

POLITECNICO DI MILANO

SCUOLA DI INGEGNERIA DEI PROCESSI INDUSTRIALI
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Nucleare



GLI STRESS TESTS EUROPEI

Relatore: Prof. Marco Enrico RICOTTI

Tesi di Laurea di:
Giacomo Filetti
Matricola 755352

Anno Accademico 2011/2012

SOMMARIO

ABSTRACT

1	INTRODUZIONE	1
1.1	IL MANDATO DEL CONSIGLIO EUROPEO E DI ENSREG.....	1
1.2	STRUTTURAZIONE ED OBIETTIVI DEGLI STRESS TESTS	1
1.3	IL PROCESSO DI <i>PEER REVIEW</i> ED I SUOI RISULTATI	2
2	SPECIFICHE TECNICHE.....	5
2.1	REQUISITI GENERALI	5
2.2	IPOSTESI DA ADOTTARE	6
2.3	INFORMAZIONI DA INCLUDERE	6
2.4	REQUISITI SPECIFICI PER OGNI CATEGORIA	7
2.4.1	<i>SPECIFICHE RELATIVE AI TERREMOTI.....</i>	<i>7</i>
2.4.2	<i>SPECIFICHE RELATIVE ALLE INONDAZIONI.....</i>	<i>9</i>
2.4.3	<i>SPECIFICHE RELATIVE A LOOP, SBO ED UHS</i>	<i>10</i>
2.4.4	<i>SPECIFICHE RELATIVE ALLA GESTIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI.....</i>	<i>12</i>
3	IL CASO FRANCESE.....	15
3.1	PANORAMICA REATTORI	15
3.2	CONSIDERAZIONI RELATIVE AI TERREMOTI	17
3.2.1	<i>VALORI DI PROGETTO</i>	<i>17</i>
3.2.2	<i>ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB.....</i>	<i>18</i>
3.2.3	<i>PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI.....</i>	<i>18</i>

3.3	CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLE INONDAZIONI	19
3.3.1	VALORI DI PROGETTO.....	19
3.3.2	ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB	21
3.3.3	PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI	21
3.4	CONSIDERAZIONI RELATIVE A CONDIZIONI CLIMATICHE ESTREME.....	22
3.5	CONSIDERAZIONI RELATIVE A LOOP, SBO ED UHS.....	22
3.5.1	VALORI DI PROGETTO.....	22
3.5.2	ROBUSTEZZA E VALUTAZIONE DEI MARGINI.....	26
3.5.3	PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI	26
3.6	CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLA GESTIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI (SAM).....	28
3.6.1	ORGANIZZAZIONE IN CASO DI INCIDENTI GRAVI.....	29
3.6.2	MISURE ADOTTATE	29
3.6.3	MIGLIORAMENTI POSSIBILI	30
3.7	LE PARTICOLARITÀ DELL'EPR	31
4	IL CASO TEDESCO.....	34
4.1	PANORAMICA REATTORI	35
4.2	CONSIDERAZIONI RELATIVE AI TERREMOTI	41
4.2.1	VALORI DI PROGETTO.....	41
4.2.2	ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB	42
4.2.3	PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI	42
4.3	CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLE INONDAZIONI	43

4.3.1	VALORI DI PROGETTO	43
4.3.2	ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB.....	43
4.3.3	MIGLIORAMENTI POSSIBILI.....	44
4.4	CONSIDERAZIONI RELATIVE A CONDIZIONI CLIMATICHE ESTREME	44
4.5	CONSIDERAZIONI RELATIVE A LOOP, SBO ED UHS.	44
4.5.1	VALORI DI PROGETTO	44
4.5.2	PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI.....	47
4.6	CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLA GESTIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI (SAM)	47
4.6.1	ORGANIZZAZIONE IN CASO DI INCIDENTI GRAVI.....	48
4.6.2	MISURE ADOTTATE.....	48
4.6.3	MIGLIORAMENTI POSSIBILI.....	49
5	IL CASO SVIZZERO.....	51
5.1	PANORAMICA REATTORI	52
5.2	CONSIDERAZIONI RELATIVE AI TERREMOTI	53
5.2.1	VALORI DI PROGETTO	53
5.2.2	ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB.....	54
5.2.3	PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI.....	55
5.3	CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLE INONDAZIONI	55
5.3.1	VALORI DI PROGETTO	55
5.3.2	ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB.....	56
5.3.3	PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI.....	56

5.4	CONSIDERAZIONI RELATIVE A CONDIZIONI CLIMATICHE ESTREME.....	57
5.5	CONSIDERAZIONI RELATIVE A <i>LOOP, SBO</i> ED <i>UHS</i>	58
5.5.1	<i>VALORI DI PROGETTO</i>	58
5.5.2	<i>PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI</i>	60
5.6	CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLA GESTIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI (SAM).....	61
5.6.1	<i>ORGANIZZAZIONE IN CASO DI INCIDENTI GRAVI</i>	61
5.6.2	<i>MISURE ADOTTATE</i>	62
5.6.3	<i>MIGLIORAMENTI POSSIBILI</i>	63
6	IL CASO SPAGNOLO	64
6.1	PANORAMICA REATTORI	64
6.2	CONSIDERAZIONI RELATIVE AI TERREMOTI	65
6.2.1	<i>VALORI DI PROGETTO</i>	65
6.2.2	<i>ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB</i>	66
6.2.3	<i>PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI</i>	67
6.3	CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLE INONDAZIONI	67
6.3.1	<i>VALORI DI PROGETTO</i>	67
6.3.2	<i>PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI</i>	67
6.4	CONSIDERAZIONI RELATIVE A CONDIZIONI CLIMATICHE ESTREME.....	68
6.5	CONSIDERAZIONI RELATIVE A <i>LOOP, SBO</i> ED <i>UHS</i>	68
6.5.1	<i>VALORI DI PROGETTO</i>	68
6.5.2	<i>PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI</i>	70

6.6	CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLA GESTIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI (SAM)	71
6.6.1	<i>ORGANIZZAZIONE IN CASO DI INCIDENTI GRAVI</i>	71
6.6.2	<i>MISURE ADOTTATE</i>	72
6.6.3	<i>MIGLIORAMENTI POSSIBILI</i>	72
7	LA REVISIONE CRITICA DI GREENPEACE	74
7.1	CONSIDERAZIONI GENERALI	74
7.2	CONSIDERAZIONI GENERALI SUI VALORI DI PROGETTO	75
7.2.1	<i>TERREMOTI</i>	75
7.2.2	<i>INONDAZIONI e CONDIZIONI CLIMATICHE ESTREME</i>	75
7.2.3	<i>ETÀ DEGLI IMPIANTI</i>	76
7.3	GLI OBIETTIVI DI SICUREZZA PER I NUOVI REATTORI	76
7.4	ANALISI PAESE PER PAESE	78
7.4.1	<i>FRANCIA</i>	78
7.4.2	<i>GERMANIA</i>	80
7.4.3	<i>SVIZZERA</i>	80
7.4.4	<i>SPAGNA</i>	81
8	LA CENTRALE DI ASCÒ	82
8.1	I SISTEMI DI SICUREZZA	82
8.2	PERDITA DELLE FUNZIONI DI SICUREZZA	84
8.3	GESTIONE DEGLI SCENARI INCIDENTALI GRAVI	85
9	LE CONCLUSIONI DI ENSREG E DEL WENRA	87

9.1	RISPETTO DELLE SPECIFICHE RICHIESTE.....	87
9.2	MIGLIORAMENTI DA APPORTARE	88
9.3	GIUDIZIO SUL LAVORO SVOLTO.....	89
9.4	CONCLUSIONI DEL WENRA RIGUARDO L'INCIDENTE DI FUKUSHIMA.....	90
9.5	ULTERIORI MISURE DA IMPLEMENTARE: FOLLOW-UP	91
10	CONCLUSIONI	92
10.1	CONFRONTO FRA I PAESI ANALIZZATI	92
10.1.1	<i>CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLA ROBUSTEZZA DEGLI IMPIANTI RISPETTO AGLI SCENARI INCIDENTALI.....</i>	<i>93</i>
10.2	GIUDIZIO CRITICO SUL LAVORO SVOLTO	98
10.3	POSSIBILI SVILUPPI FUTURI.....	100
11	ELENCO DEGLI ACRONIMI	102
12	BIBLIOGRAFIA.....	103

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1: Posizione, tipologia e numero dei reattori presenti in territorio francese.	16
Figura 2: Filtered Containment Venting System	33
Figura 3: Collocazione e tipologia dei reattori tedeschi sottoposti a stress tests	36
Figura 4: Schema dell'impianto PWR di Emsland e di alcuni sistemi di sicurezza.....	37
Figura 5: Schema dell'impianto BWR di Gundremmingen	39
Figura 6: Layout impianto BWR di Krümmel	40
Figura 7 : Gli impianti nucleari in svizzera.....	53
Figura 8 Centrali nucleari spagnole	65
Figura 9: Ricombinatori di idrogeno (PARs).....	73

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 Sistemi per la rimozione del calore.....	25
Tabella 2 Funzioni di sicurezza svolte dalle <i>safety train</i>	52

ABSTRACT

Gli *stress tests* consistono in un processo di revisione straordinaria delle centrali nucleari europee, commissionato dall'Unione Europea a seguito dell'incidente di Fukushima. L'obiettivo di questo lavoro è stato stabilire il grado di sicurezza e la robustezza di un impianto nucleare nei confronti di situazioni incidentali derivanti da eventi naturali catastrofici. Per questo motivo sono stati considerati diversi fenomeni naturali quali terremoti, inondazioni e condizioni climatiche estreme ma anche quegli scenari incidentali che sono in grado di limitare le funzioni di sicurezza, quali l'interruzione nell'approvvigionamento di energia elettrica (LOOP), la perdita della capacità di generazione (SBO) ed il guasto dei sistemi adibiti all'asportazione della potenza termica dal nocciolo (UHS). Inoltre è stata analizzata la capacità di affrontare scenari incidentali gravi con l'utilizzo di opportune misure mitigative (SAM).

Questa tesi si propone di analizzare in maniera critica il lavoro svolto dai singoli paesi e dalla Commissione Europea. Inizialmente verrà effettuata una breve introduzione teorica e saranno introdotte le richieste sulle quali si sono basate i lavori. Successivamente verranno presentate nel dettaglio le analisi effettuate dalle rispettive autorità nazionali per i reattori francesi, spagnoli, svizzeri e tedeschi; infine si procederà ad un confronto critico, sottolineando punti di forza e di debolezza emersi.

Tra i 17 paesi che hanno partecipato agli *stress tests* si è scelto di analizzare la Francia per l'elevato parco nucleare tutto di tecnologia francese, la Germania per la volontà di abbandonare l'opzione nucleare perché ritenuta poco sicura, la Spagna perché possiede reattori di tecnologia americana che hanno come normative di riferimento quelle USA ed infine la Svizzera come esempio di paese extra UE.

Gli aspetti positivi emersi dalle analisi effettuate sono la robustezza degli impianti alle condizioni di progetto ed il processo di revisioni periodiche degli standard di sicurezza, che viene effettuato dalle autorità di sicurezza nazionali, per ogni singolo impianto, ogni 10 anni. Tuttavia sono emerse molte negligenze ed errori nella valutazione dei margini di sicurezza e nel sottovalutare alcuni scenari incidentali. Il principale elemento di debolezza che viene messo in luce è la scarsità di misure, passive e non, in grado di garantire la messa in sicurezza degli impianti in qualunque condizione. Un aspetto critico che richiederà opportune analisi, è il non aver considerato quelle condizioni che potrebbero limitare l'effettiva implementazione di alcune misure d'emergenza come, ad esempio, l'avanzata età dei sistemi e delle strumentazioni.

Per tutti i reattori presi in considerazione, anche per i recenti EPR, si è rivelata necessaria l'implementazione di ulteriori misure, per assicurarne la *safety* in qualsiasi situazione incidentale. I provvedimenti più significativi riguardano la dotazione di sistemi per garantire l'integrità del contenitore, quali ricombinatori di idrogeno (PAR) e *filtered containment venting system* (FCVS), e l'adozione di ulteriori strumentazioni mobili, quali generatori d'emergenza, pompe mobili e apparecchiature di rilevamento, necessari a garantire le tre funzioni di sicurezza fondamentali in caso di incidenti gravi (rimozione della potenza residua, mantenimento dell'integrità del contenitore, prevenzione o mitigazione di un eventuale rilascio di sostanze radioattive). È inoltre prevista la creazione di un centro d'emergenza nazionale che sia in grado di fornire supporto sia tecnico sia di gestione, nel caso in cui si verificano particolari emergenze. Questi centri saranno dotati di tutti i sistemi e le strumentazioni necessarie per affrontare scenari incidentali gravi. Le misure che verranno intraprese dai singoli paesi verranno dettagliate negli *action plans* nazionali, la pubblicazione dei quali è prevista per fine 2012. Le prime valutazioni economiche prevedono investimenti di milioni di euro per ciascun impianto.

Il lavoro degli *stress tests* ha sottolineato l'importanza di rivedere gli standard di sicurezza di riferimento per tutti gli impianti attraverso un cambiamento dei *Reference Levels* del WENRA. Un possibile sviluppo futuro sarà l'adozione di criteri minimi di sicurezza, condivisi da ogni paese, da adottare in ciascun impianto europeo.

1 INTRODUZIONE

1.1 IL MANDATO DEL CONSIGLIO EUROPEO E DI ENSREG

L'incidente che è avvenuto alla centrale nucleare di Fukushima Dai-ichi in Giappone, a seguito di un terremoto e di uno tsunami in data 11 Marzo 2011, ha accresciuto l'attenzione sul problema della sicurezza del nucleare in ogni parte del mondo.

La commissione europea in collaborazione con ENSREG, l'unione dei regolatori per la sicurezza nucleare nazionale, ha intrapreso un processo per valutare la sicurezza degli impianti nucleari presenti in Europa, del quale gli *stress tests* fanno parte. E' doveroso sottolineare che questa è la prima volta che viene svolto un lavoro di revisione che consideri gli oltre 140 reattori in esercizio nei vari paesi dell'Unione Europea.

Le specifiche tecniche preliminari inerenti agli *stress tests* sono state delineate dall'associazione dei regolatori europei (WENRA) ed approvate sia da ENSREG sia dalla Commissione Europea nel maggio 2011.

Tutti gli enti regolatori hanno concordato che il lavoro degli *stress tests* doveva essere portato avanti su due strade parallele: una riguardante la sicurezza nel senso di *safety*, ovvero un'analisi sulla capacità degli impianti nucleari di resistere alle conseguenze di determinati eventi esterni non voluti, un'altra riguardante la sicurezza in senso di *security*, ovvero sulla capacità dei suddetti impianti di resistere ad incidenti volontari, quale ad esempio un attacco terroristico. E' stato necessario effettuare questa distinzione perché, oltre che per una ragione di approccio da adottare per l'analisi del rischio, la *security* tocca legislazioni di politica interna ed è stata quindi analizzata da un gruppo di esperti ad hoc. La *security* non fa parte del lavoro svolto negli *stress tests*.

1.2 STRUTTURAZIONE ED OBIETTIVI DEGLI STRESS TESTS

ENSREG ha definito gli *stress tests* come una rivalutazione dei margini di sicurezza delle centrali nucleari alla luce dell'incidente avvenuto a Fukushima: una concatenazione di eventi naturali catastrofici in grado di mettere alla prova le funzioni di sicurezza di un impianto, dando origine ad incidenti gravi. Il principale obiettivo degli *stress tests* è quindi garantire la sicurezza e la robustezza di un impianto nucleare nei confronti di una situazione incidentale simile.

Per fare ciò è stato necessario effettuare valutazioni, in materia di sicurezza, che vadano oltre le considerazioni adottate in fase di progetto, di licenza e di revisione periodica, esaminando le cosiddette situazioni BDB (Beyond Design Basis) .

Gli *stress tests*, portati avanti su base volontaria, si sono articolati in tre fasi:

1. lavoro degli operatori, durante il periodo giugno-ottobre 2011
2. revisione da parte delle autorità nazionali entro la fine del 2011
3. "peer review" Europeo tra gennaio ed aprile 2012

La prima fase ha richiesto, da parte dei gestori degli impianti, l'implementazione di un metodo e di proposte per migliorare la sicurezza, seguendo le specifiche proposte da ENSREG, riguardanti tre tematiche:

- Eventi iniziali: terremoti, inondazioni e condizioni ambientali estreme
- Perdita dei sistemi di sicurezza: considerazioni riguardanti la perdita di potenza elettrica (LOOP e SBO) e degli scambiatori di calore (UHS)
- Gestione degli incidenti gravi (SAM)

Il secondo passo ha visto gli enti regolatori nazionali impegnati nello stilare un rapporto indipendente dai giudizi e dalle considerazioni degli operatori. L'ultimo punto è stato un processo di revisione e validazione scientifica dei lavori svolti, ad opera di un team nominato da ENSREG e dalla Commissione Europea.

1.3 IL PROCESSO DI PEER REVIEW ED I SUOI RISULTATI

Per *peer review* si intende letteralmente un processo di valutazione tra pari, che porti ad una validazione scientifica di un generico lavoro svolto. Si è voluto utilizzare questo metodo per creare un consenso comune ed un' approvazione Europea del lavoro svolto dai singoli enti regolatori.

L'obbiettivo del processo di *peer review* è stato verificare che gli *stress tests* siano stati portati avanti secondo le specifiche concordate, che non siano stati trascurati alcuni aspetti o problematiche ed infine identificare punti di forza, debolezza e proposte per incrementare la robustezza degli impianti, alla luce delle considerazioni preliminari dell'incidente di Fukushima (*lesson learned*).

Tutti i 15 paesi dell'Unione Europea dotati di impianti nucleari, con in aggiunta Svizzera ed Ucraina, sono stati sottoposti a questo processo, il quale è stato gestito da una commissione composta da sette regolatori dei paesi dell'Unione e da un funzionario della Commissione Europea. In totale più di 70 revisori da 24 paesi dell'Unione hanno preso parte al processo di revisione scientifica dei lavori svolti; erano inoltre presenti osservatori di paesi non europei (Canada, USA, Giappone, Croazia ed UAE) e membri dell'IAEA.

Ogni revisore ha avuto accesso a tutti i report nazionali con la possibilità di porre domande ai regolatori nazionali, dando origine ad oltre 2000 domande. Gli esperti sono stati suddivisi in 3 team, uno per ogni argomento principale, composti da 23 revisori ciascuno. Si sono tenute numerose discussioni sui risultati e sulle correzioni da attuare all'interno e tra i diversi team, fino ad arrivare ad un consenso comune. Successivamente i risultati sono stati raggruppati paese per paese per stilare un rapporto definitivo della situazione di ogni singola nazione.

Ciascuno dei paesi sottoposti a revisione ha ricevuto visite, dai tre ai quattro giorni circa, da parte di una squadra di 8 revisori, per verificare la corretta stesura dei rapporti e per alcuni chiarimenti importanti. E' stato visitato un impianto scelto dai revisori, per ciascun paese.

I report finali sono stati completati con considerazioni ed informazioni aggiuntive emerse a seguito di queste visite. I regolatori nazionali hanno avuto la possibilità di criticare e fare considerazioni aggiuntive ma la decisione finale e la stesura dei report nazionali è stata ad opera dei team di revisori, scelti dalla Commissione Europea.

Un aspetto da sottolineare è stata la trasparenza dei risultati finali e dei report nazionali, che sono pubblici e disponibili in lingua inglese e nelle lingue nazionali sul sito internet di ENSREG.

A seguito del *peer review* si è riconosciuto che tutti i paesi hanno fatto uno sforzo significativo per migliorare la sicurezza dei loro impianti, con differenti misure e gradi di implementazione. Nonostante le differenze negli approcci utilizzati e nel grado di implementazione adottato, è stata riscontrata una visione comune per colmare le debolezze ed aumentare la robustezza degli impianti.

Il primo risultato degli *stress tests* è stata l'immediata implementazione di misure significative, nell'ottica della sicurezza. Queste misure prevedono l'adozione di ulteriori strumentazioni mobili e l'irrobustimento di quelle fisse (*hardened core*) per prevenire o

mitigare gli incidenti gravi, miglioramenti nella gestione degli stessi insieme ad un addestramento del personale più efficace. In molti casi sono state adottate modifiche sostanziali da attuare nell'immediato futuro.

Sono state identificate quattro aree di miglioramento da estendere come criteri generali per tutti gli impianti dell' Unione Europea:

- Direttive europee sulla determinazione del rischio e dei margini di sicurezza relativi ad eventi naturali
- PSR, ovvero revisioni periodiche relative alla sicurezza
- Integrità del contenitore
- Prevenzione degli incidenti derivanti da pericoli naturali e limitazione delle conseguenze

La commissione incaricata di svolgere il processo di *peer review*, ha riconosciuto che la piena comprensione di quello che è accaduto a Fukushima sarà un processo che richiederà parecchi anni, probabilmente una decina, prima di essere portato a termine. Questo lavoro ha dimostrato il beneficio di condividere tra i vari interlocutori, cioè i regolatori nazionali, i risultati, le scoperte e le idee per rafforzare gli impianti già costruiti e migliorare la progettazione di quelli futuri.

Nell'ottica di migliorare continuamente il grado di sicurezza degli impianti, la commissione ha decretato che uno degli obiettivi futuri di questo processo di revisione sarà la stesura di misure successive (*follow-up*) che dovranno essere studiate ed adottate, basandosi su quelle già prese in considerazione a seguito degli *stress tests*.

Un risultato importante dell'interazione con il pubblico è stata la forte domanda di un iniziativa comune, a livello Europeo, di un pronto intervento in caso di emergenze *off-site*. E' importante sottolineare che questo argomento sarà uno dei possibili follow-up da sviluppare, in quanto non previsto dal mandato degli *stress tests*.

In ultima istanza è doveroso ricordare che un tale processo di revisione non potrà essere ripetuto frequentemente, dal momento che è stato uno sforzo notevole per tutti gli stati membri dell'Unione. Nonostante ciò, gli *stress tests* sono stati accolti molto favorevolmente da tutti i paesi partecipanti e ci si aspetta che questo lavoro accresca, in modo significativo, il livello di sicurezza degli impianti presenti in territorio europeo.

2 SPECIFICHE TECNICHE

2.1 REQUISITI GENERALI

Le analisi di sicurezza esistenti per gli impianti nucleari Europei coprono una grande varietà di situazioni. L'obiettivo delle specifiche tecniche è quello di individuare quegli eventi che si sono verificati a Fukushima, incluse le combinazioni di eventi iniziali o di guasti. ENSERG ha deciso di porre attenzione a questi tre argomenti:

- I. Eventi iniziali
 - Terremoti
 - Inondazioni
 - Condizioni climatiche pericolose
- II. Conseguenze dovute alla perdita delle funzioni di sicurezza
 - Perdita di potenza elettrica dalla rete esterna (LOOP)
 - Perdita della capacità di generazione di potenza elettrica in sito (SBO)
 - Perdita dello scambiatore di calore (UHS)
- III. Gestione degli scenari incidentali gravi
 - Provvedimenti per prevenire e gestire perdite del sistema di raffreddamento del nocciolo
 - Provvedimenti per prevenire e gestire perdite del sistema di raffreddamento della piscina di raffreddamento del combustibile (SFP)
 - Provvedimenti per prevenire e gestire una perdita di integrità del contenitore

ENSREG ha sottolineato il fatto che la gestione degli scenari incidentali dovrebbe focalizzarsi principalmente sui provvedimenti adottati dai gestori dell'impianto nucleare; tuttavia l'analisi può essere estesa anche alle eventuali procedure d'emergenza nazionale previste per mantenere in sicurezza l'impianto. La gestione delle emergenze da parte delle unità di soccorso, quali le forze di polizia, i pompieri o gli operatori sanitari, non è un tema da considerare nel lavoro degli *stress tests*, anche se è da ritenere di primaria importanza, come si è visto a Fukushima.

2.2 IPOTESI DA ADOTTARE

L'approccio da utilizzare dovrebbe essere quello deterministico: quando viene analizzato uno scenario, si deve utilizzare un metodo di tipo progressivo nel quale le misure protettive vengono superate in sequenza. Lo scenario considerato manda in stato di guasto le misure adottate e previste secondo il principio della difesa in profondità.

Le condizioni dell'impianto devono essere considerate nella peggiore situazione possibile, ovvero ai limiti di operabilità. Si devono analizzare tutte le situazioni operative. Per gli scenari di incidente grave devono essere presenti delle considerazioni sulle strumentazioni d'emergenza.

Bisogna ipotizzare che tutti i reattori e le piscine di stoccaggio del combustibile vengano colpite allo stesso istante da quel tipo di scenario incidentale e quindi considerare che l'evento iniziale si estenda alla totalità dell'impianto con la possibilità di dare origine a guasti multipli.

E' necessario specificare quali siano le misure da adottare sia quelle automatiche sia le procedure d'emergenza specifiche adottate dagli operatori ed anche qualunque provvedimento previsto per la prevenzione e la mitigazione degli incidenti.

2.3 INFORMAZIONI DA INCLUDERE

Per una migliore comprensione delle misure adottate, ENSERG ritiene necessario che vengano specificate nei report informazioni relative a:

- Provvedimenti presi in fase di progetto e conformità di ogni singolo impianto ai requisiti di progetto;
- Robustezza di ogni singolo impianto ad eventi BDB. Per questo motivo si deve valutare il livello robustezza dei sistemi di sicurezza principali, specificando i margini di progetto, le diversità, le ridondanze, le separazioni fisiche, ed altre misure adottate secondo il criterio di difesa in profondità.
- Qualunque proposta migliorativa atta ad aumentare il livello di difesa in profondità, modificando in particolar modo la resistenza dei componenti o rafforzando i gradi di indipendenza tra i livelli di difesa in profondità.
- Descrizione delle misure protettive per evitare scenari incidentali gravi come:
 - Misure per mantenere le tre funzioni fondamentali di sicurezza (controllo della reattività, raffreddamento combustibile, contenimento di sostanze

radioattive) e quelle di supporto (fornitura di energia elettrica, raffreddamento attraverso lo scambiatore di calore UHS). Questi provvedimenti devono tenere conto del possibile danno che l'evento iniziale potrebbe provocare ai componenti e di qualsiasi altra considerazione che non è stata fatta nelle dimostrazioni di sicurezza in fase di licenza.

- Possibilità di utilizzare strumentazioni mobili e condizioni del loro utilizzo
 - Procedure o sistemi che fanno sì che un reattore riesca ad aiutare un altro in caso di incidente
 - Dipendenze di un reattore dal funzionamento di un altro reattore nello stesso sito (dipendenze funzionali dei sistemi di sicurezza)
- Nella gestione degli scenari incidentali gravi è opportuno specificare:
- Il tempo dopo il quale si ha un danno inevitabile al combustibile. Per i PWR e BWR è necessario indicare il tempo in cui il livello di acqua raggiunge la cima del combustibile ed il tempo di degradazione del combustibile (ossidazione della guaina con relativa produzione di idrogeno)
 - Se vi è combustibile nella piscina di raffreddamento, si deve indicare il tempo oltre il quale si ha ebollizione dell'acqua presente in essa ed il tempo necessario a prosciugare il quantitativo d'acqua minimo da garantire per la protezione dalle radiazioni

2.4 REQUISITI SPECIFICI PER OGNI CATEGORIA

2.4.1 SPECIFICHE RELATIVE AI TERREMOTI

I. Da progetto

- a) Terremoti considerati in fase di progetto:
- Valore del terremoto di progetto (DBE) espresso in termini di accelerazione massima al suolo (PGA) e ragioni della scelta. Dare inoltre motivazioni aggiuntive nel caso in cui si sia deciso di adottare un valore di DBE diverso da quello stabilito in fase di licenza;
 - Metodologie adottate per calcolare il DBE specificando il periodo di ritorno, come sono stati considerati gli eventi passati e gli eventuali margini adottati;
 - Considerazioni sull'adeguatezza del valore di DBE.
- b) Provvedimenti per proteggere l'impianto da terremoti DBE

- Identificazione delle strutture chiave, dei sistemi e dei componenti che sono necessari per il raggiungimento del *safe shutdown*; deve essere garantita la resistenza e l'operabilità a seguito di un terremoto;
 - Operazioni per prevenire danni al nocciolo ed alla piscina del combustibile, incluse le operazioni d'emergenza e l'utilizzo di strumentazioni mobili;
 - Considerazioni sugli effetti indiretti del terremoto quali allagamenti causati da cedimenti di alcune tubazioni, perdita della fornitura di energia elettrica dall'esterno ed eventi esterni all'impianto come il ritardo d'intervento del personale o l'accesso al sito.
- c) Conformità dell'impianto con le specifiche di progetto e di licenza
- Specificare il processo di controllo per garantire la conformità dell'impianto alle norme stabilite (manutenzioni periodiche, ispezioni, test);
 - Processo di controllo per garantire che le strumentazioni mobili esterne, considerate nelle procedure d'emergenza, siano effettivamente disponibili e possano svolgere le loro funzioni;
 - Qualunque tipo di deviazione dagli standard di sicurezza decretati e le azioni studiate per rimediare a ciò;
 - Qualunque tipo di controllo od azione già in opera o già decisa a seguito dell'incidente di Fukushima.

II. Valutazione dei margini di sicurezza

- d) Basandosi sulle informazioni disponibili, è necessario dare una valutazione del range di intensità di terremoti oltre il quale si verificano inevitabilmente danni al combustibile, nel contenitore o nella piscina, oppure una perdita delle funzioni fondamentali di sicurezza. A sostegno di ciò è opportuno indicare quali siano gli eventuali punti deboli e gli effetti *cliff-edge*, oltre che specificare qualunque genere di misura preventiva atta ad aumentare la robustezza dell'impianto.
- e) Basandosi sulle informazioni disponibili, è necessario dare una valutazione del range di intensità di terremoti oltre il quale si ha una perdita di integrità del contenitore.
- f) Per terremoti che eccedono il valore del DBE è opportuno:
- Indicare se tali situazioni sono possibili, tenendo conto della posizione dell'impianto e dei provvedimenti adottati in fase di progetto; in particolar modo indicare se il danno a determinate strutture ha un impatto negativo sulle funzioni di sicurezza;
 - Indicare quali sono i punti deboli e le modalità di rottura dei componenti;

- Indicare eventuali modifiche migliorative per prevenire e mitigare le conseguenze di un particolare scenario incidentale

2.4.2 SPECIFICHE RELATIVE ALLE INONDAZIONI

I. Da progetto

a) Inondazioni considerate in fase di progetto:

- Valore di inondazione massima di progetto (DBF) e ragioni della scelta. Dare inoltre motivazioni aggiuntive nel caso in cui si sia deciso di adottare un valore di DBF diverso da quello stabilito in fase di licenza;
- Metodologie adottate per calcolare il DBF specificando il periodo di ritorno, come sono stati considerati gli eventi passati e gli eventuali margini adottati. E' necessario specificare le differenti cause d'inondazione e dividere l'analisi secondo esse (tsunami, maree, tempeste, rottura di una diga);
- Considerazioni sull'adeguatezza del valore di DBF.

b) Provvedimenti per proteggere l'impianto da inondazioni DBF

- Identificazione delle strutture chiave, dei sistemi e dei componenti che sono necessari per il raggiungimento del *safe shutdown*; deve essere garantita la resistenza e l'operabilità a seguito di un'inondazione in particolar modo i sistemi di pompaggio d'acqua ed il funzionamento della linea elettrica;
- Identificazione dei provvedimenti adottati per proteggere il sito dalle inondazioni (altezza delle piattaforme, dighe, barriere, ecc..) e, se esiste, specificare il funzionamento del piano di monitoraggio dei livelli d'acqua;
- Identificazione delle misure adottate dagli operatori per prevenire o mitigare gli effetti di un'inondazione;
- Considerazioni sugli effetti indiretti delle inondazioni quali la perdita della fornitura di energia elettrica dall'esterno ed eventi esterni all'impianto come il ritardo d'intervento del personale o l'accesso al sito.

c) Conformità dell'impianto con le specifiche di progetto e di licenza

- Specificare il processo di controllo per garantire la conformità dell'impianto alle norme stabilite (manutenzioni periodiche, ispezioni, test);
- Processo di controllo per garantire che le strumentazioni mobili esterne, considerate nelle procedure d'emergenza, siano effettivamente disponibili e possano svolgere le loro funzioni;
- Qualunque tipo di deviazione dagli standard di sicurezza decretati e le azioni studiate per rimediare a ciò;

- Qualunque tipo di controllo od azione già in opera o già decisa a seguito dell'incidente di Fukushima.

II. Valutazione dei margini

- d) Basandosi sulle informazioni disponibili, è necessario dare una valutazione del livello di inondazione oltre il quale si verificano inevitabilmente danni al combustibile, nel contenitore o nella piscina, oppure una perdita delle funzioni fondamentali di sicurezza. A sostegno di ciò è opportuno indicare quali siano gli eventuali punti deboli e gli effetti *cliff-edge*, oltre che specificare qualunque genere di misura preventiva atta ad aumentare la robustezza dell'impianto.

2.4.3 SPECIFICHE RELATIVE A LOOP, SBO ED UHS

Esistono diverse possibilità per sopperire al fabbisogno di energia elettrica di un impianto nucleare tra le quali vi sono:

- Rete elettrica, che fornisce corrente all'impianto dall'esterno;
- Generatori di energia elettrica presenti nell'impianto;
- Generatori di ripristino ordinari (back-up) che possono essere motori diesel o turbine a gas;
- In alcuni casi particolari vi sono ulteriori risorse in grado di ripristinare l'energia elettrica.

E' necessario ipotizzare una perdita di queste risorse, sia singolarmente sia in cascata, facendo opportune considerazioni (scenari LOOP e SBO).

L'UHS consiste nel sistema di scambio della potenza residua; è composto, oltre che dallo scambiatore di calore, da una riserva d'acqua in grado di smaltire la potenza termica al condensatore. In altre parole è la modalità con cui viene smaltita la potenza residua del reattore. In alcuni casi si ha un sistema primario, come un fiume o il mare, il quale viene supportato da un sistema alternativo, di solito un lago, una riserva d'acqua o l'atmosfera. Anche in questo caso si deve considerare una perdita in sequenza dei precedenti serbatoi.

I. LOOP

Per LOOP (*loss of offsite power*) si intende la perdita totale della capacità dell'impianto di ricevere energia elettrica dall'esterno. Questa condizione deve, per ipotesi, avere una durata di parecchi giorni; il sito è da considerarsi isolato per

almeno 72 ore da tutte le vie di comunicazione (strada, ferrovia, mare, fiumi). Può essere previsto l'arrivo di strumentazioni mobili dopo 24 ore dall'incidente.

- a) Descrivere come questo scenario è stato preso in considerazione in fase di progetto e descrivere quali strumentazioni di backup sono progettate per risolvere tale situazione.
- b) Indicare per quanto tempo le risorse disponibili in sito possono operare senza alcun supporto esterno (livello di autonomia).
- c) Specificare quali provvedimenti si devono adottare per prolungare la durata e l'efficacia delle risorse in sito per garantire la fornitura di energia elettrica all'impianto (rifornimento dei generatori diesel, ecc...).
- d) Indicare qualunque tipo di modifica da effettuare o già ipotizzata per aumentare la robustezza dell'impianto (modifiche ai componenti, alle procedure, migliore organizzazione,...).

II. **LOOP & SBO**

Per SBO si intende la perdita totale della capacità dell'impianto di generare energia elettrica da sé (*station black out*). Di solito nell'impianto sono presenti delle batterie ed anche dei generatori diesel in grado di fornire energia.

- a) Dare informazioni sulla capacità e la durata delle batterie.
- b) Indicare quali siano i provvedimenti da progetto per affrontare tale situazione.
- c) Specificare per quanto tempo il sito riesca a resistere in tale situazione senza alcun supporto esterno prima che si verifichi un danno al combustibile.
- d) Indicare quali azioni sono state previste per prevenire un degradamento del combustibile (strumentazioni del reattore, guasti multipli, disponibilità esterne, centrali idroelettriche nelle vicinanze, tempo necessario per il ripristino delle funzioni, possibilità da parte del personale di effettuare allacciamenti, identificazione dei *cliff-edge*).
- e) Considerazioni sulla prevenzione degli effetti *cliff-edge* e sulle possibili misure per aumentare la robustezza dell'impianto.

III. **UHS**

Con lo scenario *ultimate heat sink* (UHS) si intende la perdita totale della capacità di smaltire la potenza residua del reattore sia per un guasto al sistema sia per l'esaurimento delle riserve d'acqua. Entrambe le situazioni sono da analizzare in questo scenario. Per ciascuna situazione è necessario:

- a) Descrivere i provvedimenti adottati in fase di progetto per prevenire la perdita dell'UHS quali differenti vie di pompaggio dell'acqua oppure l'utilizzo di un UHS alternativo.

- b) Indicare per quanto tempo il sito può resistere a questo scenario incidentale senza alcuna aiuto dall'esterno prima che si verifichi un danno al combustibile.
- c) Specificare quali azioni esterne sono previste per scongiurare il degrado del combustibile (strumentazioni ed equipaggiamenti già presenti in sito, guasti multipli, tempo necessario affinché questi sistemi diventino operativi, identificazione dei *cliff-edge*).
- d) Considerare i provvedimenti adottati per prevenire i *cliff-edge* o per aumentare la robustezza dell'impianto.

IV. UHS & SBO

E' importante considerare i due scenari accoppiati in quanto l'impianto , in queste condizioni, risulta essere in una situazione molto critica. Per questo scenario è necessario:

- a) Indicare per quanto tempo il sito riesca a resistere senza alcun aiuto dall'esterno prima che si verifichi un danno al combustibile.
- b) Specificare quali azioni esterne sono previste per prevenire il degrado del combustibile.
- c) Considerare i provvedimenti adottati per prevenire i *cliff-edge* o per aumentare la robustezza dell'impianto.

2.4.4 SPECIFICHE RELATIVE ALLA GESTIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI

La capacità di gestione degli incidenti gravi (SAM) riguarda principalmente misure sia di prevenzione sia di mitigazione delle conseguenze. Bisogna garantire la protezione del contenitore da carichi che potrebbero metterne a dura prova l'integrità, anche se la probabilità di accadimento di quel particolare evento fosse molto bassa. Le analisi in questo campo non devono essere portate avanti con un approccio probabilistico sugli eventi che danno origine a scenari incidentali gravi, ma devono essere sviluppate con un approccio deterministico; non importa con quale probabilità accada un determinato evento, bisogna ipotizzare che esso ci sia e quindi adottare misure per mitigarne le conseguenze o, in ogni caso, per gestire la situazione incidentale che si viene a verificare. Le SAM costituiscono l'ultimo livello di difesa in profondità messa in atto dagli operatori e devono quindi essere in linea con tutte le altre misure preventive adottate ed anche con l'approccio alla sicurezza in uso nell'impianto. Gli operatori devono:

- a) Descrivere le misure adottate per la gestione degli incidenti che sono attualmente in uso, ai vari livelli di uno scenario di perdita della capacità di raffreddamento:

- Misure adottate prima di un guasto al combustibile (eliminazione delle possibilità di aver guasti al combustibile ad alta pressione, vie per prevenire danno ad esso);
 - Misure adottate dopo un guasto al combustibile nel vessel in pressione;
 - Misure adottate dopo un guasto al vessel in pressione.
- b) Descrivere le misure ed i provvedimenti di progetto adottati per proteggere l'integrità del contenitore a seguito di un guasto al combustibile:
- Prevenire la deflagrazione e detonazione dell'idrogeno (inertizzazione, ricombinatori, ...) prendendo anche in considerazione la possibilità di fare *venting*;
 - Prevenire la sovrappressione del contenitore; se per la protezione di quest'ultimo fosse necessario sfiatare in maniera controllata nell'ambiente bisogna garantire un adeguato sistema di filtraggio. Si devono includere inoltre informazioni sul quantitativo del materiale radioattivo rilasciato.
 - Prevenire la ricriticità e la fusione del basamento
 - Dotarsi di sistemi per la produzione di energia elettrica sia alternata sia continua per proteggere l'integrità del contenitore.
- c) Descrivere le misure attualmente in uso per mitigare le conseguenze di una perdita di integrità del contenitore.
- d) Indicare quali misure sono in uso per affrontare la perdita della capacità di raffreddare la piscina o la zona dove viene stoccato il combustibile esausto in particolar modo:
- Prima o dopo la perdita del quantitativo minimo d'acqua necessario per lo schermaggio dalle radiazioni
 - Prima o dopo lo scoperchiamento della cima della piscina (quando si raggiunge il livello delle barre di combustibile)
 - Prima o dopo il raggiungimento dello stato in cui il combustibile inizia a degradarsi (veloce ossidazione della guaina con relativa produzione d'idrogeno).

Per tutti i precedenti punti è necessario inoltre:

- Identificare i *cliff edge* e valutare le tempistiche con le quali essi si verificano
- Validare l'efficacia delle misure di gestione attuali e delle procedure in caso di incidenti gravi. E' opportuno inoltre indicare i possibili margini di miglioramento che potranno essere adottati in futuro. In particolar modo

l'affidabilità e la disponibilità delle strumentazioni presenti, l'abitabilità e l'accessibilità delle zone critiche dell'impianto (camera di controllo, strutture dove vi sono presenti le strumentazioni d'emergenza,...) ed infine la capacità di gestire l'accumulo di idrogeno negli edifici.

- Specificare l'organizzazione del personale in caso di incidenti gravi (risorse, staff, procedure organizzative,..), la possibilità di utilizzare risorse esterne e le procedure di addestramento adottate.
- Specificare i provvedimenti in uso per la gestione dei rifornimenti (diesel, acqua,olio,..) per la gestione dei rilasci radioattivi e delle dosi assorbite, e per la gestione dei sistemi di comunicazione

Ogni misura da adottare in caso di incidenti gravi non deve prescindere dal considerare la situazione presente; è opportuno ricordare che in caso di incidente le condizioni dell'impianto non sono quelle ottimali (distruzione degli edifici, delle strumentazioni,...). Anche le condizioni operative possono essere più complicate in quanto è possibile un rilascio di sostanze radioattive con successiva contaminazione dell'ambiente circostante l'impianto. L'efficacia delle operazioni di gestione dipende anche dall'indisponibilità di energia elettrica e delle strumentazioni necessarie, oltre che dall'influenza di altri impianti presenti nelle vicinanze del sito.

Gli organi di controllo devono identificare i provvedimenti da adottare per prevenire una contaminazione degli operatori presenti in sito, in particolar modo nelle camera di controllo (principale e d'emergenza).

3 IL CASO FRANCESE

L'agenzia per la sicurezza nucleare francese (ASN) ha ribadito che l'approccio di *safety* utilizzato per ogni reattore presente nel paese, è fondato su due aspetti: un complesso di norme e regole ben precise da rispettare per la *safety* degli impianti del quale gli operatori hanno una responsabilità diretta, sotto il controllo dell'ASN, ed una valutazione complementare sulla sicurezza (CSA) che tenga in conto delle migliorie da apportare e delle cosiddette *lesson learned* a seguito di altri incidenti nucleari.

Per garantire la *safety* degli impianti nucleari, i regolatori richiedono che essi vengano progettati, costruiti ed utilizzati per resistere ad un determinato livello di rischio. A motivo di ciò si utilizza il concetto di difesa in profondità, che consiste in una serie di misure differenti e ridondanti che siano in grado di prevenire gli incidenti o, dove non è possibile, di mitigarne le conseguenze. In Francia si utilizzano cinque livelli di profondità, strutturati come segue ; se un livello viene superato entra in gioco il successivo.

1° livello: Prevenzione di operazioni fuori dalla normalità e guasti del sistema

2° livello: Controllo delle anomalie e rilevamento dei guasti

3° livello: Gestione incidenti senza fusione del nocciolo (misure previste da progetto)

4° livello: Gestione incidenti con nocciolo fuso (evento BDB tranne negli EPR)

5° livello: Mitigazioni delle conseguenze radiologiche dovute a rilasci nell'ambiente

Il processo degli *stress tests* Europeo viene quindi a far parte della CSA francese, la quale, a seguito del particolare incidente di Fukushima, prevede di studiare il comportamento degli impianti in gravi situazioni incidentali causate da eventi naturali che non sono stati previsti in fase di progetto (eventi BDB).

3.1 PANORAMICA REATTORI

Il parco delle centrali nucleari francesi è composto da 19 siti con un numero di reattori che va dai 2 ai 6 per ognuno di essi, per un totale di 58 in servizio. Tutti quelli in esercizio sono PWR, ma vi sono 2 EPR, uno in costruzione a Flamanville, l'altro in fase di autorizzazione a

Penly. Tutti gli impianti in esercizio sono stati costruiti da Framatome (diventata AREVA) e vengono gestite da EDF.



Figura 1: Posizione, tipologia e numero dei reattori presenti in territorio francese.

I reattori PWR possono essere suddivisi in 3 gruppi che differiscono tra loro per alcune migliorie tecnologiche che si sono potute realizzare col tempo.

- I 34 reattori da 900 MWe comprendono la serie CP0 (4 reattori a Bugey e 2 a Fessenheim) di fine anni settanta, e la serie CPY , formata da 18 reattori CP1 e 10 reattori CP2, costruiti agli inizi degli anni ottanta. Essi sono dotati di un contenitore di calcestruzzo armato precompresso con un *liner* d'acciaio all'interno. I reattori della serie CPY hanno un diverso edificio in calcestruzzo ed inoltre sono dotati di un sistema di raffreddamento intermedio tra gli *sprayers* del contenitore ed i serbatoi dello scambiatore di calore.
- I 20 reattori da 1300 MWe comprendono la serie P4 (8 reattori) di metà anni ottanta e la serie P'4 (12 reattori) di inizio anni novanta. Questi reattori sono dotati di un doppio contenitore in calcestruzzo oltre che ad un *liner* in acciaio. E' presente un sistema di ventilazione tra i due contenitori che è in grado di

rimuovere un eventuale rilascio di sostanze radioattive. A causa dell'aumento della taglia è stato necessario dotare questi impianti di un generatore di vapore in più.

- I 4 reattori da 1450 MWe della serie N4, operativi da metà anni novanta, differiscono dalla serie precedente per il design dei generatori di vapore, per il sistema di pompaggio e per la camera di controllo completamente computerizzata.
- I 2 reattori EPR da 1650 MWe in costruzione/progettazione differiscono dai PWR precedenti principalmente per il fatto che gli scenari incidentali gravi sono incorporati nella fase di progetto; ciò comporta notevoli modifiche strutturali e sistemistiche

3.2 CONSIDERAZIONI RELATIVE AI TERREMOTI

3.2.1 VALORI DI PROGETTO

La normativa alla quale tutti gli impianti francesi fanno riferimento è la RFS 1.2 del 1981, che è stata aggiornata nel 2001. Per il rischio geotecnico si fa riferimento alla RFS 1.3.c mentre per le strumentazioni sismiche alla RFS 1.3.b.

Il valore del DBE è stato calcolato secondo un approccio deterministico secondo tre passaggi:

- MHPE , ovvero il valore massimo storico probabile, che viene ricavato da un opportuno database sismico. Viene considerato un terremoto di intensità massima possibile per quella località e che avvenga nelle condizioni più sfavorevoli.
- SSE, ovvero un terremoto di intensità pari a MHPE+1. Se avviene un terremoto di intensità pari al valore SSE, l'impianto è in grado di portarsi in *safe shutdown*.
- DBE , molto più stringente del SSE in quanto si basa sul valore normalizzato dello spettro delle attività sismiche di quella località. Per i reattori in esercizio il valore di PGA varia tra 0.1g e 0.2g, mentre per l'EPR è normalizzato a 0.25g.

Nel giugno 2011 l'ASN ha effettuato una revisione forzata di questi valori per ciascun impianto. Per alcuni di essi è stato necessario rinforzare alcuni edifici ed aumentare il numero delle strumentazioni antisismiche.

Per garantire la *safety* dell'impianto viene inoltre utilizzato un approccio specifico chiamato "evento terremoto" pensato appositamente per prevenire alcuni danni alle

strumentazioni che sono tipici di questa situazione incidentale. Nonostante ciò a seguito delle ispezioni dell'ASN è stata osservata una difficoltà nell'applicare efficacemente questo approccio; si è quindi deciso di imporre ai gestori un migliore addestramento del personale ed una sempre maggior tenuta sismica delle apparecchiature, il cui numero varia a seconda della data dell'impianto.

3.2.2 ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB

La valutazione della robustezza di un impianto dipende dai margini di sicurezza adottati rispetto a tre aspetti: il primo riguarda i margini rispetto ai valori limite di progetto di MHPE, SSE e DBE, il secondo è legato alla risposta delle strutture ed il terzo è inerente ai criteri di progetto sia delle strutture sia delle strumentazioni. Studi pilota sono in corso a Tricastin (900 MWe) e Saint-Alban (1300 MWe) basti su un approccio probabilistico con un periodo di ritorno di 10 000 anni. Utilizzare un periodo di ritorno elevato significa abbassare la probabilità di avere terremoti di valore superiore al PGA. Non deve spaventare il fatto di avere PGA molto minori rispetto allo storico dei terremoti in quanto vi è da considerare il fattore di attenuazione del terreno. Alzare il valore di PGA non sempre è una scelta vincente, bisogna infatti accoppiarla con un elevato periodo di ritorno per cui si è molto certi che la maggioranza dei terremoti stiano al di sotto del valore del PGA.

Nel caso in cui avvenga un terremoto le operazioni da svolgere differiscono a seconda dell'intensità del sisma:

- se non si supera $\frac{1}{2}$ DBE ciascun reattore, previa ispezione delle strutture e delle strumentazioni, può rimanere nelle normali condizioni di funzionamento
- se si supera $\frac{1}{2}$ DBE ciascuna unità deve essere portata in *shutdown* e potrà essere riavviata solo con l'approvazione dell'ASN.

3.2.3 PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI

Le tenute sismiche del contenitore, delle strutture e delle strumentazioni che, in caso di guasto, comprometterebbero le funzioni di sicurezza, sono almeno 1.5 volte superiori ai valori di sicurezza imposti, ovvero agli sforzi generati da un sisma di intensità pari al valore SSE.

E' stata prevista la creazione di un *hardened safety core*, ovvero di una serie di strumentazioni rinforzate che siano in grado di resistere a scenari incidentali catastrofici, che servano a portare l'impianto in condizioni di sicurezza ed infine che siano in grado di

limitare un eventuale rilascio radioattivo. Questo core dovrà essere progettato su criteri ben più rigidi di quelli di progetto ed inoltre dovrà essere composto da strumentazioni diverse rispetto a quelle già in dotazione, per evitare cause di guasto comuni.

A seguito dei PSR di routine e di alcune revisioni straordinarie dopo Fukushima, sono state implementate molte misure specifiche da sito a sito che vanno ad assicurare una migliore implementazione del "evento terremoto", di una migliore formazione del personale e della possibilità di effettuare uno *shutdown* automatico. Tra le principali misure da adottare, ENSREG ha evidenziato le seguenti:

- aumentare la resistenza antisismica delle strumentazioni atte a gestire scenari di tipo LOOP, SBO e UHS
- migliorare la robustezza delle strutture di stoccaggio del combustibile, degli oli combustibili e degli oli motore
- migliorare la tenuta sismica dei sistemi antincendio e dei ricombinatori di idrogeno per evitare il verificarsi di eventi a catena (incendi, esplosioni)
- definire adeguatamente le procedure d'emergenza del personale
- ulteriore studio della tenuta sismica degli argini a Tricastin e Fessenheim
- aggiornare le regolamentazioni in materia di sicurezza (legge RFS 1.3.b del 1984).
- valutare in modo più sistematico i margini di sicurezza utilizzando un metodo probabilistico e non solo deterministico.

3.3 CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLE INONDAZIONI

3.3.1 VALORI DI PROGETTO

La normativa alla quale tutti gli impianti francesi fanno riferimento è la RFS 1.2.e del 1984, che è stata aggiornata nel 1999 a seguito dell'inondazione avvenuta nell'impianto di Le Blayais.

Il valore DBF varia a seconda della localizzazione del sito ed è stato calcolato con un approccio deterministico. I margini di sicurezza sono definiti nel seguente modo:

- Per siti costruiti sul mare il DBF corrisponde ad una combinazione tra l'altezza massima possibile di una marea (con coefficiente di marea pari a 120) e una tempesta di mille anni.
- Per siti costruiti lungo i fiumi il DBF corrisponde al massimo tra due valori:

- Livello di piena raggiunto dal fiume considerando la massima inondazione storica aumentata del 15%;
- Livello raggiunto a seguito di una combinazione tra la massima altezza delle onde (o il più alto valore di piena registrato negli ultimi 100 anni) ed il superamento delle barriere di protezione.
- Per siti costruiti su un estuario il DBF è il massimo valore tra i seguenti:
 - Livello raggiunto a seguito di una combinazione tra la più alta marea registrata negli ultimi 1000 anni ed una marea di coefficiente 120;
 - Livello raggiunto a seguito di una combinazione tra la massima altezza delle onde ed una marea di coefficiente 70;
 - Livello raggiunto a seguito di una combinazione tra la più violenta tempesta marina registrata negli ultimi 1000 anni ed una marea di coefficiente 120.

A seguito dell'inondazione di Le Blayais sono stati rivalutati i valori e sono stati presi in considerazione altre situazioni che potrebbero portare ad una inondazione anche parziale del sito. Ad esempio il deterioramento delle strutture di contenimento, piogge intense, aumento della falda, guasto in alcuni circuiti di pompaggio, influenza del vento o l'accrescimento progressivo delle onde.

Per quanto riguarda il pericolo tsunami per i siti costieri, non vi sono norme o specifiche particolari. Gli operatori hanno condotto uno studio sul tipo di tsunami che potrebbe eventualmente impattare sulle coste francesi arrivando ad escludere ogni tipo di pericolo associato ad esso. Uno tsunami di tipo sismico è da escludere a causa della bassa attività sismica della zona e della bassissima frequenza con la quale si verificano scosse; uno tsunami provocato dallo slittamento delle zolle è da considerarsi più probabile ma i suoi effetti sono considerati minori dei valori di DBF di progetto.

E' da sottolineare che vi è in corso d'opera una revisione dei precedenti criteri di sicurezza utilizzando anche un approccio probabilistico, non solo basato su feedback operativi, che includa altri eventi esterni che siano in grado di provocare inondazione del sito. A seguito delle valutazioni effettuate dall'ASN si è dovuto dare inizio ad una serie di misure protettive specifiche per alcuni siti (Tricastin, Belleville, Cruas,..) e ad una revisione generale delle protezioni volumetriche presenti.

3.3.2 ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB

La valutazione dei margini di sicurezza è stata effettuata tenendo in considerazione tre tipi di effetti *cliff-edge* che si possono verificare a seguito di un'inondazione:

- Perdita degli scambiatori di calore (UHS)
- Perdita della capacità di ricevere energia elettrica dalla rete (LOOP)
- Perdita completa della capacità di generare energia elettrica associata inoltre alla perdita dei sistemi di backup del reattore.

L'approccio utilizzato per valutare la robustezza delle strutture a seguito di effetti *cliff-edge* si articola in quattro punti:

- Identificazione del tipo di *cliff-edge* che si viene a verificare a seguito di un'inondazione e calcolo del livello d'acqua raggiunto;
- Analisi di vulnerabilità BDB incrementando di un valore fissato gli scenari di progetto;
- Confronto dei vari livelli raggiunti in ogni scenario con quelli raggiunti negli scenari BDB;
- Studi ulteriori sull'effettiva esistenza dei *cliff-edge* ipotizzati o sulle procedure per la valutazione della robustezza dei sistemi e delle strutture.

I risultati però variano da sito a sito e non si può dire che gli impianti abbiano notevoli margini di sicurezza; per alcuni impianti, considerando tutti gli scenari possibili, il livello d'acqua massimo raggiunto rimane al di sotto dell'isola nucleare, per altri arriva ben al di sopra di essa.

3.3.3 PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI

Un punto di forza consiste nell'approccio utilizzato che, già in fase di progetto, considera alcuni scenari BDB con l'ipotesi che un'inondazione possa generare diversi effetti *cliff-edge*. Sono tuttavia necessari diversi miglioramenti quali l'irrobustimento ed innalzamento delle barriere protettive, studi sull'innalzamento delle falde acquifere, sulla resistenza sismica dei sistemi di protezione. A Tricastin, Fessenheim e Bugey il condensatore è in posizione più elevate dell'isola nucleare ed è più soggetto a probabili perdite; è stato ritenuto necessario assicurarne un migliore isolamento.

Un punto di debolezza molto rilevante è il non aver considerato la possibilità di rottura degli argini o in generale delle barriere protettive. A Fessenheim e Tricastin ad esempio uno scenario del genere non è stato nemmeno ipotizzato; la rottura degli argini dei fiumi provocherebbe molto probabilmente una situazione incidentale grave.

In generale gli operatori dovranno segnalare le specifiche particolarità del sito ed adottare protezioni adeguate al caso.

3.4 CONSIDERAZIONI RELATIVE A CONDIZIONI CLIMATICHE ESTREME.

I valori di progetto sono regolati da standard nazionali ben definiti. Le situazioni prese in considerazione sono

- temperature estreme (caldo/freddo)
- nevicatae abbondanti e grandine
- fulmini
- vento e oggetti portati dal vento in caso di velocità elevate (effetto missile)
- livelli di acqua molto bassi (siccità,carenza falde e fiumi,...)

Tutti le regolamentazioni a riguardo si riferiscono ai normali standard progettuali dell'ingegneria civile nella costruzione di edifici; non vi sono valutazioni specifiche per gli impianti nucleari. L'ASN ha richiesto quindi valutazioni ulteriori e ha sottolineato la necessità di prendere in considerazione questi scenari nella progettazione dell'*hardened safety core*.

3.5 CONSIDERAZIONI RELATIVE A LOOP, SBO ED UHS.

3.5.1 VALORI DI PROGETTO

Questi tre scenari sono fondamentali per garantire la *safety* degli impianti nucleari in quanto, anche dopo aver fermato la reazione a catena in atto nel nocciolo, è necessario rimuovere la potenza termica residua sia dal nocciolo stesso sia dalla piscina di combustibile. Per fare ciò si deve garantire un determinato apporto di energia elettrica per il funzionamento di determinati sistemi (per lo più pompe) e l'apporto di acqua di raffreddamento. Gli scenari LOOP e SBO si riferiscono alla prima situazione mentre lo scenario UHS (meglio LUHS, *loss of ultimate heat sink*) alla seconda.

Le normative a riguardo sono contenute in vari atti (del 1984, del 1999 e del 2066/2007) tutti in conformità con gli standard europei ed internazionali. ASN ha delineato delle regole di sicurezza di base (RFS), con le quali ha delineato e descritto gli aspetti chiave della *safety* tenendo conto dei valori di riferimento del WENRA. In tutti i reattori francesi si svolge con regolarità, ogni 10 anni, una valutazione/aggiornamento sistematica delle specifiche di sicurezza (PSR, *periodic safety review*).

Nel rapporto sono presenti misure ben dettagliate per ogni impianto. Dai dati riportati si può concludere che, per quanto riguarda le considerazioni fatte in fase di progetto, gli impianti sono in sicurezza. Si riporta di seguito una breve descrizione generale delle misure adottate, per ogni scenario preso in considerazione.

LOOP & SBO

Per LOOP l'ASN intende uno scenario nel quale si ha la perdita completa della rete elettrica sia principale sia ausiliaria e la mancata attivazione della modalità *house load*, cioè della capacità dell'impianto di autoalimentarsi. Questo scenario comprende quindi anche uno SBO parziale.

Per ogni reattore in esercizio vi sono di solito due motori diesel (4 per l'EPR) che hanno il compito di fornire energia elettrica; inoltre a seconda del sito, vi sono altre fonti di backup quali:

- Una turbina di riserva, alimentata col vapore che viene dal GV; è necessario però garantire raffreddamento al sistema turbina-pompa affinché sia in grado di resistere almeno 24 ore
- Un motore diesel in più per la serie da 900 MWe, una turbina in più per la serie da 1300 MWe, due motori diesel per gli EPR
- Batterie in grado di fornire corrente DC con autonomia di 1 ora (2 ore per gli EPR) a pieno carico, con la possibilità di ricarica da parte di generatori diesel
- Solo per l'EPR è prevista la dotazione di due batterie ulteriori con autonomia di 12 ore a pieno carico

I sistemi sopra descritti partono tutti in automatico in caso di caduta della linea elettrica. Le varie procedure di sicurezza sono ben applicate seguendo il seguente schema:

1. Caduta delle barre di controllo che interrompono la reazione di fissione
2. Raffreddamento del nocciolo per smaltire la potenza residua

3. Se le pompe di circolazione non funzionano si instaura la circolazione naturale
4. Dal lato secondario si chiudono le valvole d'immissione in turbina
5. Entra in azione il sistema di alimentazione ausiliario EFWS che fornisce acqua ai GV
6. *Venting* del circuito secondario (rilascio controllato di vapore nell'atmosfera)

I tempi di risposta del reattore in caso di LOOP sono i seguenti:

- Se il circuito primario rimane chiuso allora il combustibile rimarrà scoperto entro pochi giorni dall'inizio dell'incidente
- Se il primario è in parte aperto (*venting* efficace e capocchia del vessel integra) allora ci vorrà più tempo affinché il combustibile rimanga scoperto
- Se il primario è completamente aperto (capocchia del vessel aperta) si può ricorrere a parte dell'acqua della SFP per provvedere all'evaporazione di quella del circuito primario
- Per la SFP è necessario stabilire una connessione con dei sistemi antincendio esterni per garantire il continuo approvvigionamento d'acqua e far così fronte all'evaporazione della piscina.

Per l'EPR si ha una maggiore autonomia in quanto è scongiurata da progetto la fusione del nocciolo per almeno 24 ore, se funziona il sistema di raffreddamento è garantita una completa autonomia fino a 9 giorni. Inoltre scollegando manualmente eventuali carichi non fondamentali l'autonomia dei sistemi può essere ulteriormente aumentata. Si ricorda che se i sistemi passivi o le strumentazioni mobili non possono entrare in funzione o essere utilizzati allora i tempi sopra descritti si accorciano, attestandosi intorno ad un giorno complessivo di autonomia (scenario SBO).

UHS

Per tutti gli impianti francesi l'acqua è la risorsa essenziale per la rimozione della potenza residua. Una singola stazione di pompaggio, che prende e filtra l'acqua di alimento che proviene o dal mare o dal fiume, alimenta due reattori tramite due circuiti separati per garantire ridondanza. Nel caso ci sia scarsità d'acqua vi sono procedure specifiche per ogni impianto che possono decretare in alcuni casi uno *shutdown*. In caso di perdita delle funzioni dell'UHS l'autonomia dichiarata dall'ASN si attesta intorno alle 100 ore che scende a 24 ore se il guasto coinvolge più reattori nello stesso sito (per siti sul fiume è di 60 ore). Nessun sito ad oggi ha un bacino alternativo da cui prendere acqua una volta esaurite le riserve.

I sistemi che entrano in funzione nel caso in cui si verifichi una situazione incidentale, sono illustrati nella seguente tabella.

	Sistemi utilizzati	Heat sink
Condizioni operative	Generatori di vapore (GV)	Acqua d'alimento Alimentazione ausiliaria ai GV (EFWS), sistema bypass turbina (GCT-a)
Situazione incidentale	Generatori di vapore (GV)	EFWS, acqua demineralizzata, sistema bypass turbina (GCT-a)
	Sistema rimozione calore residuo (RHRS)	Acqua del CCWS raffreddata dal ESWS (rete dell'acqua di servizio)
	Sistemi iniezione d'emergenza (SIS)	Acqua dai serbatoi PTR (cavità del reattore e sistema di trattamento acqua della SFP)
	Sprayers del contenitore (CSS)	Acqua del CCWS alimentata dal ESWS (rete dell'acqua di servizio) Acqua dai serbatoi PTR (cavità del reattore e sistema di trattamento acqua della SFP)

Tabella 1 Sistemi per la rimozione del calore

Una situazione di perdita dell'UHS è condizionata dallo stato nel quale si può trovare il reattore. L'ASN ha ipotizzato 4 tipi di configurazioni:

1. Circuito primario chiuso e sistema rimozione calore residuo non allacciato
2. Circuito primario chiuso e sistema rimozione calore residuo allacciato
3. Circuito primario parzialmente aperto
4. Circuito primario completamente aperto

In ognuna di queste configurazioni prima di poter ripristinare le funzioni dell'UHS è necessario raffreddare le guarnizioni delle pompe, iniettare acqua borata per aumentare l'inerzia termica del circuito primario ed infine riempire la riserve d'acqua con l'utilizzo di sistemi d'alimentazione ausiliari come delle pompe antincendio.

3.5.2 ROBUSTEZZA E VALUTAZIONE DEI MARGINI

L'autonomia garantita dall'ASN si attesta intorno ai 3 giorni per gli impianti in esercizio e 4 giorni per gli EPR. L'ASN però richiede che essa venga estesa a due settimane sotto qualunque tipo di condizione e circostanza, considerando anche un possibile isolamento del sito. Le riserve presenti nei reattori in esercizio non è in grado di supplire ai fabbisogni richiesti dall'impianto; infatti l'autonomia di carburante e degli oli motore è garantita per circa 3 giorni (10 per EPR) e le riserve d'aria compressa per far azionare ogni generatore sono sufficienti solo per 5 azionamenti.

Particolare attenzione richiede lo scenario SBO per gli impianti da 900 MWe, quando il circuito primario è aperto ed il sistema CVCS non è più disponibile; se non vengono prese ulteriori misure il combustibile si potrebbe trovare completamente scoperto in poche ore. La scarsa durata delle batterie è considerata come il *cliff-edge* principale per tutti gli impianti in quanto comporta alla totale mancanza di acquisizione di dati fondamentali e quindi ad un controllo dell'impianto.

Per quanto riguarda lo scenario UHS il *cliff-edge* considerato è l'esaurimento delle riserve d'acqua. L'autonomia a pieno carico è garantita per 100 ore ma si riduce se più reattori perdono la loro capacità di scambio termico.

L'ASN ha sottolineato che la capacità di far fronte ad uno scenario UHS (anche indotto da un terremoto DBE) è inadeguata in quanto il combustibile rimarrebbe scoperto nel giro di poche ore. In uno scenario SBO+UHS i tempi si restringono soprattutto nel caso in cui possono essere coinvolti più reattori nello stesso sito.

3.5.3 PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI

Uno dei punti di forza è la robustezza dei generatori da utilizzare in caso di LOOP progettati per i reattori EPR; l'ASN ha perciò richiesto che essi siano parte integrante del *hardened safety core* di ogni impianto. Inoltre l'ASN ha delineato 40 misure da attuare nel breve e nel medio periodo che riguardano principalmente indicazioni operative da attuare per prevenire o mitigare situazioni incidentali.

I miglioramenti da attuare sono condizionati da un aumento dei requisiti di sicurezza che fissano margini di sicurezza più ampi per prevenire situazioni BDB. Vengono quindi elencati alcuni dei miglioramenti che saranno attuati da parte degli operatori:

- Creazione di una squadra d'emergenza speciale (FARN) in grado di affrontare particolari situazioni incidentali con possibilità di intervenire su scala nazionale (specificato meglio nel capitolo 6)
- Creazione di un *hardened safety core* per ogni sito, dotato di strumentazioni fondamentali per mantenere i requisiti minimi di sicurezza in caso di incidente
- Aumentare l'installazione di valvole termostatiche che non necessitano di energia elettrica per essere azionate (ad oggi si usano principalmente valvole elettropneumatiche) con la possibilità quindi di effettuare una depressurizzazione controllata del circuito primario
- Aumentare la durata delle batterie per lo scenario SBO
- Aumentare la robustezza e la resistenza all'intasamento degli UHS
- Studiare la resistenza all'aumento della temperatura del sistema pompa-turbina per l'EFWS e per la turbina di backup
- Installare un motore diesel in più per ogni reattore che alimenti l'EFWS, il sistema di ventilazione e le strumentazioni della camera di controllo
- Installare una pompa, alimentata da un diesel, per iniettare acqua nel reattore (per la serie da 900 MWe)
- Aumentare il numero delle strumentazioni mobili
- Migliorare le procedure in caso di incidente, sia specificando meglio le misure da adottare sia migliorandone i tempi come ad esempio anticipando il raffreddamento rapido oppure limitando la depressurizzazione dei GV
- Aumentare la capacità dei serbatoi d'acqua demineralizzata e le riserve di combustibile, oli, ecc..
- Studiare ed implementare un metodo di controllo dell'esplosione da idrogeno anche nella SFP
- Aumentare la robustezza degli edifici, della SFP e delle strumentazioni
- Aumentare i migliorare il numero e l'efficienza delle misure passive
- Monitorare i livelli e le condizioni dell'acqua (ghiaccio, siccità, detriti, filtraggio,...)per evitare incidenti UHS (spegnimento preventivo prima di raggiungere un elevato livello di rischio)
- Studiare meglio lo scenario UHS per alcuni siti (Civaux, Fessenheim,..) e la perdita dell'UHS alternativo per l'EPR.

3.6 CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLA GESTIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI (SAM)

In Francia non ci sono regole precise che delineano la gestione degli incidenti gravi, tuttavia, in fase di autorizzazione, l'ASN stabilisce delle linee guida da adottare per queste situazioni: delle procedure d'emergenza (EOP) e delle linee guida per la gestione degli incidenti gravi (SAMG). L'ASN ha l'obiettivo di includere entro il 2013 tutte le linee guida del WENRA (*reference levels*).

La valutazione della sicurezza degli impianti nucleari francesi si basa principalmente su un approccio deterministico tramite il quale gli operatori garantiscono la resistenza dei sistemi e delle strutture ad un determinato evento. Questo approccio viene supportato da un'analisi probabilistica (PSA, probabilistic safety assessment), che consiste in una valutazione quantitativa del rischio associato al funzionamento dell'impianto in particolari condizioni; il rischio è misurato in termini di frequenza d'occorrenza di eventi differenti e della loro pericolosità. Il PSA si divide in 3 livelli ciascuno con differenti obiettivi:

- 1° livello: analizza gli eventi iniziali che portano il sistema in uno stato di guasto
- 2° livello: partendo dalle conseguenze del primo livello ne analizza i possibili rilasci radioattivi
- 3° livello: analizza le conseguenze di un possibile rilascio radioattivo sulla salute e fornisce delle stime sul danno in termini di costi

Il PSA che verrà introdotto in Francia includerà i rischi interni (incendi, inondazioni interne, esplosioni,..), esterni ed analisi sulla SFP. Il PSA viene aggiornato ogni 10 anni come parte del PSR. Ad oggi si utilizzano solo i primi due livelli di PSA: il primo per identificare le sequenze di eventi che portano alla fusione del nocciolo e per determinarne le probabilità di accadimento, il secondo per determinare le probabilità di un rilascio radioattivo al di fuori del contenitore.

In ogni impianto nucleare si utilizzano due strategie per evitare il rilascio di materiale radioattivo, una basata sulla prevenzione, l'altra sulla mitigazione:

1. costruzione di almeno 3 barriere fisiche tra la sorgente radioattiva e l'ambiente esterno (guaina combustibile, circuito di raffreddamento, contenitore),
2. concetto di difesa in profondità che si applica sia in fase di progetto sia in fase operativa; nonostante siano state adottate misure preventive l'incidente avviene lo stesso ed entrano quindi in funzione dei sistemi che hanno lo scopo di mitigarne

le conseguenze e controllare un eventuale rilascio radioattivo nell'ambiente esterno.

I reattori francesi hanno 5 livelli di difesa in profondità, dai quali il quarto ed il quinto sono dedicati alla gestione di situazioni incidentali gravi.

3.6.1 ORGANIZZAZIONE IN CASO DI INCIDENTI GRAVI

Da un punto di vista legislativo, gli operatori sono tenuti a fornire il personale necessario alla gestione di situazioni gravi entro 24 ore dal verificarsi di esse. Per questo in ogni impianto vi è un piano d'emergenza (PUI) con indicazioni che riguardano ogni aspetto dell'impianto. Successivamente entra in azione una squadra d'emergenza nazionale dell'EDF (GIE intra) che supporta il team già presente sul sito. La GIE è formata da tecnici specializzati di EDF ma non abituati ad operare in caso di incidenti gravi. Per questo motivo si è ritenuto necessario creare il FARN che sarà composto da operatori specializzati proprio nella gestione di queste tipologie di incidenti.

Sono in uso anche delle specifiche linee guida in caso di incidenti gravi (SAMG) con differenze a seconda della tipologia di reattore e della serie. Sono state studiate misure da attuare tenendo in considerazione anche la perdita delle strumentazioni; ad esempio l'apertura delle valvole per la depressurizzazione del contenitore è stata regolata in base a curve predeterminate in modo da poter essere effettuata anche in mancanza delle strumentazioni che rilevano la pressione all'interno di esso. Tuttavia le SAMG non sono complete in quanto non comprendono la possibilità di avere guasti su più unità nello stesso sito o quella di avere incidenti nella SFP.

3.6.2 MISURE ADOTTATE

Viene riportato un elenco di alcune delle misure adottate per la gestione di alcune tipiche situazioni incidentali:

- Per il pericolo legato alla produzione di idrogeno si utilizzano dei ricombinatori catalitici (PARs) qualificati sismicamente; essi fungono da sistema passivo. Per l'EPR vi è inoltre un sistema di monitoraggio della concentrazione d'idrogeno ed un sistema per la sua redistribuzione.
- Per il controllo della pressione nel nocciolo si utilizzano diversi sistemi quali gli spayers all'interno del contenitore che hanno la duplice funzione di raffreddare e ripulire dai prodotti di fissione, un sistema di ventilazione dotato di filtri opportuni

(*filtered venting system FCVS*) oppure valvole di sfiato elettropneumatiche che però necessitano di corrente elettrica. Per questo c'è una proposta in atto che prevede di dotare l'impianto di un generatore mobile per alimentare queste valvole. Per l'EPR sono previste due misure aggiuntive: un serbatoio d'acqua per gli *sprayers* con autonomia di 48 ore e due sistemi indipendenti per la depressurizzazione del contenitore e del nocciolo per evitarne la rottura.

- Per il pericolo di fusione del basamento e fuoriuscita del nocciolo fuso si cerca, in primo luogo, di inondare il corium con gli *sprayers* o con acqua dall'esterno. Bisogna fare attenzione al pericolo esplosione perché l'acqua a contatto col *corium* evapora. Per l'EPR è previsto da progetto una zona in grado di raccogliere e stabilizzare il *corium*.

Per quanto riguarda la piscina di combustibile le situazioni incidentali da controllare sono relative alla produzione d'idrogeno (idrolisi, reazione vapore-guaina, detonazione), alla perdita d'acqua che porterebbe ad un'evaporazione e quindi un prosciugamento in breve tempo. Il valore limite del livello d'acqua entro il quale non si ha più una protezione efficace dalle radiazioni si attesta intorno ad 1,5 metri. Può avvenire un rilascio di sostanze radioattive se si fessura il combustibile o la piscina stessa ma queste situazioni non sono state analizzate. È necessario fornire la SFP di migliori strumentazioni per un monitoraggio dei suoi parametri (livello e temperatura dell'acqua, rateo di dose,...) che saranno parte integrante del *hardened safety core*.

3.6.3 MIGLIORAMENTI POSSIBILI

I fattori che devono essere migliorati e possono inficiare una cattiva gestione delle situazioni incidentali sono molti. Una distruzione delle infrastrutture intorno all'impianto (strade, ferrovie, edifici,...) renderebbe ancora più grave l'incidente per via dell'isolamento del sito (ritardi nell'intervento esterno, nei rifornimenti in caso di incidente di lungo termine). Un'elevata contaminazione di alcune zone dell'impianto renderebbe più difficile, se non impossibile, lo svolgersi di alcune operazioni da parte dei tecnici, come ad esempio la permanenza nella camera di controllo o l'allacciamento delle strumentazioni mobili (pompe antincendio, generatori d'emergenza). L'interruzione dei sistemi di comunicazione con l'esterno, la distruzione di alcune strumentazioni fondamentali per conoscere i parametri dell'impianto, la perdita totale di energia elettrica, la distruzione di altri impianti vicini alla centrale nucleare, sono tutte condizioni che sono in grado di aggravare una particolare situazione incidentale, come è successo a Fukushima.

Un punto di debolezza sta nel fatto che in Francia non era stata fino ad ora preso in considerazione che eventi naturali potessero provocare incidenti gravi; alcune procedure d'emergenza non sono adatte infatti alla gestione di eventi BDB per la mancanza di sufficienti margini di sicurezza. Alcuni sistemi, come quello di ventilazione ad esempio o alcune strumentazioni mobili d'emergenza, non sono in grado di resistere a tali scenari.

Sono in corso studi per aumentare la *safety* che riguardano principalmente la pericolosità della presenza di idrogeno nel contenitore, la contaminazione del terreno e dell'ambiente in caso di rilascio di sostanze radioattive, l'ottimizzazione dei sistemi di filtraggio per la ventilazione, l'addestramento e la gestione del personale, il danneggiamento della SFP.

Le misure più significative sono la creazione del FARN e del *hardened safety core*. Il FARN è un nucleo operativo formato da tecnici specializzati in grado di intervenire in meno di 24 ore in caso di incidente grave in qualunque sito sul territorio. L' *hardened safety core* è un complesso di misure organizzative e strumentazioni che hanno la capacità di garantire le funzioni base della *safety* in casi straordinari perseguendo 3 obiettivi principali: prevenire incidenti gravi, limitare il rilascio radioattivo su larga scala, far sì che gli operatori possano svolgere determinate operazioni in condizioni d'emergenza. Esso dovrà includere:

- Strumentazioni d'emergenza che abbiano grande resistenza ed elevata autonomia per la gestione della camera di controllo
- Strumentazioni mobili fondamentali per intervenire localmente dove si presenta maggior bisogno (generatori diesel, pompe antincendio,...)
- Dosimetri e strumentazioni in grado di determinare l'attività e la dose oltre che fornire la corretta protezione al personale
- Sistemi di rilevamento delle condizioni "ambientali" che sappiano quantificare i parametri operativi dei vari sistemi e lo stato delle strutture, prevedendo così eventuali rilasci di materiale pericoloso
- Strumenti di comunicazione d'emergenza per allertare le autorità competenti e la popolazione circostante

3.7 LE PARTICOLARITÀ DELL'EPR

L'EPR è un reattore simile al PWR con 4 loop ed una potenza elettrica erogata di 1650 MWe. La particolarità di questi reattori è nell'aver incorporato in fase di progetto gli scenari incidentali gravi. Vengono infatti usate 4 linee di ridondanza nei sistemi di sicurezza, il contenitore è progettato per resistere ad una collisione d'aereo proteggendo

l'edificio reattore, quello del combustibile e due strutture dove sono presenti strumentazioni di sicurezza. Inoltre nella sua progettazione sono previste sia misure preventive e mitigative quali:

- Prevenzione degli incidenti di fusione del nocciolo ad alta pressione
- Aumento dell'affidabilità dei generatori d'emergenza (2 diesel in più)
- Protezione del rifornimento d'acqua dei sistemi di sicurezza che devono raffreddare il nocciolo ed il contenitore; questo viene garantito sia installando i serbatoi dentro l'edificio reattore sia prevedendo l'approvvigionamento d'acqua da un serbatoio alternativo
- Protezione ulteriore del contenitore costruendo un doppio muro con un liner d'acciaio all'interno
- Contenimento del rilascio di sostanze radioattive o della rottura del basamento provvedendo alla creazione di un'apposita zona dove contenere il corium.
- PSA di primo e secondo livello che tiene in conto di eventi interni (incendi, esplosioni, inondazioni), esterni e anche guasti alla SFP

Il valore di DBE è normalizzato a 0.25 g, vi è una sicurezza maggiore rispetto allo scenario SBO per la presenza di due generatori diesel in più (doppia ridondanza), la durata delle batterie è di 2 ore (1 ora per quelli in esercizio ma l'ASN ne ha comunque richiesto un ulteriore aumento) mentre quella delle batterie d'emergenza è di 12 ore; entrambe vengono continuamente caricate, in fase operativa del reattore, da un generatore diesel dedicato. Le prime servono per alimentare le strumentazioni principali e le valvole d'isolamento (gestione del GV e dei generatori SBO) mentre le seconde alimentano quelle strumentazioni dedicate al controllo delle situazioni incidentali gravi, la camera di controllo d'emergenza ed infine le valvole esterne d'isolamento.

Il rifornimento di combustibile ed olio motore è garantito per 10 giorni (3 per gli impianti in esercizio) per un maggiore stoccaggio di risorse. Nel complesso le risorse stoccate in sito garantiscono all'EPR un'autonomia di 4 giorni che tuttavia non è conforme con la richiesta dell'ASN di estenderla a due settimane.

Un'ulteriore particolarità è quella di non avere strumentazioni d'emergenza in comune con gli altri reattori presenti in sito, sia a Flamanville dove è in costruzione, sia a Penly dove è in fase di progettazione; questa situazione garantisce oltre che una maggiore autonomia, il non verificarsi di un evento di guasto multiplo che aggraverebbe una situazione incidentale.

Altri miglioramenti riguardano la gestione dell'idrogeno (ricombinatori robusti, sistema di ridistribuzione della concentrazione e monitoraggio di essa), il rilascio di materiale radioattivo nell'ambiente (nessun rilascio diretto in caso di rottura del contenitore), un migliore sistema di raffreddamento e di depressurizzazione del circuito primario, maggiori riserve d'acqua e vie d'approvvigionamento.

Nonostante vi siano notevoli miglioramenti l'ASN ha indicato anche per l'EPR alcune criticità in comune con gli altri reattori in esercizio (incidenti SFP, migliori SAMG,...).

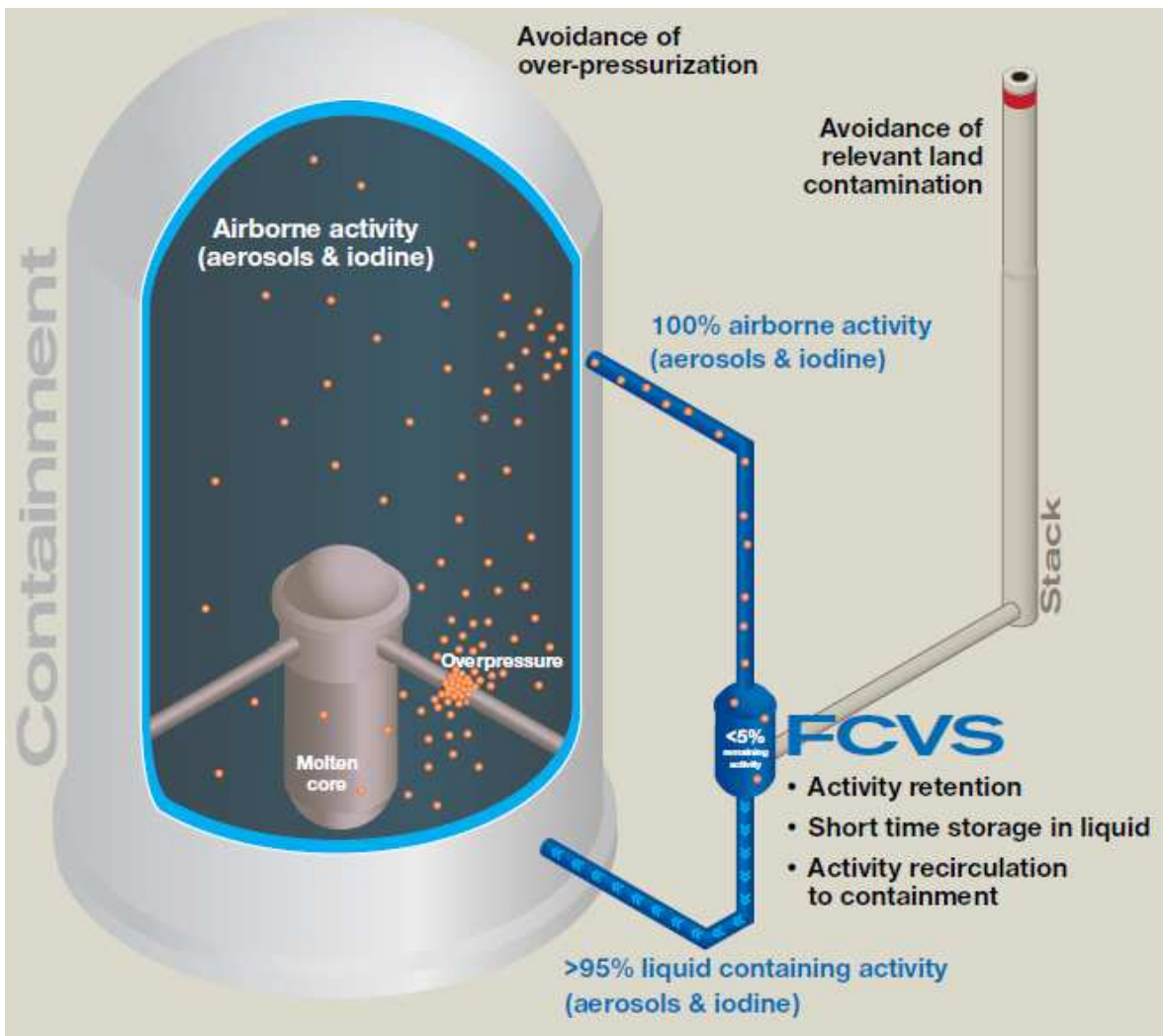


Figura 2: Filtered Containment Venting System

4 IL CASO TEDESCO

La Germania è una repubblica federale e, laddove non viene specificato, il controllo sull'applicazione delle leggi spetta ad ogni singolo stato federale (*Länder*) che è quindi responsabile delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio di un impianto nucleare. Vi è un organo di supervisione nazionale (BMU), formato da membri di ogni singolo stato e dal ministro per l'ambiente e la sicurezza nucleare, che funge da corpo regolatore con il potere di controllare le attività in merito operate da ogni singolo *Länder*. Gli *stress tests* sono stati perciò sviluppati coinvolgendo tutti i *Länder* ed il BMU; il rapporto finale è stato preparato dal BMU sulla base di 13 rapporti per ogni sito (comprendenti 18 reattori) e 5 rapporti finali di altrettanti *Länder*. Nell'analisi si è tenuto conto anche del reattore di Origoheim dove è ancora presente la SFP ma il reattore è in fase di *decommissioning*. Inoltre sono stati considerati come operativi, ai soli fini dell'analisi, anche 8 reattori che sono stati spenti il 30/06/2011 a seguito di una decisione del parlamento tedesco. Il report non comprende tuttavia considerazioni sulla sicurezza del "deposito secco" (*dry storage*) di combustibile esausto, presente in alcuni siti.

Il report conclusivo è in linea con le richieste di ENSERG tranne in alcuni punti riguardanti soprattutto le tempistiche del danno al combustibile a seguito di alcune situazioni incidentali gravi come LOOP, SBO e UHS; la motivazione di questa mancanza è per il fatto che queste tempistiche sono materia di segreto nazionale e per tanto i tedeschi non hanno voluto renderle pubbliche. Per alcuni eventi esterni vengono soltanto espresse valutazioni qualitative e non quantitative.

Anche in Germania a seguito dei vari incidenti nucleari (Cernobyl, TMI, Fukushima) si sono eseguite misure straordinarie di aggiornamento come ad esempio lo sviluppo di un'analisi probabilistica del guasto (PSA), miglioramenti nella gestione di situazioni incidentali o alcune modifiche ai sistemi di sicurezza. Ogni decisione in materia di sicurezza è contenuta nel *German Atomic Energy Act (Atomgesetz)*. Gli impianti possono, a seguito di revisioni dei criteri di sicurezza, continuare ad essere operativi solo se vi sono sufficienti margini nei confronti dei livelli di pericolo. Anche eventi estremamente improbabili devono essere ipotizzati; un evento può essere escluso dal PSA solo se viene ritenuto impossibile.

Per garantire la sicurezza dei reattori in esercizio, gli operatori hanno adottato 4 livelli di difesa in profondità:

1° livello: Prevenzione degli incidenti e delle deviazioni dalle condizioni nominali tramite una progettazione accurata, utilizzando strumentazioni di alto livello ed istruendo in maniera adeguata il personale

2° livello: Controllo delle anomalie e degli incidenti tramite l'utilizzo di misure di contenimento; se si superano determinati valori di soglia si innesca in automatico un sistema di mitigazione delle conseguenze incidentali per evitarne la propagazione

3° livello: Gestione degli incidenti tramite l'utilizzo di sistemi e strumentazioni che siano in grado di garantire il rispetto delle funzioni fondamentali di sicurezza (*shutdown* del reattore, rimozione della potenza residua, confinamento di sostanze radioattive)

4° livello: Prevenzione e mitigazione delle conseguenze di eventi incidentali gravi (livello 4a) anche per quegli scenari BDB per il quale l'impianto non è progettato (livelli 4b e 4c). lo scopo di queste misure consistono nel prevenire danni al nocciolo e limitare il rilascio di materiale radioattivo o tossico nell'ambiente.

4.1 PANORAMICA REATTORI

Gli impianti nucleari in esercizio in Germania sono 9 e verranno gradualmente spenti entro il 2022. Come ricordato precedentemente in data 30/06/2011 sono stati spenti 8 reattori. Tutti gli impianti sono stati costruiti dalla *Siemens Kraftwerk union* (KWU). Si riporta un elenco dettagliato per tipologia.

- Reattori PWR in *shutdown* definitivo: Biblis A (KWB-A), Biblis B (KWB-B), Neckarwestheim 1 (GKN-I), Unterweser (KKU) operativi da metà anni settanta
- Reattori BWR₆₉ in *shutdown* definitivo: Brunsbüttel (KKB), Isar 1 (KKI-1), Philippsburg 1 (KKP 1), Krummell (KKK) operativi da fine anni settanta
- Reattori PWR in esercizio: Brokdorf (KBR), Emsland (KKE), Grohnde (KWG), Grafenrheinfeld (KKG), Philippaburg 2 (KKP 2), Neckarwestheim 2 (GKN-II), Isar 2 (KKI-2) operativi tra gli inizi e la fine degli anni ottanta
- Reattori BWR₇₂ in esercizio: Gundremmingen B e C (KRB II B e C) operativi da metà anni ottanta.

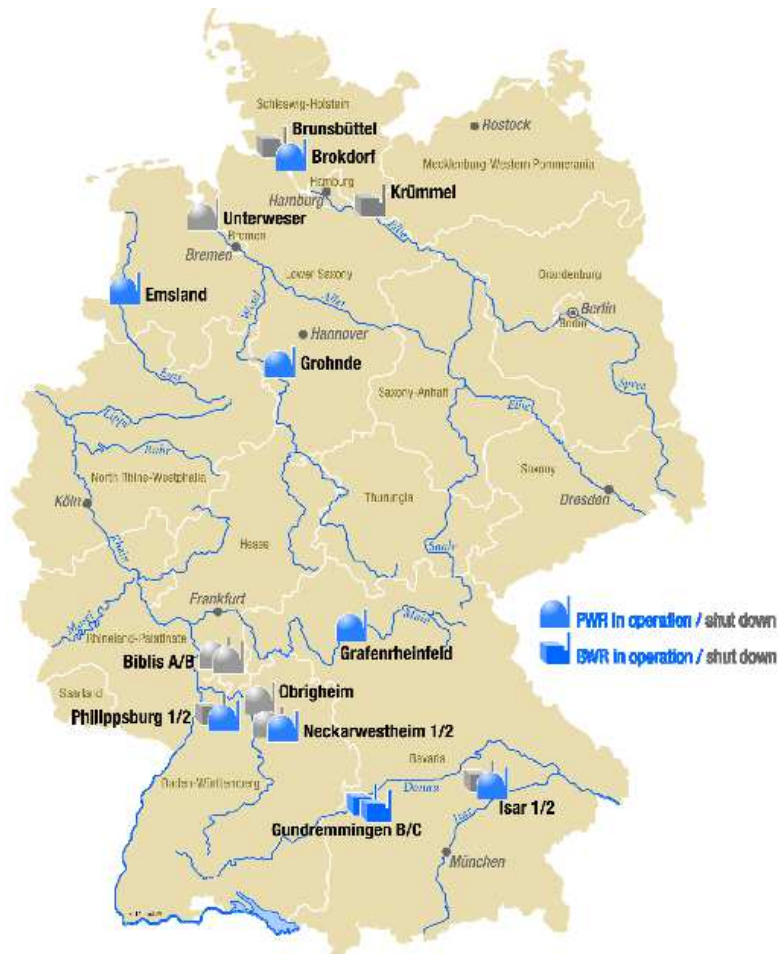


Figura 3: Collocazione e tipologia dei reattori tedeschi sottoposti a stress tests

Si sono scelti tre impianti rappresentativi per ogni tipologia; per i PWR il reattore di Emsland (KKE), per i BWR₆₉ quello di Krümmel (KKK) e per i BWR₇₂ l'impianto di Gundremmingen (KRB).

PWR Emsland:

Il nocciolo contiene 193 elementi di combustibile, vi sono 4 generatori di vapore, uno per ogni circuito di raffreddamento ed il pressurizzatore è collegato alla gamba calda di uno di essi. Tutti i componenti del circuito di raffreddamento sono installati all'interno del contenitore nell'edificio del reattore. I sistemi di sicurezza del circuito secondario sono installati sulla linea principale del vapore che entra in turbina e sulla linea d'alimentazione; in caso di guasto un particolare GV può essere isolato sia in ingresso sia in uscita (2 valvole di isolamento e 2 valvole di rilascio sulla stessa linea per l'isolamento e il controllo della

pressione). La turbina è composta da una ad alta pressione e due, in parallelo, di bassa pressione. Per condensare il vapore in uscita dalla turbina si utilizza una torre evaporativa; il reintegro dell'acqua evaporata è effettuato prelevandone dal fiume Ems.

Vi sono dei sistemi ausiliari quali il sistema di controllo del volume dell'acqua del primario (purifica, degasa, inietta acido borico, compensa le variazioni di densità), l'impianto di scarico (controllo del contenuto di gas come idrogeno e ossigeno o gas radioattivi), il sistema di ventilazione dotato di opportuni filtri.

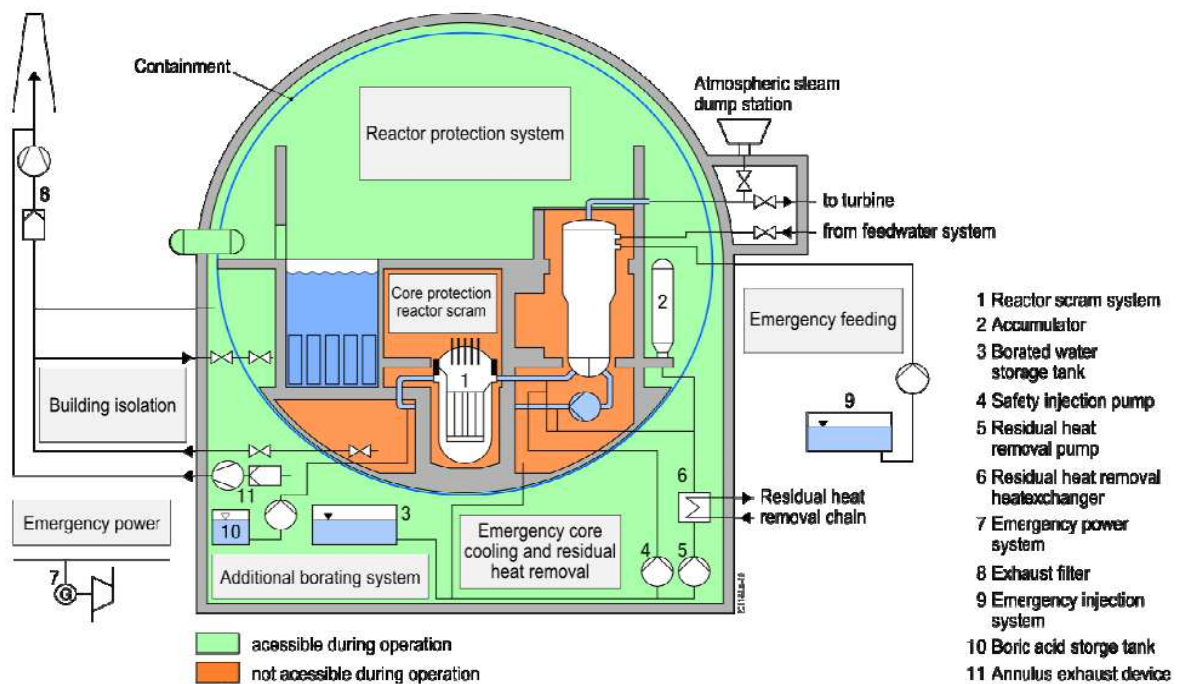


Figura 4: Schema dell'impianto PWR di Emsland e di alcuni sistemi di sicurezza

L'impianto è dotato di molte strumentazioni e sistemi d'emergenza per garantire la safety dell'impianto:

- 8 generatori diesel d'emergenza (4 da 10kV e 4 da 380V) per la gestione di alcuni scenari incidentali
- Due sistemi per lo *shutdown* del reattore; il primo è lo *scram* con l'utilizzo delle barre di controllo, il secondo prevede l'iniezione d' acqua borata con l'utilizzo di un apposito sistema.
- Sistema di rimozione della potenza residua: 4 circuiti separati ciascuno dotato di un generatore d'emergenza, un sistema d'iniezione ad alta pressione uno a bassa pressione, ed uno di accumulo

- Sistema di raffreddamento intermedio (4 loop: primario, secondario, intermedio, torre evaporativa)
- Sistema d'alimentazione d'emergenza che assicura apporto d'acqua ai GV
- Vari sistemi che limitano i danni in caso di incidente
- Contenitore in calcestruzzo con un *liner* in acciaio all'interno e con sistema di ventilazione che garantisce una pressione inferiore a quella ambiente.
- Ricombinatori catalitici per controllare la concentrazione di idrogeno
- Sistema di *venting* controllato e filtrato per abbassare la pressione nel contenitore

BWR₇₂ Gundremmingen:

Il nocciolo è formato da 748 elementi di combustibile e 193 barre di controllo con 8 pompe assiali per il ricircolo del termovettore. Il principio di funzionamento è quello dei reattori bollenti: si inietta acqua sottoraffreddata nel vessel che viene ricircolata dalle pompe assiali nel nocciolo per riscaldarsi da 215°C a 285°C. Il titolo di vapore in uscita è del 14% a una pressione di 70,6 bar. Una portata di 7.500t/h entra in turbina per produrre 1344 MWe. Il vapore viene poi fatto condensare in un condensatore a superficie, entra in un preriscaldatore ed infine nel sistema d'alimentazione. Vi è un sistema di bypass della turbina che scarica direttamente nel condensatore. La rimozione della potenza termica lato secondario è affidata ad una torre evaporativa. L'acqua di reintegro viene presa dal fiume Danubio.

Il contenitore è formato da un cilindro in cemento armato con due camere di soppressione all'interno (*drywell* e *wetwell*) ed un edificio di contenimento secondario in cemento armato che include il precedente e protegge dagli eventi esterni.

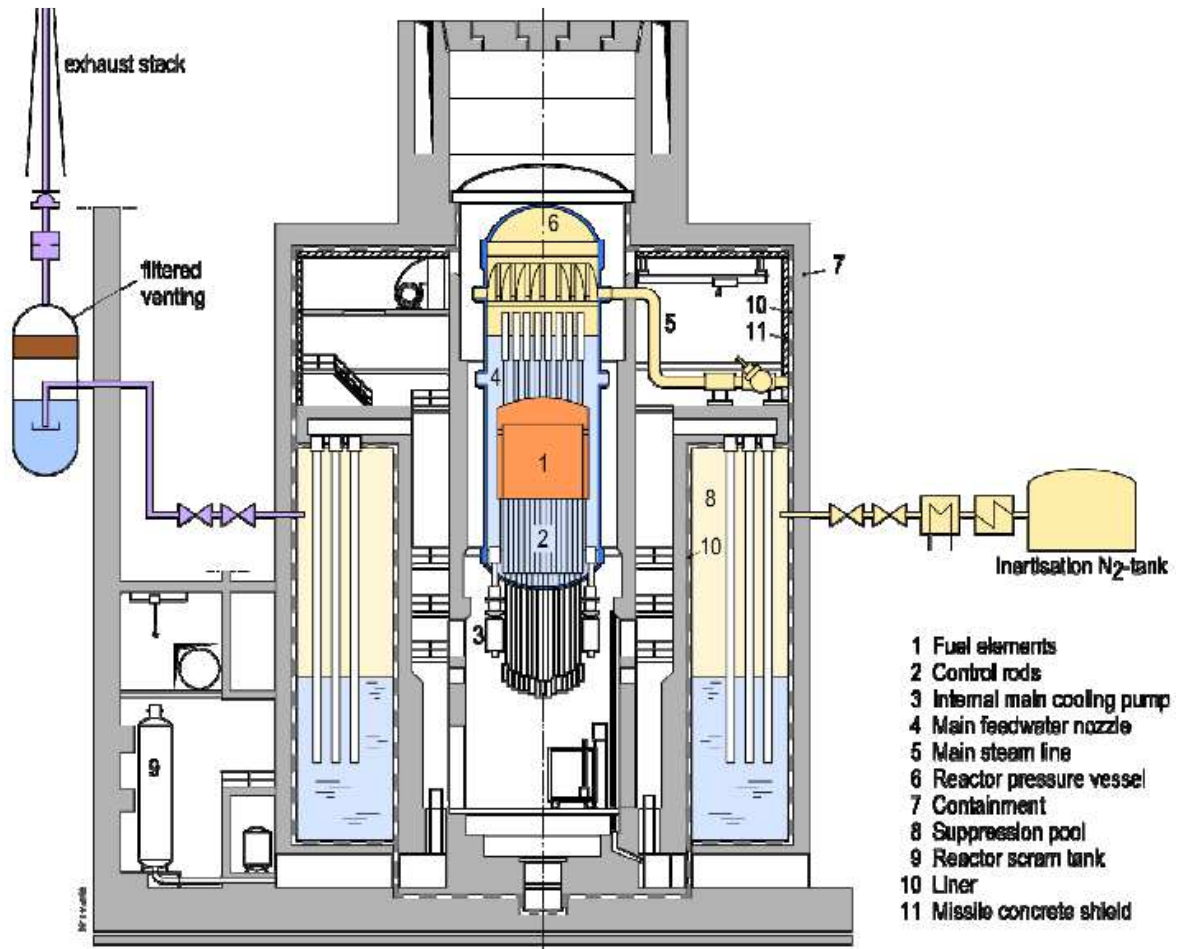


Figura 5: Schema dell'impianto BWR di Gundremmingen

L'impianto è dotato di molte strumentazioni e sistemi d'emergenza per garantire la safety dell'impianto:

- Due sistemi per lo *shutdown* del reattore; il primo con le barre di controllo (sistema elettromeccanico o idraulico che non richiede energia elettrica), il secondo con l'utilizzo di veleni liquidi (soluzione di boro)
- Sistema d'emergenza di rimozione del calore (3 linee separate ognuna con il proprio sistema di rifornimento acqua ed un circuito di raffreddamento intermedio)
- Un sistema di rimozione del calore residuo indipendente (AHRS) con annesso sistema di iniezione ad alta pressione (aggiunto in seguito per scongiurare cause di guasto comune); questo sistema ha una propria camera di controllo.
- *Wetwell*, che ha la funzione di abbassare la pressione (sistema passivo) e di fornire acqua per i sistemi di raffreddamento d'emergenza
- Sistema di ventilazione e di controllo dell'aria

- 5 generatori diesel d'emergenza (4.8 MW), 3 linee elettriche (solo 2 sono antisismiche)
- Inertizzazione del wetwell con l'inserimento di azoto e utilizzo di ricombinatori catalitici per evitare detonazione da idrogeno

BWR₆₉ Krummel:

L'impianto eroga una potenza di 1402 MWe e differisce rispetto al precedente anche per layout e sistemi di sicurezza come si può notare nella figura sottostante.

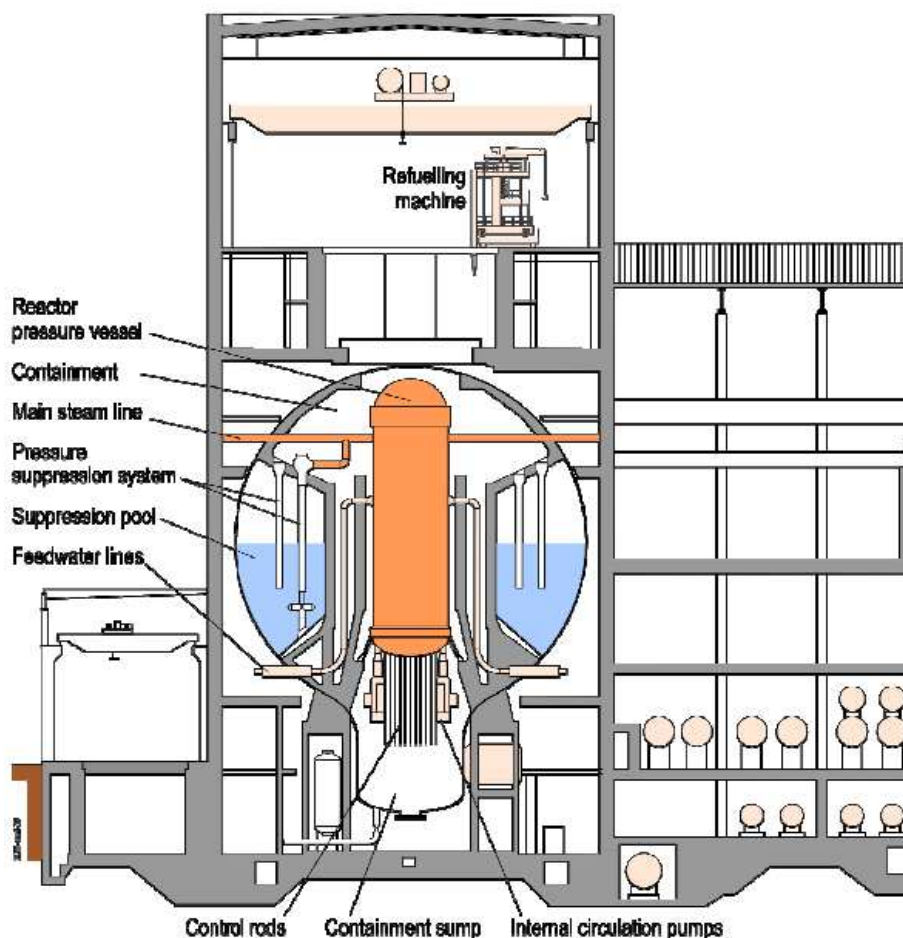


Figura 6: Layout impianto BWR di Krummel

Il contenitore è in calcestruzzo e contiene le strumentazioni principali per gestire scenari incidentali gravi. L'edificio turbina è adiacente al contenitore. Vi sono 4 generatori diesel d'emergenza e 2 di riserva dedicati al funzionamento delle strumentazioni d'emergenza. Anche il sistema di raffreddamento è differente in quanto vi sono 3 condensatori indipendenti con altrettante linee d'alimentazione.

Vi sono due sistemi d'alimentazione uno a bassa pressione l'altro ad alta pressione. L'impianto è dotato inoltre di un sistema di *shutdown* indipendente (UNS) in grado di controllare la situazione incidentale in caso di evento esterno o interno. È situato in un bunker a 100 metri dall'edificio del reattore e collegato ad esso tramite due linee indipendenti di comunicazione (pompe, cavi, batterie, sistemi di raffreddamento,...). Vi è inoltre anche un sistema d'emergenza di rimozione della potenza a bassa pressione (USUS) che entra in funzione in caso di incidente grave. È in grado di fornire acqua al reattore utilizzando un proprio sistema di alimentazione (2 linee indipendenti) nel caso in cui non funzionassero i sistemi usuali.

4.2 CONSIDERAZIONI RELATIVE AI TERREMOTI

4.2.1 VALORI DI PROGETTO

Gli impianti nucleari tedeschi hanno come criteri di riferimento relativi ad eventi esterni i *Safety criteria for nuclear power plants*, le *Accident Guidelines*, le linee guida RSK e gli standard di sicurezza KTA. I *Safety criteria* ribadiscono che tutti quei componenti necessari allo *shutdown* del reattore e alla sua messa in sicurezza devono essere progettati per resistere in caso di eventi esterni quali terremoti, inondazioni ed incendi, considerati come incidenti base.

Il valore di DBE varia a seconda del sito tra un intensità di VI (al nord) e di VIII (al sud) della scala europea MSK; questi valori, tradotti in termini di PGA, sono in alcuni casi anche inferiori a 0.1 g che è il minimo valore di sicurezza decretato dall'IAEA. La giustificazione degli enti regolatori tedeschi a questi bassi valori di DBE è principalmente la bassa attività sismica del territorio, supportata da spettri specifici per ogni impianto e una grande quantità di dati storici (addirittura dal 800 D.C.). Tuttavia la scala MSK si estende fino al livello 12 quindi gli impianti tedeschi non sono progettati per resistere a terremoti molto intensi che danno origine a gravi conseguenze.

L'approccio utilizzato è di tipo deterministico supportato da un'analisi probabilistica (PSA) solo se l'intensità specifica per quel sito supera il valore VII della scala MSK. Il PSA viene effettuato durante le operazioni di revisione periodica PSR I valori di DBE variano tra 0.05 g e 0.21 g con una frequenza di accadimento di 10^{-5} all'anno. A seguito del PSR o di eventi rilevanti o di nuove scoperte scientifiche, si può avere un cambiamento degli standard sismici di un impianto ed il relativo adeguamento ad essi come è successo per l'impianto KWB.

Le procedure adottate in caso di scossa dipendono dalla sua intensità; se il valore si attesta al di sotto di 0.4 DBE l'impianto continua il suo normale funzionamento, se è compresa tra 0.4 e 0.6 volte il DBE è necessario effettuare un checkup completo dei sistemi di sicurezza ed infine se supera il valore di 0.6 DBE l'impianto viene portato in *shutdown* come misura cautelativa. Le strumentazioni antisismiche non sono però in grado di decretare uno *shutdown* automatico.

4.2.2 ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB

Per gli impianti tedeschi non è stata prevista alcuna valutazione sui margini di sicurezza. È da sottolineare il fatto che la stessa tipologia di reattori, progettata secondo i medesimi standard di sicurezza, è presente sia in zone con bassissima attività sismica (al nord) sia in zone con maggior attività sismica (al sud); si può quindi concludere che nelle zone ad intensità sismica inferiore ci sia un maggior margine di sicurezza. In generale tutto il territorio tedesco è a bassa intensità sismica il che potrebbe giustificare i bassi valori progettuali; l'aspetto che dovrebbe rassicurare maggiormente è il fatto che il contenitore dei reattori in esercizio è in grado di resistere all'impatto di un aeroplano che probabilmente è uno scenario incidentale più problematico rispetto ad un terremoto di forte intensità. È stata inoltre effettuata un'analisi, specifica per ogni sito, sugli effetti secondari derivanti da terremoti di intensità pari a DBE.

4.2.3 PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI

Il punto di forza da sottolineare è la dichiarata robustezza degli impianti alla collisione di un aeroplano; questa situazione incidentale ha infatti risvolti paragonabili ad una scossa di intensità maggiore del DBE. Inoltre per il fatto di avere considerato, in fase di progetto, molti effetti secondari e per l'ampia disponibilità di strumentazioni d'emergenza collocate in edifici bunkerizzati, si può concludere che rispetto ai terremoti gli impianti siano in sicurezza.

I miglioramenti possibili già presi in considerazione riguardano la dotazione di una scavatrice per ogni impianto (in grado di facilitare l'accesso al sito in caso di emergenza) e l'adozione del PSA per tutti gli impianti (con la corretta ed effettiva applicazione degli standard modificati nel 2002).

4.3 CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLE INONDAZIONI

4.3.1 VALORI DI PROGETTO

I requisiti per la protezione degli impianti dalle inondazioni sono contenuti negli standard KTA 2207 del 1982 ma aggiornati sia nel 1992 sia nel 2004. Su richiesta di questi standard è stata costruita una barriera di protezione per le strumentazioni o i sistemi fondamentali per la sicurezza dell'impianto, in grado di resistere in modo particolare ad un'inondazione derivante dalla rottura di una diga. Gli impianti sono anche dotati di alcune protezioni mobili.

Tutti gli impianti sono situati lungo dei fiumi (nessuno sul mare) però alcuni di essi sono fortemente soggetti a maree.

L'approccio utilizzato per il calcolo del DBF è basato sul monitoraggio del livello dei fiumi ipotizzandone un superamento con frequenza di accadimento di 10^{-2} per anno. a seguito delle revisione dei criteri di sicurezza, è stata effettuata un'analisi per eventi con probabilità di 10^{-4} per anno considerando anche l'influenza delle maree.

Nelle linee guida del PSA l'evento inondazione non è stato analizzato ulteriormente. Se infatti si verifica che la somma degli scenari incidentali causati da inondazione non supera il valore 10^{-6} di probabilità di provocare un danno al nocciolo, allora non sono necessarie ulteriori analisi per questo scenario incidentale. Tuttavia questi criteri possono essere rivisti nel caso in cui avvengano nuove scoperte o vi siano cambiamenti negli standard di sicurezza.

4.3.2 ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB

Tutti gli impianti sono in grado di resistere ad inondazioni DBF con opportune protezioni. Nessuna inondazione potrebbe superare realisticamente il livello di DBF per quel sito tranne nel caso in cui vi sia una rottura di una diga; anche questo scenario è però da considerare alquanto improbabile in quanto il grande volume d'acqua sprigionato dalla rottura di una diga si disperderebbe su una vasta area non riuscendo così a raggiungere i livelli prefissati di sicurezza. Tuttavia in alcuni impianti i punti di accesso sono al di sotto del livello DBF ed è necessario l'utilizzo di barriere mobili per garantirne la tenuta stagna.

4.3.3 MIGLIORAMENTI POSSIBILI

Sono in corso verifiche sulla tenuta degli argini di ogni impianto e per alcuni di essi, specialmente quelli vicino al mare, è stato previsto un loro innalzamento ed irrobustimento oltre che l'adozione di ulteriori barriere mobili.

4.4 CONSIDERAZIONI RELATIVE A CONDIZIONI CLIMATICHE ESTREME.

Non vi sono specifici criteri di sicurezza a livello progettuale in caso di eventi meteorologici per cui gli edifici sono progettati secondo gli standard dell'ingegneria civile; sono in grado di resistere ai carichi derivanti da un particolare tipo di evento esterno con frequenza di accadimento di 10^{-2} all'anno (normative DIN 1055 e 25449). In caso di piogge molto intense si fa riferimento allo scenario inondazione. Per condizioni di temperatura estrema sono necessarie delle distinzioni tra temperature dell'aria ambiente, dell'acqua dei fiumi ed in caso di neve e ghiaccio. Per proteggere l'impianto da temperature rigide si ricicla l'acqua calda usata per il raffreddamento; nel caso in cui l'acqua di scarico raggiunga temperature troppo elevate (tra 23 e 31°C) è necessario mandare in *shutdown* il reattore per vincoli ambientali. Nelle analisi di progetto sono state considerate anche combinazioni di eventi climatici gravi (neve+tempesta+basse temperature ad esempio).

Tutti i requisiti sono di tipo determinismo con valori attesi prestabiliti e non soggetti ad un'analisi probabilistica (PSA). Inoltre non è stata effettuata alcuna valutazione sui margini di sicurezza. È però provato che gli impianti resistono, per i loro requisiti progettuali, sia a carichi statici sia a carichi dinamici derivanti dagli scenari considerati. Sono in grado di resistere ad onde d'urto che corrispondono a velocità del vento elevate (800 km/h) e derivanti dall'impatto di un aeroplano.

4.5 CONSIDERAZIONI RELATIVE A LOOP, SBO ED UHS.

4.5.1 VALORI DI PROGETTO

I principali requisiti per i sistemi d'emergenza adibiti a garantire la fornitura di energia elettrica all'impianto, sono contenuti nel capitolo 7.1 dei *Safety Criteria*, mentre quelli riguardanti la rimozione della potenza residua sono nel capitolo 4.2; vi sono requisiti più specifici per sistemi, strutture e componenti negli standard KTA.

In ogni situazione bisogna garantire la fornitura di energia elettrica a tutti quei sistemi e componenti fondamentali per la sicurezza dell'impianto attraverso l'utilizzo di strumentazioni mobili ed opportune ridondanze e diversità per scongiurare cause di guasto comuni. Le stesse considerazioni valgono per quei sistemi adibiti alla rimozione della potenza residua.

LOOP

Tutti gli impianti sono in grado di operare in modalità *house load* cioè di autoalimentarsi. Sono presenti 3 linee elettriche di collegamento con la rete esterna con la possibilità di allacciarsi in caso di emergenza a centrali idroelettriche per sopperire alla richiesta di energia elettrica. Inoltre vi è disponibilità di ulteriori generatori diesel d'emergenza in grado anche di ricaricare le batterie d'emergenza durante il normale funzionamento dell'impianto.

In caso di interruzione della fornitura di energia elettrica dalla rete esterna, l'impianto entra in modalità *house load*; se anche questa fallisce si utilizzano le strumentazioni d'emergenza. Ogni impianto è dotato di almeno 4 generatori diesel con un'autonomia di olio e carburante di almeno 72 ore senza l'utilizzo di operazioni manuali (tranne per KKP1 e KKB). Vi sono alcune differenze tra i vari impianti.

- PWR più recenti: sistema d'emergenza di secondo livello (D2), bunkerizzato e dotato di 4 generatori diesel con autonomia di 24 ore, aumentabile con alcune operazioni manuali, raffreddati dal sistema di alimentazione d'emergenza che ha un'autonomia di 10 ore. Questi motori permettono che il reattore sia raffreddato dai GV. Le batterie DC hanno autonomia di 2 ore.
- PWR più datati: meno sicurezza dei precedenti ma comunque in grado di resistere per 24 ore dall'inizio dell'evento incidentale, garantendo le funzioni minime di sicurezza. Le batterie DC hanno autonomia di 3 ore.
- BWR 72: un generatore diesel in più per il supporto ad ogni sistema di rimozione del calore residuo (RHRS) per un totale di 4. Questi generatori sono protetti da terremoti ed inondazioni e fisicamente separati dagli altri. Hanno un'autonomia di 72 ore e sono in grado di ricaricare le batterie DC che hanno un'autonomia di 2 ore.
- BWR 69: KKP1 e KKB sono dotati di 2 generatori diesel d'emergenza con due sistemi d'alimentazione ed erogazione diversi; hanno un'autonomia di 72 ore e sono collocati in edifici in grado di resistere ad eventi esterni di progetto. KKI 1 e KKK

hanno la possibilità di collegarsi ad una centrale idroelettrica in caso d'emergenza.

SBO

Nel caso in cui non vi sia la possibilità di sopperire al fabbisogno di energia elettrica richiesta dall'impianto, l'approccio utilizzato per i reattori tedeschi differisce con la tipologia di reattore.

- PWR: come prima misura si utilizza il *bleed and feed* del circuito secondario; questo sistema permette la depressurizzazione e l'alimentazione dei GV con l'utilizzo di serbatoi d'acqua (con pompa diesel) o di pompe mobili (lance antincendio). Il tempo di preparazione è di circa 50 minuti e permette di posticipare di qualche ora (tra le 2 e le 7 ore) incidenti al combustibile. Se questa misura non funzionasse è previsto il *bleed and feed* del circuito primario; si aprono le valvole di rilascio per abbassare la pressione e consentire così la circolazione dell'acqua del sistema di raffreddamento d'emergenza che, essendo ad alto contenuto di boro, garantisce che il reattore rimanga sottocritico. Per quest'ultima misura è però necessario l'utilizzo delle batterie per l'apertura delle valvole di rilascio.

La rimozione della potenza residua avviene per evaporazione nel caso in cui il vessel si aprisse; questa situazione dopo sole 2 ore porterebbe il livello dell'acqua alla cima delle barre di combustibile. La stessa situazione avviene nella SFP con periodo di grazia di 15 ore. È necessario quindi pompare acqua nel reattore e nella SFP.

- BWR 72: avviene lo *scram* del reattore, si isola il contenitore e il vapore viene rilasciato nel *wetwell*. Alimentazione per differenza di pressione, senza necessità di energia elettrica. Per rimuovere la potenza residua ed abbassare la pressione si aprono le valvole di rilascio in maniera controllata senza necessità di energia elettrica. Batterie con autonomia di 8 ore
- BWR 69: avviene lo *scram* del reattore, si isola il contenitore e il vapore viene rilasciato nel *wetwell*. Alimentazione con pompa alimentata dalla turbina a vapore, necessità dell'uso di batterie che hanno un autonomia di 3 ore. Per rimuovere la potenza residua si aprono le valvole di rilascio in maniera controllata (*venting* con sistema di filtraggio del vapore).

UHS

Esistono delle notevoli differenze tra i vari reattori anche per quanto riguarda i sistemi di raffreddamento e quelli di alimentazione (ESWS). In ogni caso i regolatori hanno richiesto la costruzione di 2 sistemi ridondanti per ognuno di essi. Non ci sono obblighi sulla dotazione di un *heat sink* alternativo, tuttavia alcuni impianti sono dotati di pozzi o riserve d'acqua indipendenti dai fiumi che garantiscono un certo livello di autonomia.

1. PWR:

- se il circuito primario rimane chiuso la rimozione della potenza residua avviene ad opera dei GV
- se il circuito primario è aperto per alcuni impianti vi è un UHS alternativo (KKE, GKN, KKP, KWB) che, oltre a smaltire la potenza, alimenta il sistema ESWS; per i restanti impianti la rimozione della potenza avviene per evaporazione dell'acqua del primario che va ripristinata di continuo. Per la SFP valgono le medesime considerazioni. In caso di perdita anche dell'UHS alternativo la potenza viene smaltita per evaporazione.

- ### 2. BWR:
- ogni impianto è dotato di un sistema di rimozione della potenza residua e di reintegro dell'acqua persa per evaporazione con l'uso di pompe mobili o sistemi di rifornimento. Le stesse considerazioni valgono per la SFP.

4.5.2 PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI

Un aspetto positivo da sottolineare per quanto riguarda la *safety* degli impianti è il fatto che sia per i PWR sia per i BWR le strumentazioni ed i sistemi di alimentazione d'emergenza sono in situati in edifici che resistono ad eventi esterni.

Sono in corso di valutazione alcune misure, specifiche per ogni impianto, per aumentarne l'autonomia rispetto a certi scenari incidentali; questi provvedimenti sono per lo più relativi ad un aumento della robustezza delle reti elettriche, del numero di strumentazioni mobili e della dotazione di ulteriori riserve di acqua e combustibile per i generatori d'emergenza.

4.6 CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLA GESTIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI (SAM)

I primi requisiti riguardanti la gestione degli incidenti gravi (SAM) sono stati pubblicati nel 1988. Le misure prevedevano raccomandazioni sull'isolamento del contenitore, sul sistema di ventilazione filtrato, inertizzazione con azoto (per BWR), sistemi di iniezione d'emergenza,

bleed and feed del circuito primario e secondario (PWR), ricombinatori catalitici ed infine sullo sviluppo di procedure specifiche per la gestione degli incidenti gravi (le future SAMG). Queste misure indicative sono state poi implementate negli standard KTA. Entro fine 2012 è previsto lo sviluppo delle SAMG con descrizioni più dettagliate delle strumentazioni e delle procedure da attuare in caso d'emergenza.

L'obiettivo delle misure da adottare è quello di proteggere il degrado del nocciolo ed il rilascio di materiale radioattivo nell'ambiente; questi due aspetti devono prevalere su tutto anche sulla protezione dei sistemi o dei componenti stessi dell'impianto. Le sequenze e gli eventi incidentali vengono identificati con un'analisi probabilistica ma anche basandosi su precedenti esperienze e su danni ipotizzati. Ogni impianto è dotato di un PSA di primo livello per ogni condizione operativa (anche in *shutdown*) e di un PSA di secondo livello per i solo eventi interni. Queste analisi, aggiornate ogni 10 anni a seguito di PSR, vengono utilizzate per individuare punti di forza e debolezze dei sistemi e delle strumentazioni in particolare nei confronti degli effetti *cliff-edge*.

4.6.1 ORGANIZZAZIONE IN CASO DI INCIDENTI GRAVI

La responsabilità della gestione di una situazione incidentale ricade nel breve periodo sul personale presente nell'impianto, i quali devono essere in grado di applicare le procedure d'emergenza previste. Una volta dato l'allarme ed in caso di incidenti BDB, l'ERO (*emergency response organization*), subentra nella gestione dell'impianto; l'ERO è formato da un team di esperti e dal personale dell'impianto ed è coordinato da un gruppo anticrisi dell'AREVA che fornisce supporto tecnico e decisionale. In ogni caso le decisioni più rilevanti in termini di sicurezza le prende l'ERO.

Gli impianti hanno due camere di controllo (una principale e una d'emergenza) in grado di resistere ad eventi esterni e dotate di un sistema di ventilazione mobile. Per una migliore gestione degli scenari incidentali vi è la possibilità di usufruire delle strumentazioni mobili di altri impianti grazie a dei contratti di cooperazione.

4.6.2 MISURE ADOTTATE

- In caso di guasto al combustibile si adottano le seguenti misure:
 - PWR: iniezione di acqua nel vessel, venting del contenitore, ricombinatori catalitici per l'idrogeno, iniezione di acqua borata per controllare la criticità (la disponibilità delle strumentazioni dipende dall'apporto di energia elettrica)

- BWR: allagamento del *drywell*, inertizzazione del *wetwell* con azoto, utilizzo dei ricombinatori catalitici, iniezione di boro per controllare la criticità.
- In caso di rottura del vessel
 - PWR: reazioni del corium con il basamento, controllo della concentrazione di idrogeno con ricombinatori catalitici PARs
 - BWR: stesse misure adottate nel caso precedenti con l'aggiunta di un allagamento di tutto il contenitore per raffreddare il nocciolo fuso
- Per garantire l'integrità del contenitore (non richiedono energia elettrica):
 - La prevenzione delle situazioni incidentali precedenti è scongiurata con l'utilizzo di valvole di sfiato (PWR e BWR); a motivo di ciò sono stati aggiunti sistemi, generatori e batterie in grado di alimentare le valvole elettropneumatiche adibite al rilascio controllato
 - Qualificazione antisismica dei PARs e del sistema di inertizzazione
 - Utilizzo del sistema di venting filtrato (FCVS) per abbassare la pressione nel contenitore
- Per la gestione della SFP: nei PWR è posta all'interno del contenitore ed i PARs controllano la concentrazione di idrogeno considerando l'apporto della piscina di combustibile; inoltre vi sono strumentazioni che controllano le condizioni della SFP. Nei BWR essa è posta fuori dal contenitore ma sempre nell'edificio reattore. Le misure per la gestione degli incidenti si basano principalmente sull'iniezione di acqua per garantire l'integrità del combustibile e la schermatura dalle radiazioni (minimo 1 metro di acqua).

4.6.3 MIGLIORAMENTI POSSIBILI

Sono state proposte alcune migliorie come aumentare la durata delle batterie, qualificare sismicamente il sistema di monitoraggio della concentrazione di idrogeno, considerare le conseguenze della fusione del combustibile nella SFP e sviluppare delle SAMG per situazioni incidentali di lunga durata.

Alcune misure sono state prese a seguito dell'incidente di Fukushima tra le quali:

- SAM migliorate per la gestione di eventi esterni
- Ottimizzazione delle strumentazioni di sicurezza (checkup ed ulteriori requisiti di resistenza ad eventi esterni)
- Maggiore disponibilità delle strumentazioni mobili

- Provedimenti per garantire la fornitura di energia elettrica a lungo termine e per la rimozione del calore dalla SFP
- Studi ulteriori per migliorare la sicurezza della SFP in quei BWR dove è collocata fuori dal contenitore

5 IL CASO SVIZZERO

Gli impianti nucleari in Svizzera sono tutti in esercizio da più di 20 anni e la loro *safety* viene riesaminata ogni 10 anni durante il PSR, come richiesto dall'ente per la sicurezza nazionale (ENSI). Nel corso degli anni sono state fatte numerose modifiche ai criteri di sicurezza e di conseguenza anche a diversi sistemi presenti nei vari impianti (costruzione di sistemi particolari e dotazione di nuove strumentazioni).

A seguito di uno dei processi di revisione è stata effettuata per tutti gli impianti una PSA per valutare il rischio di avere un incidente grave. Sono stati implementati due livelli di PSA; il primo livello riguarda tutte quelle sequenze incidentali che provocano danno al combustibile (in modo da trovare la probabilità di guasto) mentre il secondo livello valuta la probabilità di avere rilascio di sostanze radioattive a seguito di un danno al combustibile. Il processo di analisi probabilistica è soggetto a PSR ed è sottoposto a periodici aggiornamenti.

I sistemi di sicurezza vengono suddivisi in 3 categorie dette *safety trains* che coprono tutte le condizioni dell'impianto (piena potenza, potenza ridotta e *shutdown*):

- safety train 1: composta dai sistemi di sicurezza convenzionali utilizzati per gestire incidenti dovuti a guasti interni (LOCA, inondazioni interne..) ed a cause esterne (terremoti, inondazioni...). Non tutti gli impianti sono in grado di resistere pienamente a quest'ultimo tipo di eventi; i reattori KKB e KKM infatti hanno dovuto dotarsi di ulteriori sistemi di sicurezza che garantissero la *safety* a seguito di eventi esterni in quanto non erano stati progettati per affrontarli. Negli impianti KKG e KKL questi sistemi di sicurezza sono dotati di opportune ridondanze nei componenti in modo da scongiurare cause di guasto comuni. Tutti i sistemi convenzionali sono controllati dalla camera di controllo principale.
- safety train 2: composta da sistemi di sicurezza speciali, fisicamente separati dai precedenti, che vengono utilizzati per la gestione di incidenti dovuta ad eventi esterni. Essi sono in grado di svolgere le loro funzioni in completa autonomia per almeno 10 ore e vengono controllati dalla camera di controllo d'emergenza.
- safety train 3: composta da una serie di misure preventive per scongiurare o eventualmente mitigare le conseguenze di un incidente. Queste operazioni sono specifiche per ogni sito e vengono messe a punto dal personale seguendo delle precise misure d'emergenza.

Nella tabella seguente vengono rappresentati, per ogni impianto, le funzioni di sicurezza svolte da ciascuna *safety train*.

Funzioni di sicurezza generali	Funzioni di sicurezza	Impianti											
		KKB			KKG			KKL			KKM		
		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Controllo della reattività	Shutdown	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Raffreddamento combustibile	Rimozione della potenza residua dal reattore	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	Rimozione della potenza residua dalla SFP	x		x	x	x	x			x	x		x
	Rimozione della potenza residua dal contenitore	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x	x
Contenimento sostanze radioattive	Isolamento primario	x		x	x		x	x				x	
	Venting contenitore			x			x			x			x
	Ricombinatori idrogeno			x			x			x			x

Tabella 2 Funzioni di sicurezza svolte dalle *safety train*

5.1 PANORAMICA REATTORI

In Svizzera vi sono 5 reattori in 4 siti differenti:

- Beznau (KKB1 e KKB2) con due reattori PWR della Westinghouse da 365 MWe ciascuno in esercizio dal 1969
- Gösgen (KKG) con un reattore PWR della Siemens KWU da 985 MWe in esercizio dal 1979
- Leibstadt (KKL) con un reattore BWR della General Electric da 1165 MWe in esercizio dal 1984
- Mühleberg (KKM) con un reattore BWR della General Electric da 373 MWe in esercizio dal 1972.



Figura 7 : Gli impianti nucleari in svizzera

5.2 CONSIDERAZIONI RELATIVE AI TERREMOTI

5.2.1 VALORI DI PROGETTO

I requisiti relativi alla resistenza ai terremoti sono contenuti nella *Nuclear Energy Ordinance* (NEO) che obbliga a calcolare i valori di progetto avvalendosi di un'analisi probabilistica con frequenza di accadimento di 10^{-4} all'anno.

Il valore di DBE varia a seconda degli impianti tenendo conto sia delle differenti attività sismiche, attraverso l'utilizzo di spettri specifici per ogni sito, sia delle diverse altezze dal suolo (sottoterra, a livello del suolo o degli edifici). Sono stati identificati 3 livelli di rischio:

- H1: livello al quale l'impianto è stato progettato per resistere (PGA tra 0.12g e 0.15 g), calcolato con un approccio deterministico
- H2: livello al quale l'impianto è stato riqualificato a seguito dell'introduzione del PSA (analisi probabilistica) con PGA tra 0.15g e 0.2g

- H3: livello al quale deve essere riqualificato in seguito ai risultati di analisi sismiche più sofisticate (progetto PEGASOS) con probabilità di 10^{-5} per anno.

La verifica della compatibilità dei sistemi di sicurezza con il livello H3 è ancora in corso d'opera. Per quanto riguarda lo stato attuale non tutti i sistemi dei vari impianti rispettano i livelli di sicurezza.

- KKB: i sistemi di raffreddamento del nocciolo hanno solo la seconda *safety train* classificata a livello H2; i sistemi di raffreddamento della SFP sono classificati a livello H1 (linea 2 non esiste)
- KKG: i sistemi di raffreddamento sia del nocciolo sia della SFP sono classificati a livello H2 per tutte le *safety train*.
- KKL: i sistemi di raffreddamento del nocciolo sono classificati a livello H2 per tutte le *safety train*; quelli della SFP anche in quanto non esiste la seconda linea di sicurezza
- KKM: i sistemi di raffreddamento del nocciolo hanno solo la seconda *safety train* classificata a livello H2; i sistemi di raffreddamento della SFP sono classificati a livello H1 (linea 2 non esiste)

ENSI garantisce che per il raffreddamento della SFP a KKM e KKB in caso di terremoto di livello H2, vi siano margini di sicurezza sufficienti garantiti dalla terza linea di sicurezza (gestione degli incidenti gravi). Tuttavia è stato richiesto che tutti gli impianti si adeguino al livello H3. Sono in corso anche programmi di manutenzione e test ai componenti per verificarne l'effettiva operabilità soprattutto per i più datati.

5.2.2 ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB

Per valutare la robustezza e quindi i margini di sicurezza rispetto ai valori progettuali, sia di un impianto sia dei singoli componenti, si utilizzano i criteri dell'IAEA dettagliati nel documento NS-G-2.13. la robustezza è data dal valore HCLPF (maggior valore di confidenza della più bassa probabilità di guasto); per valori di PGA inferiori a HCLPF si ha una probabilità minore dell'1% di avere guasti a causa di un terremoto. La robustezza di una *safety train* è data dal componente col minore HCLPF mentre quella del sistema è data dalla *safety train* con HCLPF più elevato. Come margine di sicurezza si utilizza il rapporto tra HCLPF e PGA da confrontare col livello H2. Questi margini di sicurezza, che variano a seconda del sito e del sistema preso in considerazione, fanno sì che vi sia un certo grado di robustezza anche per eventi che superano il livello H2. Le *safety trains*

reggono ad una PGA doppia rispetto al DBE, l'edificio reattore fino a 5 volte tanto (tranne KKB solo 3 volte tanto) ed il sistema di *scram* fino a 3 volte tanto.

5.2.3 PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI

Sono già in corso miglioramenti alla SFP a KKB e KKM per aumentarne la sicurezza. Ulteriori studi sono previsti per l'isolamento del contenitore, la robustezza del sistema di *venting* a KKG e KKL. Tutti gli impianti dovranno essere dotati della possibilità di effettuare *scram* automatico pilotato dalle strumentazioni di rivelamento sismico.

L'effetto secondario derivante da un terremoto, che è stato preso in considerazione nelle analisi è un eventuale inondazione; solo l'impianto di KKM potrebbe esserne coinvolto in quanto la resistenza della diga di Wohlensee non è progettata secondo i medesimi standard antisismici. Un'eventuale rottura della diga potrebbe causare l'intasamento dei sistemi di raffreddamento d'emergenza e causare la perdita d'acqua per il raffreddamento; per questo motivo ENSI ha richiesto la costruzione di un sistema alternativo che prelevi l'acqua dal fiume Aare.

Nell'impianto di KKG si deve provvedere ad aggiornare le strumentazioni antisismiche della camera di controllo; a KKB è prevista la dotazione di un nuovo set di motori diesel per una migliore gestione degli scenari BDB. Un ulteriore supporto verrà fornito dalle strumentazioni presenti nel centro d'emergenza di Reitnau.

5.3 CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLE INONDAZIONI

5.3.1 VALORI DI PROGETTO

Come per il DBE vi sono 3 livelli di rischio:

- H1: livello al quale l'impianto è stato progettato
- H2: livello al quale l'impianto è stato riqualificato
- H3: nuovo livello di sicurezza a seguito di studi sul pericolo di inondazioni basati su un approccio probabilistico con frequenza di accadimento di 10^{-4} per anno. gli impianti sono stati aggiornati nel 2008 a questo nuovo livello e verificati da ENSI nel 2011.

Negli impianti KKB, KKL e KKM il DBF veniva ricavato considerando solamente lo scenario di rottura di una diga. A KKG invece l'analisi si basava su una frequenza di inondazione di 10^{-3} all'anno (livello H1). Introducendo il livello di sicurezza H2 si è trovato addirittura un valore di DBF inferiore rispetto al precedente. Con l'introduzione del livello H3 si considera non solo lo scenario di rottura di una diga ma anche un'inondazione naturale con frequenza di 10^{-5} all'anno; quest'ultima situazione necessita un innalzamento del DBF in quanto dà luogo ad un'inondazione maggiore.

Tutti gli impianti sono dotati di un sistema d'emergenza in grado di garantire le funzioni fondamentali in caso di incidenti causati da eventi esterni. Questo sistema è in grado di resistere al DBF e di svolgere autonomamente tutte le proprie funzioni per 10 ore senza alcuna operazione manuale. Nello specifico:

- KKB: i sistemi di raffreddamento del nocciolo hanno tutte le *safety train* protette da inondazioni DBF; i sistemi di raffreddamento della SFP no ed inoltre la linea 2 non esiste
- KKG: i sistemi di raffreddamento sia del nocciolo sia della SFP sono protetti da inondazioni DBF per tutte le *safety train*.
- KKL: i sistemi di raffreddamento sia del nocciolo sia della SFP sono protetti da inondazioni DBF per tutte le *safety train* (la linea 2 per la SFP non esiste)
- KKM: i sistemi di raffreddamento del nocciolo hanno solo la seconda e la terza *safety train* protetta da inondazioni; i sistemi di raffreddamento della SFP non sono in grado di resistere (linea 2 non esiste)

5.3.2 ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB

Una valutazione dei margini di sicurezza è stata effettuata per ogni sito con provvedimenti specifici. Le barriere sono in grado di resistere ad un'inondazione al di sopra dei valori di DBF (all'incirca del 20% in più). Per tutti gli impianti sono stati identificati più scenari incidentali simultanei come la rottura di dighe; solo per l'impianto di KKM uno scenario del genere potrebbe comportare il superamento del valore di DBF generando un effetto *cliff-edge*.

5.3.3 PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI

Un aspetto chiave da migliorare è la protezione dei vari sistemi di pompaggio dai detriti conseguenti un'inondazione in particolar modo quelli derivanti dalla rottura di una diga.

Alcuni miglioramenti sono già stati decisi, altri in fase di studio. Per l'impianto di KKB si è ritenuto necessario irrobustire i sistemi di raffreddamento della SFP per l'innalzamento dei valori di DBF (per il quale la prima *safety train* risultava non protetta) attraverso la costruzione di un ulteriore sistema di raffreddamento indipendente e l'implementazione di una misura di sicurezza che preveda l'iniezione d'acqua da una via differente. A KKG è in programma la costruzione di un muro protettivo per proteggere l'impianto e le vie di accesso al sito mentre a KKM sono in costruzione dei sistemi di alimentazione della SFP facenti parte della seconda *safety train*.

A KKG e KKM sono già state completate alcune misure per migliorare le strumentazioni di allarme, la protezione dall'infiltrazione d'acqua negli edifici e nei sistemi, la protezione di alcuni componenti importanti come pompe e generatori diesel. A KKM in particolare è stato costruito un nuovo sistema di alimentazione per l'UHS e si è provveduto alla dotazione di ulteriori sistemi di pompaggio mobili.

5.4 CONSIDERAZIONI RELATIVE A CONDIZIONI CLIMATICHE ESTREME.

Gli edifici sono costruiti secondo gli standard dell'ingegneria civile tenendo in conto, in particolar modo, i carichi derivanti da nevicate abbondanti e vento molto forte per i quali esistono criteri specifici per gli impianti nucleari. Gli effetti di condizioni climatiche estreme sono stati presi in considerazione nel PSA inerente alla probabilità di danno al combustibile.

Gli scenari esaminati sono: vento molto forte e tornado, piogge intense, nevicate abbondanti e temperature molto calde/molto fredde. Alcuni di questi eventi danno origine a carichi inferiori rispetto ad altri criteri per i quali gli impianti sono progettati (schianto di aereo, terremoti, esplosioni) ragioni per cui non vi sono normative specifiche. Per quanto riguarda le piogge intense con frequenza di accadimento di 10^{-4} , esse danno origine a carichi in linea con le capacità di drenaggio degli impianti (KKG e KKB) ed addirittura inferiori per la particolare conformità del terreno (KKL e KKM). Le condizioni di temperatura estreme nei confronti dei quali gli impianti sono in grado di resistere variano tra -15°C e $+32^{\circ}\text{C}$ con la possibilità di operare tra -25°C e $+40^{\circ}\text{C}$ per il solo sistema di ventilazione degli edifici d'emergenza. L'ENSI ha raccomandato la rivalutazione della resistenza a temperature estreme a seguito dei recenti cambiamenti climatici.

5.5 CONSIDERAZIONI RELATIVE A LOOP, SBO ED UHS.

5.5.1 VALORI DI PROGETTO

I requisiti riguardanti SBO e UHS sono contenuti nella linea guida di ENSI R-101 ed R-103 mentre i principi generali della progettazione dei sistemi di sicurezza sono definiti nel NEO (*Nuclear Energy Ordinance*). L'approccio utilizzato per la valutazione del rischio è di tipo deterministico supportato da un'analisi probabilistica (PSA di primo e secondo livello). Anche per questi scenari sono previste 3 *safety train*, ovvero tre vie separate in grado di portare in *shutdown* il reattore. Per lo scenario LOOP sono previsti ulteriori livelli di protezione; lo scenario SBO non è regolamentato dai criteri dell'ENSI ma viene comunque considerato in fase di progetto. In ognuno degli scenari si considera che le batterie (corrente continua) continuino a funzionare.

L'approccio utilizzato per la valutazione dei margini di sicurezza è stato inizialmente elencare i sistemi a disposizione con i loro livelli di ridondanze e strumentazioni differenti; in seguito si sono elencati i tempi di guasto dei sistemi ed infine il loro livello di autonomia rispetto alle riserve di combustibile e d'acqua.

LOOP

Per garantire una migliore prevenzione all'interruzione della rete elettrica, tutti gli impianti svizzeri sono dotati di sette strati protettivi detti *safety layers*:

1. Utilizzo della rete elettrica principale
2. Alimentazione ausiliaria tramite *Island mode*, ovvero il reattore è in grado di autoalimentarsi
3. Utilizzo della rete di emergenza
4. Fornitura di energia elettrica da parte di generatori diesel d'emergenza oppure allacciamento ad una vicina centrale idroelettrica
5. Utilizzo di speciali generatori diesel d'emergenza in grado di fornire energia elettrica ai sistemi di sicurezza
6. Utilizzo delle strumentazioni mobili d'emergenza per la gestione di incidenti
7. Utilizzo delle strumentazioni d'emergenza provenienti dal centro di Reitnau

Tutti gli impianti hanno un periodo minimo di autonomia di 72 ore, in linea con le richieste di ENSREG. Tuttavia i diesel d'emergenza a KKB hanno riserve di combustibile solo per 36 ore (gli altri 3 giorni o più). Solo i diesel d'emergenza speciali hanno autonomia di 10 giorni

(KKB) mentre per gli altri impianti di 3 giorni circa. Il fatto di avere molte opzioni per la gestione di questo scenario incidentale può far alzare ulteriormente il livello di autonomia dell'impianto utilizzando alternativamente le varie strumentazioni.

SBO

Lo scenario SBO può essere suddiviso in due categorie: perdita dei sistemi ordinari in grado di fornire corrente AC e perdita di tutte le fonti in grado di fornire energia elettrica AC. In entrambi i casi si suppone che le batterie (corrente DC) continuino a funzionare.

Il primo scenario viene affrontato con l'utilizzo di strumentazioni e sistemi speciali d'emergenza in grado di sopperire alla richiesta di energia elettrica (diesel d'emergenza, collegamento a centrali idroelettriche). Le batterie dei sistemi di sicurezza vengono ricaricate dagli stessi diesel mentre quelle di altri sistemi (illuminazione, sistemi di comunicazione..) hanno un'autonomia di circa 4 ore.

Il secondo scenario, che prevede uno SBO completo, entra a far parte degli eventi BDB e può essere gestito inizialmente con le strumentazioni mobili disponibili in sito (previste nel safety train 3) o con quelle del centro d'emergenza di Reitnau. L'autonomia delle batterie DC è garantita per 4 ore ma può arrivare fino a 20 con qualche operazione manuale; questi tempi fanno sì che si possano attuare le misure d'emergenza per la gestione di incidenti gravi

UHS

La perdita della capacità di smaltire la potenza residua riguarda sia il funzionamento dei sistemi (esistenza, integrità) sia l'approvvigionamento d'acqua (riserve, sistemi di pompaggio). Tutti gli impianti utilizzano i fiumi come risorsa primaria d'acqua; in caso d'emergenza l'acqua per alimentare i sistemi di sicurezza speciali viene prelevata da pozzi d'emergenza (per 3 siti) o dal ricircolo dell'acqua di scarto (KKM).

Nello specifico a KKB e KKL i sistemi d'emergenza convenzionali (*safety train 1*) possono essere alimentati da pozzi d'emergenza così come anche i sistemi d'emergenza speciali (*safety train 2*). A KKG si può utilizzare un fiume secondario mentre a KKM, in caso di UHS, sono disponibili solo i sistemi d'emergenza speciali che vengono alimentati ricircolando l'acqua di scarico. Nel caso in cui i sistemi di alimentazione non siano disponibili (in particolare a KKM), si deve procedere utilizzando misure per la gestione di incidenti gravi

che si avvalgono delle riserve d'acqua (serbatoi appositi) o di strumentazioni mobili (pompe antincendio).

UHS & SBO

L'occorrenza simultanea dei due scenari non rappresenta un'aggravante rispetto allo scenario di SBO totale ma necessità di misure particolari. Si utilizzano infatti le sole strumentazioni mobili (pompe antincendio) per iniettare acqua nei generatori di vapore (per i PWR) o nel vessel (per i BWR).

Nei PWR la potenza di decadimento viene scaricata in atmosfera con l'apertura di valvole a molla che non richiedono energia elettrica per funzionare. Il serbatoio d'alimento fornisce acqua ai GV per gravità con la possibilità di essere riempito con l'uso di pompe mobili. I PWR hanno un'autonomia garantita di 72 ore. Se tutte le precedenti misure non venissero adottate si arriverebbe in circa un'ora all'evaporazione completa dell'acqua nei GV e a danneggiare il combustibile in 2 ore.

Nei BWR la potenza residua viene smaltita tramite l'apertura delle valvole di rilascio che mandano il vapore nella piscina di soppressione, la quale ha una riserva d'acqua che garantisce un'autonomia di circa 20 ore. L'approvvigionamento d'acqua per l'alimentazione del circuito primario dipende dalla disponibilità delle batterie che varia tra le 14 ore (KKM) e le 5 ore (KKL); se viene interrotta si verifica danno al combustibile in 30 minuti (reattore in esercizio) o in 10 ore (reattore in *shutdown*).

Per il raffreddamento della SFP si utilizzano da subito le strumentazioni mobili previste nella gestione degli incidenti gravi tranne a KKG dove la *safety train 2* può alimentare e raffreddare la piscina con l'utilizzo di un sistema d'emergenza speciale.

5.5.2 PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI

La robustezza degli impianti svizzeri è garantita dalle 3 *safety train* per portare in *shutdown* il reattore (una di esse ha una completa autonomia di 10 ore), dai 7 *safety layers* per garantire la fornitura di energia elettrica in caso di LOOP ed infine dalla disponibilità di riserve d'acqua in appositi pozzi protetti (tranne per KKM).

Vengono elencati di seguito alcuni miglioramenti richiesti da ENSI, da attuare nel breve e nel medio periodo:

- Costruzione di una riserva d'acqua alternativa a KKM

- Costruzione di sistemi di raffreddamento ulteriori per la SFP di KKB e KKM
- Maggiori riserve di combustibile ed olio per i generatori diesel d'emergenza
- Regolamentazioni per la gestione in sito delle strumentazioni d'emergenza disponibili nel centro d'emergenza di Reitnau
- Dotazione di due diesel d'emergenza a KKB (890kW), uno da 1000kVA a KKM ed un generatore per sito dedicato alle operazioni d'emergenza in caso di incidenti gravi (120kW). A Reitnau sono previsti due ulteriori generatori mobili da 167kVA e 500 kW.
- Studio sull'impatto dei detriti che potrebbero bloccare i sistemi di pompaggio

5.6 CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLA GESTIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI (SAM)

I requisiti sulla gestione degli incidenti gravi sono contenuti sia nella NEO (principi di sicurezza generali), sia nel DETEC-O (assunzioni sul rischio), sia nelle linee guida di ENSI. Infine la EPO (*Emergency Protection Ordinance*) descrive le operazioni che gli operatori devono svolgere in caso d'emergenza. Gli standard di sicurezza sono in linea con quelli dell'IAEA (NS-R-1 e 2) mentre alcuni livelli del WENRA sono ancora da includere (circa il 20%).

Ogni impianto deve avere una propria organizzazione in caso d'emergenza (ERO) che preveda l'utilizzo di una camera di controllo d'emergenza dalla quale gestire le procedure necessarie. La transizione tra misure preventive (EOP) e mitigative (SAMG) deve essere ben definita in quanto cambiano le condizioni operative in particolar modo la disponibilità dei sistemi e delle strumentazioni.

L'analisi delle situazioni incidentali, per il nocciolo e per la SFP, sono supportate anche da analisi deterministiche (PSA di primo e secondo livello) che coprono sia gli eventi interni (incendi, LOCA,...) sia quelli esterni (terremoti, inondazioni,...).

5.6.1 ORGANIZZAZIONE IN CASO DI INCIDENTI GRAVI

In caso d'emergenza, come ricordato precedentemente, interviene l'ERO che è composto dal personale d'emergenza dell'impianto (tecnici qualificati) e dal direttore; tutti i dipendenti dei vari impianti fanno parte dei rispettivi ERO in modo tale da avere personale a sufficienza per affrontare ogni tipo di situazione. Ogni impianto ha la possibilità di ricevere assistenza dagli staff tecnici degli altri siti.

Il personale deve essere messo in condizione di poter lavorare in edifici sicuri e protetti da contaminazione; per questo ogni impianto è dotato di una camera di controllo d'emergenza (tranne KKL che ne ha più di una) con strumentazioni protette da eventi interni ed esterni.

La creazione del centro d'emergenza di Reitnau, dotato di strumentazioni collocate in edifici in grado di resistere a qualunque evento esterno, garantisce, per ogni impianto, la dotazione di ulteriori sistemi d'emergenza per affrontare situazioni incidentali particolarmente gravi (disponibilità entro 8 ore dall'allarme).

5.6.2 MISURE ADOTTATE

Prima che si verifichi un danno al combustibile si attuano i seguenti provvedimenti contenuti nelle EOP: depressurizzazione dei GV o del vessel, iniezione di acqua borata dalla SFP al nocciolo, iniezione di acqua tramite pompe antincendio o sistemi d'emergenza dedicati sia per la SFP sia per il nocciolo, utilizzo dei sistemi d'emergenza collocati in opportuni edifici bunkerizzati.

Dopo che si è verificato un danno al combustibile entrano in azione le misure previste dalle SAMG quali:

- utilizzo di ricombinatori catalitici (PAR con autonomia di 4 ore) ed inertizzazione con azoto per mitigare il rischio di deflagrazione da idrogeno,
- venting del vapore presente nel contenitore, tramite opportuni filtri, verso l'ambiente esterno per prevenirne l'aumento di pressione; il funzionamento di questo provvedimento è garantito dal fatto che le valvole di sfianto possono essere azionate sia manualmente sia passivamente (disco di rottura). Il filtro è in grado di ridurre di 100 volte la concentrazione di iodio e di 1000 volte quella di aerosol.
- Iniezione di acqua borata per prevenire eventuali che il nocciolo si riporti in condizioni critiche
- Prevenire la fusione del basamento allagando il contenitore (KKB, KKL e KKM) oppure, dove non è possibile (KKG), il vessel solo però dopo la sua rottura
- Utilizzo delle strumentazioni d'emergenza disponibili a Reitnau

Ogni reattore è dotato di un circuito di raffreddamento secondario per gli incidenti alla SFP (eccetto KKM). A KKB e KKM è necessario inoltre effettuare alcune operazioni manuali. Se i sistemi di raffreddamento non sono utilizzabili la rimozione della potenza residua avviene per evaporazione; l'autonomia delle strumentazioni d'emergenza garantisce il

raffreddamento per 72 ore. Solo la SFP a KKG è collocata all'interno del contenitore; in questo caso i ricombinatori di idrogeno presenti nell'edificio monitorano e tengono in conto anche la concentrazione prodotta dalla SFP.

5.6.3 MIGLIORAMENTI POSSIBILI

Sono stati individuati 3 punti di debolezza:

- durata delle batterie,
- mancanza di una lista completa di condizioni che limitano l'efficacia delle SAM (come ad esempio il degrado dei sistemi di sicurezza)
- valutazione carente per quanto riguarda la resistenza delle strumentazioni necessarie per la gestione di incidenti gravi.

Alcuni provvedimenti sono già stati effettuati o verranno completati nel breve periodo. ENSI ha infatti richiesto l'adeguamento ai nuovi livelli di sicurezza per quanto riguarda gli eventi esterni, la costruzione di nuovi sistemi di raffreddamento per la SFP di KKB e KKM, la dotazione di ulteriori strumentazioni mobili, la creazione del centro d'emergenza di Reitnau, ed infine uno studio più approfondito sui modelli di combustione dell'idrogeno affinché forniscano previsioni alle alte concentrazioni.

6 IL CASO SPAGNOLO

Il rapporto redatto dall'autorità per la sicurezza nucleare (CSN) prende in considerazione quasi tutte le richieste di ENSREG anche se non segue la struttura richiesta, in quanto le analisi vengono fatte reattore per reattore.

Dal rapporto emerge che per gli eventi esterni sono state presentate informazioni dettagliate tranne che sugli effetti *cliff-edge*; gli scenari LOOP, SBO ed UHS sono stati considerati in maniera appropriata così come le misure da adottare in caso di incidenti gravi anche se sono emersi, a seguito degli *stress tests*, molti aspetti da migliorare.

Ogni impianto è sottoposto ad un PSR ogni 10 anni durante il quale si verifica lo stato dei sistemi e delle strumentazioni di sicurezza e si aggiornano i criteri del PSA (analisi probabilistica sulla sicurezza). Sono stati sviluppati PSA di primo livello per eventi interni ed esterni per ogni stato del reattore e di secondo livello per i soli eventi interni nel caso in cui l'impianto sia in funzionamento; per quanto riguarda la SFP sono state portate avanti alcune analisi probabilistiche solo per alcuni impianti.

6.1 PANORAMICA REATTORI

In Spagna sono presenti 8 reattori distribuiti su 6 siti elencati di seguito:

- Trillo: reattore PWR della KWU da 1066 MWe operativo dal 1988
- Vandellòs II: reattore PWR della Westinghouse da 1080 MWe operativo dal 1987
- Cofrentes: reattore BWR della General Electric da 992 MWe operativo dal 1984
- Ascò: reattori PWR della Westinghouse (2 unità) da 933 e 943 MWe operativi dal 1984
- Almaraz reattori PWR della Westinghouse (2 unità) da 1040 MWe operativi dal 1981
- Santa Maria de Garona: reattore BWR della General Electric da 466 MWe operativo dal 1971

Nel report viene anche analizzato l'impianto José Cabrera (Zorita) che è in *decommissioning* dal 2006 perché vi è ancora presente la SFP.

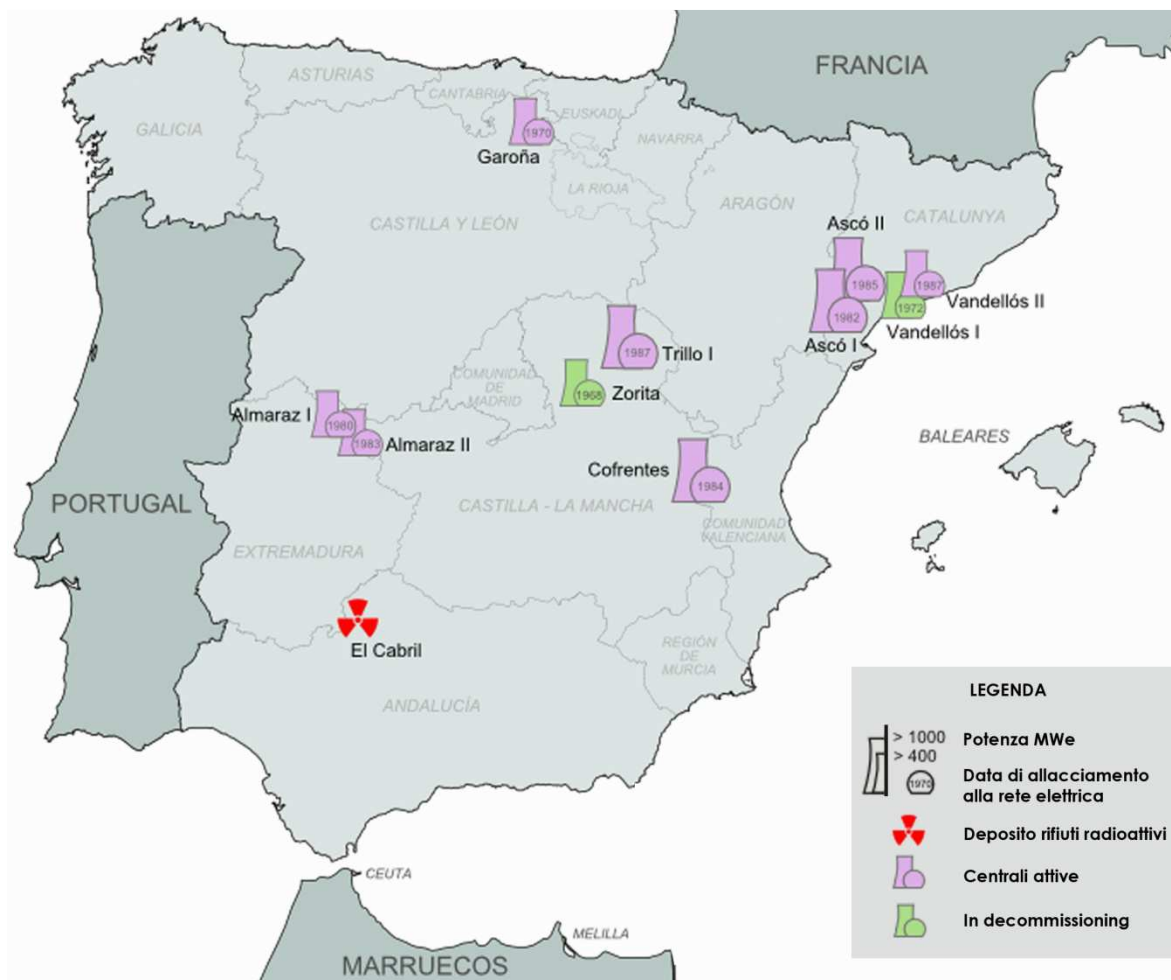


Figura 8 Centrali nucleari spagnole

6.2 CONSIDERAZIONI RELATIVE AI TERREMOTI

6.2.1 VALORI DI PROGETTO

Dato che i reattori in esercizio sono di costruzione americana o tedesca (Trillo), anche le normative al quale fanno riferimento gli impianti sono quelle dei paesi costruttori. I criteri di sicurezza sono contenuti nei documenti 10CFR100 e 10CFR50 dell'US-NRC (*Nuclear Regulatory Commission* degli USA) e KTA 2201 per il reattore di costruzione tedesca.

I sistemi ed i componenti relativi alla *safety* dell'impianto vengono suddivisi in due categorie. Quelli che appartengono alla prima categoria (SC1) sono progettati per resistere agli effetti derivanti da un DBE restando in funzionamento mentre gli altri

(categoria SC2) rispettano i criteri di resistenza antisismica spagnoli ed in caso di guasto non compromettono i sistemi appartenenti alla SC1.

Il valore di DBE è stato calcolato con un approccio deterministico tenendo conto delle attività sismiche specifiche per ogni sito. Queste valutazioni risalgono ai primi anni ottanta ed è stato richiesto un loro aggiornamento secondo gli attuali criteri. I valori di PGA risultanti dalle analisi sismiche variano tra 0.05g e 0.08g mentre i DBE adottati dai vari impianti si collocano tra 0.1g e 0.2g (tranne per il deposito Josè Cabrera che ha DBE di 0.25g). Oltre al DBE si assegna anche il valore OBE (*operating basis earthquake*), corrispondente in genere a metà DBE; nel caso avvenga una scossa di intensità minore dell' OBE l'impianto può rimanere in esercizio mentre in caso contrario deve essere portato in *shutdown*. Tuttavia nessun impianto ha la possibilità di eseguire uno *scram* automatico comandato dalle strumentazioni sismiche; vi sono nella camera di controllo degli allarmi appositi ed una procedura dedicata per portare in *shutdown* il reattore.

Sono stati presi in considerazione in fase di progetto anche molti effetti secondari che possono essere indotti da un terremoto (esplosioni, incendi, allagamenti causati dalla rottura di tubazioni, danni alle strutture circostanti) ma il CSN ha richiesto che vengano effettuate ulteriori analisi più approfondite.

6.2.2 ROBUSTEZZA RISPETTO AD EVENTI BDB

Per valutare la robustezza degli impianti sono state effettuate delle analisi specifiche per ogni impianto (IPEEE) con l'aiuto dell'NRC americano. Si è concluso che il nuovo DBE di 0.3g ha una probabilità di accadimento di 10^{-5} per anno e che l'HCLPF si attesta intorno a 0.5 DBE; per valori di PGA inferiori ad HCLPF si ha una probabilità minore dell'1% di avere guasti a causa di un terremoto. Si è ritenuto che un margine del 50% circa sia sufficiente per garantire la robustezza rispetto ad eventi che superino il valore di DBE a patto di adeguare tutti gli impianti al nuovo valore di DBE.

L'edificio dove viene stoccato il combustibile esaurito ed i rifiuti radioattivi nell'impianto Josè Cabrera ha una qualificazione antisismica inferiore al valore di DBE per quel sito. Gli operatori giustificano questa carenza progettuale con il fatto che i contenitori riescono a resistere a terremoti di intensità pari al DBE.

È stata inoltre effettuata un'analisi sulla possibilità di avere uno tsunami per il sito di Vandellos ma le conseguenze sono inferiori al valore di DBF.

6.2.3 PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI

Per garantire migliori margini di sicurezza il CSN ha richiesto che il valore di DBE per i sistemi ed i componenti venga portato a 0.3g indipendentemente dall'attività sismica specifica per ogni sito. Questo provvedimento consente di avere sufficiente margine di sicurezza per la gestione delle operazioni d'emergenza per il tempo minimo di 72 ore richiesto da normativa.

6.3 CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLE INONDAZIONI

6.3.1 VALORI DI PROGETTO

Tutti gli standard di sicurezza per la valutazione del valore DBF e per i criteri di resistenza sono basati sulla normativa americana dell'NRC contenuti nei documenti RG 1.59 e RG 1.102.

Il valore di DBF è stato valutato tenendo conto di diversi fenomeni che potrebbero provocare un'inondazione importante degli impianti quali piogge intense, straripamento di fiumi, tsunami, innalzamento del livello del mare o dell'acqua di falda. L'inondazione provocata dalla rottura di una diga potrebbe dare origine a dei livelli critici per questo è in corso una rivalutazione di questo fenomeno. La frequenza di accadimento di questi scenari è fissata tra 10^{-4} e 10^{-5} all'anno. La tenuta delle dighe è garantita per terremoti di intensità superiore a DBE il che garantisce una notevole robustezza anche riguardo a scenari BDB.

Un'inondazione potrebbe causare la perdita dell'UHS ad esempio intasando il circuito d'alimentazione dell'acqua. Anomalie sono state rilevate nella valutazione della capacità di drenaggio nei siti di Asco ed Almaraz dovuti per lo più ad un nuovo sistema di valutazione dello scenario da parte dell'NRC. Le modifiche da adottare fanno parte di un normale processo di continuo aggiornamento come nei PSR.

6.3.2 PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI

I margini di sicurezza delle barriere di protezione dalle inondazioni variano da almeno 2 metri a 100 metri (Trillo). Si è comunque ritenuto necessario dotare gli impianti di ulteriori barriere (anche mobili) per garantire la protezione di quei sistemi che sono fondamentali per garantire la sicurezza.

Sono stati proposti alcuni miglioramenti già in fase di attuazione quali l'aumento della capacità di drenaggio in caso di rottura di una diga ed una migliore tenuta stagna degli edifici e dei punti di accesso.

6.4 CONSIDERAZIONI RELATIVE A CONDIZIONI CLIMATICHE ESTREME.

Già nel 1996 e successivamente nel 2008 il CSN aveva richiesto agli operatori di effettuare ulteriori analisi riguardanti eventi incidentali esterni (IPEEE); il processo di revisione è stato implementato considerando condizioni estreme quali vento forte, tempeste, fulmini, nevicate abbondanti, temperature elevate/rigide, gelate ed incendi tutti aventi frequenza di accadimento pari a 10^{-5} all'anno.

L'insorgere di un tornado è un evento che viene ritenuto molto improbabile nel territorio spagnolo e non è stato considerato nelle analisi. Tuttavia il CSN ha avviato uno studio specifico per rivalutare gli standard (riconsiderando eventi meno probabili ad esempio) e per adottare misure in grado di garantire ulteriori margini di sicurezza ad eventi esterni di qualunque genere.

Per quanto riguarda le condizioni di temperature estreme, i valori di riferimento sono stati calcolati in fase di autorizzazione dell'impianto tenendo conto degli standard del paese costruttore e non sulle condizioni climatiche spagnole. Tuttavia in caso di temperature molto elevate, gli impianti hanno riserve d'acqua per il raffreddamento per almeno 30 giorni il che garantisce una notevole robustezza anche riguardo a scenari BDB.

6.5 CONSIDERAZIONI RELATIVE A LOOP, SBO ED UHS.

6.5.1 VALORI DI PROGETTO

I criteri di sicurezza relativi alla valutazione di questi 3 scenari incidentali sono contenuti in diverse linee guida dell'NRC: per LOOP si utilizza la *Regulatory Guide* 1.9 e 1.32, per SBO la *Regulatory Guide* 1.155 e il 10CFR50.63. Per l'impianto di Trillo si applicano gli standard tedeschi contenuti nel KTA.

Sono stati utilizzati alcuni requisiti specifici nella progettazione degli impianti. Sono stati considerati l'impatto di un forte vento e la possibilità di gelate come eventi in grado di danneggiare la rete elettrica; sono state costruite due vie, indipendenti ed antisismiche, per l'allacciamento alla rete elettrica esterna; viene garantita un'autonomia dei diesel

d'emergenza di almeno 7 giorni (a Trillo di 72 ore); possibilità di rimozione della potenza residua fino a 30 giorni.

LOOP

Questo evento viene considerato, per tutti i reattori, in fase di progetto. Sono previsti, per ogni impianto, differenti modi per fornire energia elettrica: oltre alla rete elettrica principale vi è la possibilità per l'impianto di autoalimentarsi (*house load* solo per Trillo), di connettersi a centrali idroelettriche vicine, di utilizzare i generatori diesel d'emergenza, di riserva (corrente AC) o la batterie (corrente DC). I generatori diesel d'emergenza variano tra le 2 e le 4 unità a seconda del sito, con riserve di combustibile che ne garantiscono completa autonomia per 7 giorni.

SBO

Considerato come evento base (di progetto) per i reattori di costruzione americana, mentre viene considerato un evento BDB per il reattore di Trillo. Viene diviso in due eventi: SBO parziale (perdita dei diesel d'emergenza) e SBO totale (perdita di tutti i sistemi in grado di generare corrente AC).

Per il primo scenario, ogni reattore è dotato di diesel di riserva (tranne Santa Maria de Garona) in grado di sopperire alla perdita di quelli d'emergenza e fornire così energia elettrica ai sistemi rilevanti per la sicurezza. Ad Almaraz ed Asco vi è un diesel d'emergenza per 2 reattori il che rende difficile la gestione nel caso in cui entrambe le unità presenti nello stesso sito vengano a trovarsi in SBO.

Se avviene il secondo scenario solo le batterie DC risultano ancora disponibili; esse hanno un'autonomia che varia tra le 2 e le 4 ore ma, con opportune operazioni manuali, può essere estesa a 16 ore. Vi sono alcuni sistemi chiave ai quali bisogna fornire energia per garantire la rimozione della potenza residua dal nocciolo (sistemi d'alimentazione acqua, valvole per il rilascio del vapore in atmosfera, sistemi per la depressurizzazione del primario,...) anche se vi è la possibilità di svolgere alcune funzioni senza bisogno di corrente (operazioni manuali per lo più legate all'apertura di valvole).

Le tempistiche relative all'abbassamento del livello d'acqua nel circuito primario fino ad arrivare al livello del combustibile variano tra le 31 e le 42 ore non tenendo però in considerazione le misure aggiuntive in caso di SBO. In caso di scopercia mento del vessel

il danneggiamento del combustibile si avrebbe dopo appena 1,5 ore (per alcuni anche fino ad 11 ore).

UHS

Il condensatore (sistema primario di rimozione della potenza) differisce a seconda dell'impianto preso in considerazione: a Trillo e Cofrentes è composto dalle torri di raffreddamento, a Santa Maria de Garona si dissipa la potenza sfruttando un fiume, ad Ascò un fiume ed una torre di raffreddamento, a Vandellos il mare ed infine ad Almaraz si utilizzano delle riserve d'acqua.

L'UHS (sistema secondario di rimozione della potenza) è composto da pozzi, torri di raffreddamento o fiumi. Questi sistemi e le loro riserve d'acqua garantiscono capacità di raffreddamento per 30 giorni; sono sistemi qualificati sismicamente e dotati di due linee di alimentazione. In caso di inondazione si potrebbe verificare un intasamento nelle linee di alimentazione dei reattori di Trillo, Vandellos ed Ascò. Come sistemi d'emergenza (UHS alternativi) si utilizza l'atmosfera (*bleed and feed* del circuito secondario per i PWR), l'*isolation condenser* (a Santa Maria de Garona) o il *venting* del contenitore (per i BWR).

Per il raffreddamento della SFP ogni impianto è dotato di sistemi ridondanti per la gestione delle situazioni considerate in fase di progetto e di misure d'emergenza per gli scenari BDB. Il tempo dopo il quale l'acqua incomincia ad evaporare varia tra le 4 e le 10 ore mentre quello per prosciugare la piscina si attesta tra le 40 e le 100 ore. Per ogni impianto vi è la possibilità di iniettare acqua borata per scongiurare problemi di criticità.

6.5.2 PUNTI DI FORZA E MIGLIORAMENTI POSSIBILI

I punti di forza considerati in fase di progetto oppure adottati nel corso degli anni per la gestione di questi tre scenari incidentali, consistono nelle misure per il ripristino della rete elettrica anche con un allacciamento a centrali idroelettriche, nella possibilità di utilizzare provvedimenti manuali che non richiedono energia elettrica per garantire il raffreddamento del reattore e nell'elevata autonomia delle riserve d'acqua.

Sono stati decisi i seguenti miglioramenti in tutti gli impianti spagnoli:

- Ulteriore disponibilità di generatori di energia elettrica
- Analisi ed implementazione delle capacità di approvvigionamento dell'acqua ed iniezione nel reattore e nella SFP anche in caso di mancanza di energia elettrica

- Ulteriore disponibilità di strumentazioni manuali, di sistemi di comunicazione, e di punti di connessione per l'allacciamento al reattore
- Preparazione di misure aggiuntive per la gestione di incidenti gravi ed un migliore addestramento del personale
- Studio ed applicazione di ulteriori misure per garantire l'integrità ad il raffreddamento della SFP

6.6 CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLA GESTIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI (SAM)

Le misure da adottare in caso di incidente grave, come previsto dalla regolamentazione USA, non erano previste nelle normative di progetto ma sono state aggiunte a seguito di PSR. Le SAMGs sono basate sui risultati di vari PSA applicati a diverse situazioni incidentali e vengono continuamente aggiornate a seguito dei PSR con l'obiettivo di allinearsi ai *reference levels* del WENRA. Le nuove direttive del CSN riguardano la gestione dell'idrogeno, il sistema di *venting* filtrato del contenitore e alcune strategie riguardanti il contenimento delle inondazioni.

A seguito dei vari PSR il CSN ha ritenuto inoltre necessario intraprendere PSA di primo e di secondo livello per ogni stato del reattore (in esercizio ed in *shutdown*) in maniera da assegnare una frequenza di danneggiamento del combustibile a seguito di alcuni eventi sia esterni sia interni (che varia tra 10^{-5} e 10^{-6} all'anno) ed una di avere un conseguente rilascio radioattivo (frequenza di accadimento tra 10^{-8} e 10^{-7} all'anno).

Le linee guida di riferimento del CSN sono contenute nelle IS-11, IS-12 e nella *Safety Guide* 1.9.

6.6.1 ORGANIZZAZIONE IN CASO DI INCIDENTI GRAVI

In caso di emergenza vi sono due diverse procedure: le EOP (*Emergency Operating Procedures*) che servono per prevenire un danno al nocciolo e le SAMG che servono per mitigare le conseguenze di un evento incidentale mantenendo inoltre l'integrità del contenitore.

Una corretta gestione degli scenari incidentali è impedita dalle seguenti cause:

- Elevate radiazioni o contaminazione degli edifici (camera di controllo)

- Accessibilità del sito compromessa dalla distruzione delle infrastrutture e delle vie di comunicazione
- Perdita della capacità di generare/fornire energia elettrica ai sistemi di sicurezza anche attraverso l'uso delle batterie DC
- Presenza di idrogeno all'interno e all'esterno del contenitore
- Distruzione di sistemi e strumentazioni
- Esaurimento di diesel e delle riserve d'acqua
- Addestramento del personale inadeguato

6.6.2 MISURE ADOTTATE

Per affrontare alcuni scenari incidentali gravi sono presenti in ogni sito diversi sistemi quali:

- Ricombinatori catalitici di idrogeno (PAR) a Trillo
- Sistema di *venting* del contenitore nei BWR
- Connessioni per pompe e strumentazioni mobili per iniettare acqua nel vessel, nella SFP e nel contenitore (Cofrentes)
- *Bleed and feed*, utilizzo di diesel d'emergenza alternativi
- Vari sistemi per la depressurizzazione del circuito primario
- Inertizzazione con azoto per evitare esplosione dell'idrogeno (Santa Maria de Garona)

6.6.3 MIGLIORAMENTI POSSIBILI

Sono stati proposte molte misure per migliorare la gestione degli scenari incidentali gravi, quali:

- Ulteriori studi sull'organizzazione delle risorse umane per una migliore gestione degli incidenti e delle emergenze
- Costituzione di un nuovo centro d'emergenza per ogni sito (AEMC)
- Costituzione di un'unità di intervento speciale nazionale (ESC) equipaggiata in maniera adatta ed in grado di intervenire entro 24 ore
- Considerazione di incidenti multipli per lo stesso sito (Ascò e Vandellos)
- Revisione delle strumentazione e verifica della resistenza a situazioni incidentali
- Ripetizioni delle procedure d'emergenza almeno una volta all'anno
- Installazione di ulteriori sistemi per iniettare acqua nel vessel
- Ricombinatori catalitici (PAR) per l'idrogeno dove non presenti (Cofrentes, Vandellos, Ascò, Almaraz)

- Strumentazioni per il continuo monitoraggio dei parametri d'impianto e dei sistemi di sicurezza
- Ulteriori misure per prevenire danni al nocciolo alle alte pressioni e al basamento in caso di fusione
- Rinforzare il sistema di ventilazione della camera di controllo garantendo anche un miglior allacciamento a generatori d'emergenza
- Maggiori riserve di acqua borata per evitare ricriticità
- Studi sulla SFP (analizzare meglio i fenomeni che portano al prosciugamento della piscina con proprie tempistiche)
- Studi sul degrado dei componenti e sull'affidabilità dei sistemi
- Sviluppo di opportune SAMG e costruzione di una terza linea di alimentazione (Trillo)
- Migliore PSA per eventi esterni
- Aggiornamento e standardizzazione per ogni impianto dei valori di dose assorbita dagli operatori (adottare stessi valori di sicurezza per ogni sito)

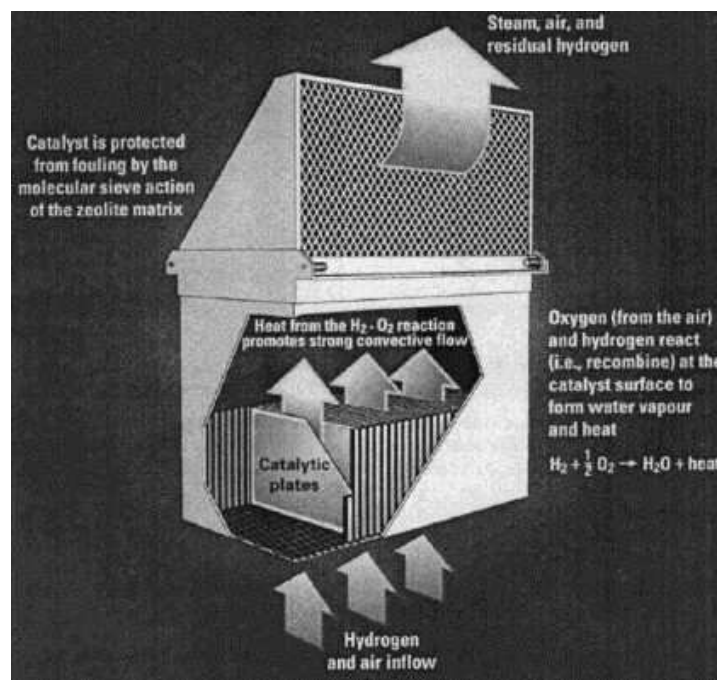


Figura 9: Ricombinatori di idrogeno (PARs)

7 LA REVISIONE CRITICA DI GREENPEACE

7.1 CONSIDERAZIONI GENERALI

Greenpeace ha pubblicato nel maggio 2012 un rapporto di revisione critica degli *stress tests* svolti da ENSREG e dalla Commissione Europea. Gli autori si sono basati sui report nazionali e sulle considerazioni effettuate da ENSREG a seguito del processo di *peer review*.

L'incidente avvenuto a Fukushima ha dimostrato che anche gli scenari incidentali ritenuti più improbabili devono essere presi in considerazione e devono essere sviluppate delle adeguate misure di sicurezza che proteggano la popolazione da una contaminazione radioattiva. L'esclusione di alcuni scenari incidentali con l'utilizzo di sole valutazioni deterministiche (inondazioni, attività sismiche e condizioni climatiche "storiche") non deve essere più ritenuto un criterio valido.

Le principali critiche mosse da Greenpeace riguardano alcune negligenze portate avanti da alcuni operatori in determinati impianti, la mancanza di criteri comuni di sicurezza e di determinazione del rischio, l'impossibilità di intraprendere una politica di corretta gestione a livello Europeo. Gli *stress tests* non sono stati in grado di dare una valutazione complessiva della *safety* dei reattori ma sono serviti come punto di partenza per un'armonizzazione dei criteri di sicurezza a livello Europeo.

Si sottolinea che gli obiettivi delineati da ENSREG riguardanti gli *stress tests* siano stati ridimensionati rispetto a quelli iniziali richiesti dall'UE. Inizialmente gli *stress tests* dovevano essere il punto di partenza per sviluppare un approccio comprensivo e trasparente per la valutazione del rischio (decretando anche quali impianti siano sicuri o meno); successivamente ENSREG ha ristretto gli obiettivi decretando che il processo di revisione si focalizzasse sulla valutazione dei margini di sicurezza delle centrali nucleari alla luce di quello che è accaduto a Fukushima, ovvero eventi naturali che mettano alla prova le funzioni di sicurezza e diano origine ad una situazione incidentale grave.

Non è stato implementato alcun metodo per confrontare il livello di *safety* tra i diversi impianti, non sono stati considerati alcuni scenari significativi (quali l'impatto di un aereo), non è stata richiesta alcuna analisi delle misure preventive o valutazione della qualità di

addestramento del personale o della qualità di sistemi e strumentazioni. Alcuni paesi hanno fatto considerazioni a riguardo, altri no ed è quindi difficile fare un confronto chiaro e completo sulla *safety* degli impianti europei.

Tuttavia Greenpeace non ha fornito alcun criterio oggettivo per il quale andrebbero chiusi definitivamente alcuni reattori. Il fatto che si siano riscontrate delle anomalie o delle lacune progettuali non implica infatti che vi si possa porre rimedio con opportune misure, per altro proposte sia dagli operatori sia dai regolatori a seguito degli *stress tests*.

7.2 CONSIDERAZIONI GENERALI SUI VALORI DI PROGETTO

7.2.1 TERREMOTI

In molti paesi si è assistito ad una rivalutazione dei criteri di sicurezza dovuti per lo più a nuove scoperte e sistemi di rivelazione in campo sismico a cui però non tutti gli impianti si sono adeguati (Magnox inglesi e altri reattori vecchi). In Inghilterra i requisiti sismici sono stati presi in considerazione soltanto a partire dagli anni ottanta.

L'IAEA raccomanda di utilizzare come valore minimo progettuale un PGA di 0.1g con frequenza di accadimento di 10^{-4} all'anno (un terremoto di intensità pari a 0.1g ogni 10.000 anni); non tutti gli impianti rispettano questo criterio e gli operatori giustificano questo fatto con rilevamenti sismici specifici per quella località dove sorge il sito (con risultati di solito inferiori a 0.1g). Non sono stati inoltre considerati in molti impianti gli effetti secondari derivanti da una scossa quali incendi, rotture di tubazioni, danneggiamento di alcuni sistemi chiave per la sicurezza, rottura di una diga che potrebbe dare origine ad una inondazione.

Il ritardo nell'adeguamento alle normative più recenti e il fatto di sottovalutare alcuni scenari incidentali gravi vengono considerate delle significative negligenze che devono essere al più presto risolte.

7.2.2 INONDAZIONI e CONDIZIONI CLIMATICHE ESTREME

L'elevata disponibilità d'acqua che deve essere garantita per il raffreddamento di una centrale nucleare ne richiede l'installazione in prossimità di grandi bacini d'acqua (mari o fiumi); un eventuale inondazione a seguito di cause naturali o artificiali è perciò uno scenario da tenere in considerazione nella progettazione degli impianti. Questo fenomeno può far fallire molti sistemi di sicurezza distruggendoli od impedendo le loro funzioni; i detriti potrebbero provocare l'intasamento dei sistemi di alimentazione dei

circuiti primario e secondario, la perdita dei sistemi di comunicazione, grandi volumi d'acqua provocherebbero l'allagamento degli edifici dove sono contenute strumentazioni o sistemi mobili d'emergenza oppure distruggere tubazioni e sistemi di connessione (rete elettrica, cavi,...).

Per via dei cambiamenti climatici si sta assistendo negli ultimi anni ad un aumento, sia come frequenza sia come intensità, di fenomeni naturali che in passato erano più rari come tsunami, tornado, piogge intense, nevicate abbondanti, siccità, inondazioni. I valori di progetto di molti reattori europei risalgono a molto tempo fa e vanno aggiornati anche per questi scenari; quello che un tempo si pensava potessero essere le peggiori condizioni climatiche possibili al giorno d'oggi non sono più tali anzi possono essere ancora più gravi.

7.2.3 ETÀ DEGLI IMPIANTI

Un aspetto importante che viene trascurato nelle analisi è l'età degli impianti nucleari. Molti di essi infatti sono stati costruiti più di 30 anni fa. Vengono effettuati regolarmente in ogni paese delle revisioni periodiche (PSR) ma si deve tuttavia considerare il fatto che un impianto vecchio è dotato di componenti che potrebbero essere meno robusti ad alcune situazioni incidentali. I materiali ed i sistemi vicino al nocciolo possono accusare in fragilimento a causa dell'irraggiamento neutronico, le tubazioni devono sopportare fenomeni di corrosione, erosione e sforzi termici, le pompe sono soggette a cricche per le vibrazioni e perché soggette a cicli di fatica. Gli *stress tests* non richiedono alcuna considerazione a riguardo né che siano rispettati vincoli specifici.

7.3 GLI OBIETTIVI DI SICUREZZA PER I NUOVI REATTORI

Gli *stress tests* non hanno richiesto una valutazione del livello di sicurezza degli impianti e dei sistemi rispetto agli standard attuali. Questo lavoro richiede un processo di revisione molto più ampio e dei tempi più lunghi e potrebbe essere uno degli studi aggiuntivi che verranno intrapresi a seguito degli *stress tests*. Per questo motivo è opportuno presentare i principali *Safety Objectives* (SO) pubblicati dal WENRA nel 2009 riguardanti la costruzione di nuovi reattori. Questi criteri potrebbero subire alcune modifiche a seguito degli *stress tests* ed il WENRA ha in progetto un rapporto che dovrebbe essere pubblicato agli inizi del 2013.

SO 1: Condizioni normali e prevenzione degli incidenti

Al primo livello di difesa in profondità si deve avere una riduzione della frequenza di incidenti che impediscono il corretto funzionamento dell'impianto. Un esempio di misura da attuare è la riduzione della probabilità di guasto di un componente con l'utilizzo di un sistema di monitoraggio migliore. Il secondo livello di difesa in profondità ha come obiettivo la riduzione dei danni che si vengono a verificare se il primo livello venisse a fallire

SO 2: Incidenti senza fusione del nocciolo

Il terzo livello di difesa in profondità ha 3 obiettivi: ridurre per quanto possibile la probabilità di danneggiare il nocciolo, ridurre l'impatto di eventi esterni e limitare eventuali rilasci radioattivi nell'ambiente. Riguardo a questo punto il WENRA richiede lo sviluppo di ulteriori analisi per far sì che vi siano sistemi che garantiscano questi 3 obiettivi non solo per il nocciolo ma anche per la SFP e per altri edifici dell'impianto. Queste considerazioni vanno effettuate per tutte le condizioni operative del reattore (anche quando è in *shutdown*) in quanto gli scenari incidentali potrebbero sempre portare a danneggiare il nocciolo, vanno approfondite e migliorate le analisi sugli eventi esterni ed interni ed infine vanno considerate le situazioni in cui si potrebbero verificare guasti simultanei a più reattori che condividono alcuni sistemi. Per migliorare la *safety* è sempre più necessario ridurre gli errori umani, aumentare il *grace period* dei sistemi passivi, dotare l'impianto di opportune ridondanze e diversità dei sistemi di sicurezza ed infine ridurre la possibilità di guasti comuni.

SO 3: Incidenti con fusione del nocciolo

Si deve ridurre il potenziale rilascio radioattivo nell'ambiente dovuto a scenari incidentali nei quali avvenga fusione del nocciolo. Questi tipi di incidenti hanno una bassissima probabilità di accadimento ma, se si verificassero, sarebbero in grado di provocare gravi conseguenze per la popolazione e per l'ambiente. Per ridurre il rischio bisogna sempre più prevenire eventi BDB ed attuare misure in fase progettuale per i nuovi reattori. Ad esempio nei reattori EPR la fusione del basamento viene gestita attraverso un apposita piscina ed un sistema di allagamento in grado di evitare una fuoriuscita di materiale radioattivo dall'isola nucleare; questa misura è stata prevista in fase di progetto.

SO 4: Indipendenza tra i vari livelli di difesa in profondità

Bisogna garantire che un guasto o una combinazione di guasti ad uno o più sistemi di un particolare livello di difesa in profondità non si propaghi ad altri sistemi di un altro livello di difesa.

SO 5: Interfaccia tra Safety e Security

Safety e *Security* vengono trattati in maniera diversa ma fanno sempre parte del concetto di sicurezza di un impianto. Entrambi gli obiettivi devono essere portati avanti in un impianto nucleare. Il WENRA ha individuato un punto in comune che richiede implicazioni per entrambe: l'impatto di un aeroplano anche alla luce di quello che è accaduto l'11 settembre.

SO 6: Protezione dalle radiazioni e gestione dei rifiuti

Ridurre il più possibile, attraverso provvedimenti implementati già in fase di progetto, l'eventuale contaminazione degli operatori (gestione e monitoraggio continuo della dose assorbita), il rilascio di sostanze radioattive nell'ambiente (almeno controllato), la quantità e l'attività dei rifiuti radioattivi.

SO 7: Gestione della Safety

Questo obiettivo verte sull'organizzazione degli operatori in situazioni incidentali gravi o meglio sulla loro gestione. Bisogna garantire che vi sia uno o più responsabili in grado di comandare dei tecnici presenti sull'impianto e che vi siano a disposizione tutte le strumentazioni necessarie per gestire una particolare situazione incidentale.

7.4 ANALISI PAESE PER PAESE

Sono state effettuate delle analisi critiche di alcuni impianti, uno per paese, considerati come più critici o più rappresentativi.

7.4.1 FRANCIA

Sono stati analizzati gli impianti di Cattenom, Fessenheim e Gravelines, uno per ogni serie di PWR presenti in Francia. Si riportano alcune debolezze individuate dall'ASN a seguito degli *stress tests*.

- Il PSA per la SFP non considera terremoti o altre situazioni incidentali

- Vi è un solo generatore diesel d'emergenza per ogni sito che non è progettato per resistere a terremoti. Inoltre in caso di guasto multiplo solo un reattore può essere alimentato
- Pochi margini di sicurezza di strumentazioni importanti per la *safety*
- Ritardi negli adeguamenti richiesti dall'ASN per inondazioni e qualificazioni antisismiche
- I tempi dopo il quale si ha un danno al combustibile in caso di SBO sono molto brevi (1 giorno se il primario è chiuso, poche ore se è aperto)
- Mancanza per tutti gli impianti di una riserva d'acqua alternativa
- Elevata probabilità di intasamento del sistema di alimentazione (Cruas e Fessenheim)
- Impossibilità di garantire una corretta gestione degli scenari incidentali che coinvolgono più reattori dello stesso sito
- Necessaria la dotazione di ulteriori strumentazioni mobili oltre che una migliore gestione di quelle disponibili
- Mancanza di appropriati sistemi di rilevamento fusione del nocciolo e della presenza di idrogeno nel contenitore
- L'accessibilità e l'abitabilità della camera di controllo non sono garantite in ogni situazione. Non esiste inoltre una camera d'emergenza bunkerizzata.

L'impianto di Fessenheim è il più vulnerabile ed allo stesso tempo quello più a rischio per la poca resistenza a terremoti ed inondazioni. Non è garantita la resistenza sismica delle barriere di protezione dalle inondazioni. In caso di rottura degli argini del Gran Canale d'Alsazia si avrebbe un'inondazione che porterebbe facilmente a scenari di LOOP, SBO ed UHS. Il basamento è poco spesso (1.5 metri) il che non garantisce il contenimento del nocciolo fuso per 24 ore. L'impianto è dotato di un contenitore con un solo strato in calcestruzzo con un *liner* d'acciaio.

L'impianto di Gravelines ha completato i rinforzi per resistere a terremoti DBE per la sola unità 1. Per le altre 5 è previsto l'adeguamento solo nel 2017. Una fuoriuscita di gas tossico dalle industrie vicine comprometterebbe la presenza degli operatori nel sito in quanto l'impianto non è protetto per questo evento.

L'impianto di Cattenom è dotato di un bacino di riserva (lago Mirgenbach) che non è qualificato però per resistere ad un terremoto, così come gli argini del fiume Mosel che alimenta l'impianto. Il contenitore ha due strati di calcestruzzo armato precompresso ma

non è dotato del *liner* in acciaio il che lo rende più vulnerabile ad eventi incidentali interni (esplosione di idrogeno).

7.4.2 GERMANIA

Tra gli impianti tedeschi è stato scelto il sito di Gundremmingen che ha 2 reattori BWR identici. Si riportano alcune debolezze individuate dal BMU a seguito degli *stress tests* e della revisione commissionata dalla commissione per la sicurezza dei reattori (RSK) subito dopo Fukushima.

- Basso valore di DBE (IMSK livello VII che corrisponde ad un PGA di 0.1g). Inoltre l'ultima rivalutazione dei valori di sicurezza risale a 20 anni fa
- Pochi margini per il DBF; in alcuni casi il DBF è più alto delle barriere
- In caso di SBO vi è in ogni sito un sistema d'emergenza per la rimozione della potenza residua (AHRs) che dipende però da un generatore diesel d'emergenza (il quale è qualificato per resistere al DBE ma non al DBF). In ogni caso l'autonomia di questo sistema è di sole 10 ore
- In caso di perdita dell'UHS e dell'AHRs il raffreddamento del nocciolo è garantito per soli 15 minuti con misure d'emergenza
- La fattibilità e l'operabilità di alcune misure di sicurezza non è efficace in alcune situazioni incidentali
- Mancanza di misure SAM per rilascio radioattivo o esplosione di idrogeno per la SFP (SFP poste all'esterno del contenitore)

Molti sono i miglioramenti da attuare come, ad esempio, garantire la fornitura di energia elettrica per lungo termine, provvedere alla rimozione della potenza residua dal nocciolo, dalla SFP e dal *wetwell*, migliorare le SAMG per SBO di lungo termine, proteggere gli edifici e la SFP da una possibile esplosione di idrogeno.

7.4.3 SVIZZERA

Tra gli impianti svizzeri è stato scelto il reattore BWR di Muehleberg, in esercizio dal 1972. In generale gli impianti hanno subito molte ristrutturazioni ed interventi di miglioramento come l'aggiunta di sistemi per prevenire esplosione di idrogeno, un sistema di *venting* filtrato, una camera di controllo bunkerizzata, SAMG per la gestione di scenari incidentali gravi, 3 linee di sicurezza (*safety trains*). Sono state riscontrate alcune debolezze comuni:

- I sistemi di sicurezza convenzionali (*safety train 1*) non sono interamente progettati per resistere a terremoti DBE
- Le strumentazioni per il monitoraggio della SFP non sono in grado di resistere a tutti gli scenari incidentali ipotizzati
- L'impianto di Muehleberg non è dotato di ricombinatori di idrogeno (PAR)
- Mancanza di garanzie sulla robustezza del contenitore, delle strumentazioni e del sistema d'alimentazione ad attività sismiche e alle inondazioni
- Mancanza di ridondanze e separazioni fisiche di alcuni sistemi di sicurezza
- PGA con tempi di ritorno da riconsiderare secondo le richieste dell'IAEA (frequenza di accadimento di 10^{-5} e non di 10^{-4} come allo stato attuale)
- Possibilità di intasamento e rottura del sistema di alimentazione del circuito primario e secondario a causa di un'inondazione (considerato uno scenario molto probabile per la rottura della vicina diga di Wohlensee a causa di un terremoto)
- Età elevata degli impianti con problematiche di robustezza dei componenti

7.4.4 SPAGNA

Tra gli impianti spagnoli è stato scelto il sito di Almaraz nel quale sono presenti 2 PWR della Westinghouse in esercizio dal 1983. Sono state riscontrate alcune debolezze da parte del CSN, tra le quali:

- Devono essere ancora adottati i provvedimenti necessari per l'adeguamento ai nuovi valori di DBE
- Le analisi sulla rottura della diga di Valdecanas, nei pressi dell'impianto, risultano insufficienti così come anche i provvedimenti adottati in caso di allagamento
- In caso di SBO ad entrambe le unità non è garantito il funzionamento dei diesel d'emergenza in quanto due reattori devono condividere le stesse strumentazioni d'emergenza
- In caso di SBO totale i sistemi ausiliari riescono a provvedere allo smaltimento della potenza residua per sole 16 ore con l'uso di batterie DC
- Non vi sono adeguate misure per affrontare l'accumulo di idrogeno nel contenitore e negli edifici (PARs previsti ma non ancora presenti)
- I sistemi di raffreddamento della SFP non sono disponibili in caso di SBO e comunque non sono qualificati sismicamente
- Assenza di misure efficaci (come ad esempio la mancanza di un sistema di *venting filtrato*) per la prevenzione e mitigazione di alcuni incidenti che coprano tutti gli stati dell'impianto (*shutdown* ed esercizio)

8 LA CENTRALE DI ASCÒ

La centrale di Ascò si trova in Spagna nei pressi del fiume Ebro. La regione è scarsamente popolata (il centro abitato più grosso dista 40 km) ed il clima è mediterraneo. Nelle vicinanze dell'impianto sono presenti 3 dighe rispettivamente di 11, 267 e 1530 hm³.

Nel sito vi sono installati 2 reattori della Westinghouse, di tipo PWR a tre *loop*, che erogano una potenza elettrica di 933 e 943 MWe entrambi con le stesse caratteristiche. L'unità 1 è operativa dal 1984, l'unità 2 dal 1986.

8.1 I SISTEMI DI SICUREZZA

I sistemi ordinari e di sicurezza che fanno parte dell'impianto sono quelli tipici di ogni reattore pressurizzato

Sistema di raffreddamento

Il sistema di raffreddamento è composto dal vessel in pressione, che contiene il nocciolo, e da tre circuiti ciascuno con una propria pompa ed un generatore di vapore. Sulla gamba calda di uno di questi circuiti vi è il pressurizzatore.

Sistemi di sicurezza

I sistemi di sicurezza più importanti sono composti da due linee ridondanti, ciascuna in grado di svolgere autonomamente la propria funzione, e qualificate per resistere ad eventi DBE (categoria sismica 1, SC1). Questi sistemi sono collocati in edifici in grado di resistere agli eventi esterni considerati in fase di progetto (DBE, DBF, condizioni climatiche estreme). Si riporta un elenco dei sistemi di sicurezza principali con le loro caratteristiche:

- Sistema di raffreddamento d'emergenza del nocciolo (ECCS)
- Sistema di depressurizzazione e raffreddamento del contenitore (sprayers)
- Sistema di isolamento del contenitore
- Sistema di controllo dei gas combustibili nel contenitore (concentrazione di idrogeno, d'ossigeno, controllo delle condizioni interne)
- Sistema di alimentazione ausiliario
- Sistema di controllo dell'abitabilità della camera di controllo

L'ECCS è formato da 3 sistemi di iniezione separati: uno ad alta pressione (HPIS), uno a media pressione con l'utilizzo di 3 accumulatori ed infine uno a bassa pressione (LPIS).

Questi sistemi sono progettati per iniettare acqua nel reattore in ogni condizione operativa per rimuovere la potenza residua in caso di incidente. Essi garantiscono l'integrità del combustibile in tutti quegli scenari incidentali che provocano la rottura o il mancato funzionamento del circuito di raffreddamento. In caso d'emergenza è preferibile iniettare acqua borata per evitare eventuali ricriticità; la riserva d'acqua borata (RWST) ha una capacità di 1500 m³.

Il sistema di raffreddamento del contenitore è composto da una serie di pompe ed ugelli che spruzzano acqua nel contenitore in modo da condensare il vapore per prevenire eventuali sovrappressioni e garantire così l'integrità del contenitore. Il sistema di isolamento del contenitore è dotato di opportune valvole di sicurezza, azionabili sia dalla camera di controllo sia manualmente, e di valvole d'emergenza (automatiche) in grado di isolare il contenitore chiudendo tutti i circuiti (alimentazione, immissione in turbina,...).

Il sistema di alimentazione ausiliario è progettato per iniettare acqua nei generatori di vapore (GV) ogni volta che avviene una situazione incidentale che provoca lo *shutdown* del reattore. Il sistema è dotato di due pompe alimentate da corrente elettrica e da una pompa alimentata da una turbina a vapore in grado di funzionare anche senza energia elettrica. Ciascuna di queste pompe è in grado di provvedere da sola all'alimentazione dei GV, garantendo la portata richiesta per la rimozione della potenza residua. L'acqua che si utilizza viene prelevata dal serbatoio di condensazione (900 m³) o dal serbatoio della torre di raffreddamento (29800 m³). La SFP è dotata di un proprio sistema di raffreddamento.

Sistemi di alimentazione

La potenza elettrica richiesta per l'avviamento dei sistemi d'emergenza viene presa da una rete a 110 kV connessa alla linea principale da 220 kV. Ci sono due trasformatori per ogni unità.

In caso di LOOP le due linee sono alimentate dai generatori diesel d'emergenza raffreddati dai sistemi di sicurezza che scaricano la potenza nell'UHS; i generatori sono in grado di alimentare entrambi i reattori. Vi è la possibilità di alimentare la rete elettrica principale con l'utilizzo della centrale idroelettrica di Ribarroja.

In caso di SBO vi è una terza linea di generatori diesel condivisa tra i due reattori, che quindi non riescono ad essere alimentati contemporaneamente; l'allacciamento di questo sistema d'emergenza viene effettuato manualmente dagli operatori dell'impianto.

Per raffreddare i motori vi è un apposito sistema di raffreddamento che utilizza una torre evaporativa scaricando la potenza nell'atmosfera.

Heat sink

La riserva d'acqua principale è il fiume Ebro dal quale viene pompata acqua necessaria per la rimozione della potenza. L'UHS per ciascuno dei due reattori è composto da due torri evaporative, due sistemi d'alimentazione d'emergenza (ridondanti) ed una piscina di stoccaggio in grado di garantire un'autonomia di 30 giorni. Tutto il sistema è in grado di resistere ad eventi esterni considerati in fase di progetto (DBE, DBF)

8.2 PERDITA DELLE FUNZIONI DI SICUREZZA

Viene analizzata la perdita delle funzioni di sicurezza rispetto agli scenari di LOOP, SBO ed UHS.

LOOP

La rete elettrica principale è in grado di resistere ad eventi esterni di progetto (DBE), inoltre vi sono molte misure per ristabilirne il funzionamento in caso di guasto. L'impianto ha la capacità di autoalimentarsi (*island mode*) attraverso l'allacciamento (automatico, controllato o manuale) alla vicina centrale idroelettrica di Ribarroja.

In caso di LOOP i sistemi di sicurezza sono alimentati da 2 generatori diesel antisismici (SC1) posti in edifici separati e aventi autonomia di 7 giorni.

SBO

In caso di SBO vi è un generatore diesel d'emergenza (DG-3) che viene però condiviso dai due reattori. Esiste la possibilità per collegarlo ai sistemi di sicurezza di entrambi i reattori ma non è in grado di fornire energia elettrica a pieno carico; è necessario effettuare operazioni manuali di allacciamento dei carichi. Il generatore diesel è dotato di un sistema di raffreddamento proprio ed è collocato in un edificio apposito il quale però non è qualificato sismicamente.

Nel caso in cui il generatore diesel non fosse disponibile l'impianto può utilizzare le sole batterie a corrente continua. Ogni unità ha 3 batterie con (2 per le linee di alimentazione ed una per il sistema di alimentazione ausiliario della pompa *steam driven*); l'autonomia è di 2 ore ma, con alcuni accorgimenti come scollegare i carichi non fondamentali, può essere estesa fino a 24 ore. Nel caso in cui non vengano attuate ulteriori modifiche nell'ottica della sicurezza, il tempo dopo il quale si ha il prosciugamento dei GV e del

nocciolo ed infine la rottura del vessel, è di circa 30 ore. Nel caso in cui anche le batterie non fossero disponibili, la rimozione della potenza residua viene effettuata con operazioni manuali atte alla depressurizzazione del contenitore tramite l'apertura di valvole di sfianto in atmosfera.

UHS

La riserva d'acqua principale è il fiume Ebro dal quale viene pompata l'acqua quando il reattore è in esercizio. Vi sono due linee di pompaggio classificate come SC 2 e poste ben al di sopra del livello DBF. L'UHS è formato da due torri evaporative, un sistema di pompaggio ed una riserva d'acqua classificati come SC 1.

Sono state studiate numerose combinazioni di situazioni di guasto a seconda del tipo di situazione incidentale e del modo di operare del reattore. Sono state individuate 2 situazioni principali:

1. i sistemi di raffreddamento ed il contenitore rimangono chiusi, integri:
il caso più critico è considerare entrambi gli *heat sink* non disponibili; in questa situazione per rimuovere la potenza residua si utilizza il rilascio controllato in atmosfera del vapore presente nei GV che vengono alimentati dal sistema di alimentazione ausiliario (AFW) purché sia garantito l'apporto di energia elettrica per il funzionamento delle pompe.
2. guasto ai circuiti di raffreddamento ma il contenitore rimane integro
il caso più critico è considerare entrambi gli *heat sink* non disponibili; in questa situazione non è possibile utilizzare i generatori diesel d'emergenza (perché non possono essere raffreddati). La rimozione della potenza residua è possibile finché il livello del serbatoio d'emergenza è al di sopra di quello dei sistemi di raffreddamento in quanto l'alimentazione avviene per gravità (autonomia di circa 8 ore con possibilità di venir alimentato da strumentazioni mobili).

8.3 GESTIONE DEGLI SCENARI INCIDENTALI GRAVI

Per quanto riguarda la gestione degli scenari incidentali gravi sono state proposte molte misure che verranno implementate nel breve e nel medio periodo. Tra le principali vengono messe in evidenza la dotazione di ricombinatori di idrogeno (PAR) e di un nuovo FCVS, l'adozione di ulteriori misure per la depressurizzazione manuale dei GV e del contenitore oltre che il miglioramento dei margini di sicurezza e dei sistemi di comunicazione d'emergenza. Un punto di forza di questo reattore consiste nell'avere un

software per la simulazione degli scenari incidentali ben fatto (MAAP 4); il suo utilizzo permette di risalire alle tempistiche di guasto al combustibile a seguito di un incidente particolare.

La SFP viene raffreddata da un apposito sistema di raffreddamento e purificazione antisismico con diesel d'emergenza dedicati. La temperatura deve essere sempre mantenuta inferiore a 65°C. Nel caso si guastasse il sistema di raffreddamento la SFP viene alimentata dai serbatoi di sicurezza (make-up tank, dal serbatoio con acqua borata ed infine dalla riserva di sicurezza). Sono presenti parecchi sistemi di monitoraggio nella camera di controllo. Se la SFP è piena e la temperatura è di 60°C (caso più sfavorevole) dopo 3 ore l'acqua inizia ad evaporare e dopo 41 ore il combustibile rimane scoperto.

La SFP resiste a PGA di 0.3g così come anche le tubazioni. Sono presenti delle valvole a chiusura automatica che impediscono la fuoriuscita d'acqua per scongiurare l'effetto sifone. Servono però migliori strumentazioni e più sistemi mobili per l'iniezione d'acqua nella piscina. In caso di SBO non è prevista alcuna misura di sicurezza (funziona solo il sistema antincendio in quanto vi è una pompa diesel apposita ed una propria riserva d'acqua)

La camera di controllo è dotata di un sistema di ventilazione e di controllo delle sostanze inquinanti e radioattive in grado di garantirne l'abitabilità. I livelli di dose sono conformi alle specifiche internazionali. È prevista la costruzione di una camera di controllo d'emergenza (AEMC nel 2015), la dotazione di strumentazioni mobili per il rilevamento della dose assorbita ed infine l'implementazione di ulteriori analisi sul comportamento dei sistemi in situazioni incidentali.

9 LE CONCLUSIONI DI ENSREG E DEL WENRA

9.1 RISPETTO DELLE SPECIFICHE RICHIESTE

Per quanto riguarda il rispetto del mandato richiesto da ENSREG, le analisi sono state effettuate in conformità con le specifiche tranne che per la valutazione dei margini per gli eventi naturali estremi che non vengono sufficientemente dettagliate e motivate. È stato richiesto che il WENRA sviluppi una guida sulla valutazione degli eventi esterni e sulla valutazione dei margini per scenari BDB e per gli effetti *cliff edge*. ENSREG sottolinea l'importanza di effettuare revisioni periodiche in ogni sito almeno ogni 10 anni, a seguito delle quali si rivaluti la conformità dell'impianto ai criteri di sicurezza e si aggiornino i sistemi agli standard più recenti.

I margini e la valutazione degli effetti *cliff edge* per terremoti ed inondazioni non sono sufficienti; quasi tutti i paesi hanno infatti assegnato una bassa probabilità di superare i valori DBE e DBF aggirando così il problema. Per quanto riguarda gli scenari di LOOP, SBO ed UHS i margini di sicurezza sono legati ai tempi dopo i quali si hanno perdite nelle funzioni di sicurezza con l'insorgere di danni al combustibile. Senza ulteriori misure d'emergenza, i tempi variano tra 1 e 10 ore mentre utilizzando opportuni provvedimenti si può arrivare fino a 72 ore dall'incidente senza aver danneggiato il combustibile. Le SAM erano considerate come provvedimenti da adottare in caso di eventi BDB ma sono state introdotte col tempo come procedure d'emergenza da attuare in ogni condizione incidentale grave. In generale le misure riguardanti la prevenzione degli incidenti sono più efficaci di quelle adottate per mitigarne gli effetti, con differenze significative da paese a paese. Un aspetto che va migliorato è la garanzia della tenuta e dell'integrità del contenitore in ogni condizione o situazione incidentale.

Per quanto riguarda le possibili misure da implementare per aumentare la robustezza degli impianti, sono state effettuate delle considerazioni e dei provvedimenti specifici per ogni sito e reattore. In generale ogni impianto dovrà dotarsi di ulteriori barriere mobili per la protezione dalle inondazioni, effettuare aggiornamenti e qualificazioni antisismiche dei sistemi, aumentare il numero di strumentazioni mobili in grado di fornire energia elettrica ed acqua, aumentare l'accessibilità del sito e degli edifici in ogni situazione incidentale. Le SAM dovranno prevedere di operare in scenari incidentali sempre più estremi come

avvenuto a Fukushima (incidente di lunga durata, distruzione quasi totale del sito, contaminazione,...). Due ulteriori provvedimenti che verranno intrapresi da molti paesi sono la creazione di un *hardened safety core* per ogni sito e di un centro d'emergenza nazionale: il primo è un insieme di misure e strumentazioni in grado di garantire le funzioni di sicurezza in situazioni estreme mentre il secondo è un centro d'emergenza dotato di strumentazioni mobili d'emergenza in grado di essere portate in ogni impianto nel caso in cui vi fosse necessità.

9.2 MIGLIORAMENTI DA APPORTARE

Per aumentare la robustezza degli impianti, migliorarne la *safety* e garantire sufficienti margini per quegli eventi esterni che possono compromettere l'integrità dei sistemi (terremoti, inondazioni, condizioni climatiche estreme), ENSREG ha richiesto agli enti regolatori di prendere in considerazione le seguenti misure:

- Considerare una frequenza di accadimento per gli eventi esterni di 10^{-4} all'anno e una PGA minima di 0.1g
- Innalzare i livelli di sicurezza per le inondazioni
- Rafforzare il processo di revisione degli standard utilizzando un approccio più consistente per la determinazione dei margini di sicurezza ed includendo analisi probabilistiche migliori per eventi esterni
- Definire meglio l'approccio utilizzato per la valutazione degli effetti secondari
- Migliorare i piani di manutenzione programmata per garantire sempre un corretto funzionamento dei sistemi di sicurezza
- Creazione di un *hardened safety core* in ogni impianto dotata di sistemi e strumentazioni in grado di resistere a condizioni incidentali gravi per garantire le minime operazioni di sicurezza
- Installare sistemi di monitoraggio delle condizioni ambientali (terremoti, inondazioni, condizioni climatiche) in modo da poter attuare misure preventive

Relativamente agli scenari incidentali che sono in grado di compromettere il funzionamento dei sistemi (LOOP, SBO ed UHS), sono state messe in luce le seguenti misure:

- Necessario almeno un *heat sink* alternativo o metodi di raffreddamento alternativi (alimentazione dei GV per gravità, ulteriori riserve d'acqua)

- Rivalutazione sistematica dei tempi necessari per ripristinare le funzioni di sicurezza (*coping time*)
- Aumentare l'autonomia degli impianti in caso di LOOP e SBO aumentando quindi la durata delle batterie DC, delle forniture di diesel per i generatori diesel e di acqua borata e non per il raffreddamento del nocciolo e della SFP.
- Aumentare la capacità di sopportare interruzioni di carico (pronto allacciamento con centrali vicine quali idroelettriche o a gas)
- Dotazione di strumentazioni mobili per la generazione di energia elettrica (batterie, generatori diesel,..), per l'alimentazione d'emergenza del nocciolo e dei sistemi di rimozione della potenza residua (pompe mobili) e per il monitoraggio delle radiazioni
- Migliorare l'abitabilità degli edifici in qualunque situazione incidentale ed anche in caso di mancanza di energia elettrica (alimentazione alternativa per il sistema di ventilazione della camera di controllo)
- Maggiori analisi e migliore gestione delle risorse in caso di guasti multipli
- Considerazioni aggiuntive sulla SFP in quanto viene spesso trascurata nelle analisi

Per quanto riguarda le misure da adottare per la gestione di incidenti gravi vengono proposti alcuni miglioramenti ed aspetti da tener in considerazione:

- Depressurizzazione del sistema di raffreddamento e del contenitore, prevenzione dell'esplosione di idrogeno con l'utilizzo di ricombinatori catalitici, sistema di ventilazione filtrato del contenitore
- Predisposizione di una zona di raffreddamento e contenimento del nocciolo fuso sia all'interno sia all'esterno del vessel.
- Strumentazioni in grado di resistere ad eventi esterni ed opportuni collegamenti per l'allacciamento delle strumentazioni mobili
- Revisione delle SAM ad ogni PSR
- Implementazione di misure da attuare in condizioni particolarmente gravi e per affrontare situazioni di lunga durata
- Garantire la protezione per gli operatori e l'abitabilità degli edifici
- Migliorare le procedure e l'addestramento del personale

9.3 GIUDIZIO SUL LAVORO SVOLTO

Il giudizio risultante dal lavoro degli *Stress tests* e dal processo di *peer review* è nel complesso positivo. La partecipazione dei paesi, su base volontaria, è stata tempestiva ed

i lavori si sono svolti in un clima di buona collaborazione. È doveroso sottolineare come questo processo di revisione sia stato portato avanti in breve tempo. Questo esercizio straordinario deve però essere trasformato in una pratica corrente.

Il principale aspetto positivo è l'aver dato inizio, con questo processo, ad un confronto tra i vari enti regolatori. Con le analisi effettuate sono emersi molti aspetti da migliorare e negligenze da risolvere prontamente; sono state identificate sia mancanze nelle legislazioni e negli standard di sicurezza sia ritardi nell'adeguamento a normative vigenti.

La possibilità di paragonare differenti metodi e misure pratiche è indice anche di trasparenza ed apertura oltre che nei confronti delle autorità anche verso il pubblico. Quest'ultimo aspetto non è assolutamente da sottovalutare in un contesto, come quello odierno, in cui l'opinione pubblica è profondamente turbata dal problema della sicurezza dell'energia nucleare.

9.4 CONCLUSIONI DEL WENRA RIGUARDO L'INCIDENTE DI FUKUSHIMA

Il WENRA ha sottolineato alcuni aspetti che dovranno essere migliorati per scongiurare e gestire in modo migliore un incidente simile a quello di Fukushima. L'obiettivo nel breve periodo sarà ridefinire o rivalutare i *Reference Levels* esistenti in particolare riguardo i seguenti aspetti:

1. Istituzionale (ruoli e responsabilità dei governi, dei regolatori, dei proprietari)
 - I.1 Indipendenza degli enti regolatori**
 - I.2 Ruoli e responsabilità:** definire i ruoli e le responsabilità nella gestione degli incidenti a livello di organizzazione, capacità e sistema legale
 - I.3 PSR:** necessità di effettuare revisioni periodiche per migliorare ed aggiornare la *safety* degli impianti
 - I.4 Assistenza:** collaborazione tra i vari enti regolatori in modo da condividere e migliorare i metodi di gestione di situazioni incidentali
2. Culturale (continui miglioramenti)
 - C.1** bisogna garantire e provvedere al continuo miglioramento della *safety*; non importa quanto siano elevati gli standard di sicurezza, bisogna sempre aggiornare e migliorare qualunque sistema.

3. Tecnico

T.1 Pericoli naturali: verranno pubblicata una guida per l'identificazione, la corretta valutazione e la definizione dei margini di sicurezza per scongiurare i cosiddetti effetti *cliff-edge*. I *Reference Levels* in materia subiranno ulteriori modifiche.

T.2 Integrità del contenitore: verranno rivisiti i *Reference Levels* affinché contengano misure più stringenti riguardo alla prevenzione della sovrappressione nel contenitore, all'abbattimento della concentrazioni di idrogeno, al *venting* del contenitore.

T.3 Gestione degli incidenti: verranno rivisiti i *Reference Levels* nell'ottica di migliorare le misure esistenti in materia di prevenzione e mitigazioni di eventuali rilasci radioattivi.

9.5 ULTERIORI MISURE DA IMPLEMENTARE: FOLLOW-UP

Ogni paese svilupperà e renderà pubblico il proprio *action plan* entro la fine del 2012 il quale terrà conto delle considerazioni dei regolatori nazionali a seguito del processo di stress tests, del contributo di ENSREG e di quello che è emerso dai rapporti degli altri paesi. Verso Marzo 2013 è previsto un incontro di ENSREG nel quale si discuteranno e si giudicheranno gli *action plans* nazionali. Tra settembre ed ottobre ENSREG visiterà alcuni impianti (Cattenom, Fessenheim, Chooz, Gundremmingen, Trillo) per verificare l'effettiva realizzazione delle proposte migliorative attuate dai singoli paesi.

ENSREG svilupperà, in collaborazione con WENRA ed HERCA (autorità per la protezione radiologica), una guida per regolamentare ed incentivare la mutua collaborazione tra gli enti regolatori di differenti paesi in modo da garantire, oltre che un aiuto pratico, una base per la definizione di piani di emergenza comuni. È nell'interesse di tutti i paesi europei che vi siano piani di intervento comuni per emergenze fuori dal sito; un rilascio di sostanze radioattive da una centrale a seguito di un grave incidente potrebbe avere ripercussioni anche in altri paesi vicini.

ENSREG, in collaborazione con WENRA e la Commissione Europea, si impegnerà principalmente su tre fronti:

1. Tradurre gli aspetti tecnici in un apparato legislativo chiaro e semplice
2. Migliorare i dispositivi che regolano l'indipendenza dei regolatori
3. Stilare norme più chiare per migliorare la trasparenza

10 CONCLUSIONI

10.1 CONFRONTO FRA I PAESI ANALIZZATI

Ciascuno dei paesi analizzati ha una propria autorità per la sicurezza che agisce in modo indipendente dagli operatori ed ha il potere di concedere le licenze per l'avviamento ed il funzionamento dell'impianto. La Germania rappresenta un caso particolare in quanto l'autorità per la sicurezza (BMU) ha sì un potere esecutivo ma ogni sua decisione può essere messa in discussione dalla regione (*Länder*) nel quale si trova l'impianto.

Non emergono invece particolari differenze riguardo l'approccio utilizzato per la valutazione degli scenari incidentali. Ciascun paese ha sviluppato analisi probabilistiche (PSA di primo e di secondo livello) che vanno a supportare criteri progettuali deterministici. Ogni reattore è sottoposto a processi di revisione periodica (PSR) che vengono effettuate ogni 10 anni; durante queste revisioni si aggiornano i criteri di sicurezza ed i metodi di analisi utilizzati valutando le opportune modifiche da effettuare. L'efficacia di questo processo non viene però documentata, anche se per molti impianti si è assistito nel tempo ad un effettivo cambiamento degli standard di sicurezza e alla costruzione di sistemi ausiliari.

Dall'analisi effettuata emergono molti punti in comune ma anche notevoli differenze tra gli impianti. Le tecnologie e le filosofie costruttive dei paesi analizzati possono essere raggruppate in tre tipologie: i reattori francesi (tutti PWR), i reattori americani (Westinghouse e General Electrics) ed infine i reattori Tedeschi (KWU).

L'ultima serie dei reattori Francesi (EPR) ha incorporato da progetto molti degli scenari BDB; in particolare la fusione del basamento ad opera del nocciolo fuso viene scongiurata grazie alla creazione di una piscina di contenimento e raffreddamento posta sotto il vessel. Gli standard di sicurezza molto più elevati e la molteplicità di ridondanze dei *safety systems* di questo reattore fanno sì che esso abbia sufficienti margini rispetto agli scenari incidentali delineati da ENSERG; tuttavia sono stati proposti dei miglioramenti soprattutto riguardanti la SFP e lo sviluppo di opportuni SAMG. Nel capitolo successivo viene sviluppato un confronto tra i vari impianti mettendone in luce i punti di forza ma anche le debolezze.

10.1.1 CONSIDERAZIONI RELATIVE ALLA ROBUSTEZZA DEGLI IMPIANTI RISPETTO AGLI SCENARI INCIDENTALI

TERREMOTI

Ciascun paese ha effettuato analisi sismiche specifiche per ciascun sito valutando il valore di DBE con l'utilizzo di dati storici. In Germania e Svizzera alcuni impianti avevano già subito degli interventi di riqualificazione dovuti al cambiamento degli standard di sicurezza relativi ai terremoti. I reattori spagnoli prevedono di innalzare il valore di sicurezza dei sistemi a 0.3g con periodo di ritorno di 100 000 anni. Gli impianti francesi e spagnoli dichiarano di resistere ad un terremoto di intensità pari ad 1.5 DBE, gli svizzeri addirittura fino a 2-3 DBE con la possibilità in futuro di effettuare uno *scram* automatico pilotato dalle strumentazioni di rilevamento sismico. Particolare attenzione presentano i reattori tedeschi per i quali vengono adottati valori di DBE molto bassi, a volte inferiori a 0.1g (valore minimo decretato dall'IAEA); non vengono inoltre specificati i margini di sicurezza giustificando il fatto, ad avviso del BMU, che i siti sono costruiti in zone di bassa attività sismica e che gli impianti sono in grado di resistere a scenari incidentali ben più gravi come, ad esempio, all'impatto di un aeroplano. Un altro fattore di debolezza di questi reattori è nel valore oltre il quale il reattore deve essere messo in *shutdown*: esso è fissato a 0.6 DBE mentre per gli altri paesi è di 0.5 DBE. Quasi la totalità degli impianti è dotato di strumentazioni di controllo e di rilevamento che non sono in grado di resistere ad un terremoto di intensità pari a DBE; questo vale anche per alcuni sistemi di sicurezza ausiliari ma fondamentali come, ad esempio, il sistema di ventilazione della camera di controllo che ne garantisce l'abitabilità in caso di contaminazione.

A seguito delle analisi effettuate si può concludere che il contenitore sia stato progettato per resistere ad un terremoto di intensità pari a DBE ed anche superiore. Purtroppo non si può dire lo stesso per tutto ciò che lo circonda ed anche per i componenti al suo interno. Sono stati considerati effetti secondari quali inondazioni ed incendi ma le analisi ed il numero di sistemi di sicurezza e delle strumentazioni in grado di resistere ad elevate attività sismiche, vanno ulteriormente implementate soprattutto per quanto riguarda i reattori francesi. In Germania ogni sito è dotato di strumentazioni d'emergenza e di sistemi di raffreddamento posti in edifici bunkerizzati mentre in Spagna e Svizzera almeno uno dei circuiti di raffreddamento, sia del nocciolo sia della SFP, è in grado di resistere ad elevate attività sismiche.

INONDAZIONI

Ciascun paese ha effettuato analisi in linea con gli standard internazionali tenendo conto della differenza tra siti costali e fluviali ed effettuando opportune analisi probabilistiche. Lo scenario più critico è dovuto all'inondazione causata dalla rottura di una diga posta nelle vicinanze dell'impianto; in molti siti questa situazione può dare origine al superamento del valore di DBF. Una conseguenza di questo fatto è la perdita del funzionamento dei sistemi di alimentazione dovuta alla presenza di detriti, fango ed materiali in grado di intasare o bloccare i circuiti di pompaggio.

Per fronteggiare questi scenari incidentali ogni impianto ha previsto l'innalzamento delle barriere protettive, la dotazione di ulteriori barriere mobili ed il miglioramento della tenuta stagna degli edifici. I siti di Fessenheim e Tricastin hanno delle barriere protettive che non sono in grado di resistere in caso di una scossa di intensità pari a DBE, causando quindi un'inondazione degli impianti. In Svizzera, a seguito delle rivalutazioni effettuate, devono essere innalzati i livelli di DBF per KKM e per la SFP di KKB.

CONDIZIONI CLIMATICHE ESTREME

Sono state considerate molte condizioni climatiche estreme (piogge intense, neve, vento, temperature rigide ed elevate) per tutti i paesi analizzati; tuttavia questi scenari sono stati esaminati in modo approssimativo con considerazioni puramente deterministiche. Gli edifici sono stati progettati secondo i principi dell'ingegneria civile con qualche criterio di resistenza ulteriore (resistenza a venti di 800km/h in Germania). L'assenza di valutazioni sui margini di sicurezza viene giustificata con la capacità degli impianti di resistere a situazioni incidentali più gravi. Tuttavia, per l'aumentare sia della frequenza sia dell'intensità di eventi climatici estremi, sarebbe opportuno effettuare ulteriori studi per comprendere meglio le conseguenze di questi scenari incidentali, eseguendo anche analisi probabilistiche.

Vanno migliorati i *range* di operabilità degli impianti in condizioni di temperatura molto rigide o elevate; le normative di riferimento per i reattori spagnoli sono quelle americane che però non sono state riadattate alle particolari condizioni climatiche spagnole. Ad Ascò ed Almaraz (Spagna) i sistemi di drenaggio non sono in grado di affrontare piogge molto intense dando luogo ad una parziale inondazione del sito.

LOOP

La perdita dell'approvvigionamento di energia elettrica dalla rete esterna è uno scenario che è stato considerato in fase di progetto per tutti gli impianti; a seguito delle analisi effettuate si può concludere che vi siano sufficienti provvedimenti per la corretta gestione di questo scenario incidentale.

Tutti gli impianti, ad eccezione di quelli spagnoli, hanno la possibilità di autoalimentarsi (*isolation/island mode* o *house load*) ed utilizzare generatori diesel d'emergenza. In particolare i reattori svizzeri e tedeschi hanno 7 modalità differenti, ciascuna dotata di opportune ridondanze, per sopperire all'interruzione della rete elettrica principale (*Island mode*, rete elettrica d'emergenza, DG, DG d'emergenza, collegamento a centrali idroelettriche, strumentazioni mobili, strumentazioni del centro d'emergenza nazionale). I reattori francesi hanno inoltre la possibilità di alimentare una turbina d'emergenza con parte del vapore proveniente dai GV producendo energia elettrica.

Svizzera e Spagna garantiscono un'autonomia dei DG di 10 e 7 giorni rispettivamente anche se ad Ascò ed Almaraz i reattori condividono le stesse strumentazioni d'emergenza. In Francia e Germania l'autonomia dei DG è garantita per circa 3 giorni (4 per l'EPR). Solo in Germania i generatori sono collocati in edifici bunkerizzati in grado di resistere a qualunque evento esterno. Tutti i sistemi d'emergenza devono essere in grado di alimentare i sistemi di sicurezza in particolar modo i sistemi di rimozione della potenza residua, di pompaggio e quelli dedicati al mantenimento dell'integrità del contenitore.

SBO

Nello scenario di Station Blackout si ipotizza sempre che le batterie a corrente continua DC continuino a funzionare. Esse durante il normale funzionamento dell'impianto vengono mantenute in carica da DG dedicati. Lo SBO risulta essere critico per tutti gli impianti analizzati a causa della breve autonomia delle batterie (qualche ora) anche se in alcuni impianti può arrivare fino a 20 ore (Svizzera). Questo periodo deve essere utilizzato per dare inizio a misure d'emergenza (SAM).

Sono previste delle misure di sicurezza passive che sono in grado di funzionare anche in assenza di energia elettrica. Un sistema di alimentazione per gravità per i GV, *bleed and feed* del circuito secondario e del primario con apertura delle valvole di sfogo (PWR), sfogo del vapore nel *wetwell* (BWR), utilizzo di strumentazioni mobili. Se queste misure non riescono ad essere effettuate si ha danno al combustibile in brevissimo tempo (dai 30

minuti alle 2 ore circa). Le precedenti tempistiche non vengono specificate per gli impianti tedeschi ma sono comunque da considerarsi circa le stesse. Per quanto riguarda la SFP non tutti i paesi hanno effettuato analisi dettagliate e non vi sono misure adeguate per garantirne il raffreddamento in caso di perdita di energia elettrica se non attraverso l'iniezione d'acqua utilizzando pompe mobili. È inoltre possibile effettuare in tutti gli impianti lo *shutdown* del reattore in assenza di energia elettrica con l'iniezione di acqua borata nel nocciolo.

UHS

La perdita della capacità di raffreddamento viene correttamente intesa da tutti i paesi analizzati come un guasto ai sistemi ed una mancanza di approvvigionamento d'acqua.

I sistemi d'emergenza per la rimozione della potenza residua si differenziano a seconda della tipologia di reattore. Per i PWR si utilizzano il CVCS (controllo chimico) e l'RHRS, alimentati dall'EFWS, *bleed and feed* sia del circuito secondario sia del circuito primario mentre per i BWR si utilizzano il *wetwell* e l'*isolation condenser* (Spagna). Anche gli *sprayers* nel contenitore possono essere considerati come sistemi della rimozione della potenza residua anche se il loro compito principale è condensare il vapore che fuoriesce dal nocciolo per abbassare la pressione e mantenere l'integrità del contenitore. Nel caso in cui tutti i precedenti sistemi non risultino funzionanti, l'asportazione della potenza avviene per evaporazione ed è necessario, oltre che integrare di continuo l'acqua che evapora, far sfiatare in maniera controllata il vapore dal contenitore per garantirne l'integrità. Queste ultime procedure fanno parte delle SAM e prevedono l'utilizzo di strumentazioni mobili.

Le riserve d'acqua sono fondamentali per l'alimentazione dei sistemi di raffreddamento ordinari e d'emergenza. Per questo motivo molti paesi hanno a disposizione dei pozzi d'emergenza, dei serbatoi d'acqua (anche borata), delle riserve alternative ed infine la possibilità di ricircolare l'acqua di scarico al condensatore (a KKM in Svizzera).

I reattori francesi non hanno una riserva d'acqua alternativa (prevista solo per gli EPR) ed inoltre ogni sito ha un sistema di pompaggio a due vie che alimenta due reattori; in caso di guasto o intasamento si avrebbe una situazione incidentale multipla. In Spagna vi sono riserve d'acqua in grado di garantire la rimozione della potenza residua fino a 30 giorni mentre in Germania ogni reattore ha un sistema di raffreddamento d'emergenza (USUS) collocato in un edificio bunkerizzato.

Per quanto riguarda la SFP, non sono previsti sistemi d'emergenza; i circuiti di raffreddamento vengono alimentati dalle stesse riserve d'acqua di quelle adibite alla rimozione della potenza dal nocciolo. In molti impianti vi è solo un circuito di raffreddamento. Ogni paese analizzato presenta delle carenze nel garantire la rimozione del calore dalla SFP in caso di perdita dei sistemi di raffreddamento ordinari anche se i reattori spagnoli garantiscono un periodo di grazia di 100 ore prima che l'acqua inizi ad evaporare.

GESTIONE DEGLI INCIDENTI GRAVI

Le misure da attuare in caso di scenari incidentali gravi hanno come obiettivo l'attenuazione delle conseguenze garantendo lo svolgimento delle tre funzioni di sicurezza fondamentali (rimozione della potenza residua, mantenimento dell'integrità del contenitore, prevenzione o mitigazione di un eventuale rilascio di sostanze radioattive). Per questo motivo sono state introdotte le SAMG anche in fase di progetto e dove non presenti, sono state integrate a seguito di PSR. Per migliorare la capacità di risposta degli impianti ad ogni eventualità è stato previsto, per ogni paese analizzato, un centro d'emergenza nazionale in grado di fornire le strumentazioni ed i sistemi necessari alla gestione di scenari incidentali gravi. In Francia e Germania verrà inoltre istituito un team di esperti ai quali spetterà la gestione degli impianti a seguito di una grave emergenza. In Svizzera si è preferito invece provvedere ad un miglior addestramento del personale già presente in sito. Per poter utilizzare le strumentazioni del centro d'emergenza o di altri impianti è necessario garantire l'accessibilità del sito in qualunque condizione. L'ASN ha evidenziato questa debolezza nei reattori francesi, mentre quelli svizzeri e tedeschi sono dotati di scavatrici poste in edifici bunkerizzati.

I sistemi passivi necessari per il mantenimento dell'integrità del contenitore sono l'FCVS, gli sprayers, ed i ricombinatori catalitici di idrogeno (PAR); negli impianti francesi questi sistemi sono ampiamente utilizzati. Nei reattori spagnoli è prevista la costruzione di queste misure di sicurezza mentre in quelli tedeschi e svizzeri, in alternativa all'uso dei PAR, vi è la possibilità di inertizzare il drywell con N₂ (solo per BWR).

Per gli impianti spagnoli e francesi è prevista la creazione di un *hardened safety core* per ciascun reattore, ovvero di una serie di sistemi e strumentazioni in grado di resistere a qualunque situazione incidentale garantendo le funzioni di sicurezza. Gli impianti tedeschi sono dotati di edifici bunkerizzati contenenti sistemi e strumentazioni di sicurezza e di due camere di controllo d'emergenza. Gli impianti francesi hanno una camera di controllo

d'emergenza che non è in grado di resistere a terremoti ed inondazioni; inoltre l'abitabilità della camera di controllo principale non è sempre garantita per la mancanza di un sistema di ventilazione resistente ad ogni scenario incidentale. L'abitabilità della camera di controllo e degli edifici è di vitale importanza nel caso in cui si devono prevedere operazioni manuali. Tutti gli enti regolatori stanno sviluppando dei criteri di operabilità più dettagliati per proteggere meglio il personale e definire in modo univoco i livelli di dose assorbibile.

Una carenza evidenziata in tutti gli impianti europei, in particolare in quelli francesi e spagnoli, è la mancanza di considerazioni sugli scenari incidentali multipli. Nei siti dove sono presenti due o più reattori vi sono molti sistemi di sicurezza e strumentazioni mobili che vengono condivisi da più unità; un eventuale guasto ad essi avrebbe ripercussioni su più reattori aggravando la situazione incidentale. Per far fronte a questo problema è prevista la dotazione di ulteriori strumentazioni d'emergenza, di generatori diesel e di opportune ridondanze nei sistemi di raffreddamento e alimentazione.

Un fattore di debolezza dei reattori tedeschi e svizzeri (tranne KKG) risiede nel fatto di avere la SFP esterna al contenitore, rendendola più vulnerabile agli eventi esterni.

10.2 GIUDIZIO CRITICO SUL LAVORO SVOLTO

A seguito delle analisi effettuate ed intervistando alcuni addetti ai lavori, si può concludere che il lavoro degli *stress test* ha prodotto ottimi risultati. Prima di sottolineare gli aspetti critici è doveroso sottolineare che i lavori sono stati portati avanti in breve tempo e con molta collaborazione da parte di tutti gli enti regolatori. È emersa infatti la volontà di migliorare i livelli di sicurezza e di correggere alcune scelte progettuali carenti. Molti impianti sono bene progettati per la presenza non solo di margini di sicurezza sufficienti ma soprattutto per la molteplicità di ridondanze nei sistemi posti in edifici bunkerizzati, per le misure passive adottate e per le analisi di rischio effettuate.

Tuttavia in ogni impianto sono stati evidenziati dei miglioramenti da apportare anche nei recenti EPR francesi. Vi sono inoltre alcuni punti oscuri soprattutto riguardanti l'analisi di incidenti dovuti a cause esterne dove si è potuto notare una non completa trasparenza. Scenari come l'impatto di un aeroplano o l'intasamento del sistema di alimentazione dovuto a cause esterne (come ad esempio la presenza di petrolio in mare) o non sono stati considerati o non vengono sufficientemente dettagliati da molti paesi. Non tutti i paesi hanno rispettato i criteri di analisi richiesti da ENSREG: ad esempio i francesi hanno

effettuato analisi per tipologia di reattore e non per ogni sito perciò alcuni punti deboli specifici non sono emersi nel report. Tanti operatori hanno basato le loro analisi sulla base di criteri probabilistici e non deterministici, giustificando così le proprie scelte progettuali.

La gestione degli scenari incidentali gravi è certamente l'aspetto più significativo emerso dal lavoro degli *stress tests*. Quello che l'incidente di Fukushima ha dimostrato è che non è sufficiente garantire un certo grado di protezione e prevenzione degli incidenti ma bisogna mettere in pratica anche delle efficaci ed opportune misure in grado di mitigare gli effetti e provvedere allo svolgimento delle funzioni di sicurezza in situazioni d'emergenza. Se un reattore è stato progettato con qualche lacuna a maggior ragione bisogna essere in grado di implementare misure efficaci per la mitigazione e non solo per la prevenzione degli incidenti.

Le analisi effettuate fanno parte un processo di revisione straordinaria che però dovranno essere trasformate in pratica corrente. I miglioramenti proposti non saranno sufficienti a garantire la resistenza degli impianti a qualunque scenario incidentale; sarà sempre necessario effettuare revisioni periodiche almeno ogni 10 anni ed implementare un sistema di revisione dei componenti.

Organi come il WENRA, l'IAEA ed ENSREG sono in grado solo di consigliare o dettare dei criteri generali di sicurezza ma non hanno, né avranno mai almeno nel prossimo futuro, il potere di imporre alcuna misura o provvedimento da adottare. L'autorità, e quindi la responsabilità, dell'attuazione di norme internazionali od europee è di competenza delle autorità di sicurezza nazionali. Per garantire perciò che ciascuno stato apporti miglioramenti significativi e condivisi è opportuno che siano definiti dei criteri minimi di sicurezza, obbligatori per tutti gli impianti, sul quale vi sia il consenso di ciascuna nazione.

Un aspetto che non è stato preso in considerazione, che viene giustamente sottolineato come fattore di possibile debolezza degli impianti, è lo studio delle condizioni che potrebbero limitare l'efficacia delle misure d'emergenza (SAM). Ad esempio l'avanzata età dei sistemi e delle strumentazioni potrebbe comprometterne la robustezza a certe condizioni per le quali sono in grado di resistere in condizioni di progetto. Fenomeni come la corrosione, l'erosione, l'infragilimento dovuto alla presenza di neutroni, le elevate temperature sono tra i principali fattori che limitano la resistenza dei materiali. In aggiunta a ciò molti impianti non hanno sufficienti strumentazioni con adeguate qualifiche antisismiche o che siano in grado di resistere a condizioni particolarmente estreme.

10.3 POSSIBILI SVILUPPI FUTURI

Gli *stress tests* daranno luogo ad un processo di revisione degli standard di sicurezza del WENRA, al quale gli stati europei fanno riferimento, che si estenderà anche ad altri paesi al di fuori dell'Unione Europea. ENSREG ha già infatti sollecitato il WENRA a rivedere e migliorare alcuni *reference levels*.

Dal punto di vista normativo si assisterà ad una armonizzazione sempre maggiore delle normative e delle procedure di sicurezza e di valutazione del rischio. Le nazioni manterranno invariato il ruolo delle proprie autorità per la sicurezza nazionale alle quali compete l'autorizzazione dell'impianto ed il controllo durante l'esercizio (rispetto delle specifiche di sicurezza); esse dovranno però sempre più fare riferimento a standard internazionali ed europei. Si arriverà nei prossimi anni alla definizione di alcuni criteri di sicurezza minimi da garantire a livello europeo. Con questo processo di revisione si è dato inizio ad un programma di collaborazione, d'aiuto e di trasparenza tra i vari organi regolatori nazionali in materia di *safety*.

Nel breve e nel medio periodo si assisterà ad un adeguamento degli impianti alle nuove specifiche di sicurezza. Tutti i miglioramenti proposti dovranno essere implementati dai singoli operatori e controllati dalle rispettive autorità di sicurezza. Gli *action plans* nazionali verranno terminati e pubblicati tra la fine del 2012 e l'inizio del 2013 con indicazioni dettagliate sia sui miglioramenti da apportare a ciascun impianto sia sulle tempistiche di realizzazione.

I costi relativi allo sviluppo dei miglioramenti proposti non sono stati ancora definiti in maniera dettagliata e si potranno effettuare valutazioni complete solo in seguito alla pubblicazione degli *action plans* nazionali.

I Francesi di EDF prevedono un investimento iniziale di circa 10 miliardi di euro nei prossimi anni per realizzare tutte le misure proposte e per la creazione del centro d'emergenza nazionale; inoltre per estendere fino a 60 anni la vita degli impianti attuali sarebbero necessari 700 milioni di euro per ciascun reattore raggiungendo quindi un totale di circa 50 miliardi di euro. Quest'ultimo investimento deve essere frazionato in un arco di tempo più ampio rispetto al precedente.

Per l'adeguamento ai nuovi standard di sicurezza gli svizzeri di BKW hanno previsto un investimento di 170 milioni di dollari (circa 130 milioni di euro).

I Russi di Rosatom hanno stanziato 65 miliardi di euro per dotare i 33 reattori di loro proprietà di strumentazioni d'emergenza (66 DG mobili, 33 stazioni di pompaggio mobili e 80 pompe monoblocco).

Negli USA le principali aziende che gestiscono i reattori in esercizio hanno previsto un investimento di 23,5 miliardi di dollari (circa 18 miliardi di euro) per dotare i 104 impianti presenti nel territorio americano di strumentazioni d'emergenza.

11 ELENCO DEGLI ACRONIMI

AEMC	Alternative Emergency Management Centre
ASN	Autorité de Sureté Nucléair (autorità per la sicurezza francese)
BDB	Beyond Design Basis
BMU	Autorità per la sicurezza tedesca
CCWS	Component cooling water system
CSN	Nuclear Safety Council (autorità per la sicurezza spagnola)
CVCS	Chemical and Volume Control System
DBE	Design Basis Earthquake
DBF	Design Basis Flood
DG	Diesel Generator
ENSI	Swiss federal Nuclear safety Inspectorate (autorità per la sicurezza svizzera)
ENSREG	European Nuclear Safety Regulator Group
EFWS	Emergency Feed Water System
ESWS	Essential Service Water System
FARN	Nuclear Rapid Response Force
FCVS	Filtered Containment Venting System
HERCA	Head of the European Radiological protection Competent Authorities
IAEA	International Atomic Energy Agency
IPEEE	Individual Plant Examinations for External Events
LOOP	Loss Of Offsite Power
PAR	Passive autocatalytic recombiners
PGA	Peak Ground Acceleration
PSA	Probabilistic Safety Assessment
PSR	Periodic Safety Reviews
RHRS.....	Residual Heat Removal System
SAM	Severe Accident Management
SAMG	Severe Accident Management Guidelines
SBO	Station BlackOut
SFP	Spent Fuel Pool
SG/GV	Steam Generator/Generatori di Vapore
SSE	Safe Shutdown Earthquake
UHS	Ultimate Heat Sink
US-NRC	United States Nuclear Regulatory Commission
WENRA	Western European Nuclear Regulators' Association

12 BIBLIOGRAFIA

- [1]. ENSREG. "EU Stress Test Peer Review Final Report", 26/04/12
- [2]. ENSREG. "Country Report FR Final", 26/04/2012
- [3]. ENSREG. "Country Report ES Final", 26/04/2012
- [4]. ENSREG. "Country Report DE Final", 26/04/2012
- [5]. ENSREG. "Country Report CH Final", 26/04/2012
- [6]. ASN (Autorité de Sureté Nucléair). "Rapport ASN ECS- ENG validated version", 03/01/2012
- [7]. CSN (Consejo de Seguridad Nuclear). "Spain Stress-Tests", 30/12/2011
- [8]. Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. "EU stress test national report Germany", 02/01/2012
- [9]. Swiss Federal Nuclear Safety Inspectorate ENSI. "EU stress test Swiss national report", 29/30/2012
- [10]. ENSREG. "Action plan", 01/08/12
- [11]. ENSREG. "EC ENSREG joint statement", 26/04/2012
- [12]. ENSREG. "EU stress tests specifications", 13/05/2011
- [13]. WENRA "Statement on safety objectives for new nuclear power plants", 2010
- [14]. WENRA. "Harmonization of Reactor Safety in WENRA Countries", 01/2006
- [15]. IAEA. "Safety of Nuclear Power Plants: Design", 2012
- [16]. A.Wenisch, O.Becker. "Greenpeace_Critical review of the EU stress tests", 05/2012
- [17]. E.Donelli. "Rosatom Invests EUR 65 Million In Safety Features", <http://www.nucnet.org/>, 11/07/2012
- [18]. W.Kennedy, S.Cunningham. "EDF Reactor Extensions May Cost \$65 Billion on Safety Review", <http://www.businessweek.com/news/2012-01-04/edf-reactor-extensions-may-cost-65-billion-on-safety-review.html>, 04/01/2012
- [19]. D.Williams. "Swiss nuclear plant to get \$170m upgrade", <http://www.powerengineeringint.com/articles/2012/08/swiss-nuclear-plant-to-get-170m-upgrade.html>, 15/08/2012
- [20]. "\$23.5bn to implement safety upgrades at 104 U.S. nuclear sites", <http://analysis.nuclearenergyinsider.com/operations-maintenance/235bn-implement-safety-upgrades-104-us-nuclear-sites>, 21/08/2012
- [21]. CNAT report (Centrales Nucleares Almaraz-Trillo). "Informe final de las pruebas de resistencia de Almaraz", <http://www.cnat.es/cnatweb/videos/Almaraz/index.html>

- [22]. ANAV report. "*Informe final de las pruebas de resistencia de Asco*",
http://213.27.212.87/anav/media/informes/CNa_Informe_Final/index.html
- [23]. EU Commision. "Questions and answers about stress tests", 05/2011
- [24]. Intervista al Dottor M.Garribba ed al Dottor A.Stritar, 2012
- [25]. WENRA. "Stress tests specifications", 21/04/2011
- [26]. ISPRA. "EU Stress tests: Experience, Outcomes and Perspectives", 12/07/2012
- [27]. ENSREG. Report specifici dei singoli paesi: <http://www.ensreg.eu/EU-Stress-Tests/Country-Specific-Reports>