の制限をナトリウム冷却中型炉の炉容器径としたケース)
- ② ケース2：伝熱管長20m、胴径4m、圧力5MPa(胴径の制限をナトリウム冷却小型炉の炉容器径としたケース)
- ③ ケース3：伝熱管長20m、重量500t、圧力5MPa(重量の制限を工場クレーンの重量制限としたケース)

各ケースの水蒸気改質器に対応する原子炉熱出力を表5.3.7-10に示す。工場クレーン重量制限からケース1の胴径6mの水蒸気改質器の製作が困難である。水蒸気改質ガスの圧力は水蒸気改質反応に適したガスの圧力が現状では不明なため、蒸気発生器の熱流動安定性の観点からケース1~3は5MPaで検討している。今後の水蒸気改質器の検討によっては圧力の設定値が変更になる場合もあり水蒸気改質器の1基当たりの交換熱量の制限を変更する可能性がある。現状で圧力を5MPaで暫定すると、水蒸気改質器の製作性の観点から水素製造量約11~19万Nm³/h(原子炉熱出力142~240MWt相当)に対して1基の水蒸気改質器が必要な計算になる。

水蒸気改質器の交換熱量の最大値を保守的に小さく評価し120MWtとした

条件で、プラント出力規模に対して必要な水蒸気改質器数を表 5.3.7-12 にまとめた。ここで 2 次系ループ数増加割合は基準プラントに対し水蒸気改質器の設置に伴い増加したループ数の割合を示す。大型炉では水素製造のために 2 次系ループ数は約 11~30 ループ、中型炉で 4~10 ループの結果となり、出力の大きなプラントでは 2 次系ループや水蒸気改質器数を増加する必要がある。

2 次系 1 ループに対し水蒸気改質器を 1 基設置する条件ではプラント熱出力の値は、単独プラントで熱出力 120~240MWt、併用プラントでは 300~800MWt（水素製造割合を 40%（併用 2））となる。参考までに 2 次系 1 ループ水蒸気改質器 2 基の構成を想定した場合の熱出力は単独プラントで 240~480MWt、併用プラントで 600~1200MWt である。

(v) プラント規模に関するその他の検討

プラント規模に関するその他の検討を以下にまとめた。

- ① 水素製造液化プラントは液化コストの観点からある程度大型のものが想定される。文献[9]では 300t/day の液化プラントが検討されており Nm³/h に換算すると 14 万 Nm³/h（175MWt）である。液化プラントの分散配置に限界があるとすれば、原子力水素プラントの熱出力の分散配置が制約を受ける可能性があるが、現状の情報では判断できない。
- ② 文献 3 で検討されている水素ガスタービンの熱出力は 500MW で消費される水素は 28 万 Nm³/h（350MWt）である。仮にこのプラントへの水素供給を想定すれば、製造プラントの熱出力は 350MWt となる。
- ③ 水素製造の原料ガスである天然ガスの供給を考えた場合、原子力水素プラントは都市ガスの供給地に設置する必要があり分散設置に限界がある。

(vi) 総合的に見たプラント熱出力選定

熱出力規模の検討結果を表 5.3.7-12 に示す。原子炉冷却系のヒートバランスと炉心出口温度の観点より発電併用プラントが有望である。本年度の原子力水素プラントの熱出力は 375MWt であり、併用プラントとしては本評価の範囲内にある。必要に応じて小型炉向け酸化物燃料炉心の検討を行う必要があるが、原子炉熱出力は 375MWt を暫定的に選定する。

選定の理由を以下にまとめる。

- ① 水素製造コスト：本評価では 133~884MWt が下限値である。現状では水蒸気改質器のコスト制作費や、耐用年数の評価によって水素製造単価が大きく変化するため、375MWt 熱出力プラントで水素製

造単価 17 円/Nm³を目指す。

- ② 水蒸気改質器の製作性：原子炉出力 375MWt 併用プラントでは製作性の限界にある水蒸気改質器 1 基（または 2 基）を設置することになる。原子炉出力の低いケースでは水蒸気改質器の小型化により対応可能で技術課題がない。一方、原子炉出力の高いケースでは水蒸気改質器の基数、またはループ数の増加で対応可能である。
- ③ 水素需要：水素需要の考察から要求される出力範囲は 350～1300MWt であり、375MWt はこの範囲内にある。また併用プラントのため需要の変化には柔軟に対応可能であると考えられる。

(2) 出力以外の検討

以上の検討を含めて、今後検討すべき以下の原子力水素プラントの仕様（案）を提示する。

- ・水蒸気改質温度：450℃、または 500℃
- ・プラント形態：水素製造単独プラントまたは水素製造・発電併用プラント
- ・水素製造系の基本構成：廃ガス再循環系なし、またはあり

水蒸気改質温度については 450℃の水蒸気改質反応の実績が無くメタンガス転化率が不明なため、水蒸気改質器検討の中で見通しが明らかになった後検討することとし、現状では水蒸気改質温度は 500℃を対象とする。

単独・併用プラントの選定について 500℃の水蒸気改質温度を考えると、文献 5 の検討から単独プラントは 1 次系ナトリウム流量を一定に保ちつつ水蒸気改質器における温度差を確保するため、水蒸気改質器の炉心出口温度を 580℃まで高温化（単独 2）することが望ましいことが明らかになっている。そのため経済性が低下するが水蒸気改質温度 500℃で発電と水素製造を併用する併用 2 と併用 R2 が成立性の面からは有望であると考えられる。

水素製造系の基本構成は表 1 より併用 2（再循環系なし）と併用 R2（再循環系あり）の差は電気出力の差のみであり、水蒸気改質器と蒸気発生器の仕様は同一である。現状では運転・制御の観点から再循環系の成立性は不明であり、現状では成立性の明らかな併用 2 を暫定的に選定する。

よって以下の水蒸気改質温度 500℃、水素製造・発電併用、廃ガス再循環系なしの併用 2 をレファレンス仕様として提案する。

- ① 水蒸気改質温度：500℃
- ② プラント形態：水素製造・発電併用プラント
- ③ 水素製造系基本構成：廃ガス再循環系なし（廃ガスを冷却）
- ④ 電気出力：93MWe
- ⑤ 水素製造量：11500Nm³/h

(3) 基本仕様の選定まとめ

水蒸気改質温度 450℃は知見が少なく、現状では水蒸気改質温度 500℃を選択した。水蒸気改質温度の低温化については今後の水蒸気改質器の設計の中で評価して可能であれば取り込むことにする。

水蒸気改質温度 500℃を選択した結果、原子炉出口温度 550℃、発電併用プラント（併用2）を選定した。原子炉出口温度 580℃の水素製造単独プラントは原子炉出口温度高温化の検討の中で評価して、出口温度が 580℃以上に高温化可能な見通しがあれば必要に応じて検討を実施する。

水素製造系の基本構成は、起動・制御面の成立性から併用2を暫定した。併用R2については成立性を含め水素製造系の構成の中で今後検討する。

原子炉熱出力を水素製造コスト、水素需要、水蒸気改質器製作性の観点から総合的に 375MWt に暫定した。

表 5. 3. 7-1 水素販売価格の内訳 (円/Nm³) [9]

輸送方式	製造コスト*1	液化コスト 圧縮コスト	輸送コスト*2	ステーション ンコスト	利益	合計
液化	約 19	21	3~7	22	20~25	約 90
圧縮	約 19	3	8~16	47	5~13	約 90

* 1 : 精製後の価格

* 2 : 輸送距離は 30 キロメートル~100 キロメートルを想定

表 5. 3. 7-2 水素製造単価評価法比較

項目	ガソリン価格	販売/製造	ガソリン車効率 /燃料電池車	水素製造単価
単位	円/1	—	—	円/Nm ³
ケース 1	97.3	4.5	2.17	17.2
ケース 2	100	4.7	2.5	19

表 5.3.7-3 電気分解による水素製造単価 [9]

分類	項目	概要	単価(円/Nm ³)
変動費	電解用電力	5 円/kWeh	20.79
	ユーティリティ		0.95
	小計		21.7
固定費	プラント減価償却費	10 年償却	2.489
	建屋減価償却費	30 年償却	0.067
	固定資産税	設備費の 0.7%	0.191
	損害保険料	設備費の 0.6%	0.163
	補修費	設備費の 2.0%	0.544
	人件費	年 120 百万円	1.5
	小計		4.954
一般費	設備金利	設備費の 5.2%	1.416
	一般管理費	設備費の 1.0%	0.272
	小計		1.688
合計	—	—	28.4

表 5.3.7-4 原子炉熱出力と水素製造コストの関係（評価法1）

原子炉冷却系仕様		単独2	
原子炉熱出力	MWt	375	125
原子炉出口温度	°C	580	580
改質温度	°C	500	500
電気出力	MWe	0	0
水素製造量	Nm ³ /h	299571	99857
直接費	百万円	43312	19852
建設コスト	百万円	85767	39310
資本費	円/Nm ³	2.36	3.25
水素製造単価	円/Nm ³	13.74	14.63

表 5.3.7-5 水素製造単価（評価法2）熱出力 375MWt

項目	併用1	単独1	併用2	単独2
資本費(原子炉系)	0.85	0.82	0.74	0.73
資本費(水素製造系)	3.11	2.57	6.03	2.83
燃料費	0.43	0.43	0.38	0.38
運転費(原子炉系)	1.42	1.39	1.24	1.24
運転費(水素製造系)	0.24	0.22	0.29	0.22
外部電源費	0.00	0.30	0.00	0.27
燃料ガス費	5.25	5.25	5.25	5.25
給水費	0.02	0.02	0.02	0.02
CO2 固定費	4.59	4.59	4.59	4.59
水素製造単価	15.89	15.58	18.55	15.53

単位：円/Nm³

表 5. 3. 7-6 導入期の水素需要 [9]

項目	2010 年	2020 年	2030 年	前提
燃料電池 自動車	0.7	30.3	59.7	1998 年：保有 7000 万台、生産 590 万台 2005～2010 年： 新車台数の 0.1% を燃料電池車とする 2010 年以降： 燃料電池車生産台数が年間 1% 増加
業務用燃料電池	25.5	68.1	68.1	2005～2020 年にディーゼルコージェネを 水素燃料に代替
民生用燃料電池	0.1	34.6	51.9	潜在設備規模を 1000 万 kW 2020 年：10%、2030 年 20%
風力+燃料電池	3.5	6.9	6.9	2010 年：100 万 kW（推算） 2020 年：200 万 kW（推算）
水素燃焼 ガスタービン	0.0	0.0	233.4	火力発電所を一部代替
合計	29.8	139.9	420.0	

単位は億 Nm³/年

表 5. 3. 7-7 導入期の水素需要 [10]

項目	2010 年	2020 年
燃料電池 自動車	0.4	37.5
業務用燃料電池	31.1	152.1
民生用燃料電池	41.5	197.1
合計	73.0	386.7

単位は億 Nm³/年

表 5. 3. 7-8 原子力水素プラント規模試算結果

項目		水素需要	製造量 輸送距離 100km プラント数 12	製造量 輸送距離 30km プラント数 35	製造量 輸送距離 30km プラント数 140
出典	年	Nm ³ /年	Nm ³ /h	Nm ³ /h	Nm ³ /h
文献[9]	2020	1.33E+10	1.41E+05	4.82E+04	1.20E+04
文献[9]	2030	1.80E+10	1.90E+05	6.52E+04	1.63E+04
文献[10]	2020	3.87E+10	4.09E+05	1.40E+05	3.51E+04
安定期(自動車のみ)	2055	1.28E+11	1.35E+06	4.64E+05	1.16E+05
安定期水素需要下限	2055	3.04E+11	3.21E+06	1.10E+06	2.75E+05
安定期水素需要上限	2055	4.17E+11	4.40E+06	1.51E+06	3.77E+05

表 5. 3. 7-9 原子力水素プラント規模試算結果(熱出力換算)

項目		水素需要	製造量 輸送距離 100km プラント数 12	製造量 輸送距離 30km プラント数 35	製造量 輸送距離 30km プラント数 140
ケース	年	Nm ³ /年	MWt	MWt	MWt
文献[9]	2020	1.33E+10	176	60	15
文献[9]	2030	1.80E+10	238	82	20
文献[10]	2020	3.87E+10	511	175	44
安定期(自動車のみ)	2055	1.28E+11	1690	579	145
安定期水素需要下限	2055	3.04E+11	4011	1375	344
安定期水素需要上限	2055	4.17E+11	5504	1887	472

表 5. 3. 7-10 水蒸気改質器の基本仕様

項目	単位	単独2	ケース1	ケース2	ケース3
原子炉熱出力	MWt	375	320	142	242
改質器交換熱量	MWt	177	151	67	114
水素製造量	万 Nm ³ /h	30	26	11	19
伝熱管長	m	20.0	20.0	20.0	20.0
伝熱管本数	本	5550	4730	2100	3560
圧力	MPa	5	5	5	5
胴径	m	6.5	6.0	4.0	5.2
高さ	m	26.3	26.3	26.3	26.3
重量	t	748	645	310	500

*1: 薄い網掛けは制限条件になると考えられる項目

*2: 濃い網掛けは他の制限条件を満たせなかった項目

表 5. 3. 7-11 熱出力と2次系ループ数の増加比率

原子炉	熱出力 (MWt)	2次系 ループ数	改質基数		2次系ループ数 増加比率	
大型	3570	2	11.2 ~	29.8	5.6 ~	14.9
中型	1190	1	3.7 ~	9.9	3.7 ~	9.9
中型	1190	2	3.7 ~	9.9	1.9 ~	5.0
小型	375	1	1.2 ~	3.1	1.2 ~	3.1
小型	125	1	0.4 ~	1.0	0.4 ~	1.0

表 5. 3. 7-12 熱出力の制限値まとめ

項目	単独プラント		併用プラント*1	
	下限	上限	下限	上限
製造コスト	21～229	-	133～884	-
需要	140	510	350	1300
改質器製作性	-	120～240	-	300～600

単位：MWt

注 1：併用 2 における熱出力割合を参考（水素製造：約 40%）

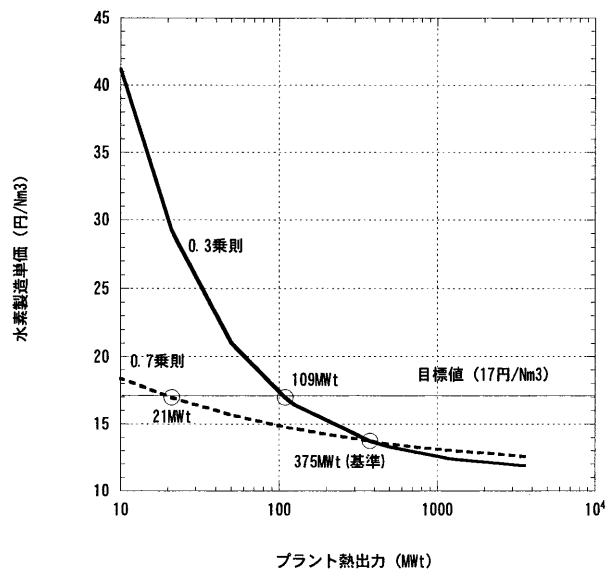


図 5.3.7-1 水素製造単価とプラント熱出力の関係
(水素製造単独プラント、評価法1)

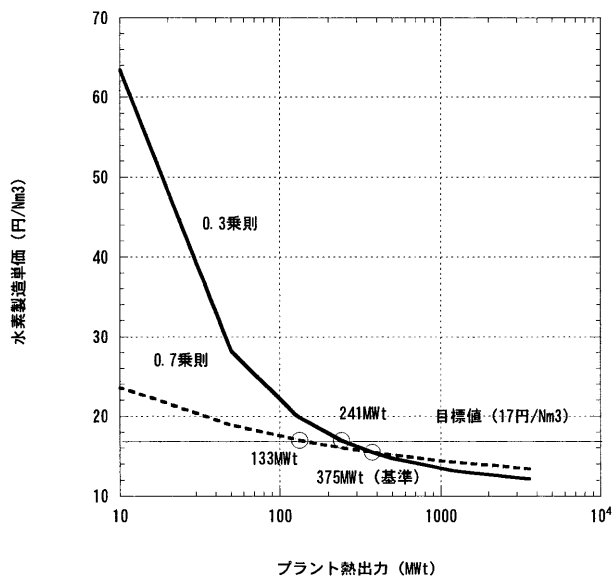


図 5.3.7-2 水素製造単価とプラント熱出力の関係
(水素製造・発電併用プラント、評価法1)

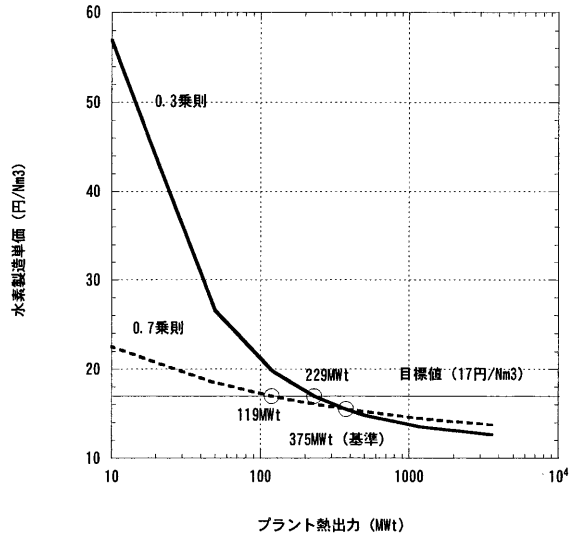


図 5.3.7-3 水素製造単価とプラント熱出力の関係
(水素製造単独プラント、評価法 2)

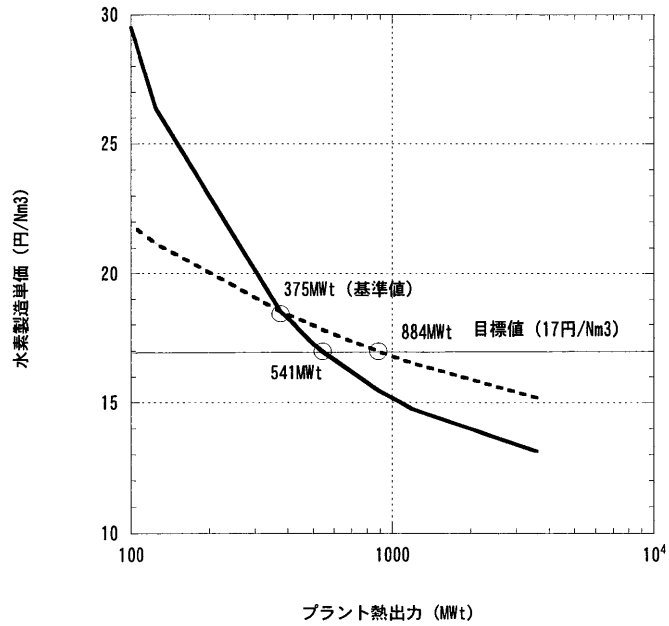


図 5.3.7-4 水素製造単価とプラント熱出力の関係
(水素製造・発電併用プラント、評価法 2)

5.4 海水淡水化プラントの検討

海水淡水化設備を高速炉に組み込んだケースでの具体的な設備構成を明らかにした。現行軽水炉との組み合わせを参考に、海水淡水化設備と高速炉との組み合わせが妥当となることを確認した。

(1) 海水淡水化の各種方法、特徴

(i) 蒸発法

蒸発法は、海水を加熱して蒸気を発生させ、その蒸気を凝縮して淡水を得る方法である。他の方法と比べて、原水中の塩分濃度による制約が比較的小さいので、高濃度から低濃度までの広い範囲の淡水化に適用できる。方法の違いはあるものの、真水製造の高効率化を図るために、蒸発させた水分を凝縮する冷却水に原料となる塩水を使用し、低い温度でも蒸発するように蒸発容器を低圧に保つ工夫がなされている。現在実用化されている蒸発法は、多段フラッシュ法、多重効用法、蒸気圧縮法の3方式である。

蒸発法は最も早く工業化された海水淡水化技術であり、実績も豊富である。必要なエネルギーは熱エネルギーであり、発電用の蒸気タービンを駆動した後の蒸気を利用できることから、発電と海水淡水化を組み合わせた複合プラントでは総合エネルギー効率が高くなる場合もある。欠点としては、海水淡水化に特化すればエネルギー効率が次に紹介する逆浸透膜法に及ばないこと、腐食やスケール(湯あか)の防止のために運転維持管理がやや難しいことなどが挙げられる。

(ii) 逆浸透膜法

逆浸透膜法は、水は通すが溶解している塩分は通さない性質を持つ半透膜を用いて淡水を得る方法である。半透膜を境として一方に真水、一方に海水を入れると、同じ濃度になろうとして真水が海水側に移動するが、これは浸透現象として知られる。このときの真水と海水の差圧(浸透圧)は約2.5MPaである。この浸透圧以上の圧力を海水側に負荷すると、海水側から真水側に水分が移動することができるようになる。

逆浸透膜法の利点は、海水淡水化のエネルギーが最小となることである。海水側に圧力を負荷するポンプ動力エネルギーが必要であるが、海水淡水化に特化した場合の理論エネルギーは約2.5MJ/ton(真水1tonを得るのに必要なエネルギー)である。これは蒸発法(多段フラッシュ蒸発法)の理論エネルギー約167MJ/tonの約1/65倍であることから、熱エネルギーから発電した電気の利用を想定しても、蒸発法より淡水製造エネルギーが小さい。

(2) 高速炉による海水淡水化

前項で挙げた海水淡水化の技術は、蒸発法、逆浸透膜法ともに、すでに軽水炉と組み合わせたプラントが建設、運転されている。蒸発法は蒸気ターピンを駆動した後の排熱蒸気、逆浸透膜法は電気をエネルギーとして淡水化を行うため、いずれの方法も高速炉に適用することが可能である。ここでは高速炉にそれぞれの方法を組み込んだ場合のプラント設備構成を具体化する。

(i) 蒸発法（多段フラッシュ法）

発電用原子炉と蒸発法海水淡水化設備を組み合わせる場合には、淡水化設備の運転状態が原子炉の運転状態に影響を与えないように配慮する必要がある。発電用原子炉には、主蒸気で別系統の水を加熱し蒸気を発生させるスチームコンバータを備えているのが一般的である。海水を蒸発させるための加熱源にこれを利用することで電気の安定供給を妨げないようにする。スチームコンバータで発生した蒸気はブライン（海水淡水化設備内を循環する原料塩水）を加熱するブラインヒータで循環ブラインと熱交換した後に復水され、再びスチームコンバータに給水される。

蒸発法の発電用原子炉との組み合わせ概念を図 5.4-1 に示す。淡水化設備には 150～160℃の蒸気を供給できればよいので、高速炉との組み合わせに限定されるものではない。

(ii) 逆浸透膜法

逆浸透膜法海水淡水化プラントのエネルギー源は、膜に対して海水を押し出すポンプ動力としての電気である。従って原子炉との組み合わせは変電設備を介してなされるため、熱バランス的な課題は全くない。電気的な接続を考慮すればよいので、あらゆる発電プラントとの複合化が可能である。よって高速炉との組み合わせに限定されるものではない。

逆浸透膜法の発電用原子炉との組み合わせ概念を図 5.4-2 に示す。

なお、原子炉の電気出力と淡水化設備の容量によっては、電力ピーク時は淡水化を行わずに 100%発電し、電力が余るときには淡水化設備を稼動して発電量をコントロールするような負荷変動対応策が考えられる。これは発電側以降で発電量をコントロールするので、原子炉に変動の影響を与えないのが利点である。

(3) 淡水製造エネルギー

(i) 蒸発法（多段フラッシュ法）

多段フラッシュ法は、プラント内に取り込んだ海水で蒸発した海水を凝縮すると同時に熱交換を行い、温度が上昇した海水をさらに加熱・蒸発させて蒸留する方法である。蒸発しきれず濃縮された塩水は新たに取り込む海水とともに再び加熱される。

水の蒸発潜熱は、2256.54kJ/kg (at 1atm) であるので、単純に蒸留するならば製造効率は 2256.54MJ/ton となる。しかし、海水を利用して蒸気を凝縮することにより熱効率を高めることが可能で、この部分の熱交換が製造効率に影響する。

軽水炉で使用されている多段フラッシュ法海水淡水化プラントでは、淡水流量 1 に対して、プラント内循環海水流量は 8 程度と推測される。循環海水に投入される熱量は約 20.9kJ/kg であることから、製造効率は次のようになる。

$$\begin{aligned}
 & \text{(1ton の真水を得るためのエネルギー)} \\
 & = \text{(循環海水 8ton)} \times \text{(循環海水の加熱 20.9kJ/kg)} \\
 & = 8 \times 10^6 \text{g} \times 20.9 \text{kJ/kg} \\
 & = 167 \text{MJ}
 \end{aligned}$$

よって、多段フラッシュ法による真水の理論的な製造効率は、約 167MJ/ton となる。

ただし、以下のエネルギー増加要因がため実際は約 400MJ/ton の製造エネルギーになると考えられる。

- ① 蒸気により海水を加熱する部分の熱損失
- ② プラント内を循環する循環海水の駆動力
- ③ プラント運転制御電力

(ii) 逆浸透膜法

海水に浸透圧と同等の圧力をかけ、準静的(水が半透膜を通過する速度が 0)に半透膜を通過させて真水を得ることを考える。1ton の真水を得るためには、浸透圧の圧力で 1ton の水を押し出すエネルギーが必要となることから、理論的な最小製造エネルギー(膜を透過させるための圧力損失が 0、ポンプ効率 100%、プラント制御電力 0 という理想的な状態での製造エネルギー)は次のように表される。

$$\begin{aligned}
 & \text{(真水を得るためのエネルギー)} \\
 & = \text{(海水の浸透圧)} \times \text{(水 1ton あたりの体積)} \\
 & = 2.5 \text{MPa} \times 1 \text{m}^3/\text{ton} \\
 & = 2.5 \text{MJ/ton}
 \end{aligned}$$

ただし以下のエネルギー増加要因があるため、約 20~30MJ_e/ton の製造エネルギーになると考えられる[11]。

- ① 水分が膜を通過する時の圧力損失
- ② 電気エネルギーから流体駆動力に変換する際のポンプ効率
- ③ プラント運転制御電力

上記の数値は電気エネルギーとして必要なエネルギーなので、熱エネルギー

—換算では 50～75MJ_{th}/ton となる。

(4) 海水淡水化プラント実用化例

原子力プラントと海水淡水化プラントの組み合わせの実用化例を以下に示す。

① 蒸発法

- ・四国電力伊方原子力発電所 1 号機、2 号機
- ・最大熱出力 1650MW_t、電気出力 566MW
- ・淡水製造能力 2000ton/日
- ・淡水製造に使用されるエネルギー

$$2000\text{ton/day} \times 400\text{MJ/ton} \div 24\text{h/day} \div 3600\text{sec/h} = \text{約 } 9.3\text{MW}$$

- ・最大熱出力に対する淡水製造に使用されるエネルギー割合 約 0.56%

② 逆浸透膜法

- ・四国電力伊方原子力発電所 3 号機
- ・最大熱出力 2660MW_t、電気出力 890MW
- ・淡水製造能力 2000ton/日
- ・淡水製造に使用されるエネルギー

$$2000\text{ton/day} \times 30\text{MJ/ton} \div 24\text{h/day} \div 3600\text{sec/h} = \text{約 } 0.69\text{MW}$$

- ・最大熱出力に対する淡水製造に使用されるエネルギー割合 約 0.03%
- ・電気出力に対する淡水製造に使用されるエネルギー割合 約 0.08%

今回取り上げた例では、海水淡水化に利用されるエネルギー量は原子炉出力と比較しても非常に小さな値（蒸発法で 0.56%、逆浸透膜法では 0.1%未満）となっており、淡水製造側が原子炉に与える影響は無視できる規模である。

(5) 蒸発法と逆浸透膜法の比較

実用化例で取り上げた例では、海水淡水化に利用されるエネルギー量は原子炉出力と比較しても非常に小さな値となっており、発電を主な目的として建設されたこプラントでは淡水製造側が原子炉に与える影響は無視できる規模である。このような用途では、淡水製造の効率よりもむしろ運転性に重点が置かれ、逆浸透膜法がより運転性に優れる。

一方、海水淡水化を主な目的とする場合は、製造効率が重視される。この場合も、逆浸透膜法がより製造エネルギーが小さくなる。

蒸発法が優位になるのは、タービン排熱を積極的に利用してプラントの総合的な熱利用効率を高める場合であるが、給水加熱器に回る蒸気とのトレードオフとなり、発電効率に影響することが懸念される。

(6) 海水淡水化プラントの検討まとめ

原子炉多目的利用として海水淡水化を検討した。本検討では、蒸発法のひとつ

である多段フラッシュ法、および逆浸透膜法について、基本的原理と高速炉との組み合わせについて調査検討した。

多段フラッシュ法および逆浸透膜法については、高速炉との組み合わせについて大きな課題はないが、高速炉との組み合わせに限定されるものでもないことを確認した。また、それぞれの方法の淡水製造エネルギーを概算し、多段フラッシュ法で約 $400\text{MJ}_{\text{th}}/\text{ton}$ 、逆浸透膜法で約 $30\text{MJ}_{\text{e}}/\text{ton}$ を得た。

多段フラッシュ法と逆浸透膜法を比較すると、逆浸透膜法は運転性および製造エネルギーに優れること、多段フラッシュ法は、プラントの総合的な熱利用効率を向上できる可能性を有するが更なる検討が必要であることを明らかにした。

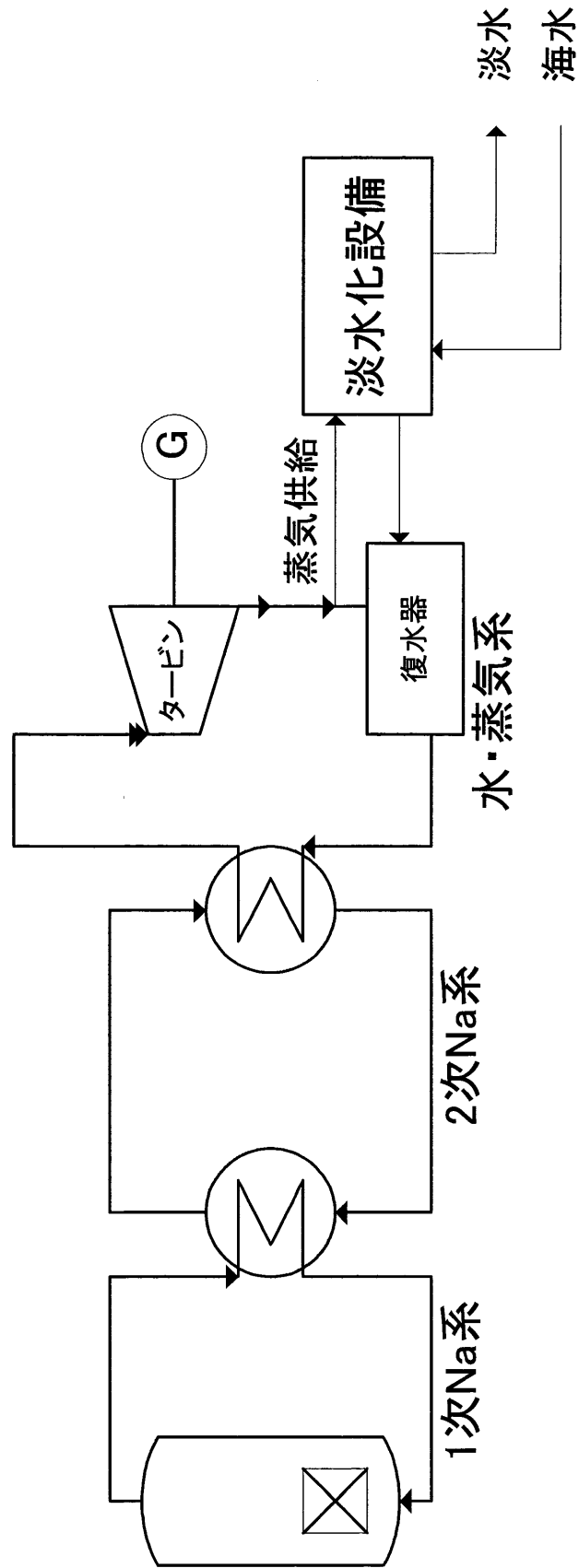


図 5. 4-1 蒸気法の発電用原子炉との組み合わせ概念

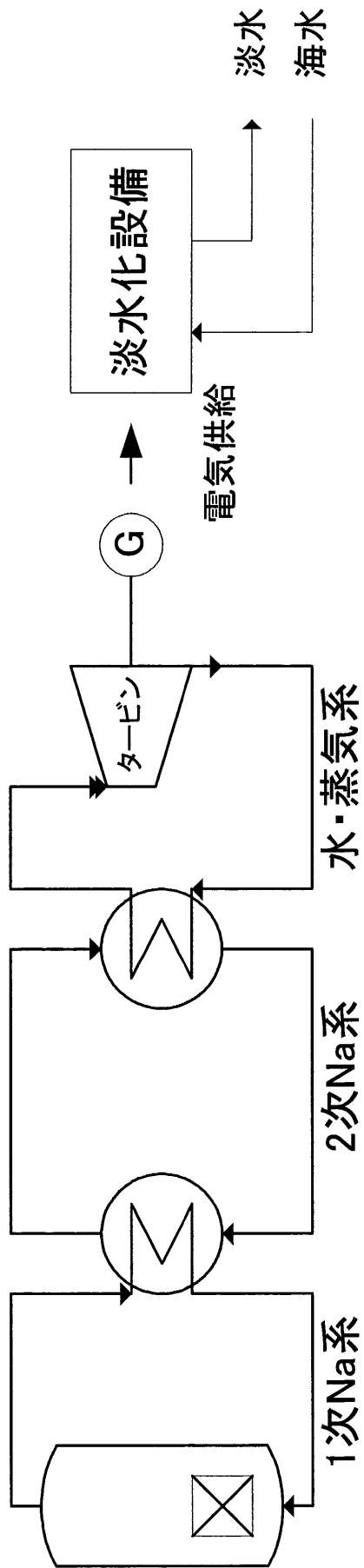


図 5. 4-2 逆浸透膜法の発電用原子炉との組み合わせ概念

5.5 熱供給プラントの検討

現状の熱エネルギー需要を整理することにより、高速炉による熱供給プラント検討の必要性を評価した。

(1) 高速炉給水温度以下の熱利用の検討

1980年の日本の熱エネルギー需要は、年間約16350億Mcal(68510億MJ)であり、そのうちの約29%が200℃以下であった。将来の傾向としては、200℃以下の需要がさらに高まり、200℃以上の需要が徐々に減少すると考えられている。

200℃以下のエネルギー需要の約70%が給湯や冷暖房に利用される民生利用と考えられる。

産業が利用する熱エネルギーについては、200℃以下で充足できる分野を以下に示す。

・農業全般	200℃以下	(ハウス加温、育苗加温、乾燥)
・畜産業全般	100℃以下	(育舎暖房、干草乾燥、給湯)
・林業	100℃以下	(木材乾燥、前処理煮沸、曲げ加工)
・水産業	120℃以下	(養魚場加温、乾燥)
・食料品製造	200℃以下	(油脂脱臭とばい焼のみ200~250℃)
・繊維製品	200℃以下	(ただし毛織機の精錬工程のみ500℃必要)
・化学	120~160℃	(抽出工程)

(2) 高速炉主蒸気温度以下の熱利用の検討

将来見通しでは、この温度領域(450℃以下)の需要は減少傾向にあり、熱エネルギーの総需要に占める割合も減少傾向を示している。2050年の予測では、多くても総需要の約17%にとどまるといわれている。450℃以下で充足できる産業を以下に示す。

・紙・パルプ	350℃以下	(濃縮工程、蒸気利用)
・ポリエチレン	300℃以下	(重合工程、蒸気利用)
・工業用エタノール	300℃以下	(水和工程、温水・蒸気利用)
・プラスチック製品	340℃以下	(成形工程、電気利用)

最近では、水素製造の温度が革新技术により500℃近傍まで下がってきており、将来有望な熱供給先であるが、その他の産業では有望なものを見出せないのが現状である。

(3) 熱供給プラントの検討まとめ

前項の検討から、最も需要の多い熱供給先は、給湯、冷暖房用熱源として利用される温度領域(200℃以下)にあることが分かった。この温度領域は、発電用原

子炉においてタービン排熱蒸気が利用できるが、高速炉特有の利点および技術課題は無い。

6. まとめ

高速炉実用化戦略調査研究（フェーズⅡ）では、分散電源や電源以外の多目的利用を幅広く想定して、経済性、安全性、長寿命炉心などの要求条件を満足する小型炉概念を提示する計画である。

本年度には、経済性向上の追及を目標として、原子炉容器のコンパクト化などコスト低減に有効と考えられる以下の概念を対象に、有望なナトリウム冷却小型炉概念を絞り込むためのサーベイ検討を行った。

- ・出力規模 : 150MWe
- ・燃料種類 : 金属燃料
- ・原子炉型式 : タンク型炉、または、ループ型炉
- ・冷却方式 : 強制循環
- ・冷却ループ数 : 1ループ（炉外冷却系）
- ・炉心寿命 : 10年以上

また、分散電源以外の多目的利用について、高速炉と組み合せた場合のプラント概念を提示し、用途別に設計仕様への要求や、競合相手に対する特質を明らかにした。ただし、過去の検討例が少ないこともあって、主に、以下の水蒸気改質法を使用した原子力水素プラント概念を対象とした。

- ・出力規模 : 150MWe
- ・原子炉型式 : タンク型・強制循環方式のナトリウム冷却小型炉（原子炉側は、上記の検討結果を使用）
- ・水素製造方法 : 水素分離膜を利用したメタンガスの水蒸気改質法（ $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2 - 165\text{kJ/mol}$ 、吸熱反応で左記の反応熱は常温での数値）
- ・原子炉熱出力の利用方法 : 2次ナトリウム系を介して、蒸気などの生成、水蒸気改質反応熱（吸熱反応）の補償を実施

6.1 ナトリウム冷却小型炉の検討

6.1.1 設計要求と対応方針の検討

経済性、安全性、運転・保守補修性などの設計要求をもとに、以下のようにナトリウム冷却小型炉に係る対応方針を設定した。

(1) 経済性

スケールデメリットの克服方策として、小交換熱量の特徴を生かして、ループ数低減、機器合体、BOP簡素化の設計対応を取り込むことにより、建設単価 35 万円/kWe（送電経費の削減を考慮した発電単価 5.5 円/kWh に対応）の達成を目指す。

(2) 安全性

低線出力密度、低冷却材密度係数、自然循環性能など固有の安全特性、受動的安全性を活用して、ATWS/AWS 時にも可能な範囲で炉心損傷の発生を防止できるよ

うにする。ただし、万一の炉心損傷発生を想定して、適切な再臨界回避方策を取り込む。

(3) 環境負荷低減・資源有効利用・核不拡散

環境負荷低減について、FP 核変換までは要求せず、低除染・TRU 燃料を装荷可能とする。資源有効利用について、余剰中性子の有効利用や、高内部転換比の活用により、10 年以上の長寿命炉心を達成する。また、長寿命炉心に加えて、原子炉容器への作業員の直接的なアクセスの可能性を極力低減するなど、核不拡散対応を取り込む。

(4) 運転・保守補修性

運転・保守補修対象機器数の低減、作業の簡素化、定検期間の短縮に伴う設備利用率の向上（95%以上）により、ナトリウム冷却大型炉と同程度の運転費を目指す。また、冷却材漏えいおよび蒸気発生器の伝熱管破損について、早期リーク検知による事故影響局限化、または、運転監視の簡素化に伴う事故進展の許容などの選択肢が考えられるため、設備構成の検討をもとに、設計の方向性を選定する。

6.1.2 炉心概念の検討

出力 150MWe、強制循環方式の金属燃料炉心を対象として、炉心核熱特性や、ATWS 時の安全解析を行い、安全性、長寿命炉心の要求条件を満足する炉心概念を構築した。

最大線出力密度が高いが、径軸方向 2 領域炉心（回字型炉心）の採用に伴い、反射体反応度値を満足する低燃焼反応度の長寿命炉心（炉心寿命 10 年）を達成した。

安全解析のうち、ULOF について、炉心扁平化に伴う冷却材密度係数の低減効果により温度挙動を緩和し、炉心径方向膨張に期待しなくても、炉心圧損 0.75kg/cm^2 、電磁ポンプ流量半減時間 15 秒（45 秒以降、線形減衰）の条件で、燃料被覆管の CDF など安全要求条件を確保できる見通しを明らかにした。また、UTOP について、出力制御用反射体の停止位置誤差などに相当する反応度挿入量 15c 以下の条件で、安全要求条件を確保することが可能である。一方、燃焼補償用反射体は、超微速で常時駆動するため、誤作動などに起因する UTOP を排除できると判断した。

ULOF、UTOP のいずれも、事象進展が速く、炉心支持板膨張反応度に期待する必要性は小さいが、必ず、正の炉心径方向膨張反応度が挿入されないなど、今後、反応度フィードバックを保証する設計対応や、解析モデルへの反映の考え方などを明らかにする必要がある。

6.1.3 プラント概念の検討

炉心概念の検討に合せて、炉外ループ数低減、機器合体などの設計合理化や、革新技術を取り込んだタンク型炉およびループ型炉のプラント概念を構築した。

タンク型炉では、原子炉容器周囲への環状中間熱交換器と電磁ポンプ合体機器の設

置や、回転プラグに代えて UIS 引抜き方式の採用などにより、原子炉容器は $\phi 4\text{m} \times \text{h}20.8\text{m}$ と、コンパクト化を達成した。電磁ポンプトリップなどの自然循環時にも、約 20%の炉内流量を確保できる見通しである。また、炉外に二重管蒸気発生器を設置し、1 系統の 2 次ナトリウム系により原子炉容器と接続した。

ループ型炉では、中間熱交換器、二重管蒸気発生器、1 次および 2 次系電磁ポンプを合体して、炉外の冷却系容器内に集約することにより、1 系統の 1 次ナトリウム系により原子炉容器と接続した。冷却系容器内の中間熱媒体（2 次系熱媒体）は、2 次系簡素化概念の技術課題や、補助系コストの占める割合などを考慮し、鉛ビスマスに代えて、ナトリウムを使用した。原子炉容器は $\phi 4\text{m} \times \text{h}17.5\text{m}$ と、タンク型炉よりも更なるコンパクト化が可能であるが、炉外への冷却系容器の設置に伴い、格納容器および原子炉建屋体積が増加し、タンク型炉よりもプラント全体コストが約 5%増加する。

タンク型炉、ループ型炉のいずれも、反射体と炉停止棒の組み合わせによる原子炉停止・反応度制御系を採用した。このうち、反射体は、出力制御及び燃焼補償の機能に分けて、炉心槽周囲に合計 8 体設置した。

また、崩壊熱除去系は、原子炉容器のコンパクト化に伴い、RVACS のみで事象Ⅳに相当する除熱要求を満足できないため、PRACS×2 系統+RVACS×1 系統（いずれも自然循環方式）を採用した。上記以外に、ナトリウム補助系（純化系）、燃料取扱設備、運転・監視および保守・補修関連設備の基本仕様をとりまとめた。

6.1.4 建屋・配置計画

プラント概念の検討をもとに、タンク型炉およびループ型炉の建屋・配置計画の検討を行った。タンク型炉では、原子炉容器内への 1 次冷却系機器の集約に伴い、トップドームおよびガードベッセルにより格納容器を構成するため、原子炉建屋容積は 9500m^3 と、ループ型炉 14500m^3 より低減可能であった。また、タービン建屋容積は、いずれの炉型も同じで、 25000m^3 となった。

6.1.5 評価

上記の出力 150MWe の強制循環方式タンク型およびループ型ナトリウム冷却小型炉を対象として、経済性評価を行った。

ナトリウム冷却小型炉では、スケールデメリットに対して、小交換熱量の有効利用や、革新的技術の取り込みにより建設単価の低減を図っており、本検討の出力 150MWe のケースで、初号機の建設単価はタンク型炉で 34 万円/kWe と、発電単価 5.5 円/kWh に相当する目標値（35 万円/kWe）を満足できる見通しである。

一方、平成 12 年度の出力 50MWe のケースでは、建設単価が 58 万円/kWe と高いが、BOP 共用化の取り込みや、習熟効果に期待することにより、最終的に 35 万円/kWe

まで建設単価を低減できる可能性を有している。

よって、発電単価の要求条件に対して、出力 150MWe では初号機で達成、それ以下の出力では複数基建設により達成の見通し有りと判断した。

6.2 多目的冷却小型炉の検討

6.2.1 多目的利用の調査検討

水素製造、海水淡水化、熱供給の多目的利用に係る調査検討を行い、水素製造のうち、水素分離膜（パラジウム膜）を利用したメタンガスの水蒸気改質法は、高速炉の温度領域を適用可能で、かつ、高純度水素の製造、設備コンパクト化、連続処理対応などの観点より、有望な方法に想定されることを明らかにした。

よって、高速炉多目的利用の可能性および有益性を評価し、かつ、技術課題を明確化するために、上記の水蒸気改質法を使用した原子力水素プラントの具体化検討や、水素製造以外の多目的利用として海水淡水化および熱供給プラント概念の検討を行った。

6.2.2 水素製造の検討

タンク型ナトリウム冷却小型炉との組み合わせを想定して、2次ナトリウム系を介することにより、蒸気などの生成や、水蒸気反応熱の補償を行う方式を検討対象とした。

原子力水素プラントの系統仕様について、炉心出口温度、発電との併用の有無などをパラメータとするヒートマスバランスの検討を行い、水素製造単独プラントでは、ヒートマスバランス選定範囲の限定に伴い、高温化などにより水蒸気改質器での2次ナトリウム温度差を確保する必要があることや、発電との併用プラントでは、余剰蒸気を発電に回すことが可能で、ヒートマスバランスによって水素製造量が小さくなるが、高速炉の温度範囲を有効に使用できるなどの特質を明らかにした。

主要な構成機器である水蒸気改質器では、2次ナトリウム、水蒸気、メタンガス、水素などが流れるため、安全性や、補修性などの観点より、三重伝熱管構造を採用し、内部の水素分離管などを交換できる構造とした。三重伝熱管内側では、ガスにより熱伝達するため、伝熱性能の低下に伴い（単位交換熱量あたりの伝熱面積は蒸気発生器の10倍以上）、形状の増加が懸念される。今後、水素透過性能などとの整合を図って、構造の簡素化を取り込む必要がある。

また、原子力水素プラントでは、水蒸気改質器コストの増加（全体の25%以上）に伴い、プラント全体の建設費は同一熱出力の分散電源プラントの1.5~1.8倍と大きい。二酸化炭素の固定費を考慮しても、水素製造単価の目標値（17円/Nm³）を達成できる可能性有りと判断した。

6.2.3 海水淡水化プラントの検討

ナトリウム冷却小型炉を対象として、既往実績を有する多段フラッシュ法および逆浸透膜法による海水淡水化プラント構成を検討した。いずれの方法もナトリウム冷却小型炉との組み合わせが可能で、淡水製造エネルギーは多段フラッシュ法で約400MJt/ton、逆浸透膜法で約30MJt/tonであることを確認した。

6.2.4 熱供給プラントの検討

現状、最も需要の多い熱供給先は、給湯および冷暖房用熱源として使用される200℃以下の温度領域であるため、タービン排熱蒸気により対応でき、高速炉を使用する必然性が小さいことを確認した。

7. 結言

高速炉実用化戦略調査研究の中で、本年度に実施したナトリウム冷却小型炉および多目的利用小型炉に係る研究成果をとりまとめた。

ナトリウム冷却小型炉（分散電源）の検討では、出力 150MWe、強制循環方式タンク型およびループ型ナトリウム冷却炉を対象として、炉心およびプラント概念の検討を行い、経済性、安全性、長寿命炉心などの要求条件を達成できる見通しを明らかにした。

多目的利用小型炉の検討では、水蒸気改質法による原子力水素プラントの概念検討を行い、

今後は、別途検討の鉛ビスマス冷却小型炉と合せて、経済性、安全性、長寿命炉心などの要求条件を満足する小型炉概念を提示する計画である。

参考文献

2. 研究計画

- [1] 一宮正和、他：“FBR システム技術検討書 平成 12 年度報告”、JNC TY9400 2001-012、(2001)
- [2] 池上哲雄、他：“炉心・燃料（燃料形態）の技術検討書 実用化戦略調査研究（フェーズ I）成果報告”、JNC TY9400 2001-011、(2001)

3. 前年度までの研究成果

- [1] 一宮正和、他：“FBR システム技術検討書 平成 12 年度報告”、JNC TY9400 2001-012、(2001)
- [2] 池上哲雄：“炉心・燃料（燃料形態）の技術検討書 実用化戦略調査研究（フェーズ I）成果報告”、JNC TY9400 2001-011、(2001)
- [3] S.An：“Study on the Application of Nuclear Energy to Human Welfare and Safety –4S(Super, Safe, Small, and Simple) LMR-“ Pric. of 4th Annual Scientific and Technical Conference of Nuclear Society, NE’93, Russia, (1993)
- [4] 服部禎男：“超安全単純炉の意義と設計概要”、原子力 eye 第 44 巻 第 10 号、(1998)

4. ナトリウム冷却小型炉の検討

- [1] 一宮正和、他：“FBR システム技術検討書 平成 12 年度報告”、JNC TY9400 2001-012、(2001)
- [2] 高木直行、宇都成明：“小型高速炉の炉心・燃料設計検討”、JNC TN9400 2002-053、(2002)
- [3] 尾形孝成、他：“金属燃料物性値集”、電力中央研究所、T90912、(1991)
- [4] 「発電用新型炉技術確証試験事業報告書 その 1 設計手法高度化確証試験」、日本原子力発電株式会社、(2002)
- [5] “伝熱・流動評価－自然通風冷却型崩壊熱除去系の検討－”、電力中央研究所報告、共同研究報告、T988920、(1998)
- [6] Helmut Rothfuss and Friedhelm Vogt：“Reactor Vessel System”, Nuclear Tech. Vol.78, SEP.,(1987)
- [7] J-L Rouyer et al.：“Size and Series Effects on the Economics of Nuclear Power Plants”

5. 多目的利用小型炉の検討

- [1] 黒田健之助、他：“都市ガスを原料としたメンブレンリアクタ型水素発生装置”、三菱重工技法、Vol.33、No.5、(1996)

- [2] 白崎義則、他：“都市ガスから直接純粋水素を製造する水素分離型改質器の開発”、水素エネルギーシステム、Vol.22、No.1、(1997)
- [3] 西原哲雄、他：“高温ガス炉水素製造システムの可燃性蒸気雲爆発に対する離隔距離の検討”、日本原子力学会「2001年秋の大会」、K37、(2001)
- [4] 一宮正和、他、“FBR システム技術検討書 平成 12 年度報告”、JNC TY9400 2001-012、(2001)
- [5] 篠田佳彦：“総合評価技術検討書-実用化戦略調査研究（フェーズ I）成果報告-”、JNC TN9400 2001-061、(2001)
- [6] 田畑晶司：“もっとも実務的な 耐用年数表の使い方”、平成 13 年改訂新版、税務研究会出版局、(2001)
- [7] 大滝明、他：“FBR サイクル導入シナリオの検討（Ⅱ）－エネルギー需要形態の多様化と原子力の共生に関する考察－”、JNC TN9400 2002-033、(2002)
- [8] 赤井誠：“CO₂の隔離技術”、日本エネルギー学会誌、第 76 巻、第 12 号、(1997)
- [9] “水素利用国際クリーンエネルギー技術（we-net）、第Ⅱ期研究開発報告書”、新エネルギー・産業技術総合開発機構、NEDO-WE-NET-0001、(2000)
- [10] “燃料電池実用化戦略研究会報告書”、経済産業省燃料電池実用化戦略研究会、(2001)
- [11] S. An et al.：“Study on the Application of Nuclear Energy to Human Welfare and Safety – 4S (Super Safe, Small and Simple) LMR-,” NE’ 93, Nizhni Novgorod Russia, June 28-July 2, (1993)