6　柏崎刈羽からの現地報告

老朽化をめぐる柏崎刈羽原発地元の住民と電力会社や国とのあいだに、どんなやりとりがあったのか。その実情をあきらかにした。本社の建前論も事実によってひっくりかえっていき、住民はなにが本当のことなのか迷う。原発の完全な検査が期待できないうえに、想像を絶する被曝作業を伴うことがデータでしめされる。地元との信頼関係はきづけるのか。安全・安心などとはほど遠い現実を語った。

この研究会は現在も進行中です。本書にたいして読者からの質問や提起を期待しています。それらをうけて、さらに研究を発展させたいと思います。

研究会のメンバー全員の名を記すことはしませんが、とくに、只野靖さんは本書をまとめるにあたって、たいへん有益な刺激をあたえてくださいました。なお、この研究は高木仁三郎市民科学基金から2003／2004年度に「原子力機器の材料劣化の視点から見た安全性研究・原発維持基準の安全性研究」のテーマで助成を受けました。記して感謝いたします。

2005年3月

山　口　幸　夫

1　老朽化すすむ原発

上　澤　千　尋

§1.1　原発の老朽化

いま、日本国内では53基の原子力発電所(原発＝げんぱつ)が運転されています(2005年3月の時点)。

最初の原発である東海原発(黒鉛減速炭酸ガス冷却炉)は、1966年7月25日から1998年3月31日まで、31年あまりのあいだ運転されたのち、廃炉にされています。研究開発段階の原発である新型転換炉「ふげん」は1979年3月20日から2003年3月29日まで、24年間の運転ののち、廃炉とされました。この2基の原発は今後20～30年かけて、解体撤去される予定です。

運転中の原発のうち、9基が運転開始から30年以上になり、よくいわれている設計時の想定寿命を超えようかという年齢になってきています。とくに、敦賀1号炉(1970年3月14日運転開始)、美浜1号炉(1970年11月28日運転開始)、福島第一1号炉(1971年3月26日運転開始)、美浜2号炉(1972年7月25日運転開始)の4基は、廃止された東海原発の運転記録を超えて運転がつづけられています。運転年数20年を超えるものは、あわせて31基と、全体の半数を超えている、というのが現状です。

これらの原発で、重要配管のひび割れや減肉、原子炉の内部構造物の損傷など深刻な事態がすすんでいます。運転開始当初にはまったく取り替えることを想定していなかった「炉心シュラウド」「原子炉上ぶた」「蒸気発生器」といった大型の機器を交換してまで、電力会社は原発運転の継続寿命の延長をはかってきているのです。

日本にある原発は二つの型、沸騰水型炉(Boiling Water Reactor、BWR)と加圧水型炉(Pressurized Water Reactor、PWR)です。BWRは、GE(ジェネラル・エレクトリック)・日立・東芝グループで、東北電力・東京電力・北陸電力・中部電力・日本原電の原発です。PWRは、ウエスティング・ハウス・三菱グループで、関西電力・四国電力・九州電力・北海道電力・日本原電の原発です。それぞれで、どの箇所でどんな事故・故障が起きているのか、みておきたいと思います。

原発の概形図に、事故が起きた箇所を×印で落としていきます(図1.2、1.3)。すると、それぞれの原発のほとんどの箇所で事故・故障が起きているではありませんか。

原発の安全上重要な機器でありながら、補修や取り替えがきわめて困難な機器に、材質の劣化などが原因で重大な機能の低下が起こることが、老朽化のひとつの大きな問題点です。

これまでBWRで起きたおもな事故・故障を書き出してみましょう。

・燃料棒の損傷

・制御棒被覆のひび割れ

世織書房 (34)

表 1.1　日本の原発(軽水炉)の経年数（作成　田中三彦）

（※「経年数」とは運転開始日から 2005 年の終わりまでの年数）

原発名	事業者	出力（万kW）	形式	運転開始日	経年数※
敦賀１号	原電	35.7	B	1970.03.14	35
美浜１号	関電	34.0	P	1970.11.28	35
福島第一１号	東電	46.0	B	1971.03.26	34
美浜２号	関電	50.0	P	1972.07.25	34
島根１号	中国電	46.0	B	1974.03.29	31
福島第一２号	東電	78.4	B	1974.07.18	31
高浜１号	関電	82.6	P	1974.11.14	31
玄海１号	九電	55.9	P	1975.10.15	30
高浜２号	関電	82.6	P	1975.11.14	30
敦賀１号	中部	54.0	B	1976.03.17	29
福島第一３号	東電	78.4	B	1976.03.27	29
美浜３号	関電	82.6	P	1976.12.01	29
伊方１号	四電	56.6	P	1977.09.30	28
福島第一５号	東電	78.4	B	1978.04.18	27
福島第一４号	東電	78.4	B	1978.10.12	27
東海第二	原電	110.0	B	1978.11.28	27
浜岡２号	中電	84.0	B	1978.11.29	27
大飯１号	関電	117.5	P	1979.03.27	26
福島第一６号	東電	110.0	B	1979.10.24	26
大飯２号	関電	117.5	P	1979.12.05	26
玄海２号	九電	55.9	P	1981.03.30	24
伊方２号	四電	56.6	P	1982.03.19	23
福島第二１号	東電	110.0	B	1982.04.20	23
福島第二２号	東電	110.0	B	1984.02.03	21
女川１号	東北電	52.4	B	1984.06.01	21
川内１号	九電	89.0	P	1984.07.04	21
高浜３号	関電	87.0	P	1985.01.17	20
高浜４号	関電	87.0	P	1985.06.05	20
福島第二３号	東電	110.0	B	1985.06.21	20
柏崎刈羽１号	東電	110.0	B	1985.09.18	20
川内２号	九電	89.0	P	1985.11.28	20
敦賀２号	原電	116.0	P	1987.02.17	18
福島第二４号	東電	110.0	B	1987.08.25	18
浜岡３号	中電	110.0	B	1987.08.28	18
島根２号	中国電	82.0	B	1989.02.10	16
泊１号	北電	57.9	P	1989.06.22	16
柏崎刈羽５号	東電	110.0	B	1990.04.10	15
柏崎刈羽２号	東電	110.0	B	1990.09.28	15
泊２号	北電	57.9	P	1991.04.12	14
大飯３号	関電	118.0	P	1991.12.18	14
大飯４号	関電	118.0	P	1993.02.02	12
志賀１号	北陸電	54.0	B	1993.07.30	12
柏崎刈羽３号	東電	110.0	B	1993.08.11	12
浜岡４号	中電	113.7	B	1993.09.03	12
玄海３号	九電	118.0	P	1994.03.18	11
柏崎刈羽４号	東電	110.0	B	1994.08.11	11
伊方３号	四電	89.0	P	1994.12.15	11
女川２号	東北電	82.5	B	1995.07.28	10
柏崎刈羽６号	東電	135.6	AB	1996.11.07	9
柏崎刈羽７号	東電	135.6	AB	1997.07.02	8
玄海４号	九電	118.0	P	1997.07.25	8
女川３号	東北電	82.5	B	2002.01.30	3
浜岡５号	中電	138.0	AB	2005.01.18	0

・シュラウドのひび割れ
・炉心注水スパージャのひび割れ
・給水ノズルのひび割れ
・サーマルスリーブの疲労割れ
・タービン軸の損傷
・湿分分離加熱器の胴部および伝熱管の減肉
・給水加熱器配管の減肉
・余熱除去系配管の破裂
・再循環系配管やノズルのひび割れ
・再循環ポンプの損傷や破壊
・スタブチューブのひび割れ
・制御棒駆動装置案内管のひび割れ
・炉内中性子モニタハウジングのひび割れ
・制御棒駆動水圧系配管のひび割れおよび減肉

と、最近発生した主要な機器に関するものだけあげてもきりがないほどです。

おなじように加圧水型炉(PWR)で起きたおもな事故・故障も書き出すと、

・燃料棒の損傷
・蒸気発生器伝熱用細管の損傷・破断
・湿分分離加熱器配管の減肉・疲労割れ
・制御棒駆動装置案内管のキャノピーシール損傷
・加圧器逃し弁配管用ノズルのひび割れ
・再生熱交換器連絡配管や胴側出口配管の疲労割れ
・原子炉容器上ふた制御棒駆動装置取付ノズルのひび割れ
・原子炉冷却材入り口ノズルのひび割れ
・原子炉容器底部の計装用ノズルのひび割れ
・余熱除去系統配管のひび割れ
・化学体積制御系配管のひび割れ
・給水加熱器伝熱管の損傷
・給水ポンプおよび一次冷却材ポンプのシール部の損傷
・低圧タービン静翼の破損
・復水配管の破裂

こちらも書ききれないほどたくさんのトラブルが起きています。

上にあげた事故の中から、材質の劣化・機器の機能低下という点からみたときに、とくに原発の老朽化と関係が深いと考えられる事故・故障について、具体的な事例ごとに詳しくみておきたいと思います。

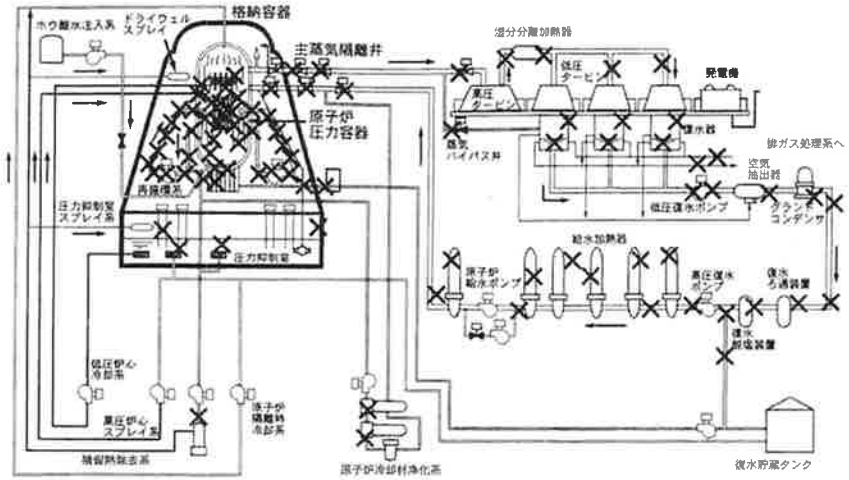


図1.2　沸騰水型炉のしくみと事故発生箇所

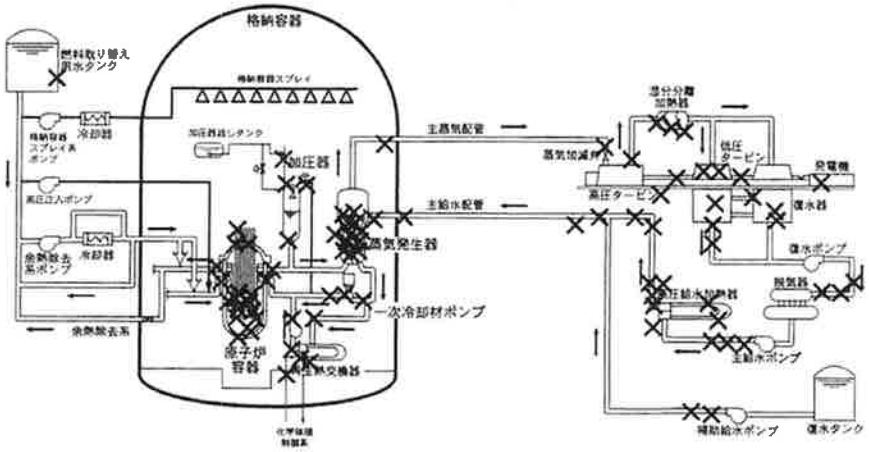


図1.3　加圧水型炉のしくみと事故発生箇所

§1.2　蒸気発生器細管の損傷と交換

1991年2月9日に関西電力の美浜原発2号炉(PWR、電気出力50万kW、1972年7月25日運転開始)で蒸気発生器伝熱用細管のギロチン破断事故(両端瞬時破断)が発生しました。原発運転中に蒸気発生器の中を流れる水などによって発生する細管の振動をおさえるための振れ止め金具というものがあります。この振れ止め金具の挿入が不備であったこともありますが、細管と支持板のすき間に腐食生成物がたまり固着した状態になったことが事故の大きな要因だと考えられています。このため共振現象が起こり、高サイクル疲労が原因で、細管の破断にいたったと考えられています。また、周りの細管も腐食によって予想以上に損傷がすすんでいたこともわかっています。

蒸気発生器の伝熱用細管は、インコネル600合金(ニッケル72%以上、クロム14～17%、鉄6～10%)またはインコネル690合金(ニッケル58%以上、クロム27～31%、鉄7～11%、最近の細管用に開発された比較的耐食性が高い材料)というニッケル基合金で製造された、口径19～23ミリ、厚さ1.3～1.5ミリの管です。

細管の内側を一次冷却材(320℃、150気圧)が流れ、熱を受け取った二次冷却材(280℃、60気圧)が蒸気となって発電用タービンへと向かいます。一次系側(細管の内側)ではU字管部・支持板部・管板拡管部において応力腐食割れが多く発生しています。二次系側(細管の外側)では、70年代には初期に二次系冷却材に添加していたリン酸塩の濃縮が原因の減肉がもっとも多く、その後、支持板部・管板拡管部にサビなど腐食生成物が堆積したことによる細管のつぶれ(デンティング)や孔食(ピッティング)、蒸気発生器内に残留した苛性ソーダなどによるアルカリ割れ(粒界腐食)、加工時溶接時の残留応力による応力腐食割れ、U字管部に設置された振れ止め金具による機械的な摩耗減肉(フレッティング)など、さまざまな損傷が起こっています。

こうした損傷のため細管の入り口をふさいで使えなくしたものが、原発によっては10～20%をゆうに超えるようになり、米国では80年代の終わりごろから本格的に、蒸気発生器を丸ごと交換するところがでてきました。日本でも、細管ギロチン破断事故を起こした美浜2号炉で1993年に交換されたのを最初に、11の原発でインコネル690合金製の細管をもつ蒸気発生器へと交換されました。

蒸気発生器は1基あたり100億円とも200億円ともいわれる費用をかけて、新品のものに入れ替えましたが、あとには、前に使っていた蒸気発生器が大型の放射性廃棄物として原発の敷地内の保管庫におかれています。また、交換工事の際に蒸気発生器を出し入れするために原子炉建屋に大きな穴をあけました。そこからも原発1基あたり約100トンもの大量のコンクリートが廃棄物として出てきました。

2000年9月1日、美浜3号炉(PWR、電気出力82.6万kW、1976年12月1日運転開始)で取り替えてわずか3年の蒸気発生器の細管3本に減肉が見つかりました。二次系のべつの工事(主給水制御弁の取り替え工事)の際に系統内に入り込んだ金属片が蒸気発生器に達して細管を摩耗したことが原因であることがわかりました。それまでは定期検査毎に全部の蒸気発生器について細管の検査を行なっていたのに、新しい蒸気発生器に取り替えた後は隔年ごとの検査に切り替えていた、

ということにも注目しておかなければなりません。この事故例は、1982年6月に米国ギネイ原発(PWR、電気出力49万kW、1970年6月1日運転開始)で起きた補修時に残された異物との摩耗が原因の細管破断事故を思い起こさせるような事故でした。

PWRは運転を開始してからずっと細管の損傷に悩まされてきました。蒸気発生器がPWRの「アキレス腱」と呼ばれているゆえんです。

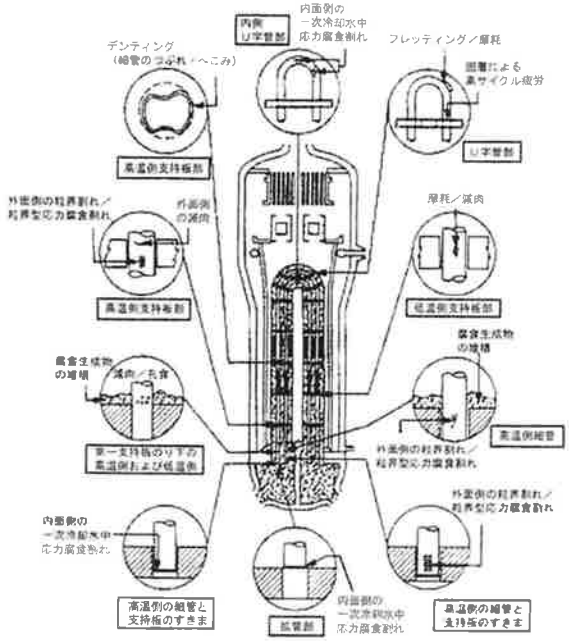


図1.4　蒸気発生器と損傷箇所例
(NUREG/CR-6365より作成)

表1.5　蒸気発生器の交換一覧

原子炉名	電力会社	交換時期	交換基数
美浜2号炉	関西電力	1993 7-1994 10	2
高浜2号炉	関西電力	1994 1-1994 8	3
玄海1号炉	九州電力	1994 5-1994 11	2
大飯1号炉	関西電力	1994 8-1995 5	4
美浜1号炉	関西電力	1994 11-1996 4	2
高浜1号炉	関西電力	1996 1-1996 8	3
美浜3号炉	関西電力	1996 8-1997 2	3
大飯2号炉	関西電力	1997 2-1997 6	4
伊方1号炉	四国電力	1998 1-1998 5	2
玄海2号炉	九州電力	2001 3-2001 10	2
伊方2号炉	四国電力	2001 9-2002 1	2
川内1号炉	九州電力	2006 (予定)	2

表1.6　蒸気発生器細管損傷による施栓状況一覧

原子炉名	電力会社	SG基数	施栓本数	全細管本数	施栓率[%]	細管材質
敦賀2号炉	日本原子力発電	4	479	13528	3.5	インコネルTT600
泊1号炉	北海道電力	2	56	6764	0.8	インコネルTT600
高浜3号炉	関西電力	3	360	10146	3.5	インコネルTT600
高浜4号炉	関西電力	3	388	10146	3.8	インコネルTT600
川内1号炉	九州電力	3	342	10146	3.4	インコネルTT600
川内2号炉	九州電力	3	445	10146	4.4	インコネルTT600
美浜3号炉	関西電力	3	3 (交換後)	10146	0.03	インコネルTT690

§1.3　再生熱交換器連絡配管の高サイクル熱疲労割れ

1999年7月12日、定格出力で運転中の日本原子力発電の敦賀2号炉(PWR、電気出力116万kW、1987年2月17日運転開始)で、再生熱交換器の胴部をつなぐL字型の連絡配管に外側の開口部の長さ約10センチの亀裂状のひび割れが軸方向に生じ、一次冷却材が50トン以上漏れる事故が起きました。外径89ミリ、厚さ11ミリのステンレス製(SUS 316)配管の背側がパックリと割れてしまったのです。貫通したひび割れ以外にも複数の亀裂状のものが見つかりました。

PWRでは原子炉の出力を調整するために、一次冷却材の中に中性子吸収材としてホウ酸を添加しています。化学体積制御系が一次冷却材中のホウ素の濃度や水質の管理をする系統です。再生熱交換器は化学体積制御系に属する機器で、敦賀2号炉の例では、三つの胴部とそれをつなぐ曲がった配管(連絡管)でできています。さらに胴部のなかには伝熱用の配管が72本収められています。原子炉から再生熱交換器に引き込まれた300℃の一次冷却材は、再生熱交換器の内部で150℃にさげて化学体積制御系に送り出され、逆に化学体積制御系で浄化された冷却材を温めて原子炉へと送り返される、というしくみになっています。原子炉から引き出された一次冷却材は胴部を流れ、化学体積制御系からもどった冷却材は伝熱管の中を対抗流として流れ、この二つの流れのあいだで熱の交換が行なわれます。もっと込み入っているのは、胴部の流れが、胴の外側近くを通る流れと伝熱管にからむ流れとに分かれる構造になっていて、この構造が事故を引き起こすことになりました。

再生熱交換器の配管は、一次冷却系の主配管に直結しているにもかかわらず、配管の口径が小さいため、定期検査で詳しく検査する項目には含まれていませんでした。10年に1度、運転時と同じ圧力(約150気圧)をかけたときに水が漏れてこないかどうか、人間の目でチェックするだけだったというのです。しかも配管には保温材がまかれたままの状態ですから、配管の外観に異常があっても見つかりません。水漏れがあっても保温材の外に出てこなければ、配管のひび割れなどは発見されません。重大な欠陥があっても見過ごされてしまうことになります。この事故がまさにそうだったのではないでしょうか。

その後の調査で、再生熱交換器の胴部の二つの流れがうまく混ざらず、割れた配管に熱疲労をもたらす原因となっていたことがわかりました。温度の高い冷却材と低い冷却材が交互に流れ込んで、くり返しの熱の入れ替えによる疲労(高サイクル熱疲労)が原因で、ステンレス配管が割れたのです。

敦賀2号では再生熱交換器の胴部の流れが二つに分かれないように設計変更して(内筒がない形式のもの)、新しいものに交換しました(1999年11月～2000年2月)。同じような構造の再生熱交

換器をもつPWRには、高浜3号炉(PWR、電気出力87万kW、1985年1月17日運転開始)、高浜4号炉(PWR、電気出力87万kW、1985年6月5日運転開始)、川内2号炉(PWR、電気出力89万kW、1985年11月28日運転開始)、泊1号炉(PWR、電気出力57.9万kW、1989年6月22日運転開始)、泊2号炉(PWR、電気出力57.9万kW、1991年4月12日運転開始)の5基があります。再生熱交換器の超音波による探傷検査は、5基をふくむ他の原発についても行なわれましたが、それ以上の特別な対策は施されませんでした。

2003年9月7日、北海道電力の泊2号炉で再生熱交換器から一次冷却材が漏えいし、点検・補修のために9月11日に原子炉を停止させるという事故が起こりました。再生熱交換器胴部出口配管の管台内面とエルボ部に熱疲労によるひび割れが見つかりました。泊2号炉では、管台のサーマルスリーブの改良工事を行ない運転を再開させましたが、翌2004年3月には結局、再生熱交換器を内筒がない形式のものに取り替えることになりました(泊1号炉も2004年8月に取り替えました)。

§1.4　余熱除去系配管の水素爆発

2001年11月7日、中部電力の浜岡1号炉(BWR、電気出力54万kW、1976年3月17日運転開始)で非常用蒸気配管破裂事故が起こり、さらに11月9日には、原子炉圧力容器の底部から冷却水漏れが起きていることが判明しました。

11月7日午後5時頃、高圧注入系(緊急炉心冷却系の重要な一つ)を手動で起動する試験中に「余熱除去系」とよばれる系統の配管が破裂する事故が起きました。蒸気を送る弁を徐々に開けていく試験中のことでした。破裂した配管からは放射能を含んだ蒸気が2トン以上も噴き出して、配管のあった余熱除去系熱交換器室Bを中心に原子炉建屋の広い範囲に拡がったため、建屋内の10箇所の火災報知器が作動しています(放射線モニターも吹鳴しています)。高圧注入系が自動停止したあとで、中部電力は原子炉を停止することを決定、手動での停止を開始し、11月8日0時にようやく停止されたのです。原発の〈安全装置〉である緊急炉心冷却装置がまったく働かない、という事態が現実に起きた、きわめて深刻な事故でした。

余熱除去系は「原子炉停止時の残留熱の除去を目的とする」系統です。浜岡1号炉には、A・Bの2系統の余熱除去系があり、それぞれ2基のポンプと1基の熱交換器、およびいくつかの弁、配管からなっています。余熱除去系は、これらのポンプと弁の切り替えによって、「原子炉停止時冷却系」「低圧注入系」(これも緊急炉心冷却装置)「格納容器冷却系」「蒸気凝縮系」の4種類の異なる運転モード(機能)で運転することができます。

このうち事故が起きたのは蒸気凝縮系のB系です。蒸気凝縮系は、高圧注入系ポンプのタービン駆動用配管を経由して、原子炉から主蒸気を引き、余熱除去系熱交換器に送り、蒸気を冷やして水に戻し一部を原子炉に送りかえす、という仕組みになっています。通常運転時には、熱交換器の手前の弁まで蒸気が通じていて、そこで遮断されています。

破裂したのは、この蒸気を遮断している弁のすぐそばの配管のエルボ部(ひじを曲げたようにL字型に曲がった部分)です。配管は炭素鋼でできており、内径15センチ、肉厚1.1センチのもので、

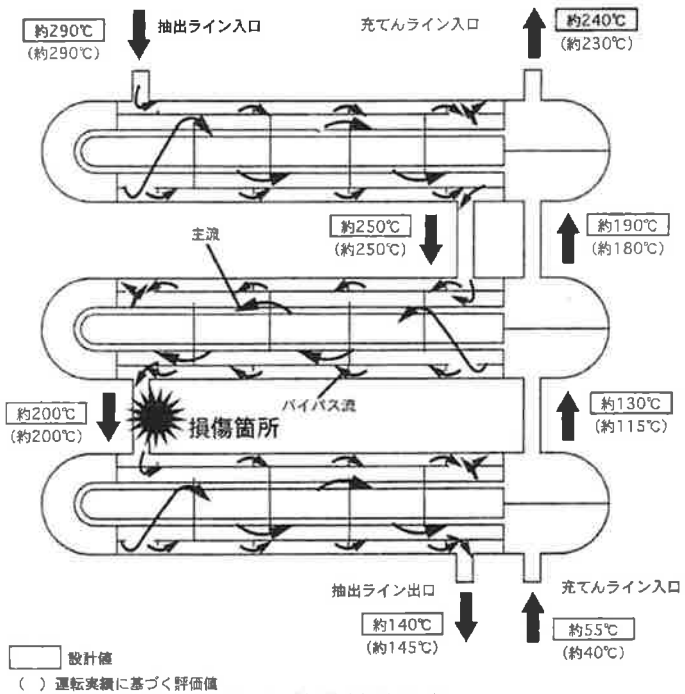


図1.7　再生熱交換器のしくみ
『日本原子力発電㈱敦賀発電所2号機再生熱交換器連絡配管からの一次冷却材漏えいについて』(1999年10月7日、資源エネルギー庁)に加筆。

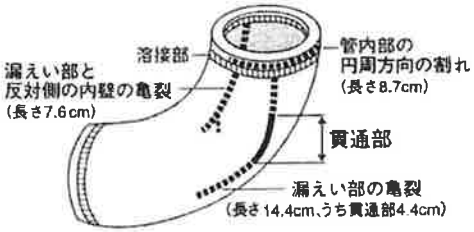


図1.8　配管の主な損傷部位
福井新聞(1999年17日)をもとに作成

エルボ部とエルボ部がS字状につながっている部分が、破裂したように壊れ、上のエルボ部とその先のまっすぐの管の一部が吹き飛んでしまいました。

壊れたのは配管だけではありません。配管の支持構造物が引きちぎられたり，足場が大きくグニャッと曲がったり、配管の周辺にまで破壊が及んでいたことがわかります。破裂した配管の一方の部分が激しく暴れたのか、周辺の壁に打痕をたくさん残していました。また、吹き飛んだ配管が、大きな4つの破片として見つかっています。破片が「ミサイル」のように吹き飛び、周囲の機器などを破損させた可能性もあります。また、余熱除去系熱交換室(破裂した箇所がある部屋)の扉が、蝶つがいが破壊され、約7メートルも吹き飛ばされていました。

浜岡1号炉では、1993年9月から1994年8月のあいだに行なわれた第13回定期検査で、応力腐食割れの対策のために再循環系の入り口ノズルを交換するなど大規模な老朽化対策工事を行ないました。この期間中に余熱除去系蒸気凝縮系の配管も取り替えました。その際、もともとまっすぐ水平に設置していた管の形配置をL字型の管をつないで蒸気が遠回りするように配置を変更することを含めて、配管の取り替えを行なっていました。配管の材質や肉厚などの変更を行なっていないので「設計の変更」には当たらず、安全審査どころか、工事計画認可の対象にもなってはいませんでした。

設計の変更を行なった理由は「熱交換器手前の蒸気遮断用の弁から高温の蒸気が漏れるのを防ぐため」と中部電力は説明していました。弁の前後に水を満たすようにして、弁が変形するのを防ぐというのです。この改造によって、弁の蒸気漏れの監視や保守および補修にかかる手間を大幅に減らすことができるというのです。

中部電力がおこなった事故原因の調査で、配管の中にたまった水素ガスが爆発し、配管の破裂にいたったもの、と推定されました。原子炉の水が放射線分解によって水素と酸素に分解し、それらが蒸気と一緒に破裂した配管に運び込まれたまっていったのです。配管の配置工事以前は、蒸気を遮断するための弁からわずかながら漏れだしていて、はからずも水素(と酸素)が大量にはたまらないような構造になっていました。弁からの蒸気漏れをおこさないように水で栓をしたのが、アダになったのです。

配管破裂事故が起こったメカニズムとしては次のように結論しました：原子炉圧力容器内で水の放射線分解により発生し余熱除去系蒸気凝縮系の配管内にたまった水素と酸素に、高圧注入系の起動試験時に発生した圧力変動などがきっかけで着火し、配管内で爆轟(ばくごう)現象が起きました。

そして、着火(発火)のきっかけの一因となったのが、配管の壁面から検出された白金とロジウムです。浜岡1号炉では、事故の1年前の定期検査時に、原子炉圧力容器および圧力容器内部の構造物、再循環系配管の応力腐食割れ対策として、貴金属注入を実施しました。このとき使用したのが白金とロジウムの溶液です。これ以前から行なわれていた給水中への水素注入による水質改善を補完するためのものなのです。破裂した配管から検出された貴金属は、余熱除去系のB系のポンプを運転して貴金属溶液を注入したときに、弁から漏れ出してきたものだと考えられています。白金とロジウムが「触媒」の働きをして、爆発を促した可能性があるということです。老朽化対策として施したことが配管内の水素の爆轟を引き起こしたのは、なんと皮肉なことでしょう。

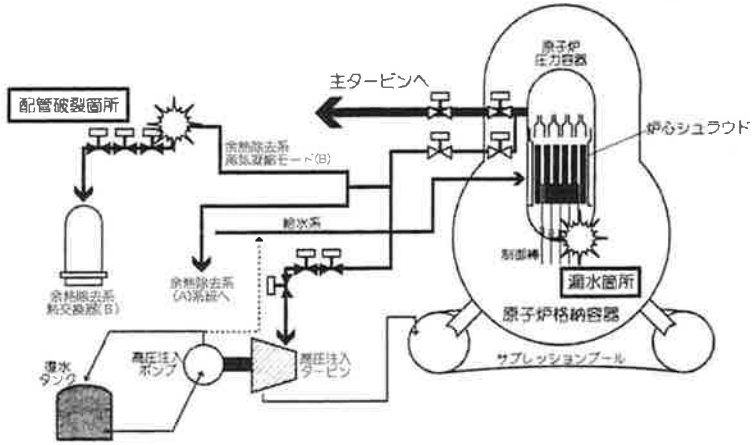


図1.9　浜岡1号炉・配管破裂箇所と炉水漏えい箇所

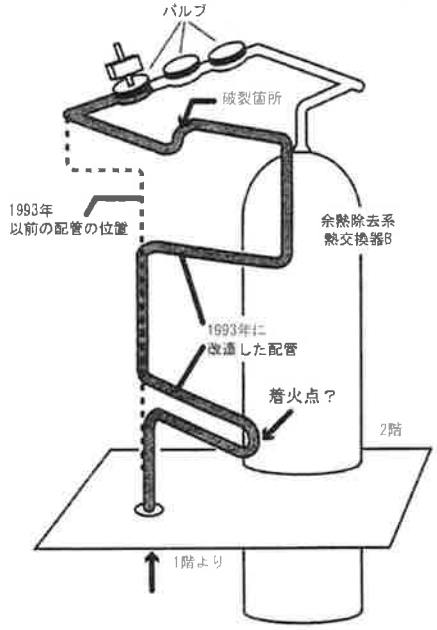


図1.10　浜岡1号炉・配管の改造状況

同じような蒸気凝縮系を持っているのは東海第二(日本原子力発電)、女川1号(東北電力)、福島第一2～6号および福島第二1～4号、柏崎刈羽1号(以上、東京電力)、そして浜岡2・3号(中部電力)の14基の原発です。

事故後まもなく保安院は、同様な水素爆発の危険性が、蒸気凝縮系を持つ14基の原発にあることを認めています。対症療法的な対策として、高圧注入系試験前に滞留物(水とガス)を除去することを東京電力、日本原子力発電、東北電力、中部電力に指示しました。また、電力各社は配管の途中にガス(水素と酸素)抜きのための弁を設置すると説明しています。

浜岡1号では事故後の対策として、余熱除去系蒸気凝縮モード配管を撤去することをきめ、水素がたまりやすい配管にはガス抜き用の弁を設置することにしました。

2002年6月13日に保安院は、沸騰水型原発を運転する電力会社が計画している20基の原発における水素爆発対策についてまとめて公表しました(浜岡1・4、女川1～3、福島第一1・4・6、福島第二1～4、柏崎刈羽1～3・5～7、島根1、敦賀1)。これは、保安院が、追加的に蒸気凝縮系配管以外の配管に対しても検討するように求めていたものです。ベント配管(排気配管)の設置や配管のとりまわし変更を定期検査中に行なっていくという計画が示されました。

§1.5　制御棒案内管スタブチューブのひび割れ

配管破裂事故で停止中の2001年11月9日午後に、浜岡1号の原子炉圧力容器底部にある制御棒駆動装置の案内管(ハウジング)付近から原子炉からの水がしたたり落ちているのが見つかりました。原子炉からの漏えいですから、配管破裂事故より深刻です。漏水を止める手段はなかなか講じられず、2週間ほどたっても「2、3秒に1滴」の割合での漏洩は続いていたといいます。事故現場は放射線が強く、保護材などもあるため、直近までは近づけず、損傷の詳しい状況はなかなか確認できませんでした。

BWRの制御棒駆動装置は、圧力容器の底部を貫通する案内管に収められています。案内管は応力腐食割れを起こしやすいことで有名なSUS 304製です。この案内管はスタブチューブというカバー管を経て圧力容器に溶接されていて、スタブチューブはインコネル600系合金製です。

浜岡1号炉では1988年9月にも、圧力容器底部からの水漏れ事故を起こしたことがあります。定期検査後の最終段階での圧力容器の加圧試験の最中に、原子炉の中の出力状態をモニターするための炉内中性子計装装置を収納している管(インコアモニタハウジング)30本のうち1本の内面に亀裂ができ、水漏れが起きているのが見つかったのです(その後、インコアモニタハウジングの亀裂は福島第一3・4号、東海第二でも見つかっています)。

当該部を切り出すなどして、詳細な原因の調査を行なわなければならないところだったのに、その当時は十分に原因究明がされたとはいえません。損傷した管の内側に一回り細い管を挿入し溶接し、それより下側の収納管を内側から押し付けて圧力容器に圧着させる(拡管)補修が施されただけだったからです。

ところが、今回の冷却水漏れについては、この88年の事故後に設置された水漏れの監視装置(露点計)などによって、事故が起きた2001年7月ごろから漏水が起きている兆候が示されていました

が、この事実が明らかになったのが、漏水事故が見つかってからでした。中部電力が故意に情報を隠していたのか、それとも、その意味にまったく気がつかなかったのでしょうか。

調査の結果、スタブチューブの座金部分の軸方向に約5センチものひび割れが見つかりました。溶接方法の影響で、想定より大きな熱応力が残留していた、と中部電力は説明しています。このひび割れたスタブチューブは、2002年9月に交換されています。

浜岡1号炉は運転開始後29年を経ており、典型的な老朽化原発といえるでしょう。電力各社はレーザーや水泡などを使った応力緩和対策をすすめていますが、効果はあまり期待できません。他の原発でも老朽化が進むにつれ、今後このような想定外の事故・故障の発生頻度が高まってくることが予想されます。

保安院は2002年6月19日に、制御棒駆動装置ハウジングのスタブチューブに亀裂が生じて漏水が起きた事故に関して、BWRを運転する各社に点検調査を行なうように求めています。対象となっているのは、浜岡1号炉のスタブチューブと同じ材料、同じ溶接方法で製造された女川1号、福島第一6号、福島第二1・3号、柏崎刈羽1号の5基です。原子炉から燃料を全部取りだしたうえで水中カメラによる目視検査を、2004年度までの定期検査期間中に行なう計画を公表しています。

2005年2月23日、東京電力の福島第二3号炉(BWR、電気出力110万kW、1985年6月21日運転開始)で、制御棒駆動装置ハウジングのスタブチューブの応力緩和対策作業を行なっていたところ、制御棒駆動装置ハウジングにひび割れが見つかったと発表しました。【補1】

§1.6　炉心シュラウドのひび割れ

日本の原発で、炉心シュラウドにひび割れが見つかったことが最初に公表されたのは、東京電力の福島第一2号炉(BWR、電気出力78.4万kW、1974年7月18日運転開始)の損傷事故です(1994年6月26日)。中間部リングの内側に、全周にわたるひび割れが見つかったのです。この原発のシュラウドはSUS 304というステンレス鋼製で、溶接時の材料の鋭敏化を起こしやすく、応力腐食割れを起こす事故例がスイス、ドイツ、米国、スウェーデンなどで多数報告されていました(ドイツのビュルガッセン原発のシュラウドはSUS 347鋼製、ニオブを添加して粒界腐食が【補2】)。

ひび割れ発見当初は、ブラケットとよばれる補強金具で、ひびが貫通してもシュラウドが分離して崩壊しないように応急処置が施されました。その後、福島第一3号炉(BWR、電気出力78.4万kW、1976年3月27日運転開始)に次いで、福島第一2号は1998年8月から1999年8月までのあいだに2番目のシュラウド交換工事になりました(シュラウドの材質をSUS 316Lに変更)。原子炉の中にまで人が入り込んでジェットポンプの取り付け作業が行なわれるなど、多数の被曝労働者と大量の廃棄物を生み出しました。交換済みのシュラウドは、切断されて専用容器に入れて保管されています。放射化や汚染により放射能レベルが高くなっているものは、使用済み燃料プールのそばにあるサイドパンカープールで保管されています。

シュラウド交換作業中の敦賀1号では、シュラウドサポート(インコネル182合金)に無数のひび割れが見つかりました(1999年12月9日)。

その後、2001年7月6日に、福島第二3号では、SUS 316Lという、応力腐食割れには強いと

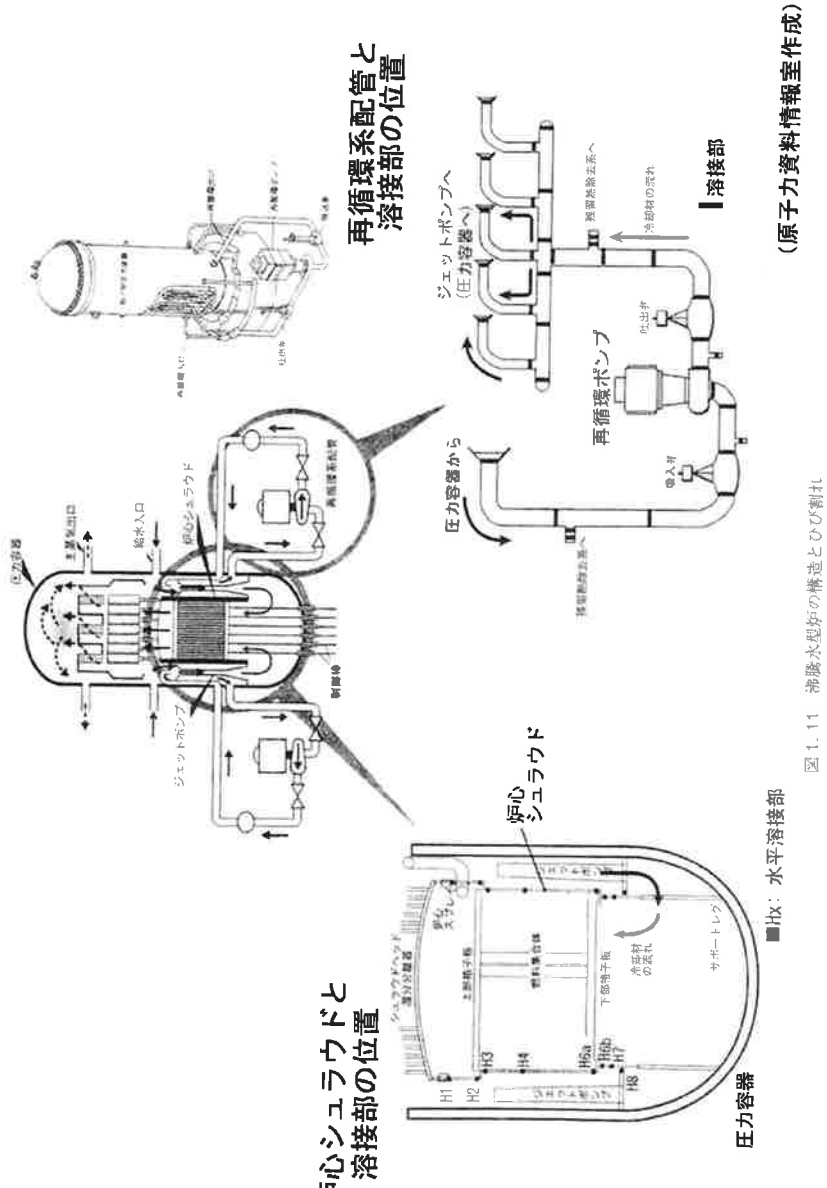


図 1.11　沸騰水型炉の構造とひび割れ

表 1.12　炉心シュラウドの交換一覧

原子炉名	電力会社	交換時期
福島第一 3 号炉	東京電力	1997.5-1998.9
福島第一 2 号炉	東京電力	1998.8-1999.8
敦賀 1 号炉	日本原子力発電	1999.8-2001.3
福島第一 5 号炉	東京電力	1999.12-2000.10
島根 1 号炉	中国電力	2000.5-2001.4
福島第一 1 号炉	東京電力	2000.12-2001.11
浜岡 1 号炉	中部電力	～2007.3（予定）
浜岡 2 号炉	中部電力	～2006.6（予定）

表 1.13　シュラウド交換工事における労働者の被曝状況

原発名	総被曝線量[人Sv]		人数の分布				
交換時期			0-5[mSv]	5-10	15-25	25-50	50-
福島第一 1 2000.12-2001.11	定期検査全体	10.8	6584	617	63	2	0
	シュラウド交換	4.62					
福島第一 2 1998.8-1999.8	定期検査全体	15.54	5759	870	199	0	0
	シュラウド交換	7.72					
福島第一 3 1997.5-1998.9	定期検査全体	16.9	6653	743	282	18	0
	シュラウド交換	11.5					
福島第一 5 1999.12-2000.10	定期検査全体	12.72	5489	793	142	0	0
	シュラウド交換	6.09					
敦賀 1 1999.8-2001.3	定期検査全体	7.33	4251	386	46	1	0
	シュラウド交換	2.92					
島根 1 2000.5-2001.4	定期検査全体	9.92	2100	449	219	0	0
	シュラウド交換	8.21					

いわれたステンレスでつくられたシュラウドに大きなひび割れが発見されました。タイロッドとよばれる固定器具によって応急処置がなされています。シュラウド表面に製造時にできた硬化層が残り、ひび割れはごく表層部では金属の結晶を貫通するように発生し、内部では結晶の境界部(粒界)をすすむという、これまでにないタイプの応力腐食割れが起きていることがわかりました。

2002 年 8 月 23 日、東京電力の柏崎刈羽 3 号炉(BWR、電気出力 110 万 kW、1993 年 8 月 11 日運転開始)で、一連の事故隠し直前に、シュラウドのひび割れが発見され公表されています。柏崎刈羽 3 号炉のシュラウドのひび割れも、福島第二 3 号炉と同じタイプのひび割れでした。

東京電力の事故隠しの中で、これまで公表されていなかった炉心シュラウドのひび割れが明らかになります(2002 年 8 月 29 日)。福島第一 3 号炉は、世界で最初にシュラウドの交換を行なった原発ですが、それまでは、シュラウドにひび割れはできていないが予防保全として取り替える、というのが東京電力の説明でした。将来的な労働者被曝の低減のため、とも説明していました。しかし、実際には中間胴や下部リングなどに、深刻なひび割れが起きていたのです。

これ以降は、あちこちの原発で、シュラウドの検査を行なうたびに、ひび割れが発見されるということが続きます。調べてみると、これまでよく見つかっていた使用条件のきびしい中間部だけでなく、上部や下部リング、シュラウドサポート、シュラウドサポートレグなど、あらゆる場所の溶接部近傍や中には母材部にもひび割れが見つかり、そうとう深刻なシュラウドの劣化がすすんでいることが明らかになりました。

§ 1.7　再循環系配管のひび割れ

東京電力の事故隠し発覚後、2002 年 9 月 20 日、東北電力の女川 1 号炉では、当時進行中の定期

表1.14　シュラウド損傷事故一覧

1994年				
6月26日	東京電力	福島第一2号炉	定期検査中，シュラウド（SUS304材）に損傷発見．中間部リング(H3)内側の全周に断続的なひび割れ．	溶接時の残留応力による腐食割れ
1999年				
12月9日	日本原子力発電	敦賀1号炉	定期検査中．シュラウド交換作業中にシュラウドサポート（インコネル182合金）などに100ヶ所のひび割れ発見	
2001年				
7月6日	東京電力	福島第二3号炉	定期検査中に，炉心シュラウド下部リング外周にひび割れ発見．タイロッドによる補修工事を実施	外観全体．深さ約3センチ．SUS316L．表面の機械切削加工．粒内型粒界腐食および粒界型応力腐食割れに進展
2002年				
8月23日	東京電力	柏崎刈羽3号炉	定期検査中，シュラウド（SUS316L材）に損傷発見．下部リング溶接部H6a外側の全周，下部サポート溶接部H7a内側の全周に断続的なひび割れ．	
9月19日	中部電力	浜岡4号炉	定期検査中，シュラウド（SUS316L材）に損傷発見．下部リング溶接部H6a外側の全周，下部サポート溶接部H7内側の全周に断続的なひび割れ．	溶接時の残留応力による腐食割れ
3月23日	東北電力	女川1号炉	定期検査中，シュラウド（SUS304L材）に損傷発見．中間部リング溶接部H2外側に12箇所，下部リング溶接部H6a外側の全周に61箇所．	溶接時の残留応力による腐食割れ
10月3日	東京電力	福島第二2号炉	点検停止中，シュラウド（SUS316L材）に損傷発見．中間部リングH3内側，中間部胴H4内側と外側にひび割れ．	溶接時の残留応力による腐食割れ
10月5日	東京電力	柏崎刈羽1号炉	定期検査中，シュラウド（SUS316L材）に損傷発見．中間部リングH3内側（リング側，胴部）と外側溶接部，中間部胴H4内側部と基礎部と胴部にひび割れ．	溶接時の残留応力による腐食割れ
10月13日	東京電力	福島第一4号炉	点検停止中，シュラウド（SUS316L材）に損傷発見．中間部胴H4内側にひび割れ．	溶接時の残留応力による腐食割れ
10月23日	東京電力	福島第二3号炉	点検停止中，シュラウド（SUS316L材）に損傷発見．中間部リングH3内側（リング側，上部格子板用ベース，アライナープラケット），中間部胴H4内側にひび割れ．	溶接時の残留応力による腐食割れ．2001年7月に下部リング部H6a外側にひび割れ確認済み．
10月31日	東京電力	福島第二4号炉	点検停止中，シュラウド（SUS316L材）に損傷発見．中間部リングH3内側，中間部胴H4内側と外側にひび割れ．	溶接時の残留応力による腐食割れ
12月5日	東京電力	柏崎刈羽2号炉	計画停止中，シュラウド（SUS316L材）に損傷発見．上部リング溶接部H1外側，胴頂溶接部V16胴部，下部リング溶接部H6a外側の全周，下部サポート溶接部H7a内側の全周に断続的なひび割れ．	溶接時の残留応力による腐食割れ
2003年				
3月10日	中部電力	浜岡3号炉	定期検査中，シュラウド（SUS316L系材）に損傷発見．下部リング溶接部H6a外側の全周，下部サポート溶接部H7内側の全周，中間部胴溶接部H4内側，上部格子板用ベース，アライナープラケットH3内側にひび割れ．	溶接時の残留応力による腐食割れ
4月29日	中国電力	島根2号炉	定期検査中，シュラウド中間部胴内側溶接線（H4）の近傍にひび割れを発見	応力腐食割れ．1ヶ所の溶接部に1つ，長さ26ミリのひび割れ
5月20日	東京電力	柏崎刈羽5号炉	定期検査中，シュラウド中間胴溶接部（H4内側），上部中間胴溶接部（V14）にひび割れ発見．	応力腐食割れ．
8月9日	東北電力	女川2号炉	定期検査中，シュラウド中間リングの溶接部近くにひび割れ発見．6月16日にはサポートリングの溶接部近くにひび割れ発見	中間リングと上部格子板用ベース（5箇）およびアライナープラケット（2箇）の合計7箇所の部材の溶接部（H3）に応力腐食割れ（SUS316L）．サポートリングのひび割れはH7a近くの内側表面．
8月10日	中部電力	浜岡1号炉	定期検査中，シュラウドサポートリング下部の溶接線（H7b内側）付近に新たにひび割れ発見	SUS304の応力腐食割れ．H7b内側に断続的にひび割れ．
6月16日	中部電力	浜岡1号炉	定期検査中，シュラウド上部に取り付けられている上部格子板用ベースにひび割れ発見	12個ある上部格子板用ベースのうち，1個の上部格子板用ベースの溶接部付近に応力腐食割れ．
7月31日	東京電力	福島第二2号炉	定期検査中，シュラウド中間部胴溶接部付近（H4）に極低浸透検査により新たにひび割れ発見	H4外側と溶接部から少し離れた場所に新たに4つのひび割れ発見．応力腐食割れ．
11月25日	中部電力	浜岡1号炉	シュラウド自重構造で，サポートシリンダと10個あるサポートレグの内側溶接線（H10内側）の4個の溶接部にひび割れ発見．	応力腐食割れ．
2004年				
2月12日	中部電力	浜岡1号炉	定期検査中，シュラウトサポートのプレート，レグの溶接部H9，H10，H11にひび割れが点在しているのを発見	応力腐食割れ
3月22日	中部電力	浜岡2号炉	定期検査中，シュラウドサポートリング下部溶接線（H7b内側）およびその近傍にひび割れ発見	
3月29日	中部電力	浜岡2号炉	定期検査中，原子炉圧力容器とシュラウドサポートプレートの溶接部（H9下側）の1ヶ所にひび割れ発見．	応力腐食割れ．
10月19日	中部電力	浜岡4号炉	定期検査中，シュラウド上部リング内側の溶接線3ヶ所にひび割れ発見．	応力腐食割れ．
2005年				
2月8日	中部電力	浜岡3号炉	定期検査中，シュラウドサポートリング外側溶接線付近にひび割れ発見	応力腐食割れ．
2月28日	中部電力	浜岡3号炉	定期検査中，シュラウドの上部胴外側縦溶接線（V2外），下部リング外側縦溶接線（V6外），シュラウドサポートシリンダとシュラウドサポートレグとの内側溶接線（H10内）にひび割れ発見．	それぞれ，3.5，2.5，2.0センチ．応力腐食割れ．

（各電力会社のプレスリリースなどをもとに原子力資料情報室作成）

表1.15　再循環系配管交換工事における労働者の被曝状況

	定期検査		総被曝線量（人シーベルト）		
	回	期間（年月）	定期検査全体	再循環系配管交換	備考
福島第一1号炉	第6回	78.9-79.3	32.76	4.68	
	第7回	79.12-80.9	31.59	3.48	
	第19回	96.8-97.3	8.57	2.48	
	第22回	00.12-01.11	10.80	1.96	シュラウド交換/再循環系配管全取り替え
福島第一2号炉	第3回	78.12-79.8	22.28	3.22	
	第4回	80.4-80.10	16.86	1.59	
	第17回	98.8-99.8	16.54	2.34	シュラウド交換/再循環系配管全取り替え
福島第一3号炉	第2回	78.6-78.12	22.60	3.86	
	第3回	79.10-80.5	19.50	2.65	
	第5回	82.5-82.12	21.23	7.56	
	第15回	95.12-96.4	4.97	1.72	
	第16回	97.5-98.9	16.90	0.57	シュラウド交換
	第17回	99.10-00.3	5.44	2.56	
福島第一4号炉	第15回	97.9-98.3	6.34	1.93	
	第17回	00.5-00.10	5.88	2.50	
福島第一5号炉	第15回	97.3-97.8	4.94	1.46	
	第17回	99.12-00.10	12.72	1.74	シュラウド交換
敦賀1号炉	第26回	99.8-01.3	7.33	0.37	シュラウド交換
島根1号炉	第7回	81.2-81.7	5.72	1.48	
	第8回	82.5-82.10	8.89	1.85	
	第9回	83.8-84.1	6.39	1.47	
	第17回	93.9-94.1	2.95	0.54	
	第18回	94.10-95.4	4.85	2.30	
	第19回	96.2-96.8	4.10	3.05	
	第22回	00.5-01.4	9.92	?	シュラウド交換
浜岡1号炉	第13回	93.9-94.8	14.00	8.88	再循環系配管全取り替え
浜岡2号炉	第17回	99.10-0.5	9.23	1.78	

検査で再循環系配管にひび割れが見つかったことを公表しましたが、あわせて、過去に行なった定期検査中に再循環系配管のひび割れが見つかっていたにもかかわらず、報告されていなかったことも明らかにされました。

シュラウドの損傷事例と同じように、検査を行なえばどの原発でもひび割れが見つかっています。中には、浜岡1号炉のように、SUS 316Lの耐応力腐食割れ材料の配管に取り替えて間もないものにまでひび割れができていたのです。

シュラウドのひび割れは水中カメラを使って発見できるひび割れもたくさんあります。再循環系配管の場合、配管を覆っている保温材があるので検査をするためには、まずそれを取り除かなければなりません。応力腐食によるひび割れは、水があって腐食しやすい環境になっている配管内面から発生するので、超音波探傷装置を使わないと見つかりません。検査の現場で超音波の信号の強さをみて、ひび割れができているかどうか、人が判断する（診断を下す）ことになります。測定装置の性能もさることながら、作業する人の能力によってひび割れの大きさ（長さと深さ）の精度に差が生じてきます。また、狭い空間、高い放射線（原子炉の間近）というきびしい環境下での測定作業を強いられることになりますから、おのずと限界があります。

そういう中でも、再循環系配管のいろんな場所でひび割れが見つかっています。管と管のつなぎ目だけでなく、弁とのつなぎ目やヘッダーとよばれている枝分かれ部、さらには原子炉とのつなぎの箇所でもひび割れが見つかっています。

ひび割れが見つかった箇所は交換がすすめられています。再循環系配管の場合にも、検査するにも交換するにも大量の労働者の被曝が代償となることも大きな問題です。

§1.8　原子炉上ぶた損傷と交換

デビスベッセ原発

燃料交換のために停止していた米国オハイオ州にあるデビスベッセ原発(PWR、電気出力91.5万kW、1978年7月31日に運転開始)で原子炉圧力容器のふたに穴ができ、貫通寸前の状態になっていることが2002年3月12日の米国原子力規制委員会(NRC、Nuclear Regulatory Commission)の情報で明らかになりました。デビスベッセ原発は五大湖の1つエリー湖のほとりにあります。

2001年8月にNRCは、米国内にあるすべてのPWRに対して、原子炉のふたに取り付けられている管に亀裂ができていないか調べるように通達を出しました。米国のオコニー原発1・2・3号炉やアーカンサス・ニュークリア・ワン原発1号炉、オコニー原発1号炉(PWR、93.4万kW、1973年7月16日運転開始)、オコニー原発2号炉(PWR、93.4万kW、1974年9月9日運転開始)、オコニー原発3号炉(PWR、93.4万kW、1974年12月16日運転開始)、アーカンサス・ニュークリア・ワン原発1号炉(PWR、88.3万kW、1974年12月19日運転開始)、などで深刻な亀裂が見つかっていたからです。通達に基づき、デビスベッセ原発では運転しているファーストエナジー社が、これらの管に亀裂が起きていないかを超音波を使って検査をおこなっていました。検査をすすめていたところ、制御棒案内管(インコネル600製)69本のうちの5本に亀裂が見つかりました。そのうち、ふたの頂上に近い箇所にある案内管3本にできた亀裂は管を貫通しており、原子炉の水が漏れ出しているのが分かりました。

デビスベッセ原発をはじめPWRでは、原子炉の出力を制御するために原子炉水中にホウ酸を添加しています。ホウ酸を添加したままでは水が酸性になり、原子炉圧力容器(低合金鋼製)などの金属を腐食する恐れがあるので、それを中和するためにリチウム(水酸化リチウム)も添加しています。貫通する亀裂が見つかった箇所には、漏れ出した冷却材中のホウ酸が析出し、たまっていました。3月6日に、亀裂が見つかった制御棒案内管のうちの1本をふたからとりはずし、たまっていたホウ酸をとりのぞいて見たところ、ふたにポッカリ穴が開いているのが見つかりました。穴は案内管からふたのすその方向に長さ18センチ、幅10センチにわたって広がっていました。深さは最大のところでは約13センチに達していて、ふたの母材を貫通し、ステンレス製の内張り約1センチが残っているだけになっていました。貫通管に近い範囲(10センチの長さの範囲)のもっともひどいところでは、ステンレスの内張りも約3ミリが腐食してなくなっており、貫通まであと7ミリ、というところまで腐食し、まさに「首の皮一枚」の状態になっていました。

ふたに穴があいた原因は、案内管の亀裂から漏れ出した水に含まれていたホウ酸が周りにたまったまま放置されていたことであると考えられています。運転中の温度が高い状態であっても、ホウ酸の腐食作用が、以前に考えられていたよりずっと高いという可能性も考えられ、これまでの対策のあり方も見直す必要があります。

原子炉上ぶたに取り付けられている貫通管のひび割れが大きな問題として出てきたのは、1991

表1.16　再循環系配管の損傷事故一覧

2002年				
9月20日	東北電力	女川1号炉	定期検査中　再循環系配管（SUS316L系材）の溶接部に損傷発見　12月18日までに　A系の3つの溶接部、B系の7つの溶接部にひび割れ確認	溶接時の残留応力による腐食割れ
9月20日	中部電力	浜岡1・3号炉	再循環系配管（SUS316L系材）の溶接部に損傷が前回定期検査までに発見されていたことが発覚　1号炉は1つの溶接部で　3号炉は8つの溶接部（うち5つの溶接部については取替・修理済み）にひび割れ	溶接時の残留応力による腐食割れ　その後、1号炉では2つの溶接部でひび割れ、3号炉では9つの溶接部でひび割れを確認
9月20日	東京電力	柏崎刈羽1号炉	自主停止中　再循環系配管（SUS316L系材）の溶接部に損傷発見　3月10日までに　26の溶接部にひび割れ	溶接時の残留応力による腐食割れ
10月30日	中部電力	浜岡4号炉	定期検査中、再循環系配管（SUS316L系材）の溶接部にひび割れ発見　A系、B系あわせて8つの溶接部でひび割れを発見	溶接時の残留応力による腐食割れ　7箇所のひび割れの長さは31ミリと38ミリ
11月20日	東京電力	福島第二4号炉	自主停止中　再循環系配管（SUS316L系材）の溶接部に損傷発見　3月10日までに　3つの溶接部にひび割れ	溶接時の残留応力による腐食割れ
12月5日	東京電力	柏崎刈羽2号炉	自主停止中　再循環系配管（SUS316L系材）の溶接部に損傷発見　12月13日までに　3つの溶接部にひび割れ	
12月16日	東京電力	福島第二3号炉	自主停止中　再循環系配管（SUS316L系材）の溶接部に損傷発見　3月10日までに　9つの溶接部にひび割れ	溶接時の残留応力による腐食割れ
12月26日	東京電力	福島第二2号炉	自主停止中　再循環系配管（SUS316L系材）の溶接部に損傷発見　12月26日までに　1つの溶接部にひび割れ	溶接時の残留応力による腐食割れ
2003年				
2月27日	東京電力	柏崎刈羽3号炉	自主停止中　再循環系配管（SUS316L系材）の溶接部に損傷発見　2つの溶接部にひび割れ	溶接時の残留応力による腐食割れ
3月27日	東京電力	柏崎刈羽4号炉	自主停止中　再循環系配管（SUS316L系材）の溶接部に損傷発見　6つの溶接部にひび割れ	溶接時の残留応力による腐食割れ
4月16日	東京電力	福島第二1号炉	A系の再循環ポンプ入口配管との接続部の1ヶ所の溶接部にひび割れ発見	ひび割れ（4つ）が見つかったのは圧力容器近くのセーフエンド（SUS316L）と再循環ポンプ入口配管（SUS304L）の溶接部　応力腐食割れ
4月17日	中部電力	浜岡3・4号炉	再循環系配管の溶接部近傍に新たにひび割れ発見	SUS316L系配管の応力腐食割れ　3号炉の7ヶ所の溶接部と4号炉の4ヶ所の溶接部に新たにひび割れが見つかり、ひび割れが見つかった溶接部はそれぞれ計9ヶ所と6ヶ所になった　ひび割れた配管は取り替え（4号炉は6月25日終了、3号炉は9月4日終了）
5月12日	東京電力	柏崎刈羽5号炉	定期検査中　再循環系配管の溶接部にひび割れ発見	4月21日までに9ヶ所の溶接部に12のひび割れを発見　長さ21ー222ミリ　深さ1.6ー5.1ミリ　その他、表面傷多数
6月23日	東北電力	女川2号炉	定期検査中　再循環系配管の溶接部にひび割れ発見	SUS316Lの応力腐食割れ　A系ヘッダー部（外径約41.5センチ、肉厚26ミリ）の内表面の1つの溶接部近くにひび割れ　配管取り替え（8月25日終了）
7月15日	東京電力	福島第二2号炉	定期検査中、B系再循環系配管に新たに6ヶ所の溶接部にひび割れ発見	応力腐食割れ　配管の取り替え
7月28日	北陸電力	志賀1号炉	定期検査中　再循環系配管B系統の再循環ポンプ入り口配管の内側表面の溶接部近くに　長さ27ミリのひび割れ発見	再循環ポンプ入口配管はSUS316L鋼製で　外径約560ミリ、肉厚約28ミリ　応力腐食割れ　配管取り替え（11月9日終了）
8月1日	東北電力	女川2号炉	定期検査中　再循環系配管の溶接部に新たにひび割れ発見	圧力容器のA系再循環ポンプ入り口配管（内径52センチ　厚さ31ミリ）の管台の1つの溶接部に2つのひび割れ発見　配管取り替え（8月25日終了）
8月26日	北陸電力	志賀1号炉	定期検査中　再循環系配管B系統の内表面の3ヶ所の溶接部近傍に新たなひび割れ発見	応力腐食割れ　ひび割れが見つかったのはいずれも枝管との溶接部　ひび割れは9つ　ひび割れが見つかった枝管は　外径360ミリから330ミリ　厚さ20ミリから23ミリ　配管取り替え（11月9日終了）
9月3日	北陸電力	志賀1号炉	定期検査中、再循環系配管A系統の内表面の2ヶ所の溶接部近傍に新たなひび割れ発見	応力腐食割れ　ポンプの入口付近の枝管と出口付近の枝管との溶接部に2つのひび割れ　枝管は外径230ミリ　厚さ35ミリ　配管取り替え（11月9日終了）
10月8日	東京電力	柏崎刈羽3号炉	定期検査中　再循環系配管の溶接部1ヶ所で新たなひび割れ発見	
10月22日	東京電力	福島第二4号炉	定期検査中　再循環系配管の溶接部1ヶ所のひび割れ発見	応力腐食割れ　配管取り替え
2004年				
3月29日	中部電力	浜岡2号炉	定期検査中　再循環系配管の3箇所の溶接部にひび割れ発見	応力腐食割れ
9月7日	東京電力	柏崎刈羽4号炉	定期検査中　再循環系配管の3箇所の溶接部にひび割れ発見	応力腐食割れ
9月17日	中国電力	島根2号炉	定期検査中　A再循環ポンプ出口配管につながる補給用接続口の溶接部でひび割れ発見	長さ44ミリ　深さ5.4ミリ
9月30日	中国電力	島根2号炉	定期検査中、B再循環系リングヘッダー溶接部にひび割れ発見	長さ38ミリ　深さ10.3ミリ
2005年				
3月5日	中国電力	島根1号炉	定期検査中　B再循環ポンプ出口配管溶接部にひび割れ発見	
3月12日	中国電力	島根1号炉	定期検査中　A再循環ポンプ出口配管溶接部にひび割れ発見	

（各電力会社のプレスリリースなどをもとに原子力資料情報室作成）

年9月にフランスのビュジェイ原発3号炉(PWR、電気出力95.5万kW、1979年3月1日運転開始)が最初のことです。原発の運転開始から10年を経過したビュジェイ3号炉で、原子炉容器に通常運転より25パーセント高い圧力をかけて漏えいしないかどうかを調べる検査をしたときに、制御棒駆動装置案内管の取り付け部分から水漏れが起き、軸方向に走ったひび割れが見つかったのです。その後1996年ごろまでに、フランスをはじめ、スウェーデン、ベルギー、スイス、スペイン、米国、台湾の30以上の原発で貫通管のひび割れが見つかり、渦電流探傷装置や超音波探傷による管取り付け部の検査と補修、および、上ぶたの交換がすすめられました。

大飯3号炉

日本でも、1993年1月ごろから関西電力や九州電力が検査用ロボットを導入し、美浜2号炉などで管取り付け部の検査を実施しはじめました。1994年9月に関西電力は、美浜3号炉、高浜1・2号炉の原子炉上ぶたを交換することを発表しました。当時ひび割れはまだ見つかっていなかったので、「予防的な対策」と称して、実運転時間の長い原発から順に、貫通管にひび割れが起こりやすい原発に対しては上ぶたの交換(貫通管の材料をインコネル690に変更)、比較的ひび割れが起こりにくいと考えられる原発に対しては上ぶたの温度を下げるための配管の補修工事、という二通りの対策を行なってきました。交換したのは、高浜1・2、美浜1・2・3、大飯1・2、伊方1・2、玄海1・2です(表1.18)。その他のPWRでは上ぶた近くの配管の補修工事が施され、電力会社・原子炉メーカーや国の規制機関は対策は十分と宣伝してきました。

ところが、交換しなかった原子炉のふたでひび割れが見つかりました。2004年5月4日、定期検査を行なっていた関西電力の大飯3号炉(PWR、電気出力118万kW、1991年12月18日運転開始)の原子炉上ぶたの制御棒駆動装置案内管が取り付けられているあたりに白い粉がふたの上に堆積しているのが見つかりました。白い粉はホウ酸で、原子炉からの水漏れ(一次冷却材漏れ)が起きていることを示していました。大飯3号炉には、制御棒駆動装置や温度計などを収納する貫通管が70本あり、やはりインコネル600合金でできています。

白い粉が堆積しているのが見つかったのは、原子炉上ぶたを貫通して溶接されているこれらの70本の案内管の外観目視点検の準備していた時のことでした。米国のデビスベッセ原発(原子炉上ぶた、制御棒駆動装置)や後述する敦賀2号炉(加圧器逃し弁管台のひび割れ)などの一次冷却材バウンダリのインコネル600合金を使用した箇所で応力腐食割れとみられるひび割れがたくさん起きていることから、日本の他のPWRでもひび割れが心配されていたからです。(原子力安全・保安院は2003年12月に、「加圧水型軽水炉の一次冷却材圧力バウンダリにおけるNi基合金使用部位にかかる検査等について」という指示文書を出し、定期事業者検査として実施するよう求めていたのです。)

その後の検査の結果、ひび割れがが見つかったのは、上ぶたの外周近くに位置する制御棒駆動装置の案内管の溶接金属部でした。溶接材にも案内管と同じ系統のインコネル合金が使われていて、原子炉上ぶたの下表面側から溶接されています(上表面側からは溶接されておらず、すき間がある構造になっています)。溶接後の表面処理が十分でなかったことが要因となって、応力腐食割れが

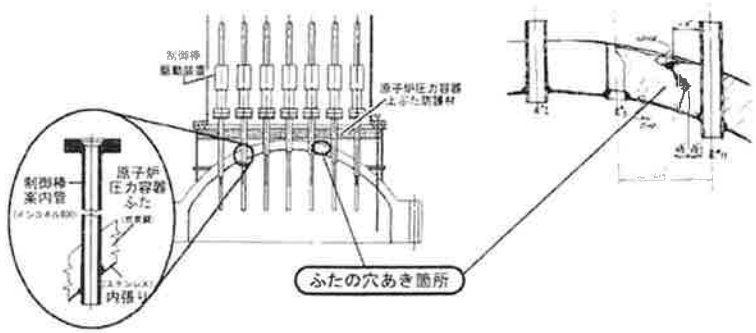


図1.17 デビスベッセ原発での上ぶた損傷状況

表1.18 原子炉上ぶたの交換一覧

原子炉名	電力会社	交換時期
高浜1号炉	関西電力	1996.1-1996.8
美浜3号炉	関西電力	1996.8-1997.2
高浜2号炉	関西電力	1997.2-1997.6
大飯2号炉	関西電力	1998.8-1999.8
美浜2号炉	関西電力	1999.9-1999.12
大飯1号炉	関西電力	2000.7-2000.12
伊方1号炉	四国電力	2000.9-2001.2
玄海1号炉	九州電力	2001.3-2001.9
玄海2号炉	九州電力	2001.3-2001.10
美浜1号炉	関西電力	2001.5-2001.8
伊方2号炉	四国電力	2001.9-2002.1
大飯3号炉	関西電力	2006.9-(予定)
高浜4号炉	関西電力	2007.3-(予定)
大飯4号炉	関西電力	2007.4-(予定)
高浜3号炉	関西電力	2007.12-(予定)
敦賀2号炉	日本原子力発電	2007-(予定)
川内1号炉	九州電力	2008-2009(予定)
川内2号炉	九州電力	2008-2009(予定)

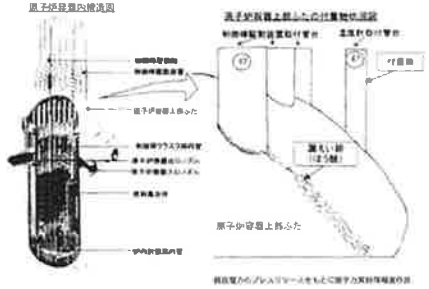


図1.19 大飯3号炉での上ぶた貫通管損傷状況

起きたもの、と関西電力は説明しています。ひび割れが貫通して、原子炉の中の一次冷却材が漏れ出して、はじめて問題が顕在化しているというのはそうとう重症です。

上ぶたの温度が高いほど、また、運転時間が長いほどひび割れが起こりやすいと考えられていました。大飯3号は比較的運転時間が短く(対策が立てられた2002年10月の時点で10万時間以下)、ひび割れが起こらないと見られていたため、上ぶた交換の対象からは外れていました。ひび割れが起こりにくいと考えられていた大飯3号炉で、想定をはるかに下回る運転時間10万時間程度で起きてしまったことになり、深刻です。今後、他の原子炉でもひび割れが起きてくる可能性が高い、ということでしょう。

大飯3号では、2006年9月に予定されている定期検査期間中に上ぶたを取り替える方針であることを発表しました。それまでの間は、応急処置としてひび割れを覆うように原子炉容器内面に補修溶接を施し、漏えいが起きたときにそなえて湿度計を設置して監視するというのです。

また、関西電力は大飯3号を含めた4つの原発、九州電力も川内1号炉(PWR、電気出力89万kW、1984年7月4日運転開始)と、さらには日本原子力発電も敦賀2号炉について、原子炉容器上ぶたを交換すると発表しています。

制御棒駆動装置のひび割れが拡大すれば制御棒の出し入れに不都合が起きるだけでなく、原子炉容器の冷却材の大量の漏えいによって燃料棒の冷却不能という事態を引き起こす危険性があるのです。

§1.9 PWRの原子炉本体にかかわる損傷

高浜1号炉

2003年2月12日、福井県高浜町にある高浜1号炉(PWR、電気出力82.6万kW、1974年11月14日運転開始)で、原子炉容器の底(原子炉の下鏡(したかがみ)と呼んでいる半球面)にとりつけられた管にひび割れが見つかったことを関西電力が発表しました(図1.20、図1.21)。

ひび割れが見つかったのは、原子炉の出力を計測監視する装置を通す「炉内計装筒管台」と呼ばれる管です。インコネル600合金でつくられており(外径38ミリ、厚さ11.4ミリ)、原子炉容器底部内面に溶接されています。高浜1号炉にはこの管が50本取り付けられています。渦電流探傷装置をつかった検査で、最も外側に取り付けられている管の1本の内面に長さ32ミリ、深さ1ミリ以下のひび割れが検出されました。ひび割れにについては特別な補修は行なわれず、このときの定期検査でひび割れ拡大の防止と称してウォータージェット・ピーニングとよばれる水流と泡を使った応力緩和対策が施されましたが、その効果は定かではありません。

サウステキサス1号炉

2003年4月12日、米国のサウステキサス原発1号炉(PWR、電気出力131.2万kW、1988年8月24日運転開始)で原子炉の底に取り付けられた管にひび割れが起きたまま、何年間も見つけられないまま放置されていたらしいことがわかりました。

サウステキサス1号炉には、原子炉の中の様子を知る計測装置を通すために、58本の管が下鏡

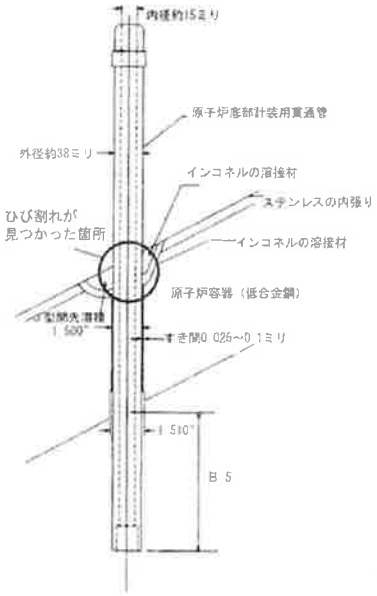


図1.20 原子炉の貫通部のひび割れ位置

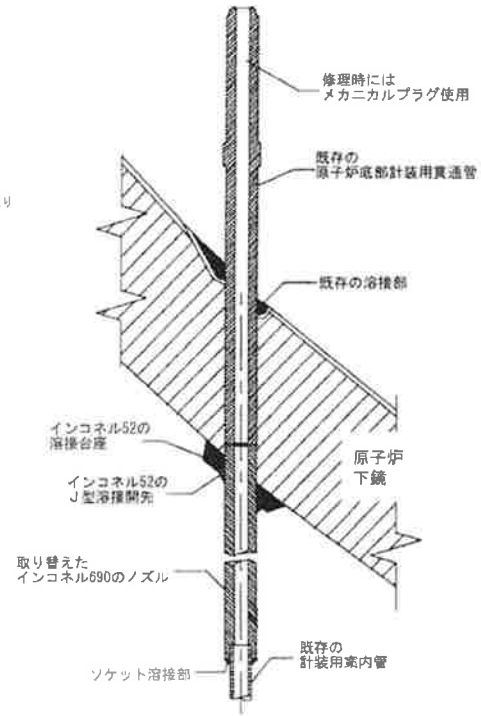


図1.21 損傷貫通管の補修状況

とよばれる原子炉容器の底を貫通するように溶接して取り付けてあります。「底に取り付けてある計装用の貫通管(Bottom-Mounted Instrumentation Penetration)」なので、英語の頭文字をとってBMI貫通管あるいはBMIノズルと省略して呼ぶこともあります。そのうちの2本のBMI貫通管のつけ根部分に、目で見て分かるほどに白い粉がたまっていたということです。

この原子炉の11回目の燃料取り替えのための運転停止中に、原子炉容器の圧力バウンダリ(圧力境界部)の保護材などを外した上での目視点検を実施していたところでした。

この目視点検は、Generic Letter 88-05, "Boric Acid Corrosion of Carbon Steel Reactor Pressure Boundary Components in PWR Plants" という文書によって、米国原子力規制委員会(NRC)がPWRの運転者と所有者に対して、原子炉圧力バウンダリの炭素鋼製の部品のホウ酸による腐食防止対策をとるように求めたプログラムです。サウステキサス原発には1号炉のほかに、1989年6月に運転開始した出力131.2万kWの2号炉があります。2基の原子炉に対して、ホウ酸腐食防止対策プログラムにしたがい、圧力バウンダリの外表面を保護材を外して目視での点検を行なってきました。前回の点検では、1号、2号ともに異常は見つかっていませんでした。

白い粉が見つかったのは、中央部分のNo. 1とやや周辺部に寄ったNo. 46の管です。この計測装置用の管は、インコネル600合金製で、外径約は38ミリ、肉厚約が11ミリのものです。インコネル82またはインコネル182という溶接材料を使って、原子炉の内側から溶接されています(原子炉容器は厚さ約137ミリの低合金鋼製で、厚さ0.5ミリのステンレスの内張りがしてあります)。それぞれの位置のつけ根のあたりから、150ミリグラム、3ミリグラムの粉末が回収され、ホウ酸とリチウムが検出されました。これらは原子炉の水の中に、出力の制御と水質の調整のために添加されているものですから、管のどこかに原子炉まで通じているひび割れがあって、そこから水が漏れてきたものです。

No. 1とNo. 46にひび割れを確認しました。No. 1の管には軸方向に3本のひび割れがあって、1本が管を貫通していました。No. 46の方の管には2本、軸方向にひび割れが入っており、うち1本が貫通していました。含まれていたセシウムの存在比率(セシウム137とセシウム134の比率)から、堆積していた粉末は平均すると3年から5年は経っていることがわかりました。その間にも外表面の目視点検は行なっているはずなのに、いままでみつけられずに来たことは非常に深刻です。

製造時の何らかの欠陥と一次冷却水側の応力腐食割れ、というのが電力会社が推定している事故の要因ですが、現象やひび割れ発生のしくみまで含めて説明するまでに至っていません。

サウステキサス原発1号炉では、ひび割れた管のひび割れが起きている部分でなく、下半分だけを交換し、もともとあった管と原子炉容器のすきまを溶接で閉じる工事が行なわれました(インコネル690という耐応力腐食割れのものに材料を変更、溶接材はインコネル52)。応力腐食割れに強いといっても程度の問題であって、ひび割れが起きなくなるということではありません。

伊方1号炉

2004年11月14日、伊方1号炉(PWR、電気出力56.6万kW、1977年9月30日運転開始)の原子炉容器入口ノズルでひび割れが見つかった、と四国電力が発表しました。ひび割れは、蒸気発生器から戻ってきた一次冷却材が原子炉容器に入る二つあるノズルのうちの1つ(入口ノズルB)で見つかりました。

よく似た例として米国のバージル・C・サマー原発(PWR、電気出力95万kW、1984年1月1日運転開始)では原子炉直近の出口配管溶接部(ホットレグ溶接部)に大きなひび割れが見つかったことが報告されています(2000年10月)。スウェーデンのリングハルス原発3・4号炉(PWR、電気出力96万kW、運転開始は順に1981年9月9日と1983年11月21日)でも同様の事故が起きたことが知られています(発生時期不明)。

伊方1号では9月5日から、およそ5ヶ月間の見込みで運転を止めて定期検査が行なわれていました。この期間中に、高燃焼度ステップ2燃料の装荷に備えて、炉心槽のとりかえ、制御棒増設工事、ホウ酸濃縮タンク設置などの大きな工事を行なうほか、一次系の余熱除去系などステンレス配管の取り替え工事や、原子炉容器ノズルなどインコネル600系合金の溶接部に対して応力腐食割れ対策工事が予定されていました。

発表があった11月14日は、原子炉容器入口ノズルの溶接部付近でレーザー光線を使った残留応

力緩和のための処理を準備していたところでした。ひび割れが見つかったのは、外径約90センチ、肉厚約8センチの炭素鋼製のノズルとステンレス製の配管がインコネル600系合金で溶接されている箇所で、ノズル側の内表面にはステンレスの内張りがされてありました。ひび割れは、ステンレスの内張りの表面に2本見つかっていて、長さはそれぞれ5ミリと4ミリです。ひび割れは、研削による調査で、深さ最大3ミリ程度にまで達していたことが確認されましたが、ステンレスの内張りの厚さ5ミリの範囲でおさまっている、ということです。この2本のひび割れが見つかった箇所には溶接の手直し工事を施したあとが見つかっています。手直し溶接につかったのはインコネル600系合金です。ひび割れは、手直し溶接時に発生した残留熱応力が原因の応力腐食割れの可能性が高いとみられます。内張りの溶接時に何らかの問題が生じたことが考えられるのですが、補修溶接がどうして行なわれたのかはいまのところ不明です。

12月1日に四国電力はひび割れを補修する方法を発表しました。応力腐食割れが比較的起きにくいと考えられているインコネル690系合金を使って、ひび割れを覆って保護する、というものです。原子炉の一次冷却材入口で見つかったひび割れですから、小さいとはいえ軽視していいひび割れではありません。ひび割れが進行し貫通して、一次冷却材の大量漏えい事故につながる可能性があるからです。四国電力が発表した対策ではひび割れを残したままなのですから、根本的な対策とはなりえません。

§1.10 加圧器逃し弁配管用ノズルのひび割れ

2003年9月9日に敦賀2号炉(PWR、電気出力116万kW、1987年2月17日運転開始)の加圧器のてっぺんについている配管のつなぎ目にひび割れが見つかりました。一次冷却系の系統は図表のようになっています。敦賀2号炉でひび割れがみつかった場所は、加圧器逃し弁へ通じる配管の加圧器への接続部でした(図1.22)。

9月16日までに、加圧器逃し弁の配管のつけ根(ノズルまたは管台)の溶接金属の内面軸方向に2か所のひび割れ(長さ4センチ程度)が見つかり、加圧器安全弁A用のノズルの溶接金属にも1か所のひび割れ(長さ5センチ程度)が見つかっています(図1.23を参照)。

ひび割れは、「手直し溶接」および運転時の圧力・熱膨張にともなう応力による、インコネル600系溶接金属(インコネル132合金)の一次冷却材側の応力腐食割れではないか、と日本原電は推定しています。ひび割れがみつかった箇所を、溶接材をインコネル690系のものに変更した上で、セーフエンド(ステンレス製の短い管)の一部を残して、取り替えるという対策を日本原電は発表しています(図1.23)。

ひび割れが見つかったのはセーフエンドと低合金鋼製ノズルの溶接金属部分です。ふつうの溶接の場合には、溶接金属の内部は圧縮応力の状態にあるため、そこから応力腐食割れは発生しにくいといわれています。ところが、製造時に何らかの欠陥がみつかり、欠陥を取り除いて溶接部を補修することが必要となり「手直し溶接」を行ないました。そのため「手直し溶接」のまわりの溶接金属内でも、強い引っ張り応力がかかった場所ができ、そこからひび割れが発生した、というのです。溶接施工時の記録は残っていないため、どうして再溶接することになったのかはわかっていません。

放射線検査の記録に再検査した印があったため、今回のひび割れ発覚後にあらためて超音波検査・放射線検査したところ、再溶接の状況がようやくわかったということです。

§1.11　配管の減肉問題

PWRのエロージョン・コロージョンによる減肉

関西電力の美浜3号炉(PWR、電気出力82.6万kW、1976年12月1日運転開始)で、配管が破裂する事故が起きたのは2004年8月9日午後3時20分すぎのことでした。

炭素鋼でつくられた直径56センチ、肉厚1センチの配管が破壊し、中を流れていた140℃の蒸気が噴き出しました。そばには、近く開始される定期検査の準備のため、あるいは定期検査の前倒し作業のため、働いている人たちがいました。蒸気の直撃を受けて、働いていた人たちのうち4人が即死の状態であったといいます。ほかにも7人の作業員が全身やけどなどの重傷を負い、うち1人がおよそ2週間後に亡くなっています。

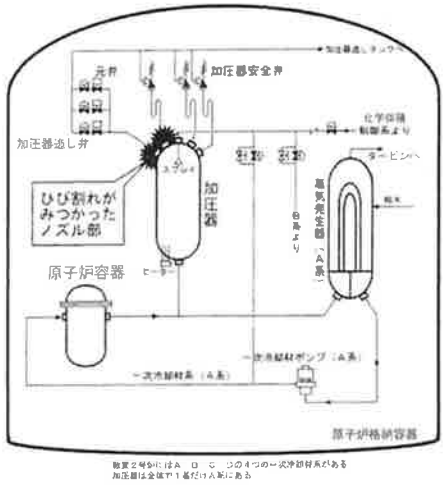
原発の設備にも大きな被害を与えました。800トンを超える量の蒸気・高温水が噴き出したことにより、主蒸気隔離弁駆動用電磁弁の端子箱に高温水が入り込みショートを引きおこしました。また、タービン建屋の隣にある制御建屋内の中央制御室にまで蒸気が入り込み、中央制御室制御盤、計器用電源設備などに蒸気が浸入していたということもわかりました。

配管が破裂したのは、「エロージョン・コロージョン」とよばれる現象によって、管の肉厚がうすくなっていって、中を流れる冷却材(水)の圧力に耐えられなくなったためです。破裂の直接のきっかけとなるような出来事がどうだったのかは、まだはっきりしていないように思います。オリフィス(流量計測のための円環板)の下流部で、1センチあったはずの配管の肉厚が1ミリ以下(破裂後のもっともうすいところで0.3ミリ)になっていたのです。

エロージョン・コロージョンは、配管の内側で、いったんできた保護膜が、削られる→腐食する保護膜となる→削られる→腐食する……、ということのくりかえしによって、減肉がすすむしくみです。流れの速さ・渦のあるなし・泡のあるなし、溶存酸素濃度・ペーハー(pH)などの水質、配管の材質などによって、減肉のすすむ速さが大きく異なります。同じ原発の同じ材質の配管でも、場所や時期が違えば、減肉のスピードも違います。さらに不確実なのは、減肉が始まったのはいつか、ということです。

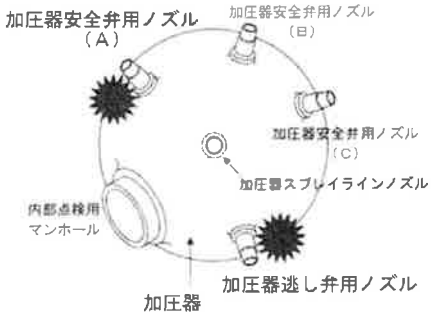
炭素鋼の配管で、直角に曲がっていたり、配管の枝分かれや合流があったり、急に狭くなっているところがあったりすると、その下流の一定の範囲でエロージョン・コロージョンによる減肉が著しくすすむ、というおよその傾向が20年以上も前からわかっていました。このことを手間のかかる配管の肉厚管理や補修に使えるようにと、関西電力が三菱重工に依頼してつくらせたのが「原子力設備2次系配管肉厚の管理指針(PWR)」(1990年5月)です。このシステムをごく簡単に説明します。

まず、管理しようとする配管の"余寿命"を求めます。それには、配管の部位と使用条件などから決められた「初期減肉率」(単位時間あたりの減肉量の設定値)を「肉厚管理指針」から適用し、もともとあった配管の肉厚が"最小必要肉厚"(構造強度を定めた基準より求める)になるまで減肉



敦賀2号炉には A B C の4つの一次冷却材系がある
加圧器は全体で1基だけA系にある

図1.22　敦賀2号炉の加圧器系統図



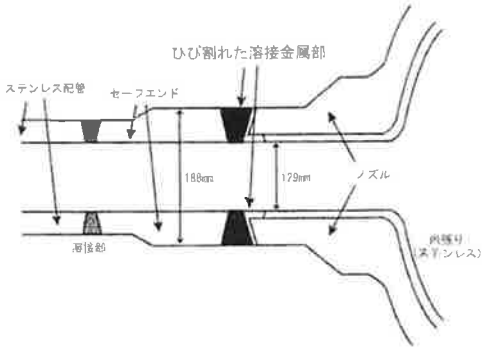


図1.23　加圧器ノズルとひび割れ

するのに何年かかるかを求めると、それが“余寿命”です。“余寿命”は原発の運転を続けると少なくなっていきます。“余寿命”が2年になる前に少なくとも1度は配管の肉厚を測定し、そのデータをつぎの“余寿命”を計算するときの減肉率の決定に反映させる、ということになっていて、これが「肉厚管理指針」のしくみです。

この肉厚管理指針には根本的に疑問があります。「初期減肉率」および「減肉率」のとり方を間違えると、“余寿命”が2年になる前に“最小必要肉厚”をわりこんだり、配管に穴が開いてしまう危険性があります。実際にそういう事例がいくつも起きています。また、美浜3号事故のわずか1ヶ月前の7月5日に見つかった大飯1号炉(PWR、電気出力117.5万kW、1979年3月27日運転開始)での主給水配管のエルボ部では、4系統のうちの3系統で、最小必要肉厚を下回る厚さになるまで減肉していて、いつ壊れてもおかしくない状態だったのに、それと気がつかないで配管を使いつづけていました。

この肉厚管理指針の根底には、「なるべく肉厚の測定の回数を少なくしよう、測らないですむならそれにこしたことはない」という考えがあるように見受けられます。そのため、点検リスト漏れ、点検未実施がたくさんあるのも当然です。保安院は2005年2月18日に、配管肉厚管理に対する要求事項をまとめましたが、本質的な点では変わっていません(http://www.meti.go.jp/press/20050218007/050218nikatuz.pdf)。

BWRのエロージョンによる減肉

PWRで減肉問題が持ち上がっているとき、BWRを運転する電力各社は、水質などの環境が違うから自分たちには無関係、というような態度でした。ところが実際には、よりやっかいな問題が隠れていたのです。

東北電力の女川1号炉(沸騰水型炉、電気出力52.4万kW、1984年6月1日運転開始)と女川2号炉(沸騰水型炉、電気出力82.5万kW、1995年7月28日運転開始)の高圧第1・2給水加熱器のベント配管のオリフィス下流部で、配管の肉厚が減りつづけ、交換がくり返し行なわれていることがわかりました(2004年9月29日公表)。

高圧給水加熱器は、内部の伝熱管内を流れる給水を、高圧タービンから抽出した蒸気によって加熱するしくみになっています。ベント配管というのは、蒸気中の非凝縮性のガス(水素・酸素・放射性気ガス)を給水加熱器の胴内から逃すためものです。ベント配管内を流れるガスとそれに混入した水滴が配管にあたって、内壁を削り取り減肉させる現象(エロージョン)が起きていた、と東北電力は説明しています。ガスと水滴は、オリフィス(流量計測のための円環板)を通過する際に、音速に近いスピードとなっていたということです。これは、オリフィスの先端部が面取りしたように45度の角度がつけられていることが原因らしいのです。配管内面には、エロージョン特有のデコボコの削りあとが確認されていました。

運転開始当初、女川1号炉ではこの配管の材料として炭素鋼を使っていました。低合金鋼(STPA 23)、さらにはステンレス鋼(SUS 304 L)へと変更して肉厚も変更するなど、交換を行なってきましたが、減肉傾向は止まっていません。1997年にステンレス鋼製の配管に交換した直後には、

1年で最大3.3ミリも減肉するなど、以前より大きなエロージョンが生じているのです。

同形状のオリフィスが設置されている女川2号炉でも、1998年にステンレス鋼製配管に変更して以降、2003年までに4.7〜8.0ミリも削り取られており、著しい減肉傾向を示しつづけています。

その後、沸騰水型炉では、福島第一4号炉(沸騰水型炉、電気出力78.4万kW、1978年10月12日運転開始)、島根2号炉(沸騰水型炉、電気出力82万kW、1989年2月10日運転開始)、柏崎刈羽1号炉(沸騰水型炉、電気出力110万kW、1985年9月18日運転開始)などでつぎつぎとエロージョンによる配管の減肉が見つかっています。それも、減肉が起きにくいといわれていた低合金鋼製の配管において、貫通孔ができて水漏れが起きてから見つかるケースが多いのです。検査が不十分なことも一因ですが、それだけエロージョンによる減肉が速いスピードですすむということでしょう。そのことをようやく保安院らも認識しはじめたようです(「東京電力株式会社福島第一原子力発電所、柏崎刈羽原子力発電所及び中国電力株式会社島根原子力発電所における配管の減肉事象について」、http://www.nisa.meti.go.jp/text/kensaka/170323.pdf)。

§1.12 規制当局や電力会社・メーカーの動き

これまで述べてきた以上のようなさまざまな事故・故障に対して、原発を動かす側はどのように考えていたのでしょうか。

「高経年化」ということばは辞書にのっていないようなおかしなことばで、老朽化という現実を隠してごまかすために、電力会社や原発メーカーだけでなく国の規制機関までもが好んで使っています。いまから10年ほど前になりますが、当時の通産省資源エネルギー庁は、原子力発電技術顧問会の総合予防保全顧問会に「高経年化対策検討会」を設置して、原発の老朽化対策についての基本的な考え方を報告書としてまとめました(「高経年化に関する基本的な考え方」1996年4月22日、通商産業省資源エネルギー庁報告書)。

この報告書では、BWRとPWRの代表炉それぞれについて、代表的な機器・構造物を選んで、技術評価を行なったということになっています。しかしながら、具体的なデータなどはいっさい示されず、ごく表層的な検討しかなされてはいませんでした。

BWRでは原子炉圧力容器、原子炉格納容器、原子炉再循環ポンプ、一次冷却材配管、炉内構造物、コンクリート構造物、ケーブルの7つの機器・構造物が選ばれ、PWRでは、原子炉容器、原子炉格納容器、蒸気発生器、加圧器、一次冷却材ポンプ、一次冷却材配管、炉内構造物、コンクリート構造物、ケーブルの9つが老朽化現象の検討対象機器として選ばれました。これらの機器・構造物におこると考えられる応力腐食割れ、熱疲労、中性子照射による脆化、摩耗減肉に対して、どのような対策が立てられているか、あるいは、今後どのような対策が立てられるべきか、を検討したものです。

報告書では、大部分の機器については部品を交換したり、監視や検査を行ない適切にメンテナンスを行なっていけば、原発設計当時の想定運転年数である30〜40年を超えて、60年ぐらいは運転できる技術的見通しを得た、と結論していました。

ひび割れがみつかった配管や機器は新しいものと交換して運転すれば、それでいいのでしょうか。

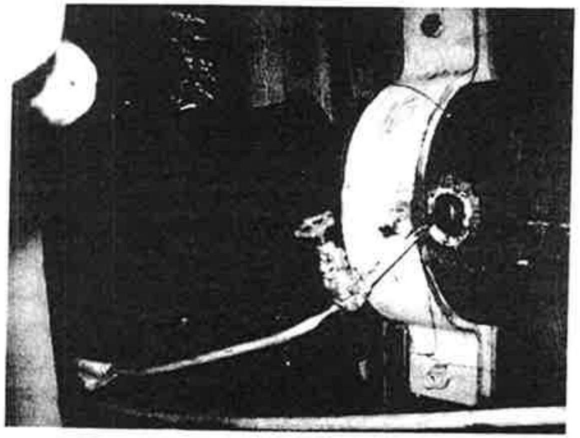


図1.24　美浜3号炉・破裂した配管(関西電力WEBページより)

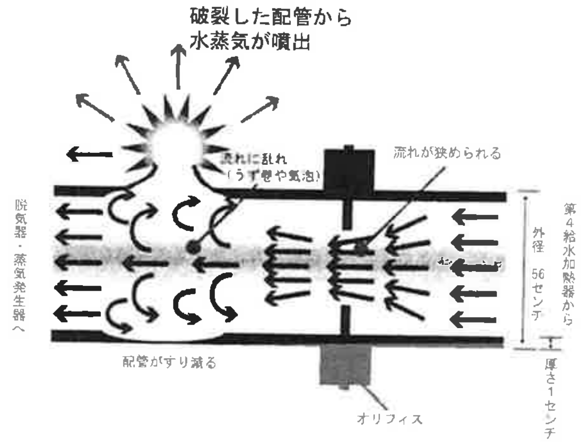


図1.25　配管破裂の推定メカニズム

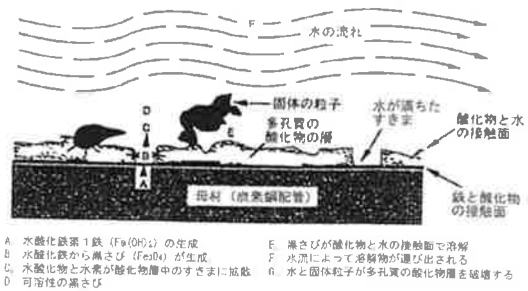


図1.26　エロージョン・コロージョンのしくみ

表1.27　配管の減肉(最近のおもな事故・故障)

2002年				
9月20日	東北電力	女川1号炉	[illegible] 配管の減肉を発見	炭素鋼配管の減肉
2003年				
4月22日	四国電力	伊方2号炉	補助蒸気を [illegible] 配管から蒸気の漏えいを発見	[illegible] ドレンの滞留で生じたエロージョンによる配管の減肉
2004年				
7月1日	東京電力	福島第二3号炉	定期検査中、[illegible] による補給水量の増加を発見 [illegible]	[illegible] エロージョンによる配管の減肉。あわせて26本の配管を取り替え
7月6日	関西電力	大飯1号炉	[illegible]	炭素鋼配管 [illegible] 最小必要肉厚 を下回る [illegible]
8月9日	関西電力	美浜3号炉	[illegible]	炭素鋼配管　エロージョン・コロージョンによって配管の肉厚が [illegible] 8mm [illegible]
8月27日	関西電力	美浜3号炉	[illegible]	炭素鋼配管　「発電用火力設備の技術基準」を [illegible]
9月18日	関西電力	美浜1号炉	主給水配管の減肉	炭素鋼配管　「発電用火力設備の技術基準」を独自に解釈し [illegible] 最小必要肉厚 を下回っていることを確認。誤った評価の配管を交換
9月29日	東北電力	女川1・2号炉	高圧（第1・第2）給水加熱器のベント管のオリフィス下流部で著しい減肉が起きていることを公表	蒸気および非凝縮性ガス（水素・酸素・放射性希ガスなど）中に混入した凝縮水のジェット流が原因のエロージョンによる減肉。炭素鋼から低合金鋼、さらにステンレス鋼へと材質変更したが減肉はすすんでいる。オリフィスの形状変更を検討中
9月25日	関西電力	大飯1号炉	低圧第4給水加熱器ドレン管レデューサ部の減肉	炭素鋼配管　内圧のみによる評価を行っていた。測定に基づく評価の結果、"余寿命"が0.3年であることがわかったため、配管を交換
10月8日	関西電力	大飯4号炉	主給水ポンプブースタポンプ吐出管の減肉	炭素鋼配管　B主給水ポンプブースターポンプ吐出管エルボ部が"最小必要肉厚"を下回る厚さまで減肉しているのがわかったため、配管を交換
10月12日	東京電力	福島第一5号炉	第4給水加熱器ベント管のオリフィス下流エルボ部の減肉	炭素鋼配管　凝縮水によるエロージョン・コロージョン。"余寿命"が1年未満で、"最小必要肉厚"を下回って減肉がすすんでいる可能性がありながら運転を継続していることを保安院に指摘され、配管を交換
10月15日	日本原子力発電	敦賀2号炉	A低圧給水加熱器ドレンタンク常用水位制御弁下流側配管から漏えい	炭素鋼配管　A低圧給水加熱器ドレンタンク常用水位制御弁下流側配管レデューサ部に長さ1mm、幅1mmの貫通孔発見。さらに両下流側レデューサ部とB系の同じ箇所に"最小必要肉厚"を下回る厚さまで減肉がすすんでいる箇所があることを発見。C系でも"最小必要肉厚"まで減肉がすすんでいる箇所を発見
10月25日	関西電力	美浜1号炉	タービン駆動補助給水系の [illegible] 側配管などで肉厚不足	炭素鋼配管　タービン駆動補助給水系の [illegible] 側配管および [illegible] 配管、さらにA補助給水 [illegible] 側配管で、基準を下回る肉厚不足を確認。ただし加工時の切削によるもの
10月25日	関西電力	高浜4号炉	第4低圧給水加熱器入口管エルボ部など減肉により交換したことを公表	炭素鋼配管　C低圧第4給水加熱器入口管エルボ部（"余寿命0.4年"）、A低圧第2給水加熱器抽気入口管エルボ部（"余寿命1.0年"）、C低圧第2給水加熱器抽気入口管エルボ部（"余寿命0.5年"）で減肉がすすんでいたため配管を交換
11月30日	関西電力	美浜3号炉	B系主給水ポンプブースタポンプ吐出管、A系主給水ポンプ吐出管、湿分分離加熱器ドレン管、復水脱塩装置主復水管の減肉	炭素鋼配管　B系主給水ポンプブースタポンプ吐出管は"最小必要肉厚"を下回っていたため、減肉がすすんでいる他の管（"余寿命"が0.3〜4.0年）とともに交換。給水ポンプミニマムフロー管オリフィス下流部12箇所についても減肉が確認されたが継続使用
12月9日	東京電力	福島第一4号炉	タービン駆動原子炉給水ポンプ駆動用蒸気ドレンラインのエルボ部から放射能を含んだ水が漏えいしているのが見つかったため原子炉手動停止	低合金鋼　蒸気および非凝縮性ガス（水素・酸素・放射性希ガスなど）中に混入した凝縮水のジェット流が原因のエロージョンによる減肉。水位調整弁からの漏えい。および、タービン駆動原子炉給水ポンプ駆動用蒸気ドレンラインのエルボ部に直径7mmと11mmの2つの貫通孔を発見。類似配管でも著しい減肉確認
12月10日	中国電力	島根2号炉	A系およびB系・原子炉給水ポンプ駆動用タービン抽気蒸気排気配管のオリフィス下流のエルボ部に貫通孔発見	低合金鋼　蒸気および非凝縮性ガス（水素・酸素・放射性希ガスなど）中に混入した凝縮水のジェット流が原因のエロージョンによる減肉。A系およびB系・原子炉給水ポンプ駆動用タービン抽気蒸気排気配管のオリフィス下流のエルボ部にそれぞれ、直径2mmと直径10mmの貫通孔発見。配管を交換
12月21日	中部電力	浜岡4号炉	低圧第1給水加熱器ベント管オリフィス下流部の減肉	低合金鋼　蒸気および非凝縮性ガス（水素・酸素・放射性希ガスなど）中に混入した凝縮水のジェット流が原因のエロージョンによる減肉。"余寿命"が少なくなってきていることが確認されたため、低圧第1給水加熱器ベント管のオリフィス下流のエルボ部をA・B・C 3系統とも交換
2005年				
1月13日	東京電力	福島第二1号炉	復水器から [illegible] につながる配管の減肉	復水器から [illegible] につながる配管のオリフィス下流部で"最小必要肉厚"を下回る厚さまで減肉がすすんでいた
2月4日	東京電力	柏崎刈羽1号炉	主蒸気管リード管ドレン配管エルボ部付近から放射能を含んだ水が漏えいしているのが見つかったため原子炉手動停止	低合金鋼　蒸気および非凝縮性ガス（水素・酸素・放射性希ガスなど）中に混入した凝縮水のジェット流が原因のエロージョンによる減肉。主蒸気管リード管ドレン配管（タービン蒸気加減弁から復水器につながる小配管）のエルボ部直下流の溶接部に2つの貫通孔発見。継続時のソケット式エルボの溶接部であったため肉厚点検が行われていなかった
2月15日	中部電力	浜岡3号炉	原子炉給水ポンプ駆動タービングランド蒸気排気管エルボ部で貫通孔発見	5mmと2mmの貫通孔発見。[illegible] の箇所にも減肉確認

（各電力会社のプレスリリースなどをもとに原子力資料情報室作成）

当然のことですが、部品を交換してもシステム全体としての原発が活きかえるわけではありません。かえってバランスをくずし、思わぬ事故を招きかねません。

その他、たとえば圧力容器(原子炉容器)の寿命についてはどう考えているのでしょうか。圧力容器(原子炉容器)は、運転時間の経過とともに中性子の照射によって脆化がすすんでいくことが知られています。しかし、中性子の照射線量による材料劣化を予測する技術が不十分で安全性を保証しているとはとてもいえません。30年を超えて原発の運転を続けるとなると、圧力容器(原子炉容器)のモニタリングのためのサンプルが不足することが明らかであるにもかかわらず、その対応策(サンプル再生技術など)がまったく未完成のままです。

そのほか、各種の制御系統のケーブル類のシールドが、劣化に伴い絶縁機能の低下を起こす可能性がありますが、それらを交換するというのは不可能でしょう。

このように、技術的な安全上の問題に限っても「報告書」の内容では不十分です。今の時点で未完成だが将来的な技術開発が望めることを根拠に「60年間の健全性の確保は可能」というのでは楽観的に過ぎ、そのまま受け入れるわけにはいきません。

その後、この「報告書」の示す方向で、運転開始から30年になろうとする原発の老朽化対策について、より詳しく技術的な検討を行なった結果が、「高経年化対策に関する報告書」として公表されています。1999年2月に敦賀1号炉・美浜1号炉・福島第一1号炉についての報告書が出されたのに続いて、2004年3月までにあわせて9基の原発についてのものが出ています。

10センチ幅のファイルにとじ込まれた書類が、それぞれの原発ごとに4~5冊という大部な報告書なのですが、東京電力のトラブル隠しで明らかになった事故・故障の存在や、美浜3号配管破裂事故で発覚した点検の未実施などという問題は考慮されていませんから、報告書を撤回して、もう一度根本からやり直す必要があるでしょう。

§1.13 "維持基準"とは

2002年12月11日に、電気事業法と原子炉等規制法が一部"改正"されました。

これまで「自主点検」としていた電力会社が行なっていた定期検査以外の点検を「定期事業者検査」として、内容の報告、記録の保存を義務づけて位置づけ直したのが、まず第一の点です。原発の機器の点検・検査によって欠陥が見つかったときには、欠陥の形状・性状・大きさを特定して、「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令」をみたすかどうかを判断し、その機器の使用の可否を判断することを求めているのが第二の点です。その方法・基準として原子力安全・保安院が指定している代表的なものが、日本機械学会が米国機械学会の ASME Boiler and Pressure Vessel Code Section XI を元にまとめ直した民間の工業用規格である『発電用原子力設備規格　維持規格』です。この『維持規格』のことを国の規制機関や電力会社は、原発を動かすために維持しなければならない必要最低限の構造強度の基準を定めたもの、という意味で"維持基準"といっています。

電気事業法やそれにもとづく省令(電気事業法第55条第3項、電気事業法施行規則第94条4の2、発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令第9条の二、第11条の二)で対象物や規制の要求

事項を定め、検査の内容や具体的な検査項目や頻度は、日本機械学会や日本電気協会などの民間規格に書かれたものを採用する、というしくみです。民間規格を規制の基準として採用する際に、一通りの技術的な評価を行なうことになっています。なにか新しい事故や事態が生じるたびに、民間規格の内容を次々と変更できることを売りにしていますが、策定作業が公開されているとはいえ策定にかかわるのはほとんどが原子力産業の関係者ですから、都合のいいように次々と変更するのは簡単なことです。

この法律の"改正"は2003年10月1日から施行されています。

当初、定期事業者検査(および"維持基準")の対象となる設備・機器は、「第一種機器に属する容器及び管(フランジその他の接合部及びシール部並びに蒸気発生器伝熱管を除く)並びに炉心支持構造物(炉心シュラウド及びシュラウドサポートリングに限る)」であると書かれている通りでした(電気事業法施行規則第94条4の2)。第一種機器というのは、一次冷却材圧力バウンダリを構成する機器で、およその範囲を図1.28で示しました。

美浜3号炉で復水配管破裂事故が起きたあと、2004年12月28日に保安院は、主蒸気配管・主復水配管・主給水配管などの蒸気タービンにかかわる配管も定期事業者検査の対象とすることにし、2005年2月18日にはより具体的に配管の減肉管理の方法についての通達を出しました。これは、保安院の要請をうけ策定作業をすすめている日本機械学会の「発電用設備規格　配管減肉管理に関する規格」を先取りしたものです。配管がみたすべき最低限の構造強度としての最小必要肉厚の考え方および決め方、配管の減肉率がある一定の期間変わらないかのような考えのもとに減肉率を決める方法など、安全上不十分だと考えられる問題がいくつもあります。

ひび割れや疲労の蓄積など、かなりの程度の欠陥が存在して、かつ、それが顕在化していても、そのまま補修なしで原発の運転を継続してもよい、というのが"維持基準"の内容の本質的な問題点です。

【補1】その後、表面の付着物を取り除いて調べた結果ひび割れではないことを確認した、と東京電力は発表しました(2005年4月6日)。

【補2】生じ難いとされていたが、ビュルガーセン原発でも1994年にひび割れが見つかっている。

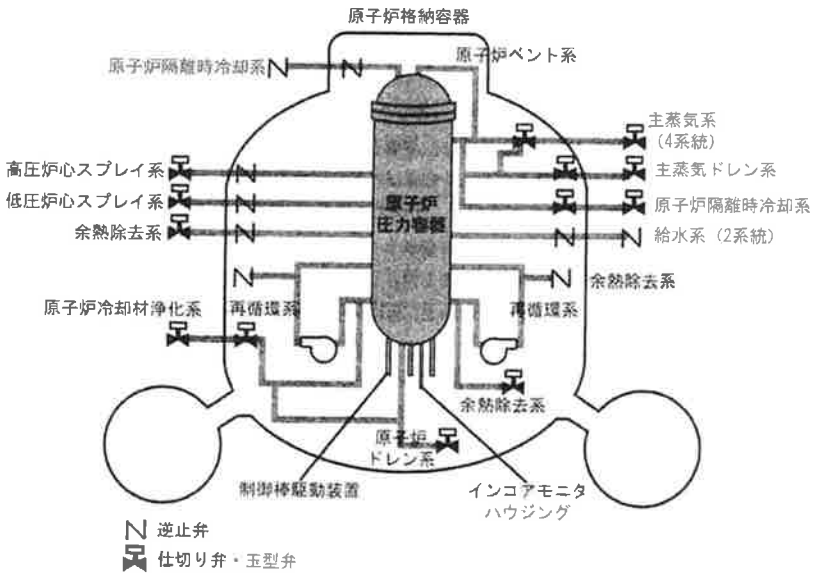


図 1.28　BWR の圧力バウンダリの範囲

表 1.29　原発の経年数とおもな大工事

原子炉	事業者	出力[万kW]	炉型	運転開始年月日	経年数	おもな大工事
敦賀1号	日本原電	35.7	B	1970年03月14日	35	シュラウド交換(99)
美浜1号	関西電力	34	P	1970年11月28日	35	蒸気発生器交換(94)，上ぶた交換(01)
福島第一1号	東京電力	46	B	1971年03月26日	34	シュラウド交換(00)
美浜2号	関西電力	50	P	1972年07月25日	34	蒸気発生器交換(93)，上ぶた交換(99)
島根1号	中国電力	46	B	1974年03月29日	31	シュラウド交換(00)
福島第一2号	東京電力	78.4	B	1974年07月18日	31	シュラウド交換(98)
高浜1号	関西電力	82.6	P	1974年11月14日	31	蒸気発生器交換(96)，上ぶた交換(96)
玄海1号	九州電力	55.9	P	1975年10月15日	30	蒸気発生器交換(94)，上ぶた交換(01)
高浜2号	関西電力	82.6	P	1975年11月14日	30	蒸気発生器交換(94)，上ぶた交換(97)
浜岡1号	中部電力	54	B	1976年03月17日	29	シュラウド交換(07予定)
福島第一3号	東京電力	78.4	B	1976年03月27日	29	シュラウド交換(97)
美浜3号	関西電力	82.6	P	1976年12月01日	29	蒸気発生器交換(96)，上ぶた交換(96)
伊方1号	四国電力	56.6	P	1977年09月30日	28	蒸気発生器交換(98)，上ぶた交換(00)
福島第一5号	東京電力	78.4	B	1978年04月18日	27	シュラウド交換(99)
福島第一4号	東京電力	78.4	B	1978年10月12日	27	
東海第二	日本原電	110	B	1978年11月28日	27	
浜岡2号	中部電力	84	B	1978年11月29日	27	シュラウド交換(06予定)
大飯1号	関西電力	117.5	P	1979年03月27日	26	蒸気発生器交換(94)，上ぶた交換(00)
福島第一6号	東京電力	110	B	1979年10月24日	26	
大飯2号	関西電力	117.5	P	1979年12月05日	26	蒸気発生器交換(97)，上ぶた交換(98)
玄海2号	九州電力	55.9	P	1981年03月30日	24	蒸気発生器交換(01)，上ぶた交換(01)
伊方2号	四国電力	56.6	P	1982年03月19日	23	蒸気発生器交換(01)，上ぶた交換(01)
福島第二1号	東京電力	110	B	1982年04月20日	23	
福島第二2号	東京電力	110	B	1984年02月03日	21	
女川1号	東北電力	52.4	B	1984年06月01日	21	
川内1号	九州電力	89	P	1984年07月04日	21	蒸気発生器交換(08予定)，上ぶた交換(08予定)
高浜3号	関西電力	87	P	1985年01月17日	20	上ぶた交換(07予定)
高浜4号	関西電力	87	P	1985年06月05日	20	上ぶた交換(07予定)
福島第二3号	東京電力	110	B	1985年06月21日	20	
柏崎刈羽1号	東京電力	110	B	1985年09月18日	20	
川内2号	九州電力	89	P	1985年11月28日	20	上ぶた交換(08予定)
敦賀2号	日本原電	116	P	1987年02月17日	18	上ぶた交換(07予定)
福島第二4号	東京電力	110	B	1987年08月25日	18	
浜岡3号	中部電力	110	B	1987年08月28日	18	
島根2号	中国電力	82	B	1989年02月10日	16	
泊1号	北海道電力	57.9	P	1989年06月22日	16	
柏崎刈羽5号	東京電力	110	B	1990年04月10日	15	
柏崎刈羽2号	東京電力	110	B	1990年09月28日	15	
泊2号	北海道電力	57.9	P	1991年04月12日	14	
大飯3号	関西電力	118	P	1991年12月18日	14	上ぶた交換(06予定)
大飯4号	関西電力	118	P	1993年02月02日	12	上ぶた交換(07予定)
志賀1号	北陸電力	54	B	1993年07月30日	12	
柏崎刈羽3号	東京電力	110	B	1993年08月11日	12	
浜岡4号	中部電力	113.7	B	1993年09月03日	12	
玄海3号	九州電力	118	P	1994年03月18日	11	
柏崎刈羽4号	東京電力	110	B	1994年08月11日	11	
伊方3号	四国電力	89	P	1994年12月15日	11	
女川2号	東北電力	82.5	B	1995年07月28日	10	
柏崎刈羽6号	東京電力	135.6	AB	1996年11月07日	9	
柏崎刈羽7号	東京電力	135.6	AB	1997年07月02日	8	
玄海4号	九州電力	118	P	1997年07月25日	8	
女川3号	東北電力	82.5	B	2002年01月30日	3	
浜岡5号	中部電力	138	AB	2005年01月18日	0	