

圖 2 研究開元一覽

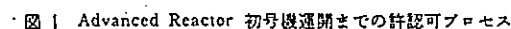


図 8 国内外の単純化軽水炉の研究スケジュール

日本語: (原子工業) '92.11 英語: OECD(NEA) report 1988

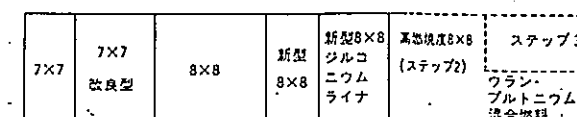
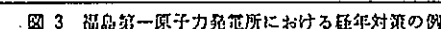


図 2 国内 BWR 燃料の変遷

(Category 3)

Canada - CANDU 6 Mark III
U.S. - Mid sized APWR and ABWR
(Ap600) (SBWR)

(category 4)

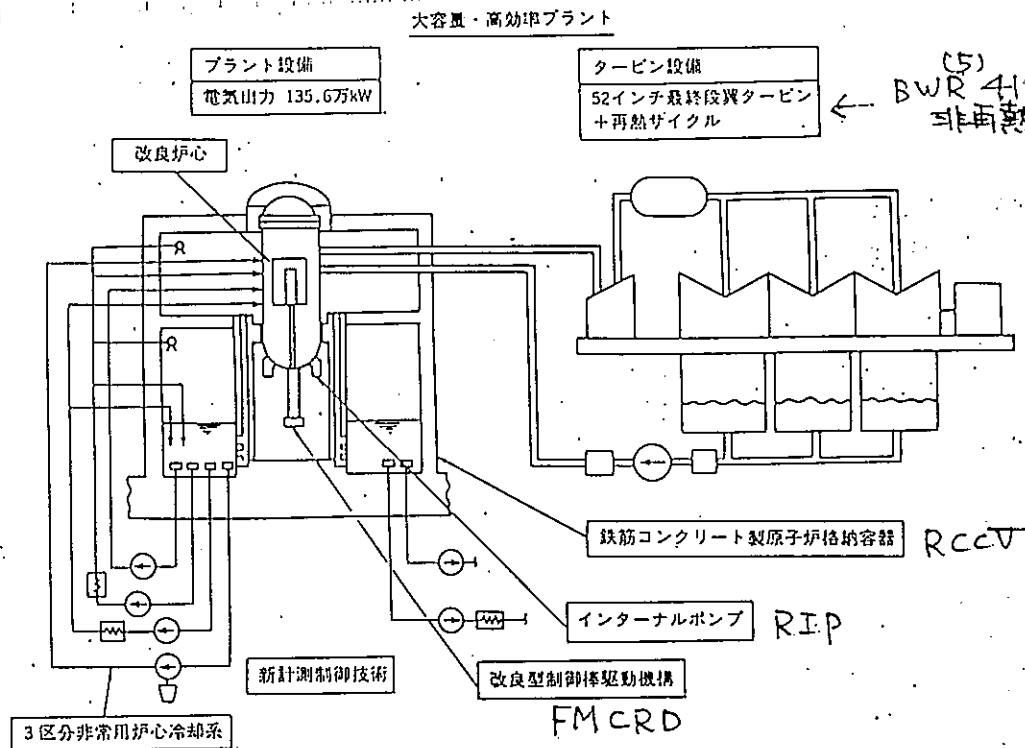
Sweden (ABB ATOH)	PIUS
Japan*	ISER, SPWR

- * Note - These projects are underway in Japan to study concepts of reactors for future diversification needs.

ISER: Intrinsically Safe and Economic Reactor

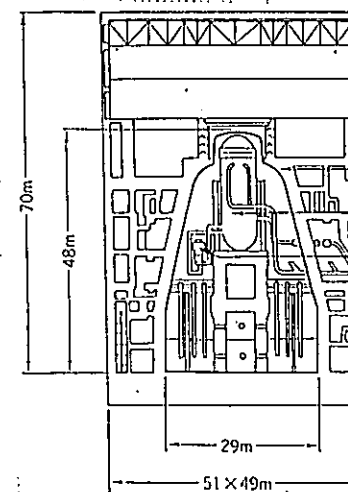
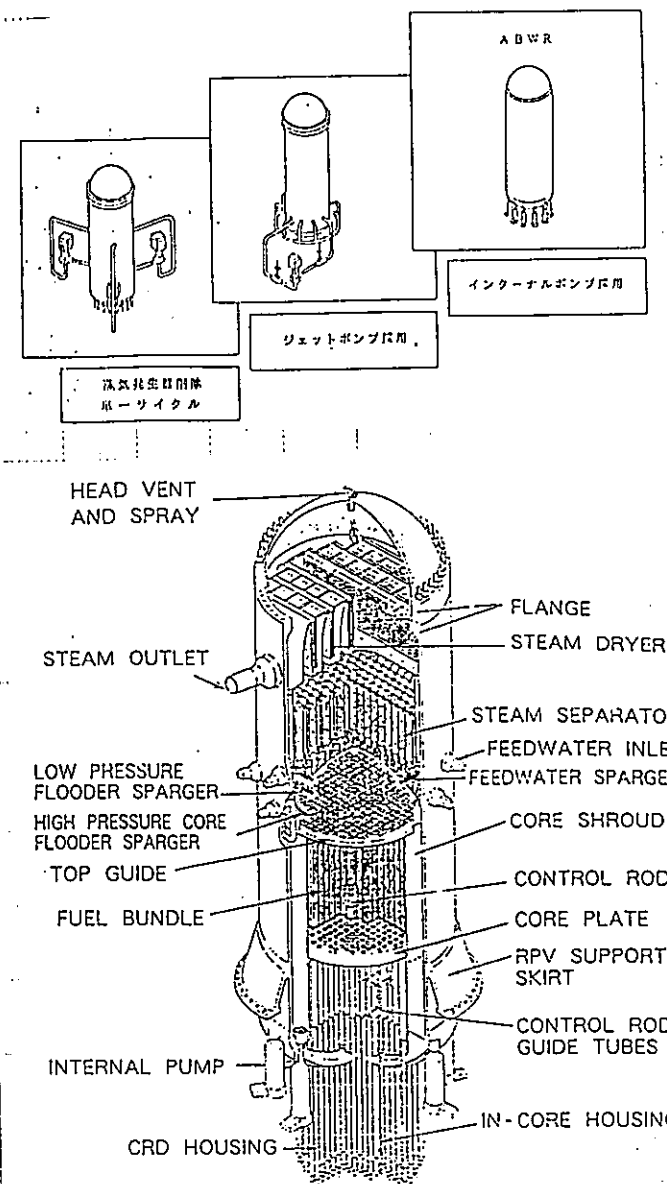
ABWRの構造 (柏崎6.7号炉中心と(2))

特長: Internal Pump, CRD, RCCV,

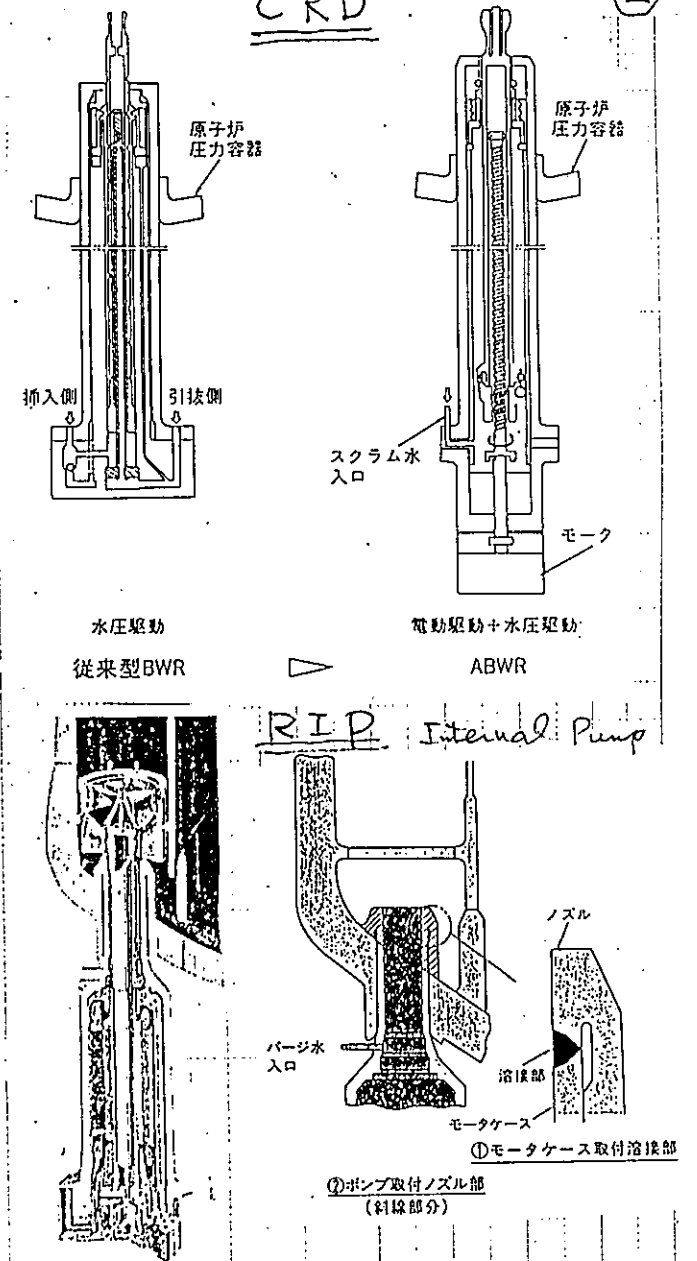


項 目	ABWR	従来型BWR (BWR-5)
電気出力	135.6万kW	110万kW
原子炉熱出力	392.6万kW	329.3万kW
原子炉圧力	73.1kg/cm ² a	71.7kg/cm ² a
主蒸気流量	7,640トン/h	6,410トン/h
給水温度	216°C	216°C
定格炉心流量	52×10 ⁶ kg/h	48×10 ⁶ kg/h
燃料集合体本数	872	764
制御棒本数	205	185
炉心平均出力密度	50.6kW/l	50.0kW/l
原子炉圧力容器	内径 7.1m 高さ 21.0m	6.4m 22.2m
原子炉再循環方式 (ポンプ台数)	インターナルポンプ00	外部再循環ポンプ(2) ジェットポンプ20
制御棒駆動方式	通常 電動駆動式 スクラム 水圧駆動式	水圧駆動式 水圧駆動式
非常用炉心冷却系	I: RCIC+LPFL (RHR) II: HPCF+LPFL (RHR) III: HPCF+LPFL (RHR) ADS	I: LPCI+LPCS II: LPCI+LPCI III: HPCS ADS
原子炉停止時冷却系	3系統	2系統
原子炉格納容器形式	鉄筋コンクリート製ライナー内張	鋼製自立式
タービン形式	T66F-52" (2段再熱)	T66F-41" (非再熱)

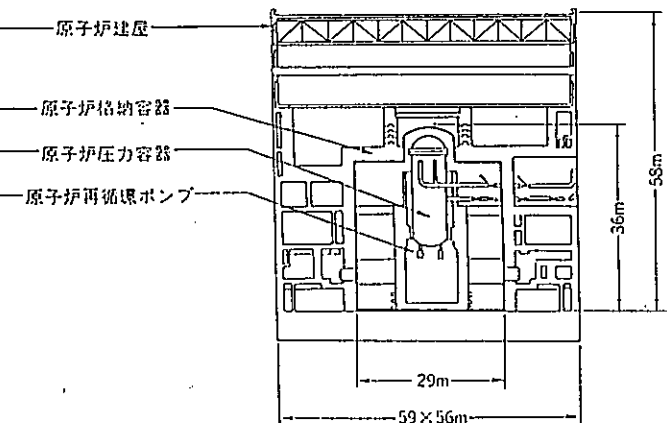
図3 ABWR プラント概要



従来型BWR



インターナルポンプ(RIP)



ABWR

図6 鉄筋コンクリート製原子炉格納容器 (RCCV)

RIP 使用原状

国名	原子力発電名	プラントメーカー名
フィンランド (wet型)	TVO-オムキネ1	7&7-77&社 (ASEA-ATOMAB)
	TVO-オムキネ2	
スウェーデン (wet型)	フィスナ1	7&7-77&社 (ASEA-ATOMAB)
	フィスナ2	
	フィスナ3	
	オスカン1	
ドイツ (dry型)	アムステルダム	クラフト・アム・ユニオン KYU)
	アムステルダム	
	イザール	
	クリンゲン	
	カント・レインゲン	

RIPの事故(?)

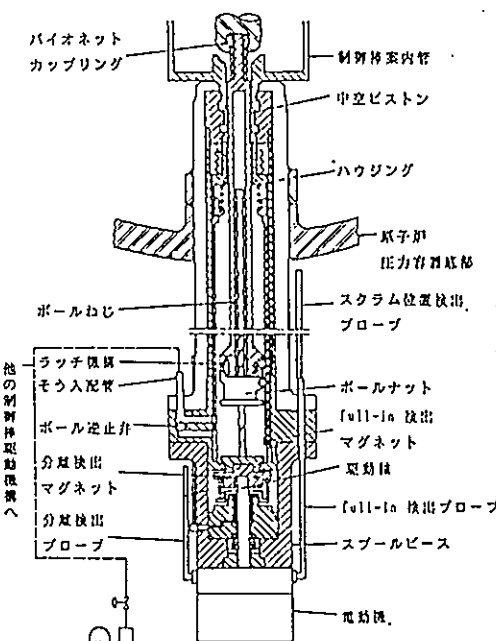
Reactor	Date	Description	Period of shut-down (hours)
TVO-1	1979	Leakage in reactor cooling system	47
BRUNSBUTTEL	1978	Repair of internal axial pumps	248
KRUENMEL	1984. 22. Mar	Shutdown to Change Pump Sealing	148
	27. Apr	Shutdown to Change Motor of Pump 18 and Change of Pump Sealing at Pumps NR 2-4-5-7	116
	8. Jun	Shutdown to Change Sealing Pump	112
	4. Jul	Periodical Test of Pump	29
	8. Aug	Pump Motor Change	62
	9. Nov	All Pump Shutdown for Lack of Oil Supply	10
	1986. 10. Jan	YU-Pumps	1.1
FORSMARK-3	1986. 22. JUN	Problems with two Circulating Pumps	1128
GUNDRENINGEN-B	1986. 1. Sep.	Failure of Coolant Circulating Pump 20 YU 80 to Defective Motor which was Replaced	134
	1988. 13. Aug.	Failure of Coolant Circulating Pump 20 YU 80	164.5
GUNDRENINGEN-C	1988. 13. Aug.	Failure of Coolant Circulating Pump 30 YU 50	252.2

RIPの問題点

- (1) 取付ノズル破壊による冷却材喪失事故
- (2) 自然循環の不安定
- (3) 慣性が小さく、全停時のとき燃料棒が焼損する
- (4) 台数が多く、トラブルが起き易い
- (5) 急速流量増による過渡変化
- (6) 耐震性
- (7) 部分台故障による流量分布偏りと炉内構造物の振動などがある。

第1-1表 インターナルポンプシステムの要求仕様

項目	要求仕様
炉心流量	最大 58,000 T/h
ポンプ台数	10台
ポンプ流量	2.14 m³/s・台 (7,700 m³/h・台)
全揚程	40 m
回転数	約 1,500 rpm
電動機形式	ウェットモータ型
電動機電圧	3,300 V

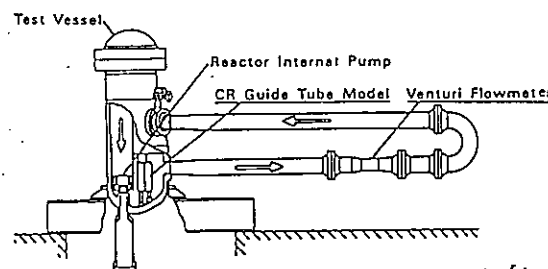


[FMCRD]

第1-6図 改良型CRD構造の概略図

第1-2表 改良型CRDと水圧型CRDとの仕様比較

項目	改良型CRD	水圧型CRD
駆動方式	電動駆動・水圧駆動 ギヤンク駆動 (最大26本)	水圧駆動 個別駆動
ステップ幅 (mm)	約18	約150
CRD本数 (本)	205	185



(b) Test Facility (成東型)

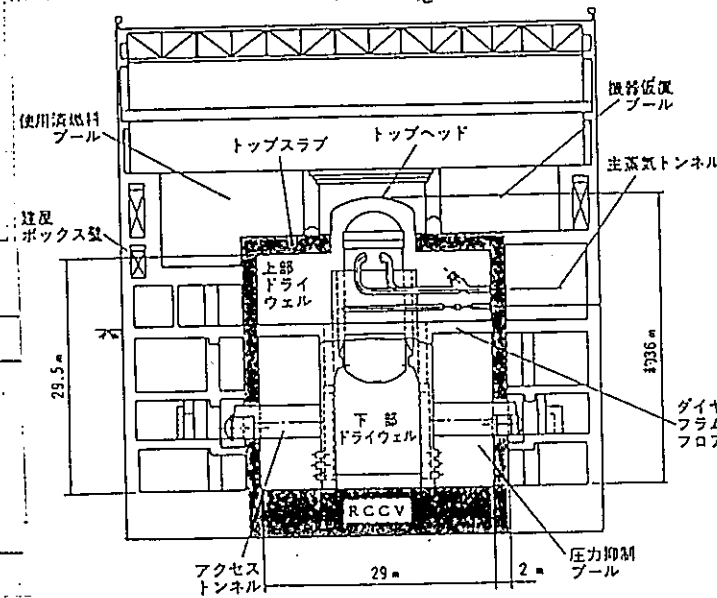
Reliability and Risk Assessment

TABLE 1
Reactor Scram System Failures and Failure Precursor Events

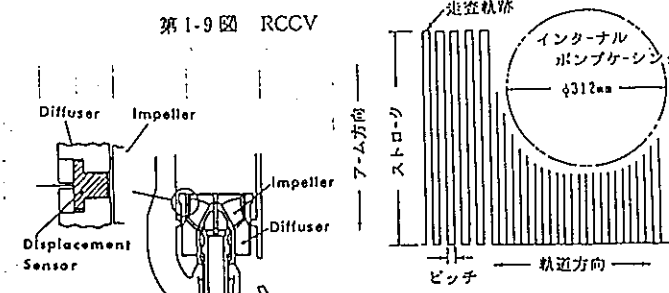
PRECURSOR	DATE	CAUSE	CLASSIFICATION
Kahl	Pre 1976	Scram Relays (Cured Coating)	Electrical
Monticello	Pre Op Test	Scram Relays (Cured Coating)	Electrical
Monticello	7/78	Scram Pilot Valve Internals	Electrical
Browns Ferry Hatch	8/78 5/85	Loss of Scram Air Header Pressure	Mechanical*
Dresden	7/80	SDV Vacuum Breaker Stuck Closed - Full SDV	Mechanical*
Browns Ferry	6/19/80	Scram Discharge Header (Hydraulic Lock-up)	Mechanical
Salem (PWR)	2/83	Breakers (Maintenance)	Electrical
Peach Bottom	11/83	Scram Solenoids (Loctite)	Electrical
Susquehanna	10/84	Scram Pilot Valves (High Temperature Material Degradation)	Electrical
La Salle	6/86	Sensors* (Application)	Electrical

*Rectified with the low scram header pressure trip.
*Rectified with separate dedicated SDV vent (plant specific features).
*Not considered applicable precursor because of substantial redundancy in the hardware available to signal the need for a scram, i.e., not solely dependent on these level sensors.

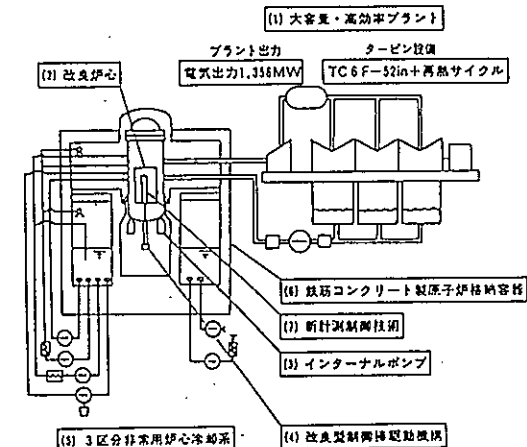
2.6x10⁻⁵ (electrical)
4.3x10⁻⁶ (mechanical)
BWR/PSA (SCRAM Failure)
NUREG 6460: 1.3x10⁻⁵/a



第1-9図 RCCV



第13図 障害物検出時の自動進歩軌跡



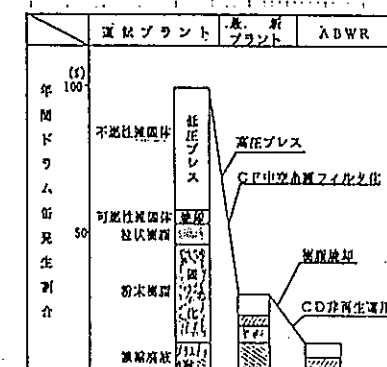
(a) 主要仕様

項目	ABWR	従来BWR
プラント出力(MW)	電気出力1,356	電気出力1,100
原子炉再循環系	インターナルポンプ	外部ポンプ
原子炉格納容器	鉄筋コンクリート型	鋼製
タービン設備	TC 6 F-52in再熱サイクル	TC 6 F-41in

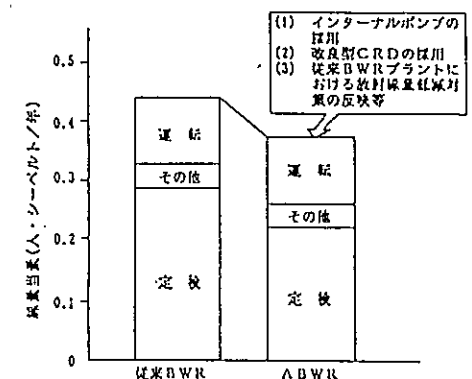
(b) ABWRの技術的特徴とプラント適合特性

プラント適合特性	技術的特徴					
	(1) 高効率・大容量	(2) 改良炉心	(3) インターナルポンプ	(4) 改良型制御棒駆動機	(5) 3区分ECCS	(6) RCCV
安全性	—	—	○	○	○	○
設備利用率	—	○	—	○	—	—
運転性	—	○	○	○	—	—
放射線量低減	—	—	○	○	—	—
経済性	○	○	○	—	—	—

第1-10図 ABWRの主要特性



第1-11図 廃棄物発生量の割合



第1-14図 従事者線量当量の評価結果

USALWR DESIGN GOALS

Design Goal Numerical Values

Plant Protection and Safety

- Core Damage Frequency $< 10^{-5}$ events/yr
- Public Safety - Severe Accident & Health Effects < 25 rem at 1/2 Mile for events freq of $< 10^{-6}$ /yr

Plant Cost

- Life Cycle Cost < 6.5 ¢/kWh^a
- Capital Cost < 4.5 ¢/kWh^a
- Fuel Cycle Cost < 1.2 ¢/kWh^a
- Operation and Maintenance Cost < 0.8 ¢/kWh^a

Plant Performance

- Availability $> 87\%$
- Planned outage time < 30 days/yr (average)
- Refueling interval 24-month capability
- Unplanned automatic scrams < 1 /yr

- Plant Life 60 years
- Radioactive Waste Shipped 2500 ft³/yr/unit
- Construction Schedule 48 months^b
- Plant Personnel Exposure < 100 man-rem/yr

Regulatory Stabilization

- Resolution of Current Issues No major open issues
- Resolution of Future Issues

^aBased on dollars levelized for 30 years of commercial operation beginning in 1999, de-escalated to correspond with a 1985 commercial operation date.

^bFirst structural concrete to fuel load.

3~4万のバリエーション → 4000

Task 1:

- DOE/NRC Lic Basis Agreement

Task 2:

- Nuclear Island
 - Reactor/Safety Systems
 - Bldg. Arrangements
 - Aux. Support Sys and I&C
 - PFA/FMEA and Technical Specifications

Task 3:

- Turbine Island
- NRC Issue Resol./Final SER
- ACRS Review
- FDA Issued
- Rulemaking/Public Hearing Certification

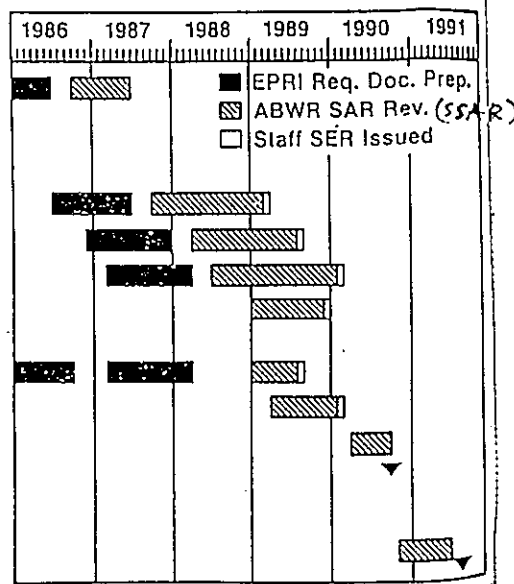


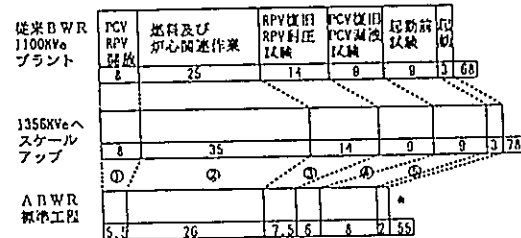
FIGURE 3 ABWR CERTIFICATION PROGRAM SCHEDULE (1986-1991)

HTGR: High Temp Gas Reactor, MHTGR: Modular HTGR, ALMR: Advanced Liquid Metal Reactor

Time Factors (Minimum Time Range/Event)

	BTF	PTF	ATF
RBMK	< 2 Sec	< 2 Sec	< 2 Sec - 2.5 Hrs
LWR	8 Sec	8 Sec	0.5 to 2.5 Hrs
FSV-HTGR	10 to 18 Hrs	10 to 18 Hrs	10 to 18 Hrs
Advanced LWR	20 Sec	20 Sec	2.5 to 6 Hrs
ALMR (Ap600, SBWR)	20 Sec	36 to 72 Hrs	∞
MHTGR	∞	∞	∞

BTF: time available to restore coolant (not just cooling)
PTF: to passive system to act
ATF: for equipment or operators to take action



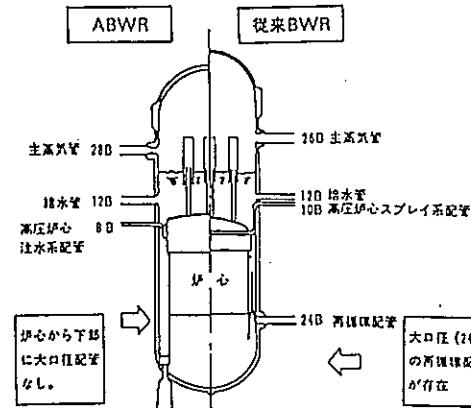
第1-13図 ABWR定検工程

第1-5表 定検短縮の達成方策(55日工程)

内容	短縮効果
①PCV, RPV開放	直体制の拡充(1直→2直) 2.5日(8→5.5)
②燃料および炉心関連作業	改良型CRDの採用 9日(35→26)
③RPV復旧, RPV耐圧試験	実績を反映してRPV耐圧試験とCRDスクラムテストの並行作業 6.5日(14→7.5)
④PCV復旧, PCV漏洩試験	直体制の拡充(1直→2直) 3日(9→6)
	PCV漏洩試験の実績の反映(測定継続時間の短縮24h→12h)
	直体制の拡充(1直→2直)
⑤起動前試験および起動	計算機支援 2日(12→10)

1: ABWRの特徴

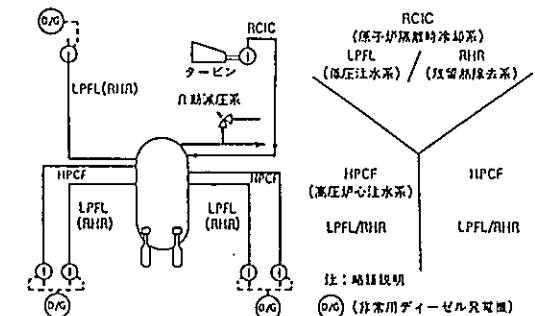
注: 官庁検査については現状の慣行をベースとする。



第1-7図 想定破断口の比較

ECCS構成は、第1-3表と第1-8図に示すように、高圧系を3系統に充実するなど、LOCA後短期/長期にわたり、十分な炉心冷却能力をもつ設計としている。

このECCSの冷却性能は、電力共同研究で実施した

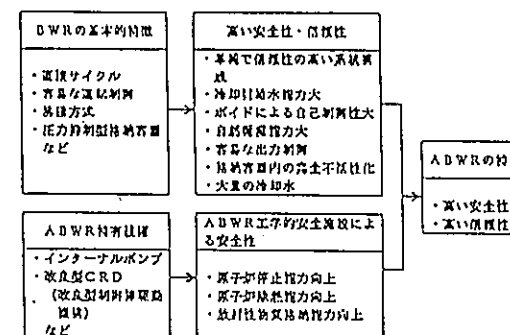


RCIC: Reactor Core Isolation Cooling
LPFL: Low Pressure Coolant Flooder
RHR: Residual Heat Removal
HPCF: High Pressure Core Flooder
D/G: Diesel Generator

第1-8図 ABWRのECCS(3区分)

第1-3表 安全設備の比較

項目	ABWR	従来型BWR
反応度停止機能	改良型CRD(水圧および電動) 手動ホウ酸水注入	水圧駆動 CRD 手動ホウ酸水注入
原子炉減圧機能	自動減圧系	自動減圧系
炉心冷却機能	[高圧ECCS] 原子炉隔離時冷却系: 1系統 高圧炉心注水系: 2系統 [低圧ECCS] 低圧注水系: 3系統	[高圧ECCS] 高圧炉心スプレー系: 1系統 [低圧ECCS] 低圧炉心スプレー系: 1系統 低圧注水系: 3系統
崩壊熱除去機能	残留熱除去系: 3系統	残留熱除去系: 2系統



第1-12図 ABWRの安全性

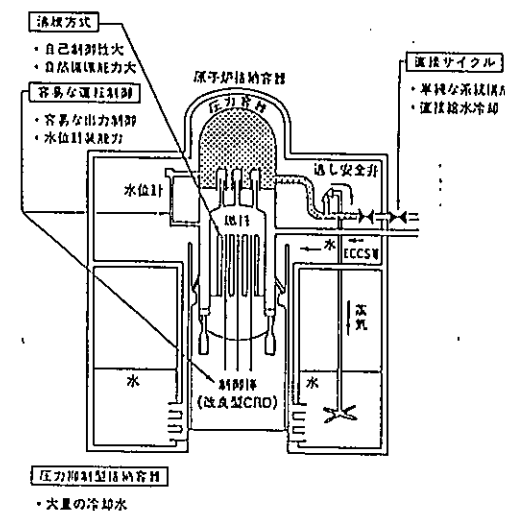


Fig.2 Comparison among Safety Systems of BVR - 3/4/5 and ABVR

Item	BVR/3	BVR/4	BVR/5	ABVR	Remarks
System Configuration of ECCS and RHR	HPCI IC CS CC SHR ADS	HPCI IC CS CC SHR ADS	RCIC HPCS LPCS LPCI LPCF RHR ADS	RCIC LPFL/RHR HPCF LPCF RHR ADS	
Division	2 Division	2 Division	3 Division	3 Division	
Number of RHR	2 SHR 2 CC (4 pumps)	2 RHR (4 pumps)	2 RHR (2 pumps)	3 RHR	
Number of D/G	2 D/G	2 D/G	3 D/G	3 D/G	
Number except Motor Driven system	1 HPCI 2 IC	1 HPCI 1 RCIC	1 RCIC	1 RCIC	
High Press Eccs	1 HPCI 2 IC 1 ADS	1 HPCI 1 RCIC 1 ADS	1 HPCS 1 RCIC 1 ADS	1 HPCF 1 RCIC 1 ADS	
Scram System	Hydro Press Scram Manual SLC	Hydro Press Scram Manual SLC	Hydro Press Scram Manual SLC	Hydro Press Scram (Back-Up by Motor Drive) Manual SLC	

IC: Isolation Condenser
CC: Containment Spray Cooling System
SHR: Shutdown Heat Removal System

第1.3-2表 解析に使用する計算コード一覧表(2)

(事故)

解析項目	使用計算コード
再循環ポンプ全台トリップ事故	REDY SCAT SAFER
冷却材喪失事故	LAMB SCAT SAFER
格納容器の健全性解析	短期間格納容器圧力 応答解析コード 長期間格納容器圧力 応答解析コード
格納容器の可燃性ガス 濃度評価	可燃性ガス濃度解析 コード
放射性気体廃棄物処理施設の破損事故	—
主蒸気管破断事故	LAMB SCAT SAFER
燃料取扱事故	—
制御棒落下事故	APEX SCAT

Table.1 Comparison of Success Criteria

Initiating Event	Success Criteria							
	BVR/3		BVR/4		BVR/5		ABVR	
	Core Cooling	Heat Removal	Core Cooling	Heat Removal	Core Cooling	Heat Removal	Core Cooling	Heat Removal
Large LOCA	1CS Pump	1CC	1CS Pump or 1LPCI Pump	1RHR	1ECCS Pump	1RHR	1ECCS Pump	1RHR
Medium LOCA	HPCI or 1TV Pump or ADS+1CS Pump	1CC or PCS	HPCI or 1TV Pump or ADS+1CS Pump or ADS+1LPCI Pump	1RHR or PCS	1HPCS Pump or 1TV Pump or ADS+1LPCS or ADS+1LPCI Pump	1RHR or PCS	1HPCF Pump or 1TV Pump or ADS+1LPFL Pump	1RHR or PCS
Small LOCA	HPCI or 1TV Pump or ADS+1CS Pump	1CC or PCS	RCIC or HPCI or 1TV Pump or ADS+1CS Pump or ADS+1LPCI Pump	1RHR or PCS	RCIC or 1HPCS Pump or 1TV Pump or ADS+1LPCS or ADS+1LPCI Pump	1RHR or PCS	RCIC or 1HPCF Pump or 1TV Pump or ADS+1LPFL Pump	1RHR or PCS
Transient	HPCI or 1TV Pump or ADS+1CS Pump or IC	1CC or 1SHR or PCS	SAME as Small LOCA	SAME as Small LOCA	SAME as Small LOCA	SAME as Small LOCA	SAME as Small LOCA	SAME as Small LOCA

第8.4-1表 原子炉緊急停止系作動回路信号一覧表

スクラム信号の種類	検出器		スクラム設定値
	種類	検出場所	
原子炉圧力高	圧力検出器	原子炉圧力容器	74.9kg/cm ² g
原子炉水位低	レベル検出器	原子炉圧力容器	セパレータ・スカート下端より62cm上 (レベル3)
ドライウエル圧力高	圧力検出器	ドライウエル	0.14kg/cm ² g
中性子束高	平均出力領域モニタ	炉心内	定格出力の15%一定、120%一定及び自動可変設定
原子炉周期短	起動領域モニタ	炉心内	10秒
中性子束計装動作不能	平均出力領域モニタ		中性子束計装動作不能の場合
炉心流量急減	流量検出器	原子炉圧力容器	流量変化幅大
制御棒駆動機構充てん水圧力低	圧力検出器	原子炉建屋 原子炉区域	130kg/cm ² g
主蒸気隔離弁閉	位置検出器	主蒸気隔離弁	開度 90%
タービン主蒸気止め弁閉	位置検出器	タービン主蒸気止め弁	開度 90%
タービン蒸気加減弁急速閉	圧力検出器 位置検出器	タービン蒸気加減弁 のパイロット弁	42.0kg/cm ² g
主蒸気管放射能高	ガンマ線モニタ	ドライウエル外側の 主蒸気管	通常の放射能の10倍
地震加速度大	加速度検出器	原子炉建屋 原子炉区域	
手動	押しボタン・スイッチ	中央制御室	
モード・スイッチ「停止」	モード・スイッチ	中央制御室	

(注) 検出場所及びスクラム設定値は、詳細設計により決定する。

RCIC: Reactor Core Isolation Cooling
LPFL: Low Pressure Coolant Flooder
RHR: Residual Heat Removal
HPCF: High Pressure Core Flooder
ADS: Automatic Depressurization System
D/G: Diesel Generator
SLG: Stand-by Liquid Control System (待機)
FW: Feed Water
PCS:
HPCI: High Pressure Core Injection System
LPCI: Low Pressure Core Injection System

第8.4-2表 工学的安全施設作動回路信号一覧表

信号の種類	保護機能の種類	設定値
原子炉水位低	非常用ガス処理系起動	セパレータ・スカート下端より62cm上 (レベル3)
	主蒸気隔離弁以外の隔離弁の閉鎖	
	原子炉隔離時冷却系起動	セパレータ・スカート下端より58cm下 (レベル2)
	主蒸気隔離弁閉鎖 高圧炉心注水系起動 非常用ディーゼル発電機起動 (区分Ⅱ及びⅢ)	セパレータ・スカート下端より 203cm下 (レベル1.5)
ドライウエル圧力高	自動減圧系作動 低圧注水系起動 非常用ディーゼル発電機起動 (区分Ⅰ)	セパレータ・スカート下端より 287cm下 (レベル1)
	高圧炉心注水系起動 原子炉隔離時冷却系起動 自動減圧系作動 低圧注水系起動 非常用ガス処理系起動 非常用ディーゼル発電機起動 主蒸気隔離弁以外の隔離弁の閉鎖	0.14kg/cm ² g
	主蒸気管圧力低	主蒸気隔離弁閉鎖
	主蒸気管流量大	主蒸気隔離弁閉鎖
復水器真空度低	主蒸気隔離弁閉鎖	真空度 216mmHg
主蒸気管放射能高	主蒸気隔離弁閉鎖	通常の放射能の10倍
主蒸気管トンネル温度高	主蒸気隔離弁閉鎖	
原子炉建屋 原子炉区域放射能高	非常用ガス処理系起動	通常の放射能の10倍

(注) 設定値は、詳細設計により決定する。

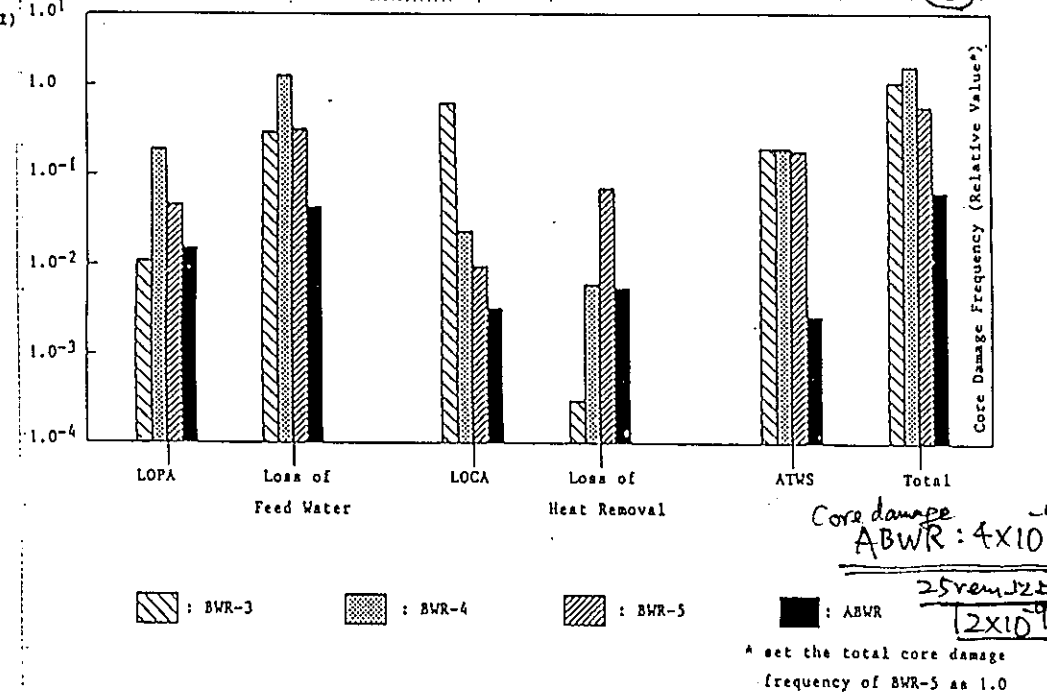
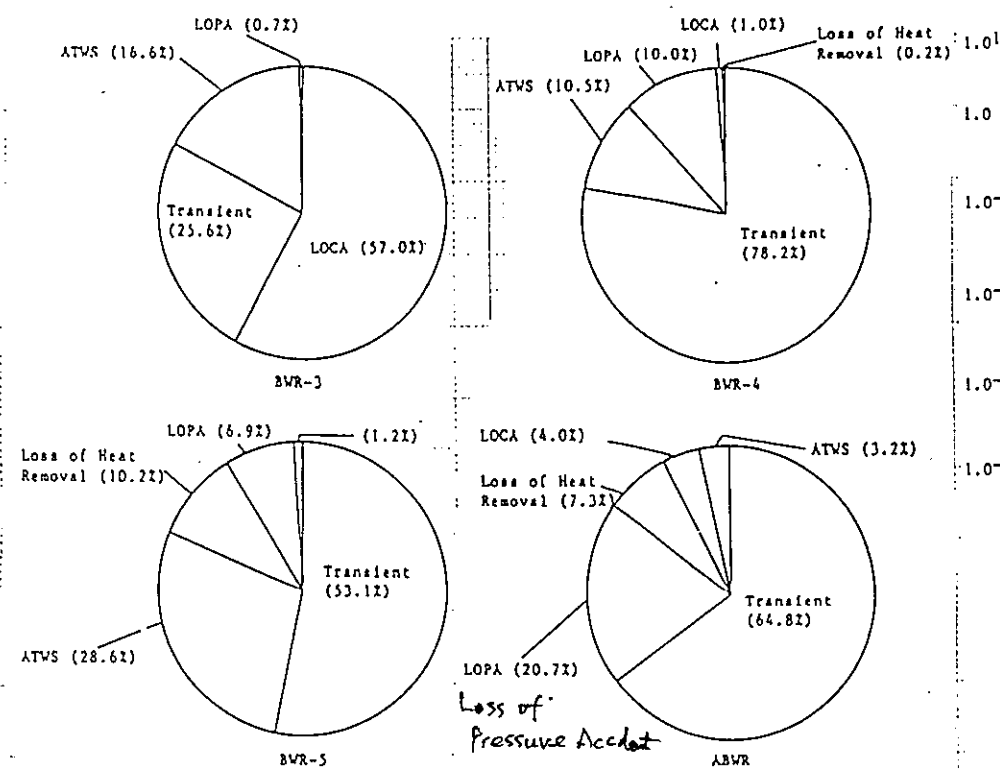
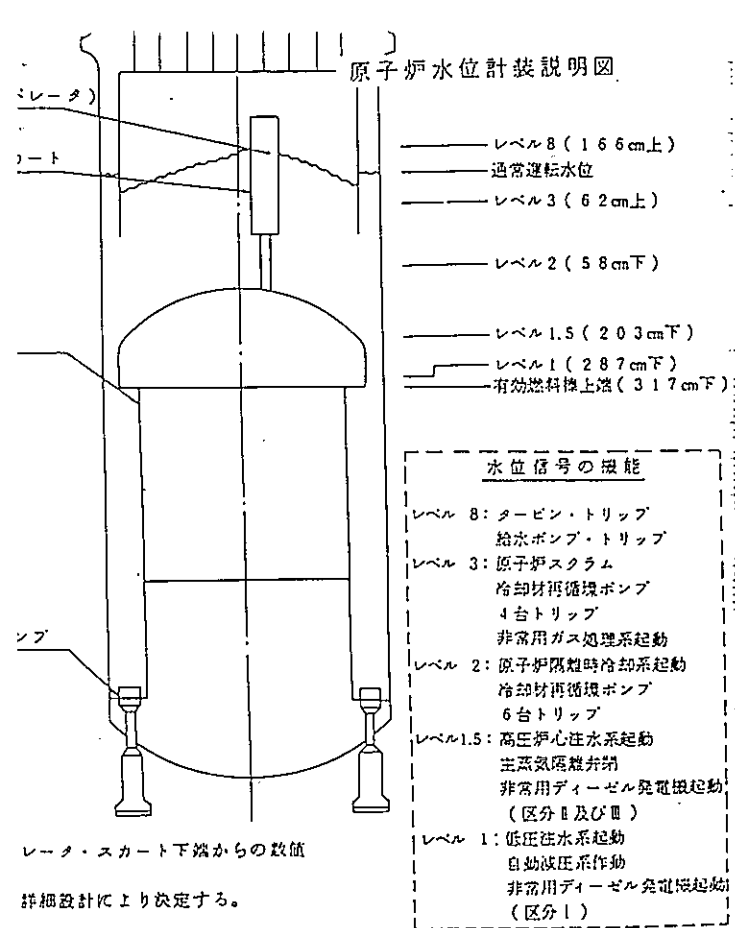


Fig. 3 Comparison of Core Damage Frequency to Each Initiating Event

(1) 解析条件

解析は、次のような仮定を用いて行う。

3.3.3.3 格納容器内の可燃性ガス濃度の制御

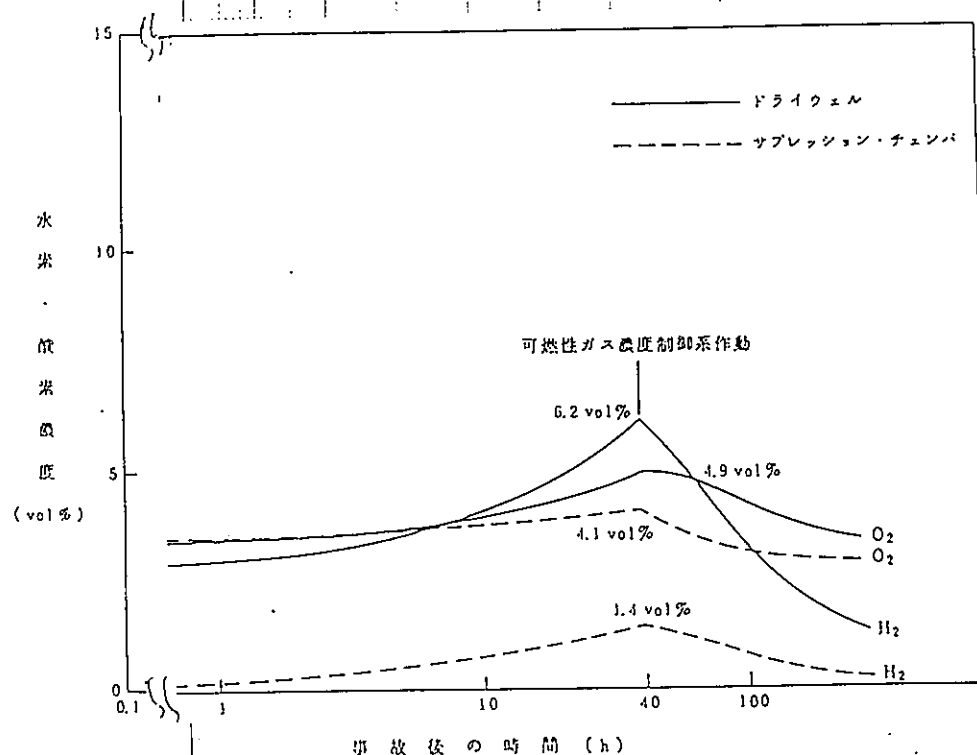
事故時に、ジルコニウム-水反応により水素が発生する可能性がある。また、事故後、核分裂生成物は燃料中に存在し、発生する崩壊熱（放射線エネルギー）のほとんどは燃料棒に吸収されるが、一部は炉心冷却水に直接吸収され、水の放射線分解によって、水素と酸素が発生する可能性がある。しかしながら、よう素が多量に放出されない限り、水素と酸素の再結合反応により水素と酸素は生成されない。

「3.3.3.1 ECCSの性能解析」の結果に示すように、ジルコニウム-水反応割合は、無視し得る程度である。また、事故時に燃料棒の破裂はなく、核分裂生成物はほとんど燃料棒中にとどまるため、水素と酸素の再結合反応を阻害するよう素はごくわずしか存在しない。このため、水素と酸素が再結合反応し、可燃性ガス濃度は可燃限界に到達することはないと考えられる。

しかしながら、解析においては、保守的に、事故発生と同時にジルコニウム-水反応により水素ガスが発生するとする。また、保守的に、仮想事故相当の大量の核分裂生成物の放出（希ガス100%、ハロゲン50%及び固形分1%）を仮定し、更に、放射線分解により発生する水素ガス及び酸素ガスの発生割合（G値）に高い値を仮定する。

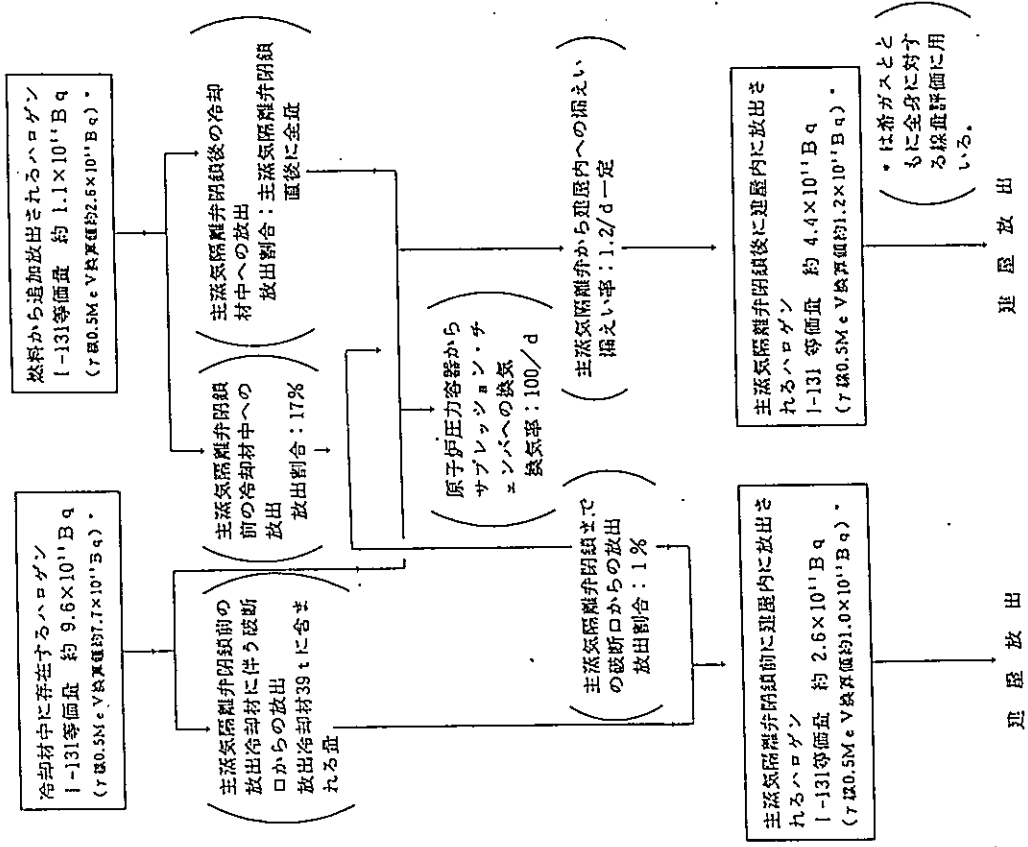
また、隔離された格納容器内に、水素、酸素が徐々に蓄積され可燃限界を超えて燃焼し、格納容器内の温度、圧力を上昇させることがないように可燃性ガス濃度制御系を作動させて水素濃度及び酸素濃度を低下させることとする。

- 原子炉は、事故発生直前まで定格出力の約102%（4,005MW t）で運転していたものとする。
- ジルコニウム-水反応割合は、ECCS解析結果の5倍、又は燃料被覆管の0.23ミル（これは燃料被覆管全量の0.73%に相当する）厚さが反応した場合のいずれか大きいほうとし、解析では0.73%とする。
- 不活性ガス系により事故前の格納容器内の酸素濃度は3.5vol%以下としているが、解析では3.5vol%とする。
- 事故前に冷却材中に溶存している水素、酸素の寄与は非常に少ないので、事故後の格納容器内の水素、酸素濃度の評価では無視する。
- ECCS解析結果から事故時に燃料棒の破裂が生じないので、核分裂生成物はほとんど燃料棒中にとどまるが、解析においては、保守的に放出割合を希ガス100%、ハロゲン50%及び固形分1%とする。
- 水素ガス及び酸素ガスのG値は、保守的にそれぞれ、沸騰状態では0.4分子/100eV、0.2分子/100eV、非沸騰状態では0.25分子/100eV、0.125分子/100eVとする。
- 再結合器への吸込み流量は255m³/hとする。
- 事故後、可燃性ガスが可燃限界となるまで時間的余裕があるため、可搬式の再結合装置をプラント外部から搬入し、事故後40時間で作動するものとする。
- 再結合装置の水素ガス及び酸素ガスの再結合効率を95%とする。
- 再結合装置に単一故障を仮定する。



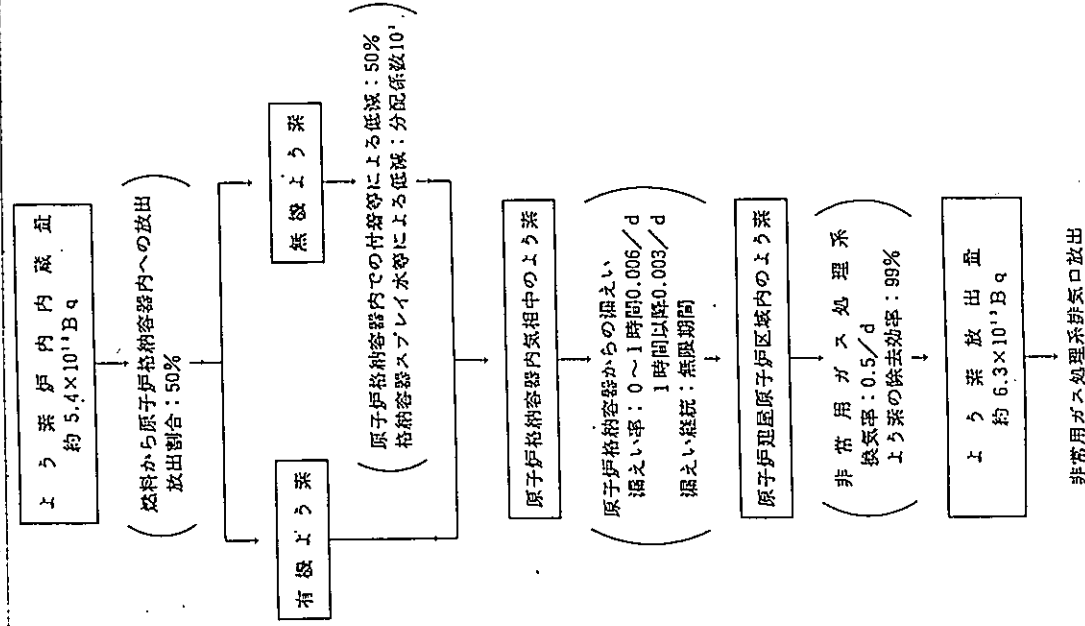
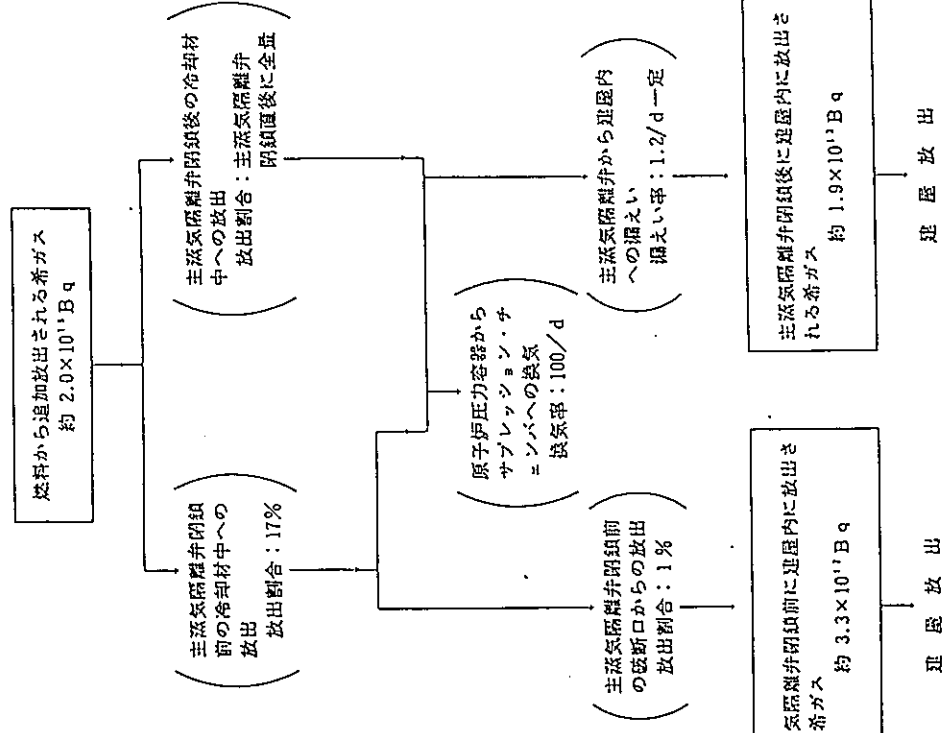
冷却材喪失事故時の格納容器内の水素・酸素濃度の変化

安全係数 (H₂: 5.9) (H₂ 4%以下, O₂ 5%以下) を確認した。

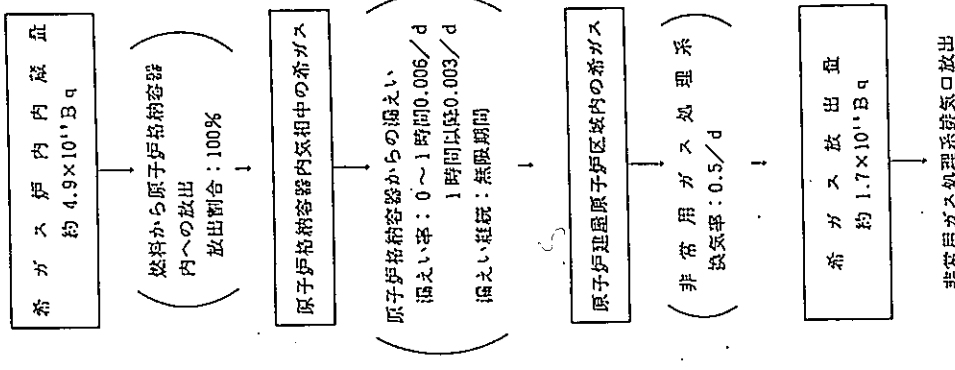


第4.2-3図 主蒸気管破断事故（仮想事故）時のハロゲンの大気放出過程

第4.2-4図 主蒸気管破断事故（仮想事故）時の希ガスの大気放出過程（ γ 線0.5MeV換算値）



第4.2-1図 冷却材喪失事故（仮想事故）時のよう素の大気放出過程（I-131等価量）



第4.2-2図 冷却材喪失事故（仮想事故）時の希ガスの大気放出過程（ γ 線0.5MeV換算値）

第4.1-7表 主蒸気管破断事故時の核分裂生成物放出量 (重大事故)

核分裂生成物	放出量 (Bq)	
	主蒸気隔離弁閉鎖前	主蒸気隔離弁閉鎖後
よう素 (I-131等価量)	約 2.6×10^{11}	約 2.7×10^{11}
希ガス (γ線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	約 3.3×10^{11}	約 4.7×10^{11}
(β線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	(約 2.1×10^{11})	(約 3.0×10^{11})
ハロゲン (γ線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	約 1.0×10^{11}	約 2.7×10^{11}
(β線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	(約 3.1×10^{11})	(約 1.2×10^{11})
希ガス+ハロゲン (γ線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	約 1.4×10^{11}	約 5.0×10^{11}
(β線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	(約 5.2×10^{11})	(約 3.2×10^{11})
合計		約 2.9×10^{11}
		約 8.1×10^{11}
		(約 5.2×10^{11})

* よう素も含み、全身に対する線量の観点から取扱っている。

第4.1-8表 主蒸気管破断事故時の線量 (重大事故)

項目	線量 (mSv)	
	主蒸気隔離弁閉鎖前	主蒸気隔離弁閉鎖後
6号炉 小児の甲状腺に対する線量	約 3.2	約 1.0×10^{-1}
γ線 全身に対する線量 (β線)	約 1.0×10^{-1}	約 1.2×10^{-1}
(β線)	(約 1.0×10^{-1})	(約 1.2×10^{-1})
7号炉 小児の甲状腺に対する線量	約 3.2	約 7.9×10^{-1}
γ線 全身に対する線量 (β線)	約 1.0×10^{-1}	約 1.2×10^{-1}
(β線)	(約 1.0×10^{-1})	(約 1.2×10^{-1})
合計		約 3.3
		約 1.2×10^{-1}
		(約 1.2×10^{-1})

第4.2-7表 主蒸気管破断事故時の核分裂生成物放出量 (仮想事故)

核分裂生成物	放出量 (Bq)	
	主蒸気隔離弁閉鎖前	主蒸気隔離弁閉鎖後
よう素 (I-131等価量)	約 2.6×10^{11}	約 4.4×10^{11}
希ガス (γ線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	約 3.3×10^{11}	約 1.9×10^{11}
(β線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	(約 2.1×10^{11})	(約 1.2×10^{11})
ハロゲン (γ線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	約 1.0×10^{11}	約 1.2×10^{11}
(β線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	(約 3.1×10^{11})	(約 7.8×10^{11})
希ガス+ハロゲン (γ線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	約 1.4×10^{11}	約 2.0×10^{11}
(β線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	(約 5.2×10^{11})	(約 1.3×10^{11})
合計		約 7.0×10^{11}
		約 2.2×10^{11}
		(約 1.4×10^{11})

* よう素も含み、全身に対する線量の観点から取扱っている。

第4.2-1表 冷却材喪失事故時の核分裂生成物放出量 (仮想事故)

核分裂生成物	放出量 (Bq)
よう素 (I-131等価量)	約 6.3×10^{11}
希ガス (γ線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	約 1.7×10^{11}
(β線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	(約 7.4×10^{11})

第4.1-4表 冷却材喪失事故時の核分裂生成物放出量 (重大事故)

核分裂生成物	放出量 (Bq)
よう素 (I-131等価量)	約 1.3×10^{12}
希ガス (γ線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	約 3.4×10^{11}
(β線実効エネルギー 0.5MeV換算値)	(約 1.5×10^{11})

第4.1-5表 冷却材喪失事故時の線量 (重大事故)

項目	線量 (mSv)
6号炉 小児の甲状腺に対する線量	約 1.3×10^{-1}
γ線 全身に対する線量 (β線)	約 1.4×10^{-1}
(β線)	(約 3.0×10^{-1})

第4.2-8表 主蒸気管破断事故時の線量 (仮想事故)

項目	線量 (mSv)	
	主蒸気隔離弁閉鎖前	主蒸気隔離弁閉鎖後
6号炉 成人の甲状腺に対する線量	約 1.6	約 6.7×10^{-1}
γ線 全身に対する線量 (β線)	約 1.0×10^{-1}	約 4.8×10^{-1}
(β線)	(約 1.0×10^{-1})	(約 6.4×10^{-1})
合計		約 2.3
		約 1.5×10^{-1}
		(約 1.7×10^{-1})

第4.2-2表 冷却材喪失事故時の線量 (仮想事故)

項目	線量 (mSv)
6号炉 成人の甲状腺に対する線量	約 3.1
γ線 全身に対する線量 (β線)	約 7.1×10^{-1}
(β線)	(約 1.5)

第4.2-5表 冷却材喪失事故時 (6号炉) の全身線量の積算値 (仮想事故) (2040年の人口)

距離 (km)	主な市町村名	人口 (万人)	平均線量 (Sv)	積算線量 (万人Sv)
~10	-	-	-	-
10~20	小国町	0.8	7.5×10^{-1}	6.0×10^{-1}
20~30	-	-	-	-
30~40	川西町、十日町市	5.2	3.0×10^{-1}	1.6×10^{-1}
40~50	塩沢町、六日町	5.9	2.3×10^{-1}	1.4×10^{-1}
50~60	湯沢町	0.8	1.8×10^{-1}	1.4×10^{-1}
60~70	利根郡	6.6	1.5×10^{-1}	1.0×10^{-1}
70~80	-	-	-	-
80~90	-	-	-	-
90~100	沼田市	5.6	9.7×10^{-1}	5.4×10^{-1}
100~150	前橋市、高崎市、桐生市、足利市	224	6.7×10^{-1}	1.5×10^{-1}
150~200	熊谷市、小山市、上尾市、川越市、大宮市、浦和市	845	4.6×10^{-1}	3.9×10^{-1}
200~300	越谷市、小平市、川口市、立川市、八王子市、草加市、三砥市、府中市、東京都区内、武蔵野市、国分市、柏市、相模原市、松戸市、町田市、市川市、大和市、船橋市、習志野市、川崎市、横浜市、平塚市、茅ヶ崎市、藤沢市、千葉市、鎌倉市、逗子市、横須賀市	3,374	3.7×10^{-1}	1.2×10^{-1}
300~	-	-	-	-
計	-	4,458	-	1.8×10^{-1}