



Doc. SICS_210_Integraz
Progetto messa in produzione pozzo
Agosta 1 Dir

INTEGRAZIONI ALLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Allegato 5.

**Area Pozzo Agosta 001 Dir – Analisi degli scenari
incidentali previsionali in fase di coltivazione degli
impianti in area pozzo e della condotta da 4**

Luglio 2016



eni Upstream and Technical Services

Doc. N°

16-19-22834-ASI-AGO1

**TIPOLOGIA DI
DOCUMENTO:**

Report

TITOLO:

Area Pozzo Agosta 001 Dir
Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di
coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4"
di consegna alla SNAM

DATA EMISSIONE: 20/07/2016

DATA DECORRENZA: 20/07/2016

00

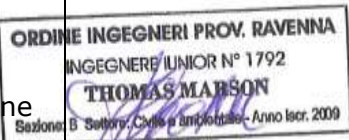
Rev.

88

Pagine

Redatto da:

CREA



Verificato da:

ENI

Approvato da:

ENI

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 2 DI 88

Indice

1.	Introduzione.....	4
2.	Obiettivo	5
3.	Riferimenti	6
4.	Acronimi e sigle	9
5.	Definizioni	10
6.	Dati generali dell'impianto	11
6.1	Unità 0100 – testa pozzo	12
6.2	Unità 0300 – separatori gas	13
6.2.1	Caratteristiche Apparecchiature	15
6.3	Unità 0310 – disidratazione gas	16
6.3.1	Caratteristiche Apparecchiature	17
6.4	Unità 0360 – compressione gas (futuro)	18
6.5	Unità 0380/0390 – sistema accumulo e iniezione del glicole trietilenico (TEG)	19
6.5.1	Caratteristiche Apparecchiature	21
6.6	Unità 0170 - gas pipeline di collegamento a Snam Rete Gas	25
6.7	Unità 0310 – sistema di misura fiscale	25
6.7.1	Caratteristiche Apparecchiature	25
6.8	Unità 0230 – trattamento sfiati e drenaggi	26
6.8.1	Caratteristiche Apparecchiature	27
6.9	Unità 0540 – sistema fogne semioleose	28
6.9.1	Caratteristiche Apparecchiature	28
6.10	Unità 0550 – sistema raccolta drenaggi	29
6.10.1	Caratteristiche Apparecchiature	29
6.11	Unità di servizio al processo	30
7.	Condizioni metereologiche.....	31
7.1	Temperatura	31
7.2	Direzione e velocità del vento	32
7.3	Classi di stabilità atmosferica.....	33
8.	Quantitative Risk Analysis (QRA).....	34

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 3 DI 88

8.1	Identificazione delle sorgenti di rilascio	34
8.2	Determinazione delle frequenze di rilascio	35
8.3	Individuazione scenari incidentali e Valutazione frequenza di accadimento (Event Tree Analysis)	39
8.4	Modellazione delle conseguenze	41
8.4.1	Criteri di vulnerabilità	42
9.	Rischio per le persone.....	44
10.	Rischio Asset	47
11.	Rischio ambientale	51
11.1	Aria	52
11.2	Fauna e Flora	56
12.	Sisma	57
12.1	Classificazione sismica del territorio italiano e specifico del sito	58
12.2	Identificazione delle apparecchiature bersaglio.....	63
12.3	Stima della probabilità di guasto per cause sismiche.....	64
12.4	Stima della probabilità di guasto causa effetto domino	66
12.5	Analytical Hierarchy Process (AHP)	71
12.6	Conclusioni.....	76
13.	Allagamenti	77
13.1	Generalità	77
13.2	Rischio idraulico	78
14.	Gestione delle emergenze	83
14.1	Gestione delle emergenze DICS	83
14.2	Strategia per la risposta alle emergenze DICS	84
14.3	Piani di emergenza DICS.....	84
14.4	Piano di Emergenza Interno Centrale Casalborsetti.....	85
14.5	Esercitazioni di emergenza	86
	Allegati	88

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 4 DI 88

1. Introduzione

Da sempre l'industria petrolifera è stata promotrice della ricerca scientifica e tecnologica, in quanto dalle tecnologie dipendono tutti i principali parametri operativi e di sicurezza, quali il tasso di successo esplorativo, il fattore di recupero di idrocarburi dai giacimenti, l'efficienza dei campi di produzione e il miglioramento della sicurezza delle operazioni.

Le moderne tecnologie di estrazione degli idrocarburi sono dotate di un elevato grado di sicurezza, sia negli standard qualitativi, sia nella gestione delle procedure.

Oltre a questo, eni adotta specifiche misure per la prevenzione e la mitigazione dei rischi operativi, nonché predispone procedure consolidate per la gestione delle emergenze, pronte ad essere attuate al verificarsi di qualsiasi situazione di allarme.

Ciò premesso, al fine di fornire ulteriori chiarimenti richiesti dagli Enti rispetto a quanto già riportato nello SIA, si vuole illustrare come eni persegue l'obiettivo primario di realizzare i programmi operativi in termini di eccellenza, mantenendo allo stesso tempo un elevato grado di "sicurezza intrinseca" che possa garantire:

- la tutela della salute e della sicurezza dei dipendenti e dei terzi;
- la tutela dell'incolumità pubblica;
- la salvaguardia dell'ambiente.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 5 DI 88

2. Obiettivo

Il presente documento riassume i risultati emersi dalla valutazione quantitativa dei rischi (QRA) condotta sull'area pozzo Agosta 001 Dir, e sugli impianti e la condotta da 4" di futura installazione per il trattamento e il convogliamento del gas metano prodotto alla stazione Snam posta nelle vicinanze.

Nell'analisi effettuata sono stati analizzati tutti gli scenari incidentali ipotizzabili all'interno delle aree in esame.

La valutazione delle conseguenze è stata effettuata in accordo con quanto riportato dalle Linee Guida della Protezione Civile (DPCM 25 Febbraio 2005 "Pianificazione dell'Emergenza Esterna degli Stabilimenti Industriali a Rischio di Incidente Rilevante") [Rif.8].

Le potenziali conseguenze degli scenari individuati sono rappresentate su di una planimetria dell'impianto, individuando le cosiddette "aree di danno" che si potrebbero eventualmente attraverso i valori di soglia identificati sul DPCM sopra menzionato, con riguardo a flora, vegetazione oltre che a cose e persone.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 6 DI 88

3. Riferimenti

Il documento fa riferimento a:

RIF.	TITOLO
[Rif.1]	OHSAS 18001:2007 – "Occupational health and safety management systems – Requirements"
[Rif.2]	UNI EN ISO 14001:2004 - "Environmental management systems - Requirements with guidance for use"
[Rif.3]	D.Lgs.81/08 e s.m.i. - "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n.123, in materia di tutela della salute e della sicurezza dei luoghi di lavoro"
[Rif.4]	UNI 10617 - Impianti di processo a rischio di incidente rilevante. Sistema di gestione della sicurezza. Requisiti essenziali.
[Rif.5]	UNI 10616 - Impianti di processo a rischio di incidente rilevante. Gestione della sicurezza nell'esercizio. Criteri fondamentali di attuazione.
[Rif.6]	D.P.C.M. 31/03/1989 – "Applicazione dell'art. 12 del decreto del Presidente della Repubblica 17 maggio 1988, n. 175, concernente rischi rilevanti connessi a determinate attività industriali"
[Rif.7]	D.M. 20/10/1998 - "Criteri di analisi e valutazione dei rapporti di Sicurezza relativi a depositi di liquidi facilmente infiammabili e/o tossici"
[Rif.8]	Linee Guida della Protezione Civile, DPCM 25 Febbraio 2005 "Pianificazione dell'Emergenza Esterna degli Stabilimenti Industriali a Rischio di Incidente Rilevante"
[Rif.9]	API PUB 581-"Risk-Based Inspection Base Resource Document", 2000 e 2008
[Rif.10]	F.P. Lees – "Loss Prevention in the Process Industries - Hazard Identification, Assessment and Control", 2005
[Rif.11]	Lees, F. P. (2005). "Loss Prevention in the Process Industries", 3rd ed. Oxford: Butterworth-Heinemann
[Rif.12]	CONCAWE - "Western European Cross-country Oil Pipeline 30-year Performance Statistics", 2002
[Rif.13]	HSE - "Offshore Hydrocarbon Release Statistics, 2001 - HID Statistics Report HSR 2001 002", 2001
[Rif.14]	OREDA-"Offshore Reliability Data Handbook", 2009
[Rif.15]	TNO – Purple Book, Yellow Book
[Rif.16]	TNO - Codice di Calcolo EFFECTS versione 9
[Rif.17]	DNV "Failure frequency guidance: Process equipment leak frequency data for use in QRA", 2012
[Rif.18]	E&P Forum – "Quantitative Risk Assessment Data Directory" - Report No 11.8/250 1996
[Rif.19]	RIVM – Reference Manual Bevi Risk Assessments, version 3.2, ed. 2009
[Rif.20]	Flemish Government – Handbook Failure Frequencies 2009

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 7 DI 88

RIF.	TITOLO
[Rif.21]	IOGP – Risk Assessment Data Directory – Report No. 434, March 2010
[Rif.22]	Public awareness promoting new or emerging risk: Industrial accidents triggered by natural hazards. JRR 16, 403 Salzano E. 2009
[Rif.23]	Sensitivity analysis of a short cut methodology for assessing earthquake related Na-Teck risk. CEE, Vol. 26, 2012 V. Busini, R. Rota, E. Marzo
[Rif.24]	Campedel, M., V. Cozzani, A. Garcia-Agreda, E. Salzano (2008). "Extending the quantitative assessment of industrial risks to earthquake effects." Risk Analysis 28(5): 1231-1246.
[Rif.25]	D.Lgs. n.105 del 26/06/15 "Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose"
[Rif.26]	Salzano, E., I. Iervolino, G. Fabbrocino (2003). "Seismic risk of atmospheric storage tanks in the framework of quantitative risk analysis." Journal of Loss Prevention in the Process Industries 16: 403-409.
[Rif.27]	Antonioni, G., G. Spadoni, V. Cozzani (2007). "A methodology for the quantitative risk assessment of major accidents triggered by seismic events." Journal of Hazardous Materials 147(1-2): 48-59.
[Rif.28]	Finney, D.J. (1971). "Probit Analysis." Cambridge. UK: Cambridge University Press.
[Rif.29]	Cozzani, V., A. Tugnoli, E. Salzano (2007). "Prevention of domino effect: From active and passive strategies to inherently safer design." Journal of Hazardous Materials 139(2): 209-219.
[Rif.30]	Busini V., E. Marzo, A. Callioni, R. Rota (to be submitted). "Definition of a short cut methodology for assessing the earthquake-related NaTech risk."
[Rif.31]	Saaty, T.L. (1980). "The Analytic Hierarchy Process". McGraw-Hill, New York
[Rif.32]	Antonioni, G., Bonvicini, S., Spadoni, G., and Cozzani, V.: Development of a framework for the risk assessment of Na-Tech accidental events, Reliab. Eng. Syst. Safe., 94, 1442–1450, doi:10.1016/j.res.2009.02.026, 2009.
[Rif.33]	Di Carluccio, A., Iervolino, I., Manfredi, G., Fabbrocino, G., Salzano, E.: "Quantitative Probabilistic Seismic Risk Analysis Of Storage Facilities", CISAP-2, Second International Conference on Safety & Environmental in Process Industry, Napoli, 2006.
[Rif.34]	"General Guidance on Emergency Planning within the CIMAH regulation for Chlorine installation CIA"
[Rif.35]	opi sg hse 016 ups – "Quantitative Risk Assessment (QRA) Methodology"
[Rif.36]	opi sg hse 017 ups – "Fire and Explosion Risk Assessment (FERA) Methodology"
[Rif.37]	D.Lgs. 624/64 "Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee"
[Rif.38]	D.Lgs. 152/06 Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale"
[Rif.39]	D.Lgs. 155/10 "Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa"

Oltre alle sopra citate leggi e norme internazionali, si fa riferimento ai documenti descrittivi ed operativi del sistema di gestione e degli standard eni:

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 8 DI 88

Rif.	Titolo
[Rif.40]	Progetto messa in produzione pozzo Agosta 1 dir – Documentazione presentata per Istanza di concessione di coltivazione Agosta, Giugno 2015

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 9 DI 88

4. Acronimi e sigle

SIGLA	DESCRIZIONE
QRA	Quantitative Risk Analysis
BU	Business Unit
UPS (ex e&p)	Upstream (ex exploration & production)
HSE	Salute, Sicurezza, Ambiente, Incolumità Pubblica, Qualità e Radioprotezione
LC50	Lethal Concentration, Concentrazione letale di sostanza tossica, letale per inalazione nel 50% dei soggetti esposti per 30 minuti
IDLH	Immediately Dangerous to Life and Health - concentrazione di sostanza tossica fino alla quale l'individuo sano, in seguito ad esposizione di 30 minuti, non subisce per inalazione danni irreversibili alla salute e sintomi tali da impedire l'esecuzione delle appropriate azioni protettive
HAZOP	Hazard and Operability Analysis
NaTech	Natural Technological
INGV	Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia
AHP	Analytic Hierarchy Process
PGA	Peak Ground Acceleration
PGV	Peak Ground Velocity
PSHA	Probabilistic Seismic Hazard Analysis
RS	Risk State
DP	Damage Probability
SD	Distanza di Sicurezza
KPI	Key Performance Indicator

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 10 DI 88

5. Definizioni

TERMINE	DESCRIZIONE
Incidente rilevante	Un evento quale un'emissione, un incendio o un'esplosione di grande entità, dovuto a sviluppi incontrollati che si verificano durante l'attività di uno stabilimento soggetto al presente decreto e che dia luogo a un pericolo grave, immediato o differito, per la salute umana o l'ambiente, all'interno o all'esterno dello stabilimento, e in cui intervengano una o più sostanze pericolose. [Rif.25]
Pericolo	Ogni fattore avente la potenzialità di causare danno, inclusi gli effetti sulla salute e l'infortunio, il danno agli asset, agli impianti, ai prodotti o all'ambiente, le perdite di produzione o l'aumento di passività.
QRA	Valutazione quantitativa dei rischi (Quantitative Risk Analysis), che prevede la definizione dell'insieme degli eventi potenzialmente pericolosi, la valutazione della loro frequenza e la determinazione delle loro conseguenze, attraverso tecniche di analisi logico-probabilistiche e tecniche di analisi fenomenologiche.
Rischio	La probabilità che un determinato evento si verifichi in un dato periodo o in circostanze specifiche. [Rif.25]
Scenario	Evento che ha dato origine a sua volta ad un evento accidentale o aveva la potenzialità di originare un evento accidentale. Nelle attività industriali trattasi normalmente di un fenomeno successivo ad una perdita di contenimento di sostanza infiammabile e/o tossica. Gli effetti del fenomeno possono comportare danni da pressione, calore o concentrazione di sostanza tossica.
Sostanze pericolose	Una sostanza o miscela di cui alla parte 1 o elencata nella parte 2 dell'allegato 1, sotto forma di materia prima, prodotto, sottoprodotto, residuo o prodotto intermedio. [Rif.25]
Unità	Insieme di apparecchiature incluse entro un predefinito limite di batteria comprendente più componenti che consentono di svolgere una specifica funzione.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 11 DI 88

6. Dati generali dell'impianto

Il progetto s'inquadra nell'ambito del programma per lo sviluppo e lo sfruttamento della concessione mineraria "Agosta" attraverso la messa in produzione del posso Agosta 1 Dir mineralizzato a gas.

Il pozzo perforato AGOSTA 1 è a doppio completamento: il gas uscente dalla croce di produzione 0100-DW-011 è inviato, a mezzo flowlines, ai due separatori di produzione (uno per ciascuna stringa di produzione) 0300-VS-011 e 0300-VS-012.

Allo scopo di prevenire la formazione di idrati, che potrebbero occludere le stringhe, è previsto uno stacco valvolato a testa pozzo ed in particolare a monte della valvola wing (SDV) per poter iniettare glicole trietilenico (TEG) (unità 0380-PD-002 A/B).

In ciascun separatore 0300-VS-011 / 0300-VS-012 viene separata per gravità la fase liquida costituita principalmente da acqua di strato ed eventuali solidi trascinati (unità 0300).

All'uscita dai separatori, dopo la misura di portata, il gas è ridotto alla pressione necessaria all'invio all'unità di disidratazione (unità 0310), mediante valvola duse (0300-HV-111 e 0300HV-114). Prima della riduzione di pressione è stato previsto il riscaldamento del gas, mediante riscaldatori elettrici (0300-HM-011 e 0300-HM-012) al fine di controllare la temperatura del gas in ingresso al sistema di disidratazione ed evitare la formazione di idrati.

La sezione di disidratazione è prevista lavorare ad una pressione sufficiente a garantire la fornitura a collettore di 70 barg dopo la stazione di misura. Pertanto la pressione minima di funzionamento della sezione di disidratazione è stata fissata a 77 barg. Quando la pressione di erogazione dai pozzi sarà inferiore al valore minimo di erogazione, sarà necessario installare un sistema di compressione del gas (unità 0360) per innalzare la pressione ai valori richiesti. Al fine di evitare la formazione di idrati a valle della valvola di riduzione della pressione è stata prevista la possibilità di iniettare glicole trietilenico (TEG).

Il gas una volta riportato alla pressione di 77 barg viene inviato alla colonna di disidratazione per la rimozione dell'acqua al fine di raggiungere il valore di dew point in acqua richiesto di -5°C @ 7000 kPa, richiesto dalla specifica di vendita a Snam Rete Gas.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 12 DI 88

La disidratazione del gas avviene in una colonna a campanelle (0310-VE-001) contatto dove il gas naturale è messo in contatto, in controcorrente, con glicole trietilenico (TEG), che ha la proprietà di assorbire l'acqua contenuta nel gas stesso.

Data l'esiguo quantitativo di Glicole consumato, non è stato previsto il classico sistema di rigenerazione del glicole, ma si è optato per la realizzazione di uno stoccaggio di glicole "fresco" e di glicole "esausto" e la rigenerazione del glicole nella vicina centrale di Casal Borsetti, già autorizzato per l'attività di rigenerazione glicole.

Difatti sono previsti due serbatoi (uno per il glicole fresco e uno per il glicole esausto) con un volume utile di 40 m³ in modo da garantire un'autonomia di almeno 10 giorni operativi.

Pertanto il sistema prevede la realizzazione di un serbatoio di stoccaggio del glicole fresco (0380-TA-001), il sistema di alimentazione del glicole alla colonna (0380-PB-001 A/B), il sistema di degassaggio del glicole (0380-VH-001/002) e infine il serbatoio di stoccaggio del glicole esausto (0380-TA-002). Sono stati previsti anche i sistemi di movimentazione del glicole dai serbatoi alle cisterne di trasporto del glicole: pompa di travaso (0380-PA-001), pompa di caricamento (0380-PA-002) e braccio di carico (0380-YU-001).

Il glicole utilizzato è il glicole trietilenico (TEG), concentrazione del 98.5 % peso per il glicole fresco e un valore di circa il 97% per il glicole esausto.

La fase liquida associata al gas (acque di strato), recuperata dal fondo dei separatori, è convogliata alla vasca 0230-TA-001 dell'unità di trattamento sfiati e drenaggi dove è degassata. In tale vasca è raccolta per il successivo invio a smaltimento.

Al soffione 0230-TK-001 installato sul serbatoio 0230-TA-001 sono raccolti gli scarichi gassosi continui e gli scarichi gassosi di emergenza dell'impianto, gli scarichi delle valvole di sicurezza dalle varie apparecchiature in pressione.

Al soffione sono anche inviati gli scarichi delle linee di depressurizzazione delle apparecchiature in pressione (sistema di pressurizzazione automatica).

6.1 Unità 0100 – testa pozzo

Per maggiori dettagli si veda la seguente documentazione:

- doc. n. 0552.00.BPFM.12532 Unità 0100 – Testa Pozzo – Schema di Marcia.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 13 DI 88

La testa pozzo è a doppio completamento ed è identificata con la sigla 0100-DW-011.

Il trasferimento di idrocarburi dalle zone produttive alla testa pozzo è effettuato per mezzo di due batterie di tubi di produzione dette "batteria o stringa di completamento", installate all'interno delle colonne di produzione.

Le stringhe di completamento sono composte da una serie di tubi (Tubing) e di altre attrezzature che servono a rendere funzionale e sicura la messa in produzione del pozzo.

I sistemi di sicurezza previsti per ogni stringa di produzione sono:

- una Valvola di Fondo Pozzo (SCSSV) azionata idraulicamente mediante olio in pressione fornito dalla unità 0450 - Potenza Idraulica;
- una Valvola Master (SSV) ed una Valvola Wing (SDV) azionate pneumaticamente mediante aria strumenti che è a sua volta fornita dall'unità 0460 - Aria compressa.

Gli strati mineralizzati sono messi in produzione tramite 2 linee separate (Flowline), costituite da tubazioni metalliche ad alta pressione, convogliate ognuna ad un separatore di produzione dedicato: 0300-VS-011 per la stringa lunga e 0300-VS-012 per la stringa corta.

Per evitare la formazione d'idrati a testa pozzo è prevista la possibilità di iniettare glicole trietilenico (TEG) immediatamente a monte della valvola wing.

6.2 Unità 0300 – separatori gas

Per maggiori dettagli si veda la seguente documentazione:

- doc. n. 0552.00.BPFM.12533 Unità 0300 – Separazione Gas (0300-XY-011) – Schema di Marcia;
- doc. n.0552.00.BPFM.12534 Unità 0300 – Separazione Gas (0300-XY-012) – Schema di Marcia.

Il sistema è stato installato per la separazione delle acque di formazione trascinate, il monitoraggio delle portate di fluidi della stringa, il suo riscaldamento prima della valvola duse e la riduzione della pressione ai valori richiesti nella sezione di disidratazione. È stato previsto un sistema separato per ogni stringa di produzione.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 14 DI 88

Nei separatori il gas, l'acqua ed eventuali idrocarburi liquidi, non subiscono alcuna trasformazione chimica, ma solo un processo di separazione dovuto alla diminuzione di velocità della corrente di gas ed alla diversità di peso specifico dei liquidi rispetto al gas stesso.

All'uscita dei separatori dopo la misura di portata, mediante l'ausilio di riscaldatori elettrici dedicati (0300-HM-011/012) per ogni stringa, il gas è riscaldato per raggiungere, a valle della riduzione di pressione, una temperatura di 5°C superiore a quella di formazione degli idrati (circa 11°C).

In uscita dai riscaldatori la pressione del gas viene ridotta con l'ausilio di una valvola CHOKE e successivamente il gas prodotto viene convogliato ad un collettore di produzione da 4" e da qui all'unità di disidratazione (unità 0310).

La fase liquida sul fondo dei separatori (acqua + idrocarburi superiori) viene scaricata mediante controllo automatico di livello di tipo ON/OFF e successivamente convogliata in un collettore che la invia alla vasca di raccolta drenaggi del soffione di scarico.

I separatori sono stati progettati in base ai seguenti criteri:

- ogni stringa di produzione ha un proprio separatore dedicato per la separazione dell'acqua libera e di eventuali solidi trascinati;
- la pressione di progetto dei separatori e delle relative tubazioni sarà superiore alla pressione di shut in testa pozzo pari a 176 bar g;
- il sistema di scarico liquido automatico sarà di tipo "ON/OFF";
- l'unità prevede un sistema di depressurizzazione con attivazione automatica dal sistema di ESD. Il sistema di depressurizzazione prevede la presenza di una valvola automatica (BDV) e relativo orifizio per il controllo della portata di scarico;
- le valvole di riduzione della pressione per il controllo della portata di gas sono di tipo manuale (duse);
- i separatori saranno dimensionati considerando, per la separazione gas/liquido, sia il criterio della minima gocciolina separata (100 µm) sia il criterio del coefficiente di velocità K massimo ammissibile.

A monte della valvola di riduzione della pressione è prevista l'iniezione di glicole trietilenico (TEG), per prevenire l'eventuale formazione di idrati dovuta all'abbassamento di temperatura per la riduzione di pressione e malfunzionamenti al sistema di riscaldamento gas.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 15 DI 88

L'unità 0300 sarà costituita da n.2 skid 0300-XY-011 e 0300-XY-012 ognuno composto da:

- separatore 0300-VS-011 e riscaldatore elettrico 0300-HM-011 completi di strumentazione associata, dispositivi di sicurezza e piping di interconnessione;
- separatore 0300-VS-012 e riscaldatore elettrico 0300-HM-012 di completi strumentazione associata, dispositivi di sicurezza e piping di interconnessione.

6.2.1 Caratteristiche Apparecchiature

6.2.1.1 Separatori di produzione 0300-VS-011 / 0300-VS-012

In base ai criteri riportati sopra i separatori sono così dimensionati:

Separatori testa pozzo		
Codice identificativo	0300-VS-011 (SL)	0300-VS-012 (SC)
Portata di progetto	150000 Sm ³ /g	80000 Sm ³ /g
Temperatura operativa	20 °C	20 °C
Temperatura di progetto	-40 ÷ 50°C	-40 ÷ 50°C
Pressione operativa	161 /171 bar g	134 / 171 bar g
Pressione di progetto	180 barg	180 barg
Diametro interno	650 mm	650 mm
Lunghezza TL-TL	2000 mm	2000 mm

Tabella 1 - Caratteristiche separatori testa pozzo

6.2.1.2 Riscaldatori elettrici 0300-HM-011 / 0300-HM-012

Le caratteristiche dei relativi riscaldatori elettrici è riportato in tabella seguente:

Riscaldatori gas elettrici		
Codice identificativo	0300-HM-011 (SL)	0300-HM-012 (SC)
Duty	80 kW	30 kW
Temperatura operativa	45 °C	35 °C
Temperatura di progetto	-40 ÷ 80°C	-40 ÷ 80°C
Pressione operativa	161 /171 bar g	134 / 171 bar g
Pressione di progetto	180 barg	180 barg
Diametro interno	HOLD	HOLD

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 16 DI 88

Riscaldatori gas elettrici		
Lunghezza TL-TL	HOLD	HOLD

Tabella 2 - Caratteristiche riscaldatori gas

6.3 Unità 0310 – disidratazione gas

Per maggiori dettagli si veda la seguente documentazione:

- doc. n.0552.00.BPFM.12536 Unità 0310 – Disidratazione Gas – Schema di Marcia.

Il sistema è stato previsto per disidratare il gas proveniente dai separatori e renderlo idoneo alla consegna al collettore Snam Rete Gas ed è stato dimensionato per una portata di gas massima di 230000 Sm³/g, valore stimato come massima capacità del Centro.

L'unità di disidratazione potrà funzionare sia con gas proveniente direttamente dai separatori di testa pozzo sia dal sistema di compressione gas (unità 0360) – futura installazione – quando la pressione dai giacimenti sarà inferiore ai 77 barg.

L'unità di disidratazione è costituita da una colonna di disidratazione a piatti che opera con glicole trietilenico (TEG) con una concentrazione del 98.5% in alimentazione. Il glicole fresco è alimentato in testa alla colonna e, attraverso i piatti a campanella, assorbe l'acqua contenuta nel gas riducendone il suo contenuto, con conseguente riduzione del dew point in acqua del gas stesso.

Il gas, prima di essere messo in contatto con il glicole trietilenico (TEG), è inviato nella parte inferiore della colonna, dove il gas è separato dalle ultime gocce di liquido trascinato. Successivamente il gas, attraverso il passaggio di un piatto camino è inviato nella sezione di contatto della colonna, dove attraverso il gorgogliamento nel liquido (glicole trietilenico) cede il suo contenuto di acqua. Il gas dalla colonna, dopo la valvola di controllo della pressione operativa di testa colonna, è inviato al gasdotto di trasporto verso il punto di misura e inserimento nella rete Snam Rete Gas.

Il glicole alimentato dall'unità 0380, è dapprima inviato in una serpentina alla testa della colonna per il suo eventuale raffreddamento alla temperatura del gas, mediante il gas stesso, e poi alimentato al primo piatto della colonna.

Dopo aver assorbito l'acqua dal gas, il glicole è raccolto sul piatto camino, immediatamente sopra all'ingresso del gas e in controllo di livello, inviato al Degasatore del glicole 0380-VH001/002 installato in testa al corrispondente serbatoio

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 17 DI 88

di stoccaggio glicole 0380-TA-001/002. Il liquido raccolto nel fondo della colonna viene scaricato mediante controllo automatico di livello di tipo ON/OFF, successivamente raccolto in un collettore che lo convoglia alla vasca di raccolta drenaggi del soffione di scarico o eventualmente al degasaggio.

L'unità di disidratazione è stata progettata in base ai seguenti criteri:

- portata massima di 230000 Sm³/g;
- la colonna è congruente con lo standard eni che prevede cinque piatti a campanella;
- la pressione di progetto della colonna e delle relative tubazioni sarà pari a 84 bar g;
- il sistema di scarico liquidi dal separatore di fondo colonna sarà di tipo automatico ON/OFF; il sistema di scarico del glicole dal piatto camino è realizzato con uno scarico in continuo; l'unità prevede un sistema di depressurizzazione con attivazione automatica dal sistema ESD. Il sistema di depressurizzazione prevede la presenza di una valvola automatica (BDV) e relativo orifizio per il controllo della portata di scarico;
- la colonna di disidratazione sarà montata su skid 0310-XY-001 completo di strumentazione, dispositivi di sicurezza e piping di interconnessione.

6.3.1 Caratteristiche Apparecchiature

6.3.1.1 Colonna di disidratazione 0310-VE-001

La tabella che segue riassume i dati operativi e di progetto relativi all'unità di disidratazione:

Colonna di disidratazione	
Codice identificativo	0310-VE-001
Capacità di gas di progetto	230000 Sm ³ /g
Portata glicole alimentazione	47 kg/h
Diametro interno	750 mm
H packing	5500 mm
H colonna ⁽¹⁾	7500 mm
Temperatura operativa	40 °C
Temperatura di progetto	-40 ÷ 80°C
Pressione operativa	77 barg

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 18 DI 88

Colonna di disidratazione	
Pressione di progetto	84 barg
Interni	n.5 piatti a campanella

Tabella 3 - Caratteristiche colonna di disidratazione

Note:

(1) Comprensivo del separatore gas umido (H=2000 mm) posto nella parte inferiore della colonna al di sotto della sezione di assorbimento

6.4 Unità 0360 – compressione gas (futuro)

Per maggiori dettagli si veda la seguente documentazione:

- doc. n. 0552.00.BPFM.12535 Unità 0360 – Compressione Gas – Schema di Marcia.

L'unità di compressione (futura installazione) è prevista per poter sfruttare completamente il giacimento anche quando la pressione di erogazione dai pozzi è inferiore al valore minimo richiesto per la spedizione del gas al gasdotto Snam Rete Gas e prevede la compressione del gas da un valore minimo di produzione di 32 barg al valore di alimentazione della colonna di disidratazione di 77 barg. L'unità di compressione è prevista come attività futura e al momento è stata eseguita una stima preliminare per prevederne gli ingombri dimensionali e gli eventuali consumi; l'unità di compressione sarà costituita da un compressore centrifugo ad un unico stadio con motore elettrico a media tensione avente le seguenti caratteristiche:

Skid compressione gas (futuro)	
Codice identificativo	0360-XY-001
Servizio	Compressione gas
Capacità di gas di progetto	230000 Sm ³ /g
Pressione del gas in ingresso	32 bar g
Temperatura del gas in ingresso	20°C
Pressione del gas in uscita	77 bar g
Temperatura del gas in uscita	40°C ⁽¹⁾
Potenza elettrica stimata (BHP)	350 kW
Pressione di progetto	180 bar g
Temperatura di progetto	HOLD
Dimensione di massima skid	12 x 3 x 3 m

Tabella 4 - Caratteristiche skid di compressione gas (futuro)

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 19 DI 88

Note:

(1) A valle del sistema di raffreddamento

Come indicato anche sullo schema di processo l'unità di compressione gas (Unità 0360) sarà installata a monte dell'unità di disidratazione, in modo da favorire con l'aumento della pressione l'assorbimento dell'acqua da parte del glicole.

6.5 Unità 0380/0390 – sistema accumulo e iniezione del glicole trietilenico (TEG)

Per maggiori dettagli si veda la seguente documentazione:

- doc. n. 0552.00.BPFM.12539 Unità 0380 – Stoccaggio Glicole Fresco – Schema di Marcia;
- doc. n. 0552.00.BPFM.12540 Unità 0390 – Iniezione Glicole – Schema di Marcia;
- doc. n. 0552.00.BPFM.12541 Unità 0380 – Iniezione Glicole a colonna – Schema di Marcia;
- doc. n. 0552.00.BPFM.12542 Unità 0380 – Stoccaggio Glicole Esausto – Schema di Marcia;
- doc. n. 0552.00.BPFM.12531 Unità 0380 – Caricamento Glicole – Schema di Marcia;

L'unità 0380 Sistema di accumulo e iniezione glicole trietilenico (TEG) è stata prevista per lo stoccaggio del glicole fresco e esausto, e l'iniezione del glicole alla colonna di disidratazione del gas.

Data l'esigua quantità di TEG richiesto per la disidratazione del gas, soprattutto nelle condizioni invernali, si è optato al fine di evitare la rigenerazione del glicole in loco di rigenerare il glicole esausto presso la centrale di Casalborsetti, dove è già presente un impianto di rigenerazione autorizzato e funzionante. La movimentazione del glicole con avverrà tramite autocisterna, circa ogni 7/10 giorni.

Nel dettaglio si è previsto la realizzazione di un serbatoio di stoccaggio del glicole "fresco" (0380-TA-001), le pompe di iniezione del glicole alla colonna (0380-PB-001 A/B), il serbatoio di degasaggio del glicole (0380-VH-001) e il serbatoio di stoccaggio del glicole "esausto" (0380-TA-002).

Per la movimentazione del glicole è stata prevista la pompa 0380-PA-001 per lo scarico del glicole da autocisterna e la pompa 0380-PA-002 con il braccio di carico 0380-YU-001 per il carico cisterna.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 20 DI 88

Il glicole "fresco" è inviato, mediante la pompa glicole a colonna (0380-PB-001 A/B) alla colonna (0310-VE-001) per la disidratazione del gas. Dal piatto camino della colonna il glicole esausto è inviato, in controllo di livello, al serbatoio di accumulo del glicole esausto 0380-TA-002 previo passaggio al flash tank 0380-VH-002 posizionato in testa allo stesso serbatoio, dove il gas eventualmente trascinato si separa per essere inviato al soffione.

I serbatoi di stoccaggio del glicole fresco e del glicole esausto sono provvisti di riscaldatore elettrico (0380-HM-001 / 0380-HM-002) per la termostatazione a 20 °C del glicole prima dell'invio alla colonna. Tale pratica è suggerita per evitare di alimentare glicole troppo viscoso alla colonna con un decadimento dell'efficienza di assorbimento in colonna. Il serbatoio di degasaggio sarà posto tra i due serbatoi di stoccaggio e opererà a pressione atmosferica per garantire il massimo degasaggio possibile del liquido inviato a stoccaggio. Pertanto sarà realizzato in quota, in modo da permettere che il glicole sia travasato per caduta al serbatoio di stoccaggio.

L'unità di stoccaggio glicole è stata progettata secondo i seguenti criteri:

- i due serbatoi avranno una capienza di circa 50 m³ in modo da garantire un'autonomia di lavoro di 7 giorni operativi (nel momento di maggior consumo);
- i serbatoi saranno posizionati in un bacino di contenimento dimensionato per contenere il volume complessivo di entrambi. I liquidi che si dovessero accumulare nel bacino (acque meteoriche e/o eventuali perdite di glicole) rimarranno confinati all'interno dello stesso e successivamente inviati, mediante apertura manuale di una valvola di scarico, ai serbatoi di raccolta interrati (unità 0550 e unità 0540);
- la pompa glicole a colonna potrà essere eventualmente utilizzata per pressurizzare le stringhe di testa pozzo e riaprire le valvole di fondo pozzo successivamente ad uno shutdown generale;
- l'iniezione del TEG a monte dell'espansione del gas all'uscita del separatore (valvola "duse") è effettuata previa filtrazione mediante una pompa a 2 teste pompanti, ciascuna delle quali è associata ad una delle 2 stringhe di produzione;
- anche se il serbatoio 0380-TA-001 è dedicato allo stoccaggio del glicole "fresco" e il serbatoio 0380-TA-002 è dedicato allo stoccaggio del glicole "esausto", sono state previste le tubazioni per l'intercambiabilità delle funzioni dei due serbatoi.

L'unità 0380/0390 sarà costituita da n°5 skid completi di strumentazione associata, dispositivi di sicurezza e piping di interconnessione:

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 21 DI 88

- 0380-XY-001, serbatoio glicole fresco 0380-TA-001, flash tank 0380-VH-001 e riscaldatore 0380-HM-001;
- 0380-XY-001, serbatoio glicole fresco 0380-TA-001, flash tank 0380-VH-001 e riscaldatore 0380-HM-001;
- 0380-XY-003, pompe carico glicole fresco e esausto 0380-PA-001/002 e braccio di carico 0380-YU-001;
- 0380-XY-004, pompe iniezione glicole a colonna di disidratazione 0380-PB-001A/B;
- 0390-XY-001, filtri glicole 0390-CL-001A/B e pompe iniezione glicole 0390-PD-002A/B a monte dell'espansione gas.

6.5.1 Caratteristiche Apparecchiature

6.5.1.1 Serbatoio Stoccaggio Glicole Fresco 0380-TA-001

Nella tabella che segue vengono riportate le principali caratteristiche dell'apparecchiature in oggetto:

Serbatoio stoccaggio glicole fresco	
Codice identificativo	0380-TA-001
Tipo	Orizzontale
Capacità geometrica	50 m ³
Diametro interno	3000 mm
Lunghezza TL-TL	7200 mm
Temperatura operativa	20°C
Temperatura di progetto	-10 ÷ 70°C
Pressione operativa	ATM
Pressione di progetto	3.5 barg

Tabella 5 - Caratteristiche serbatoio di stoccaggio glicole fresco

6.5.1.2 Serbatoio Stoccaggio Glicole Esausto 0380-TA-002

Nella tabella che segue vengono riportate le principali caratteristiche dell'apparecchiatura in oggetto:

Serbatoio stoccaggio glicole esausto	
Codice identificativo	0380-TA-002

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 22 DI 88

Serbatoio stoccaggio glicole esausto	
Tipo	Orizzontale
Capacità geometrica	50 m ³
Diametro interno	3000 mm
Lunghezza TL-TL	7200 mm
Temperatura operativa	20°C
Temperatura di progetto	-10 ÷ 70°C
Pressione operativa	ATM
Pressione di progetto	3.5 barg

Tabella 6 - Caratteristiche serbatoio di stoccaggio glicole esausto

6.5.1.3 Flash tank degasaggio glicole 0380-VH-001/002

Nella tabella che segue vengono riportate le principali caratteristiche dei flash tank installati sui corrispondenti serbatoi di stoccaggio glicole:

Flash tank ⁽¹⁾	
Codice identificativo	0380-VH-001/002
Servizio	Degasaggio glicole
Diametro nominale	30"
Altezza	1000 mm
Temperatura operativa	40°C
Temperatura di progetto	-10 ÷ 70°C
Pressione operativa	ATM
Pressione di progetto	3.5 barg

Tabella 7 - Caratteristiche flash tank

Note:

(1) I flash tank saranno installati sui manholes dei corrispondenti serbatoi di accumulo glicole

6.5.1.4 Riscaldatore elettrico 0380-HM-001/0380-HM-002

Nella tabella che segue vengono riportate le principali caratteristiche dell'apparecchiatura in oggetto:

Riscaldatore elettrico glicole (1)	
Codice identificativo	0380-HM-001/002
Servizio	Termostatazione glicole

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 23 DI 88

Riscaldatore elettrico glicole (1)	
Duty	55 kW
Diametro	mm (2)
Lunghezza TL-TL	mm (2)
Temperatura di progetto	-10 ÷ 70
Pressione operativa	ATM
Pressione di progetto	3.5 barg

Tabella 8 - Caratteristiche riscaldatori glicole

Note:

(1) Serpentino con resistenze elettriche poste a baionetta nel serbatoio

(2) Dimensioni a cura del fornitore

6.5.1.5 Pompa Glicole Inviato a Colonna 0380-PB-001 A/B

Nella tabella che segue vengono riportate le principali caratteristiche dell'apparecchiatura in oggetto:

Pompe iniezione glicole a colonna	
Codice identificativo	0380-PB-001 A/B
Servizio	Iniezione glicole a colonna di disidratazione
Tipo	Pompa alternativa
Numero di item	1 + 1
Portata max	350 l/h
Pressione differenziale	171 bar
Pressione di aspirazione max	1 barg
Pressione di mandata	171 barg
NPSH disponibile	> 7 m
Potenza elettrica	4 kW
Temperatura di progetto	-10 ÷ 55
Pressione di progetto	180 barg

Tabella 9 - Caratteristiche pompa del glicole inviato a colonna di disidratazione

6.5.1.6 Pompe di iniezione del Glicole 0390-PD-002 A/B

Nella tabella che segue vengono riportate le principali caratteristiche delle apparecchiature in oggetto:

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 24 DI 88

Pompe iniezione glicole a colonna	
Codice identificativo	0390-PD-002 A/B
Servizio	Pompe dosatrici iniezione glicole
Tipo	Pompa dosatrice a 2 teste
Numero di item	1 + 1
Portata max	10 l/h per testa
Pressione differenziale	162 bar
Pressione di aspirazione max	1 barg
Pressione di mandata	162 barg
NPSH disponibile	> 7 m
Potenza elettrica	1 kW
Temperatura di progetto	-10 ÷ 55
Pressione di progetto	180 barg

Tabella 10 - Caratteristiche pompe di iniezione del glicole

6.5.1.7 Pompe Carico Glicole 0380-PA-001/002

Nella tabella che segue vengono riportate le principali caratteristiche delle apparecchiature in oggetto:

Pompa carico glicole	
Codice identificativo	0380-PA-001/002
Servizio	Pompa carico glicole
Tipo	Pompa centrifuga
Numero di item	2
Portata	30 m ³ /h
Prevalenza	27 mcl
Pressione differenziale	3 barg
Pressione di aspirazione max	1 barg
Pressione di mandata	4 barg
NPSH disponibile	> 7 m
Potenza elettrica	4.2 kW
Temperatura di progetto	-10 ÷ 55
Pressione di progetto	5 barg

Tabella 11 - Caratteristiche pompa carico glicole

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 25 DI 88

6.6 Unità 0170 - gas pipeline di collegamento a Snam Rete Gas

Il gas condizionato in centrale è trasportato al punto di misura e consegna a Snam Rete Gas.

6.7 Unità 0310 – sistema di misura fiscale

Per maggiori dettagli si veda la seguente documentazione:

- doc. n. 0552.00.BPFM.12537 Unità 0310 – Misura Fiscale – Schema di Marcia.

L'Unità 0310 ha essenzialmente lo scopo di misurare adeguatamente in maniera continua la portata del gas trattato addotta al collettore di collegamento a Snam Rete Gas.

Il sistema di misura fiscale è progettato secondo le norme REMI – SNAM e sarà installato in una cabina nelle vicinanze del metanodotto a circa 2400 m dall'area pozzo.

L'area della cabina, sarà ubicata vicino alla cameretta Snam Rete Gas esistente.

Il gas, avente una qualità che rispetta le specifiche richieste dal trasportatore attraversa il sistema di misura di portata ad ultrasuoni per poi fluire verso il collettore SNAM. Il misuratore di flusso, invia un segnale ultrasonico che attraversa il fluido in transito: la differenza di tempo che il segnale impiega ad attraversare il fluido in un verso e poi in quello opposto è proporzionale alla sua velocità e quindi alla portata. Il data logger acquisirà tramite impulsi i valori di volume e applicando i contemporanei valori rilevati di pressione e di temperatura sarà in grado di convertirli in volumi corretti da utilizzare per la fatturazione.

Il sistema di misura prevede un doppio sistema di misura in modo da averne il funzionamento del sistema anche durante il fuori servizio di uno dei due misuratori.

Le condizioni operative di pressione e temperatura del gas alimentato alla cabina di misura dipenderanno dalla pressione operativa della rete Snam Rete Gas.

6.7.1 *Caratteristiche Apparecchiature*

6.7.1.1 Misuratore Gas a vendita

Le principali caratteristiche del dispositivo sono di seguito riassunte:

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 26 DI 88

Sistema di misura fiscale	
Codice identificativo	0310-JM-001
Servizio	Misura fiscale
Tipo	Ultrasuoni
Portata min / max	2100 / 12500 Sm ³ /h
Prevalenza	27 mcl
Temperatura operativa max	50°C
Pressione operativa	42 / 70 barg
Peso molecolare gas	16.14
Densità (alle condizioni di esercizio)	56 kg/m ³
Diametro linea	4"
Rating	1500 RJ

Tabella 12 - Caratteristiche misuratore del gas

6.8 Unità 0230 – trattamento sfiati e drenaggi

Per maggiori dettagli si veda la seguente documentazione:

- doc. n. 0552.00-BPFM.12538 Unità 0230 – Trattamento sfiati e drenaggi – Schema di Marcia.

Il Sistema di trattamento sfiati e drenaggi (unità 0230) è stato installato per raccogliere e concentrare in un unico punto tutti gli scarichi continui e discontinui dell'impianto.

Al soffione sono inviati, con collettori differenti, i seguenti scarichi:

- gli scarichi gassosi continui dal Flash Tank (0380-VH-001/002) e della fase acquosa dai separatori di testa pozzo (0300-VS-011 e 0300-VS-012);
- gli scarichi di depressurizzazione dalle valvole automatiche delle apparecchiature in pressione: 0300-VS-011, 0300-VS-012, 0360-XY-001 (futura), 0310-VE-001;
- gli scarichi di depressurizzazione manuale di linee o del gasdotto di trasporto del gas al punto di consegna a Snam Rete Gas;
- gli scarichi della valvole di sicurezza installate a protezione delle apparecchiature in pressione.

L'unità di soffione di scarico è stata progettata secondo i seguenti criteri:

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 27 DI 88

- il volume del serbatoio di raccolta dei liquidi dovrà contenere il volume dell'acqua di scarico per un periodo di almeno 4 giorni;
- il materiale da costruzione sarà adeguato alle temperature del gas durante la depressurizzazione;
- il sistema dovrà essere dotato dei sistemi di raccolta delle acque di strato accumulate.

6.8.1 Caratteristiche Apparecchiature

6.8.1.1 Soffione di scarico

Le principali caratteristiche del dispositivo sono di seguito riassunte:

Serbatoi drenaggi apparecchiature e blowdown	
Codice identificativo	0230-TA-001
Tipo	Orizzontale
Capacità geometrica	45 m ³
Diametro interno	3000 mm
Lunghezza TL-TL	6000 mm
Temperatura operativa	-10÷40°C
Temperatura di progetto	-10÷70°C
Pressione operativa	ATM
Pressione di progetto	8 barg

Tabella 13 - Caratteristiche serbatoio drenaggi

Soffione ⁽¹⁾	
Codice identificativo	0230-TK-001
Diametro STACK	30"
Diametro terminale	5"
Altezza ⁽²⁾	16 m
Temperatura operativa	-10÷40°C
Temperatura di progetto	-40÷70°C
Pressione operativa	ATM
Pressione di progetto	8 barg

Tabella 14 - Caratteristiche soffione

Note:

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 28 DI 88

- (1) Il soffione sarà installato sul manhole del serbatoio drenaggi
(2) Quota del TIP dal suolo minimo 19m

Il soffione ed il serbatoio drenaggi saranno montati su skid 0230-XY-001 completo di strumentazione, dispositivi di sicurezza e piping di interconnessione.

6.9 Unità 0540 – sistema fogne semioleose

Per maggiori dettagli si veda la seguente documentazione:

- doc. n. 0552.00.BPFM.12548 Unità 0540 – Fogne Semioleose – Schema di Marcia.

Il sistema di raccolta drenaggi è stato previsto per la raccolta dei drenaggi occasionali e delle acque piovane provenienti dalle aree pavimentate dell'impianto.

Il sistema non prevede scarichi continui di processo.

L'unità di raccolta è stata progettata secondo i seguenti criteri:

- il volume del serbatoio di raccolta è dimensionato tenendo conto di un indice di piovosità elevato e pioggia ininterrotta per 2 giorni consecutivi;
- il serbatoio è posizionato all'interno di una vasca interrata in calcestruzzo coperta da tettoia per evitare eccessivi accumuli di acqua piovana.

6.9.1 Caratteristiche Apparecchiature

6.9.1.1 Serbatoio Fogne Semioleose

Le principali caratteristiche del dispositivo sono di seguito riassunte:

Serbatoi fogne semioleose	
Codice identificativo	0540-TA-001
Tipo	Orizzontale
Capacità geometrica	40 m ³
Diametro	2500 mm
Lunghezza TL-TL	7200 mm
Temperatura operativa	20°C
Temperatura di progetto	-10 / 50°C
Pressione operativa	ATM
Pressione di progetto	3.5 barg

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 29 DI 88

Vasca di accumulo interrata	
Dimensioni	4500x10450 x p 4000 ⁽¹⁾

Tabella 15 - Caratteristiche serbatoio fogne semioleose

Note:

(1) Profondità minima di interramento 4000 mm

6.10 Unità 0550 – sistema raccolta drenaggi

Per maggiori dettagli si veda la seguente documentazione:

- doc. n. 0552.00.BPFM.12547 Unità 0550 – Raccolta Drenaggi – Schema di Marcia.

Il sistema di raccolta drenaggi è stato previsto per la raccolta dei drenaggi occasionali della apparecchiature e dal bacino di contenimento dei serbatoi stoccaggio glicole.

Il Sistema non prevede scarichi continui di processo.

L'unità di raccolta drenaggi è stata progettata secondo i seguenti criteri:

- il serbatoio è collegato con una linea gas al soffione per lo scarico degli eventuali sfiati in un punto sicuro;
- il serbatoio è posizionato all'interno di una vasca interrata in calcestruzzo armato coperta da tettoia per evitare eccessivi accumuli di acqua piovana.

6.10.1 Caratteristiche Apparecchiature

6.10.1.1 Serbatoio Raccolta Drenaggi

Le principali caratteristiche del dispositivo sono di seguito riassunte:

Serbatoi raccolta drenaggi	
Codice identificativo	0550-TA-001
Tipo	Orizzontale
Capacità geometrica	16 m3
Diametro	2000 mm
Lunghezza TL-TL	4500 mm
Temperatura operativa	20°C
Temperatura di progetto	-10 / 50°C
Pressione operativa	ATM

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 30 DI 88

Serbatoi raccolta drenaggi	
Pressione di progetto	3.5 barg
Vasca di accumulo interrata	
Dimensioni	4000x7750 x p 3500(1)

Tabella 16 - Caratteristiche serbatoio raccolta drenaggi

Note:

(1) Profondità minima di interramento 3500 mm

6.11 Unità di servizio al processo

Oltre alle unità di processo presso la centrale sono previste le unità di produzione servizi. Si rimanda al documento n. 0552.00.BPSG.12502 - Descrizione dei Servizi.

Le unità di servizio presenti nell'impianto sono:

- Unità 0450 – Generazione potenza idraulica;
- Unità 0460 – Aria strumenti;
- Unità 0740 – Sistema antincendio a CO₂ / Inergen.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 31 DI 88

7. Condizioni metereologiche

Ai fini dell'analisi di rischio, ed in particolare per la determinazione delle aree di danno, sono state analizzate le caratteristiche meteoclimatiche dell'area in esame quale dato essenziale nella valutazione delle conseguenze degli scenari incidentali di cui al Capitolo 8.

Nei paragrafi seguenti vengono riportati i risultati dell'analisi dei dati acquisiti dalla seguente fonte:

- Dati forniti dalla Società Maind per l'anno 2015 per l'area in esame attraverso un'elaborazione "mass consistent" effettuata con il modello meteorologico CALMET con risoluzione 2000 m dei dati orari rilevati nelle stazioni SYNOP ICAO presenti sul territorio nazionale.

I dati utilizzati sono quindi dati orari, per tutto l'anno 2015, dalle ore 01:00 del 01/01/2015 alle ore 00:00 del 01/01/2016, per un totale di 8760 record, che per ogni ora riportano:

- Velocità del vento;
- Direzione prevalente del vento;
- Temperatura;
- Classe di Stabilità;
- Precipitazioni.

Tali dati hanno poi rappresentato l'input per i programmi di simulazione delle conseguenze utilizzati: Effects ver. 10.0.5 by TNO e MMSCapuff by Maind srl.

7.1 Temperatura

Il clima proprio della zona in esame durante il 2015 è stato caratterizzato da una forte escursione termica annuale, pari a circa 55°C, tra la minima temperatura misurata (-4,6°C il 01/01/2015) e la massima (36,5°C il 23/07/2015). Il mese con la temperatura media più elevata è Luglio (temperatura media mensile pari a 27,1°C), il mese più freddo gennaio (media mensile pari a 4°C); la **temperatura media annuale è di 14,1 °C**.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 32 DI 88

7.2 Direzione e velocità del vento

In base all'analisi dei valori di velocità media giornaliera del vento per l'anno 2015 risulta che la velocità media annuale del vento è di **1,21 m/s**.

La rosa dei venti (Figura 1) riporta una situazione spiccatamente mutevole, in termini di direzione prevalente del vento; dovendo identificare la direzione che nel 2015 ha registrato la maggior frequenza si rileva la **direzione WNW**, con l'8,1% di ricorrenze su 8760 dati orari rilevati.

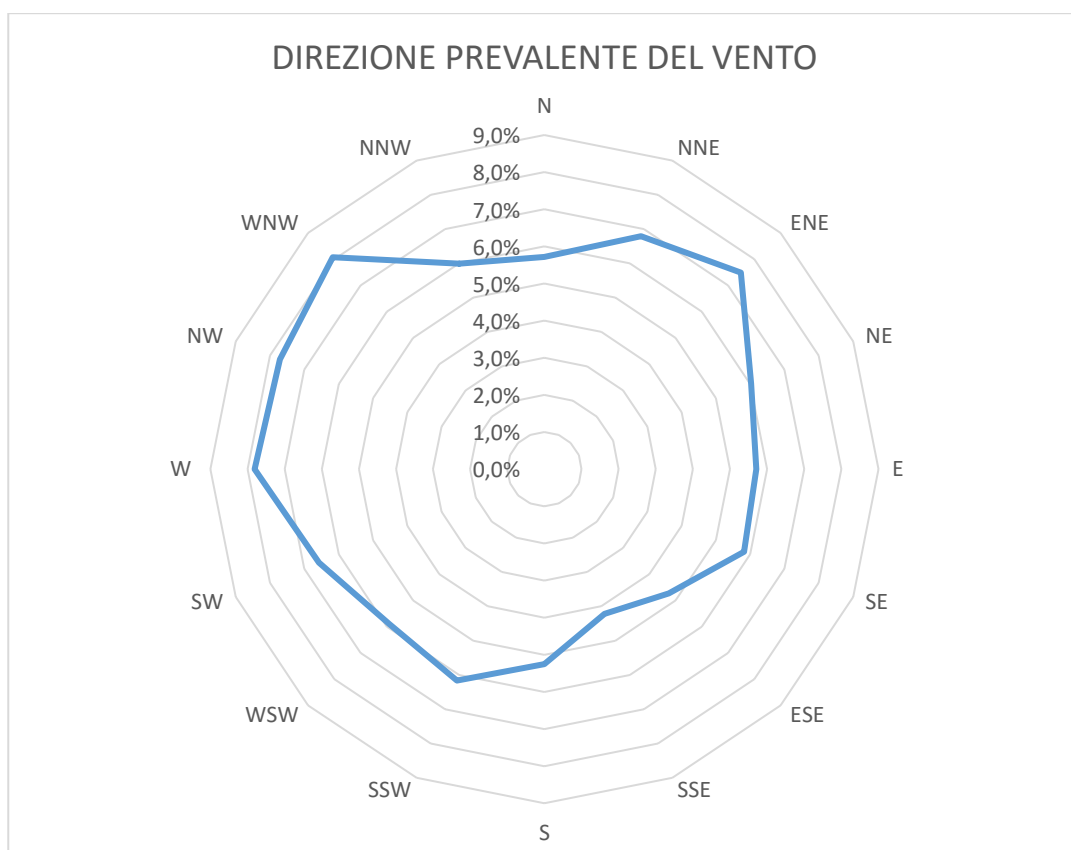


Figura 1 – Rosa dei venti per l'anno 2015

N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
5,7%	6,8%	7,5%	6,0%	5,7%	5,8%	4,7%	4,2%
S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
5,3%	6,2%	5,9%	6,6%	7,8%	7,7%	8,1%	6,0%

Tabella 17 – Analisi della direzione del vento per l'anno 2015

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 33 DI 88

7.3 Classi di stabilità atmosferica

Uno dei parametri di maggior rilevanza nel calcolo dei fenomeni di dispersione è rappresentato dal grado di equilibrio o stabilità termodinamica degli strati della bassa atmosfera terrestre. Uno dei metodi più diffusi per stabilire la frequenza con cui si riscontrano le diverse condizioni di stabilità è quello proposto da Pasquill, che prevede la classificazione della stabilità in diverse categorie distinte da lettere dell'alfabeto, passando dalla classe A fino alla classe F. Tali categorie sono qualitativamente specificate nei termini della velocità media del vento (misurata all'altezza standard di 10 m dal suolo), dell'intensità dell'insolazione, o della quantità della radiazione solare incidente e dello stato di copertura del cielo per il periodo notturno.

Le sei categorie di stabilità atmosferica di Pasquill sono le seguenti:

- Categorie convettive:
 - Categoria A: situazioni molto convettive con velocità del vento bassa e forte insolazione;
 - Categoria B: situazioni con radiazione solare relativamente poco elevata oppure situazioni con velocità del vento elevata;
 - Categoria C: situazioni con velocità del vento elevata e radiazione solare ridotta.
- Categorie neutre:
 - Categoria D: situazioni prossime all'adiabaticità (sia stabili che convettive), che possono verificarsi sia in fase diurna che in fase notturna e sono caratterizzate da cielo coperto e vento teso.
- Categorie stabili:
 - Categoria E: situazioni con vento abbastanza elevato e cielo poco nuvoloso;
 - Categoria F: situazioni con velocità del vento bassa e cielo sereno.

Come già accennato, per la valutazione della classe di stabilità si è fatto riferimento ai dati di tipo orario forniti dalla rete SYNOP ICAO per l'area in esame e relativamente all'anno 2015. Riguardo il caso in esame, quindi, prevalgono le condizioni di **stabilità forte (F)** presenti nel 43,1% dei casi. Le condizioni di instabilità (A, B, C) si verificano nel 41,9% dei casi, come riportato nella tabella seguente.

A	B	C	D	E	F
4,9%	19,7%	17,4%	12,6%	2,4%	43,1%

Tabella 18 - Analisi della categoria di stabilità prevalente

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 34 DI 88

8. Quantitative Risk Analysis (QRA)

La metodologia seguita per la valutazione quantitativa può essere riassunta nei seguenti punti:

1. identificazione delle sorgenti di rilascio;
2. determinazione delle frequenze di rilascio, con l'ausilio di banche dati specializzate;
3. determinazione delle frequenze di accadimento dei diversi scenari incidentali associati ad ogni pericolo identificato, con elaborazione di alberi degli eventi;
4. valutazione delle conseguenze dei diversi scenari incidentali mediante l'utilizzo di un software di simulazione delle conseguenze;
5. rappresentazione delle curve di danno conseguenti ai diversi scenari incidentali.

8.1 Identificazione delle sorgenti di rilascio

Le sostanze che verranno utilizzate presso l'area in esame saranno:

- Gas Metano;
- Glicole Trietilenico (TEG).

In merito al Glicole Trietilenico (TEG) si riporta in Allegato 1 la Scheda di Sicurezza della sostanza, da cui è possibile rilevare che la sostanza non presenta caratteristiche di pericolosità né di infiammabilità alle normali condizioni di esercizio e stoccaggio. Infatti la sostanza ha il punto di ebollizione a 287,4°C e il punto di infiammabilità a 165°C. Dal momento che la massima temperatura di utilizzo del TEG all'interno dell'impianto in esame è 40°C, non si ritiene credibile il raggiungimento delle condizioni di infiammabilità in seguito a rilascio della sostanza per foratura o rottura delle apparecchiature. Infatti tali condizioni di temperatura (165°C) e quindi di infiammabilità si raggiungerebbero solo se la sostanza venisse esposta ad una fonte di calore esterna, quale potrebbe essere un incendio esterno già in corso nell'impianto per cause terze.

Per tale motivo gli unici scenari che verranno analizzati sono quelli che coinvolgono il gas metano.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 35 DI 88

Ciascuna apparecchiatura o tubazione contenente fluidi pericolosi, o in questo caso, gas metano, è definita "sorgente di rilascio" o "sorgente di rischio" dal momento che può generare un evento incidentale. Tali sorgenti di rilascio sono caratterizzate da differenti condizioni di processo (pressione e temperatura) e da differenti quantitativi di sostanza che può essere rilasciata.

Parallelamente, con riferimento alle operazioni svolte ed alle sostanze presenti nell'impianto in esame, è stata effettuata un'analisi storica degli scenari incidentali avvenuti in passato in stabilimenti simili, utilizzando la banca dati eMARS (Major Accident Reporting System), pubblicata da Joint Research Centre per conto della European Commission. Tale analisi si è focalizzata sugli incidenti che hanno coinvolto il ramo "Petrochemical/Oil Refineries".

In Allegato 2 si riporta l'analisi storica degli incidenti. Nel documento allegato sono stati analizzati 55 eventi riguardanti impianti del ramo "Petrochemical/Oil Refineries", negli anni dal 2006 al 2015.

Gli eventi incidentali sono stati analizzati considerando:

- data, luogo dell'incidente o quasi incidente, nonché fonte dell'informazione;
- localizzazione (unità lavorativa, apparecchiatura, descrizione delle attività svolte, ecc.);
- sostanze coinvolte;
- informazioni sulle sostanze coinvolte (stato fisico, caratteristiche di pericolosità, quantità, ecc.);
- tipo di incidente;
- cause dell'evento;
- danni a persone, asset e ambiente.

Come deducibile dall'analisi storica e dalle schede allegate, le informazioni fornite dall'analisi storica possono dare solamente una indicazione di massima relativa ai rischi.

8.2 Determinazione delle frequenze di rilascio

Le cause che possono portare ad un rilascio significativo di prodotto nell'ambiente esterno, possono essere imprevedibili, e la frequenza di accadimento relativa a

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 36 DI 88

questo tipo di eventi, definiti "random", è stata determinata in questo studio, in base ai dati riportati nella letteratura indicata nella tabellina seguente.

Le classi di foro considerate e le relative frequenze di accadimento degli eventi di rilascio connessi sono stati scelti in modo diverso a seconda della tipologia di apparecchiatura considerata.

Nella tabella seguente sono mostrati i criteri di scelta delle classi di foro e delle frequenze di accadimento degli scenari di rilascio.

	Classi di foro proposte	Fonte Frequenze di accadimento
Piping Interrato	50% del Diametro Nominale Full Bore (FLEMISH GOVERNMENT [Rif.20])	FLEMISH GOVERNMENT [Rif.20]
Piping	10% Diametro Nominale Full Bore (TNO [Rif.15])	TNO [Rif.15]
Testa Pozzo	10% del Diametro Nominale Full Bore (TNO [Rif.15])	OREDA [Rif.14]
Altre apparecchiature	¼", 1", 4" (API [Rif.9])	IOGP [Rif.21] FLEMISH GOVERNMENT [Rif.20]

Tabella 19 – Criteri di determinazione delle classi di foro e delle frequenze di accadimento

Secondo le linee guida del Decreto Ministeriale del 20/10/1998, "Criteri di analisi e valutazione dei rapporti di sicurezza relativi ai depositi di liquidi facilmente infiammabili e/o tossici" [Rif.7] si può ritenere che le ipotesi di rottura catastrofica (full bore), pur non essendo escludibili in termini deterministici, possano essere ritenute trascurabili ai fini di una valutazione complessiva considerando la tipologia di interventi previsti e le barriere fisiche di seguito riportate.

Infatti la testa pozzo è protetta da gabbionatura metallica di sicurezza e le apparecchiature sono munite di cordolatura perimetrale in cemento armato di altezza

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 37 DI 88

20 cm, mentre per le linee a rischio investimento, sono stati predisposti sistemi di protezione ed accorgimenti tali da eliminare la possibilità di urto/collisione con le stesse.

Pertanto si è scelto di valutare la sola rottura parziale delle tubazioni componenti il piping di impianto, con classe di foro pari a 10% del diametro della tubazione come riportato in Tabella 19.

Una lista di tutte le potenziali sorgenti di rilascio individuate per l'impianto adibito al trattamento e al trasporto del gas dal pozzo Agosta 001 Dir al punto di riconsegna Snam e delle relative frequenze di accadimento assunte per il presente studio è riportata nella seguente Tabella 20.

		FREQUENZE in funzione del Diametro del foro (ev/anno)			
APPARECCHIATURA	DESCRIZIONE	10% Diametro nominale	1/4"	1"	4"
0100-DW-011	Testa Pozzo	3,07E-03	-	-	-
0300-VS-011	Separatore	-	2,00E-04	1,00E-04	5,10E-05
0300-VS-012	Separatore	-	2,00E-04	1,00E-04	5,10E-05
0310-VE-001	Colonna di Disidratazione gas	-	2,00E-04	1,00E-04	5,10E-05
0230-TA-001	KO Drum	-	2,00E-04	1,00E-04	5,10E-05
0380-VH-001	Flash Tank	-	2,00E-04	1,00E-04	5,10E-05
0380-VH-002	Flash Tank	-	2,00E-04	1,00E-04	5,10E-05
Tubazione Da Colonna VE-001 a Unità 170	Piping	3,00E-05	-	-	-
Tubazione Da Separatori VS-011 e VS-012 a Colonna VE-001	Piping	6,00E-05	-	-	-
Tubazione Da Skid a Collettore TK-001	Piping	6,50E-05	-	-	-
Tubazione Da testa pozzo a Separatori VS-011 e VS-012	Piping	2,70E-04	-	-	-
Tubazione da Colonna VE-001 a compressore 0360-XY-001 (di futura installazione)	Piping	2,00E-05	-	-	-
Tubazione da compressore 0360-XY-001 (di futura installazione) ad unità 170	Piping	2,48E-05	-	-	-

Tabella 20 - Sorgenti di rilascio e relative frequenze di accadimento in funzione del diametro del foro

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 38 DI 88

La condotta da 4 pollici che collega l'impianto al punto di riconsegna alla rete Snam è stata trattata secondo due modalità distinte, come riportato nel seguito:

- la parte sopra il piano campagna che si sviluppa all'interno dell'impianto e fino alla valvola di sezionamento subito prima dell'interramento della condotta, è stata trattata come una tubazione di piping al pari delle altre tubazioni di impianto, e quindi il foro considerato è pari al 10% del diametro;
- per la parte di tubazione interrata è stato considerato un foro pari al 50% del diametro [Rif.20].

In merito alla determinazione della frequenza di rottura della condotta interrata in esame è necessario considerare i seguenti aspetti:

- la tubazione è stata costruita e posata in accordo con il DM 17/04/2008 "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto gas naturale con densità non superiore a 0,8"; la condotta è classificata di 1° specie, ossia "condotta per pressione massima di esercizio superiore a 24 bar"; [Rif.40]
- sebbene il DM 17/04/2008 prescriva una profondità minima di posa pari a 0,9 m, la società eni provvederà ad interrirla a circa 1,30 m dalla generatrice superiore del tubo cautelativamente perché in aree agricole; [Rif.40]
- i tubi e i componenti utilizzati per la costruzione delle condotte saranno in acciaio L245NB o equivalente e saranno conformi alle norme previste dalla UNI EN 1594; [Rif.40]
- il tracciato della condotta sarà individuato da appositi cartelli segnalatori per facilitare i periodici controlli e le operazioni di manutenzione; [Rif.40]
- l'area su cui insistono l'impianto e la condotta è classificata come zona sismica di tipo 3 e quindi a rischio basso (per la trattazione completa vedere il capitolo 12).

Per i motivi di cui sopra sono state escluse tutte le cause esterne di foratura/tranciatura della condotta interrata ed è stata considerata come unica causa di foratura la corrosione della tubazione, la cui frequenza di accadimento è riportata nella tabella seguente.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 39 DI 88

		FREQUENZE in funzione del Diametro del foro (ev/anno)	
APPARECCHIATURA	DESCRIZIONE	50% Diametro nominale	10% Diametro nominale
Condotta interrata a rete Snam	Piping Interrato	5,75E-06	-
Condotta in superficie a rete Snam	Piping	-	3,30E-04
Cameretta di misura fiscale	Piping	-	1,50E-05

Tabella 21 - Frequenze di accadimento in funzione del diametro del foro della Condotta

Per ogni sorgente di rilascio, a partire dalle frequenze date, sono stati elaborati gli alberi degli eventi (ETA) per modellarne le conseguenze, e sono riportati in Allegato 4.

8.3 Individuazione scenari incidentali e Valutazione frequenza di accadimento (Event Tree Analysis)

In Tabella 22 sono riportati gli scenari incidentali individuati per ogni sorgente di rilascio dell'impianto.

Si riportano di seguito i risultati degli alberi di eventi elaborati, facendo distinzione tra evento credibile e non credibile (casella colorata) in base al criterio di credibilità per cui se la frequenza di accadimento è inferiore di 10^{-6} eventi/anno (valore normalmente considerato come limite di credibilità dell'evento, [Rif.34]) allora si ritiene lo scenario non credibile.

		JET FIRE	DISPERSIONE	FLASH FIRE	UVCE
APPARECCHIATURA	Diametro Foro	(ev/ anno)	(ev/ anno)	(ev/ anno)	(ev/ anno)
0100-DW-011, Testa Pozzo	10%	1,93E-05	9,35E-04	9,07E-06	3,78E-07
0300-VS-011, Separatore Rilascio Gas	¼"	4,00E-06	1,94E-04	1,88E-06	7,84E-08
	1"	4,00E-06	8,93E-05	5,91E-06	8,06E-07
	4"	4,59E-06	3,25E-05	9,75E-06	4,18E-06
0300-VS-012, Separatore Rilascio Gas	¼"	4,00E-06	1,94E-04	1,88E-06	7,84E-08
	1"	4,00E-06	8,93E-05	5,91E-06	8,06E-07
	4"	4,59E-06	3,25E-05	9,75E-06	4,18E-06
0310-VE-001, Colonna di Disidratazione gas	¼"	4,00E-06	1,94E-04	1,88E-06	7,84E-08
	1"	2,00E-06	9,11E-05	6,04E-06	8,23E-07
	4"	4,59E-06	3,25E-05	9,75E-06	4,18E-06

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 40 DI 88

		JET FIRE	DISPERSIONE	FLASH FIRE	UVCE
APPARECCHIATURA	Diametro Foro	(ev/ anno)	(ev/ anno)	(ev/ anno)	(ev/ anno)
Rilascio Gas					
0230-TA-001, KO Drum	¼"	4,00E-06	1,94E-04	1,88E-06	7,84E-08
	1"	2,00E-06	9,70E-05	9,41E-07	3,92E-08
	4"	1,02E-06	4,95E-05	4,80E-07	2,00E-08
0380-VH-001, Flash Tank	¼"	4,00E-06	1,94E-04	1,88E-06	7,84E-08
	1"	2,00E-06	9,70E-05	9,41E-07	3,92E-08
	4"	1,02E-06	4,95E-05	4,80E-07	2,00E-08
0380-VH-002, Flash Tank	¼"	4,00E-06	1,94E-04	1,88E-06	7,84E-08
	1"	2,00E-06	9,70E-05	9,41E-07	3,92E-08
	4"	1,02E-06	4,95E-05	4,80E-07	2,00E-08
Tubazione Da testa pozzo a Separatori VS-011 e VS-012 Rilascio Gas	10%	5,40E-06	2,62E-04	2,54E-06	1,06E-07
Tubazione Da Separatori VS-011 e VS-012 a Colonna VE-001 Rilascio Gas	10%	1,20E-06	5,47E-05	3,62E-06	4,94E-07
Tubazione Da Colonna VE-001 a Unità 170 Rilascio Gas	10%	6,00E-07	2,91E-05	2,82E-07	1,18E-08
Tubazione Da Skid a Collettore TK-001 Rilascio Gas	10%	1,30E-06	6,31E-05	6,12E-07	2,55E-08
Tubazione da Colonna VE-001 a compressore 0360-XY-001 (di futura installazione)	10%	4,00E-07	1,94E-05	1,88E-07	7,84E-09
Tubazione da compressore 0360-XY-001 (di futura installazione) ad unità 170	10%	4,96E-07	2,41E-05	2,33E-07	9,72E-09
Cameretta di misura fiscale	10%	3,00E-07	1,37E-05	9,06E-07	1,23E-07
Condotta interrata a rete Snam	50%	2,30E-07	5,13E-06	3,40E-07	4,64E-08
Condotta in superficie a rete Snam	10%	6,60E-06	3,20E-04	3,10E-06	1,29E-07

Tabella 22 – Risultati degli alberi degli eventi

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 41 DI 88

8.4 Modellazione delle conseguenze

Per poter caratterizzare gli scenari incidentali individuati e determinarne gli effetti su persone o cose in termini di irraggiamento termico, sovrappressione o concentrazione tossica, è necessario determinare un opportuno "termine sorgente" (condizioni del rilascio) e quindi analizzare l'evoluzione dello scenario incidentale, applicando codici di simulazione appropriati.

La modellazione del rilascio si basa sulla definizione delle caratteristiche (dimensione e localizzazione) del foro di rilascio e delle condizioni interne (pressione e temperatura) al momento della rottura.

I calcoli dei termini sorgente e degli effetti di danno sono stati condotti con il codice di calcolo EFFECTS 10.0.5 [Rif.16].

Per le simulazioni sono state fatte le seguenti assunzioni:

- Per le simulazioni di jet fire i rilasci di gas sono stati ipotizzati diretti orizzontalmente nel caso delle tubazioni e apparecchiature poste nell'area di impianto.
- I quantitativi di gas rilasciati sono stati valutati assumendo un tempo di intervento dei sistemi di emergenza automatici di 2 minuti, come suggerito dal TNO [Rif.15], ove applicabile, infatti nel caso di foratura dell'item si è considerato lo svuotamento dell'item stesso fino agli organi di sezionamento.
- In merito agli scenari di dispersione eventualmente ritenuti credibili attraverso l'analisi degli ETA si precisa che essi fanno riferimento ad eventuali sostanze tossiche rilasciate; nel caso in esame, non avendo a che fare con sostanze tossiche (gas metano e Glicole Trietilenico TEG non sono classificate come tossiche per le persone) non sono stati sviluppati scenari di dispersione.
- Nel caso di innesco ritardato di una nube di gas, l'evento incidentale può evolvere nell'esplosione della nube (UVCE/VCE) oppure in un flash fire. Il verificarsi di uno dei due fenomeni piuttosto che dell'altro è strettamente dipendente dalle caratteristiche dell'area in cui si ha il rilascio. Nel caso in cui l'area di interesse sia in campo libero si assume di avere come unico scenario il flash fire. Al contrario, per un'area caratterizzata da un elevato grado di congestionamento, si assume che si possa avere anche il fenomeno esplosivo (come indicato da DM del 20/10/98 [Rif.7]). In questo caso, si è quindi assunto di avere come unico

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 42 DI 88

scenario il flash fire, dal momento che l'impianto in esame si svilupperà su un'area in campo libero.

- Sono state utilizzate le seguenti condizioni climatiche, come riportato al cap. 7:
 - Temperatura: 14°C;
 - Velocità del Vento: 1,21 m/s.
- Le valutazioni delle conseguenze sono state effettuate per la classe di stabilità atmosferica F e velocità del vento pari a 1,21 m/s.
- Gli effetti misurati sono quelli peggiori possibili, senza tenere conto di confinamenti o dislivelli.
- Per la modellazione delle conseguenze dovute ad un rilascio accidentale, sono state utilizzate le condizioni operative attuali e le composizioni riportate in nel documento n. 055200BGLA10503 – Messa in Produzione Pozzo Agosta 1 Dir – Progetto Definitivo.

8.4.1 Criteri di vulnerabilità

Il danno a persone o strutture è correlabile all'effetto fisico di un evento incidentale mediante modelli di vulnerabilità più o meno complessi. Ai fini di questo studio si è ritenuta accurata una trattazione basata sul superamento di un valore di soglia, al di sotto del quale si ritiene convenzionalmente che il danno non accada, al di sopra del quale viceversa si ritiene che il danno possa accadere.

In particolare, per le valutazioni in oggetto, la possibilità di danni a persone e/o a strutture è stata definita sulla base del superamento dei valori di soglia espressi nella seguente Tabella 23.

Scenario Incidentale	Zona I (Elevata Letalità)	Zona II (Lesioni Irreversibili)	Zona III (Lesioni Reversibili)	Danni agli Asset
Jet Fire (radiazione termica stazionaria)	12,5 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	37,5 kW/m ²
Flash Fire (radiazione termica istantanea)	LFL	½ LFL	-	-

Tabella 23 - Valori di Soglia per la Definizione delle Zone di Rischio

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 43 DI 88

Tali valori di soglia sono identificati dalle Linee Guida della Protezione Civile (DPCM 25 Febbraio 2005 "Pianificazione dell'Emergenza Esterna degli Stabilimenti Industriali a Rischio di Incedente Rilevante") [Rif.8].

Il fenomeno di jet fire si verifica quando un rilascio di gas o di liquido bassobollente in pressione, rilasciato in atmosfera, viene innescato. L'incendio viene sostenuto dal gas che viene rilasciato.

I danni causati da questi tipi di evento sono funzione dell'irraggiamento termico generato dall'incendio combinato con la durata dello stesso. I fenomeni di jet fire hanno una durata dipendente dal quantitativo di gas rilasciato ed ovviamente dal tempo impiegato dalla squadra di emergenza per estinguere l'incendio.

Nel caso di innesco ritardato di una nube di gas, l'evento incidentale può evolvere nell'esplosione della nube (VCE) oppure in un flash fire. Il verificarsi di un fenomeno piuttosto che dell'altro è strettamente dipendente dalle caratteristiche dell'area in cui si ha il rilascio.

Per l'impianto in esame, come detto al par. 7.4, trattandosi di un'area in campo libero e non di area congestionata, si è assunto di avere come unico scenario il flash fire.

Il fenomeno di flash fire si verifica quando una nube di gas in concentrazione infiammabile viene innescata. Il fenomeno è solitamente di breve durata e non sono da attendersi fenomeni esplosivi. I danni causati da questo tipo di evento sono relativi solo all'irraggiamento termico, data la brevità del fenomeno: agli scenari di flash fire, infatti, sono di solito associate durate dell'ordine di pochi secondi.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 44 DI 88

9. Rischio per le persone

Di seguito vengono riportati, per ciascuna unità operativa, la descrizione, la frequenza di accadimento e le conseguenze degli scenari incidentali individuati.

SCENARI			ZONA I	ZONA II	ZONA III
DESCRIZIONE	SCENARIO	FORO			
0100-DW-011, Testa Pozzo Rilascio Gas	Jet Fire	0,3"	22	24	26
	Flash Fire	0,3"	4	9	
0300-VS-011, Separatore Rilascio Gas	Jet Fire	4"	215	242	263
	Flash Fire	4"	100	125	
0300-VS-012, Separatore Rilascio Gas	Jet Fire	4"	215	242	263
	Flash Fire	4"	100	125	
0310-VE-001, Colonna di Disidratazione gas Rilascio Gas	Jet Fire	4"	139	144	161
	Flash Fire	4"	122	181	
0230-TA-001, KO Drum Rilascio Gas	Jet Fire	1/4"	Non Rilevante		
	Flash Fire	4"	Non Rilevante		
0380-VH-001, Flash Tank Rilascio Gas	Jet Fire	1/4"	Non Rilevante		
	Flash Fire	4"	Non Rilevante		
0380-VH-002, Flash Tank Rilascio Gas	Jet Fire	1/4"	Non Rilevante		
	Flash Fire	4"	Non Rilevante		
Tubazione Da testa pozzo a Separatori VS-011 e VS-012 Rilascio Gas	Jet Fire	0,3"	22	24	26
	Flash Fire	0,3"	4	10	
Tubazione Da Separatori VS-011 e VS-012 a Colonna VE-001 Rilascio Gas	Jet Fire	0,4"	27	31	33
	Flash Fire	0,4"	6	13	
Tubazione Da Skid a Collettore TK-001 Rilascio Gas	Jet Fire	0,6"	25	28	31
Condotta in superficie a rete Snam Rilascio Gas	Jet Fire	0,4"	18	20	22
	Flash Fire	0,4"	6	13	

Tabella 24 – Scenari incidentali individuati e relative distanze di rischio

Nella seguente tabella sono riportati, per ciascuna unità, gli scenari incidentali più critici, ovvero quegli scenari che danno luogo a distanze di danno maggiori. Per ciascuno scenario si riportano le distanze di danno rappresentative del superamento dei valori di soglia espressi nella Tabella 25.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 45 DI 88

SCENARI			ZONA I	ZONA II	ZONA III
DESCRIZIONE	SCENARIO	FORO			
0100-DW-011, Testa Pozzo Rilascio Gas	Jet Fire	0,3"	22	24	26
	Flash Fire	0,3"	4	9	
0300-VS-011, Separatore Rilascio Gas	Jet Fire	4"	215	242	263
	Flash Fire	4"	100	125	
0300-VS-012, Separatore Rilascio Gas	Jet Fire	4"	215	242	263
	Flash Fire	4"	100	125	
0310-VE-001, Colonna di Disidratazione gas Rilascio Gas	Jet Fire	4"	139	144	161
	Flash Fire	4"	122	181	
Tubazione Da testa pozzo a Separatori VS-011 e VS-012 Rilascio Gas	Jet Fire	0,3"	22	24	26
	Flash Fire	0,3"	4	10	
Tubazione Da Separatori VS-011 e VS-012 a Colonna VE-001 Rilascio Gas	Jet Fire	0,4"	27	31	33
	Flash Fire	0,4"	6	13	
Tubazione Da Skid a Collettore TK-001 Rilascio Gas	Jet Fire	0,6"	25	28	31
Condotta in superficie a rete Snam Rilascio Gas	Jet Fire	0,4"	18	20	22
	Flash Fire	0,4"	6	13	

Tabella 25 - Scenari Incidentali più Critici per Ciascuna Unità e Relative Conseguenze

In Allegato 3 sono consultabili le tavole contenenti gli involuppi riportati su mappa satellitare.

In conclusione, il rischio di potenziali impatti sulle persone è da ritenersi trascurabile, poiché:

- l'area pozzo Agosta 001 Dir è normalmente non presidiata durante le fasi di esercizio;
- il sito è distante da aree urbanizzate, infatti il Centro abitato più vicino, Comacchio, dista circa 6 km;
- l'area si colloca in territorio scarsamente antropizzato, caratterizzato da terreni coltivati;
- gli scenari analizzati non coinvolgono strade e i pochi edifici rurali presenti nelle vicinanze dell'area pozzo;
- In caso di rilascio di gas, il tempo di intervento dei sistemi di emergenza automatici è di 2 minuti (in merito ai sistemi di emergenza disponibili sul sito si

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 46 DI 88

veda il cap. 10 della presente analisi di rischio), pertanto la durata dell'evento risulta estremamente limitata.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 47 DI 88

10. Rischio Asset

Il rischio per l'asset è stato calcolato facendo riferimento alle conseguenze da irraggiamento degli scenari individuati al paragrafo 8, considerando le vulnerabilità assunte in accordo con le linee guida di riferimento eni [Rif.36] e con il D.Lgs. 105/2015 [Rif.25], allegato E, ovvero 100% con livello di irraggiamento superiore a 37,5 kW/m² per un tempo superiore a 10 minuti (600 secondi), 50% con durate comprese fra 5 (300 secondi) e 10 minuti (600 secondi) e 0% con durate inferiori a 5 minuti (300 secondi).

Dal momento che i flash fire hanno carattere istantaneo e quindi sono caratterizzati da durate dell'ordine di qualche secondo, non vengono considerati nella trattazione dei danni agli asset.

Vengono quindi considerati nel seguito gli irraggiamenti dovuti a jet fire che superino i 37,5 kW/m² ed abbiano una durata superiore o uguale a 10 minuti.

SCENARI			Distanze irraggiamento a 37,5 kW/m ² (m)	Durata dell'evento (s)
DESCRIZIONE	SCENARIO	FORO		
0100-DW-011, Testa Pozzo Rilascio Gas	Jet Fire	0,3"	20	120
0300-VS-011, Separatore Rilascio Gas	Jet Fire	4"	192	4
0300-VS-012, Separatore Rilascio Gas	Jet Fire	4"	192	4
0310-VE-001, Colonna di Disidratazione gas Rilascio Gas	Jet Fire	4"	124	11
0230-TA-001, KO Drum Rilascio Gas	Jet Fire	¼"	Non rilevante	
0380-VH-001, Flash Tank Rilascio Gas	Jet Fire	¼"	Non rilevante	
0380-VH-002, Flash Tank Rilascio Gas	Jet Fire	¼"	Non rilevante	
Tubazione Da testa pozzo a Separatori VS-011 e VS-012 Rilascio Gas	Jet Fire	0,3"	19	120
Tubazione Da Separatori VS-011 e VS- 012 a Colonna VE-001 Rilascio Gas	Jet Fire	0,4"	25	91
Tubazione Da Skid a Collettore TK-001 Rilascio Gas	Jet Fire	0,6"	23	502
Condotta in superficie a rete Snam Rilascio Gas	Jet Fire	0,4"	16	120

Tabella 26 – Distanze di irraggiamento a 37,5 kW/m² e durata degli eventi considerati

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 48 DI 88

Non sono presenti scenari che superino la durata di 10 minuti con irraggiamento uguale o superiore ai 37,5 kW/m², non è quindi credibile il danneggiamento delle strutture fino al loro collasso.

Tuttavia è presente uno scenario che ha durata di circa 502 secondi (*Tubazione Da Skid a Collettore TK-001*), il quale, avendo irraggiamento superiore o uguale ai 37,5 kW/m² con durata superiore a 5 minuti, potrebbe causare, il danneggiamento delle strutture coinvolte.

Per verificare la credibilità del potenziale danneggiamento, è necessario moltiplicare la frequenza di accadimento dello scenario di jet fire in esame per la probabilità di danno (50%):

$$1,30E-06 * 0,5 = 8,00E-07$$

Da cui consegue che, anche per scenari di durata inferiore a 10 minuti, non sono ipotizzabili eventuali danni alle strutture.

Oltre alle considerazioni sopra riportate, il progetto prevede la realizzazione delle seguenti barriere (protezione antincendio e rilevamento fuoco/gas, sistemi di sicurezza di processo) a salvaguardia degli asset:

Sistemi di rilevazione F&G

La rilevazione F&G è demandata principalmente a opportuni sensori selezionati ed installati nelle unità di impianto in conformità alla Normativa Vigente ed agli Standard Aziendali. Il sistema, di seguito definito ESD/PSD/F&G, è integrato nell'architettura del sistema Blocchi e Sicurezze. All'interno del cabinet del sistema ESD/PSD/F&G è presente una centrale antincendio con bus a logica indirizzata, a cui sono collegati i dispositivi di rilevazione con segnale di comunicazione non direttamente interfacciabile al PLC di sicurezza. Nel suo insieme il sistema si compone di sensori in campo per la rilevazione della presenza fiamma, fumo e gas (F&G), di un sistema automatico di spegnimento incendio (solo per il cabinato STAU e NEP) e di una serie di dispositivi di allertamento manuale (pulsanti) e segnalazione ottico ed acustica (allarme F&G).

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 49 DI 88

Sistemi di rilevazione incendio

- Sistemi di Rilevazione Temperatura in Campo: previsti rete a tappi fusibili e cavo termosensibile. Il sistema di rilevamento fiamma a rete di tappi fusibili in area pozzo è finalizzato alla protezione delle seguenti aree dell'impianto:
 - quadro di controllo idraulico teste pozzo (0100-JW-001);
 - separatori teste pozzo (0300-VS-011, 0300-VS-012);
 - riscaldatori teste pozzo (0300-HM-011, 0300-HM-012);
 - colonna di disidratazione (0310-VE-001);
 - flash tank (0380VH-001);
 - package compressore (060-XY-001) – futuro – Fase 2;
 - sommità del soffione (0230-XY-001).

Ogni sezione sopraindicata avrà un proprio anello di tappi fusibili. La sua depressione, per fusione di un tappo nella rete, attiverà il sistema stesso. Ciascun anello è dotato di due PSL: l'intervento del primo dei due genera una situazione di preallarme mentre l'intervento del secondo provoca l'attivazione della sequenza di ESD, quindi l'isolamento dell'impianto in ingresso ed uscita e successiva depressurizzazione dello stesso. Saranno presenti cassette per la depressurizzazione manuale, per attivare il blocco ESD. Il sistema a cavo termosensibile è previsto lungo l'unità della misura fiscale, dove non sono presenti tubazioni aria strumenti. Al fine di aumentare l'affidabilità del calore mediante cavi termosensibili è prevista l'installazione di una doppia rete di cavi in logica 2oo2.

- Sistemi di Rilevazione Fiamma nei Locali STAU / NEP: i locali STAU e NEP, dotati di un sistema di estinzione automatico ad Inergen, sono corredati da una doppia rete di rilevatori di Fiamma e di Fumo.
- Sistemi di Rilevazione di Fumo: a mezzo di sensori di tipo ottico, saranno installati nel locale elettro/strumentale.
- Pulsanti allarme incendio: nelle aree di impianto, in prossimità delle vie di fuga e nel locale tecnico sono previsti dei pulsanti di allarme incendio. Questi saranno azionati manualmente in caso di rilevazione incendio e non produrranno una logica ESD ma solo una generazione di allarme incendio.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 50 DI 88

Sistema di Spegnimento

Trattandosi di un impianto dove la presenza di liquidi infiammabili è da considerarsi quantitativamente non significativa, non è stato previsto un sistema di protezione antincendio con acqua, pertanto il sistema di protezione attiva dell'impianto è stato realizzato con un adeguato numero di estintori portatili / carrellati a CO₂ / polvere a seconda dell'utilizzo.

Data la loro importanza soprattutto ai fini di assicurare la sicurezza dell'impianto i locali STAU e NEP sono gli unici ad essere dotati di un sistema di spegnimento incendio automatico ad Inergen. L'impianto è inoltre così composto:

- Attrezzature di spegnimento automatico fisso: il cabinato multiservizi si compone di varie tipologie di locali. I locali STAU e NEP sono stati individuati essere quelli critici per le apparecchiature presenti al loro interno e per il compito da loro assolto. E' stata prevista la protezione dei suddetti locali con un impianto di estinzione a miscela Inergen.
- Apparecchiature antincendio mobili: sono state previste e strategicamente installate le seguenti apparecchiature mobili per far fronte ad eventuali principi di incendio in impianto:
 - estintore portatile a polvere da 12 kg, completo di tubo flessibile e ugello erogatore, classe fuoco 55A-233 B/C;
 - estintore carrellato a polvere da 50kg, completo di manichetta a pistola a doppia impugnatura, per fuochi di classe A-B1-C;
 - estintore portatile a CO₂ da 5 kg, completo di tubo e cono erogatore, per fuochi di classe 133 B/C.

Sistemi di sicurezza di processo

L'area di Agosta 1 dir è inoltre dotata di un sistema di depressurizzazione collegato alla soffione di scarico (0230-XY-001) che permette lo scarico dei gas idrocarburi contenuti nell'impianto in situazione di particolare pericolo o emergenza. Questo sistema garantisce la depressurizzazione in un tempo massimo di 15 minuti, in modo da raggiungere almeno la metà della pressione iniziale delle apparecchiature nei primi 5 minuti e una pressione residua non superiore a 8 bar a nei successivi 10 minuti.

Il dettaglio dei sistemi di sicurezza è riportato nella documentazione di progetto [Rif.40].

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 51 DI 88

11. Rischio ambientale

Lo Studio di Impatto Ambientale (SIA), conformemente a quanto prescritto dalla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** e s.m.i. (art. 4) e dalla Direttiva 2011/92/UE, ha avuto la finalità di individuare, descrivere e valutare, per le varie fasi operative, gli impatti diretti e indiretti del progetto di messa in produzione del pozzo Agosta 1 dir sui seguenti fattori:

1. l'uomo, la fauna e la flora;
2. il suolo, l'acqua, l'aria e il clima;
3. i beni materiali ed il patrimonio culturale;
4. l'interazione tra i fattori di cui sopra.

A tal fine lo Studio di Impatto Ambientale è stato predisposto secondo le indicazioni di cui all'allegato VII del decreto e contenente le informazioni elencate nell'art. 22:

- a) una descrizione del progetto con informazioni relative alle sue caratteristiche, alla sua localizzazione ed alle sue dimensioni;
- b) una descrizione delle misure previste per evitare, ridurre e possibilmente compensare eventuali impatti negativi rilevanti;
- c) i dati necessari per individuare e valutare i principali impatti sull'ambiente e sul patrimonio culturale che il progetto può produrre, sia in fase di realizzazione che in fase di esercizio;
- d) una descrizione delle principali alternative prese in esame dal proponente, ivi compresa la cosiddetta opzione zero, con indicazione delle principali ragioni della scelta;
- e) una descrizione delle misure previste per il monitoraggio.

Pertanto, lo SIA elaborato per il progetto risponde ai requisiti indicati nella normativa vigente in tema di valutazione di impatto ambientale sia nazionale sia comunitaria.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 52 DI 88

Gli impatti potenziali descritti nello SIA si riferiscono alle normali condizioni di attività e sono da ritenersi gli unici impatti ipotizzabili durante le fasi di lavoro considerate (fase di cantiere / fase di esercizio / chiusura mineraria).

Tuttavia, per completezza di analisi, sulla base della considerazione che qualsiasi tipo di attività possa presentare un rischio intrinseco ed in base alla richiesta di integrazioni formulata dagli Enti, di seguito si riportano i risultati, dal punto di vista dei potenziali effetti ambientali, degli scenari incidentali precedentemente descritti.

11.1 Aria

La valutazione delle conseguenze ambientali, sul comparto aria, degli scenari individuati, ha preso in considerazione quei fenomeni il cui tasso di combustione fosse più gravoso. Infatti a parità di tempo di intervento sullo scenario incendio, un tasso di combustione più elevato comporta una maggiore produzione di inquinanti.

A tal proposito, quindi, gli scenari considerati nella presente simulazione sono riportati nel seguito, con i relativi dati, così come calcolati dal software Effects v. 10.0.5 del TNO:

- Jet fire derivante dallo scenario di Rilascio di gas metano da Colonna di disidratazione del gas 0310-VE-001: durata del jet fire 11 secondi, portata di rilascio/tasso di combustione 176,2 kg/s.

Dal momento che gli scenari considerati sono incendi dovuti a rilasci di gas metano, gli inquinanti presi in considerazione sono CO₂, NO_x e CO.

Allo scopo di individuare la massima area potenzialmente impattata dall'incendio è stata eseguita una simulazione della dispersione degli inquinanti rilasciati, con il software MMSCalpuff della Società Maind Srl.

Gli scenari sono stati caratterizzati in base a quanto riportato al capitolo 8, mentre i fattori di emissione dei singoli inquinanti sono stati definiti come nel seguito:

- flusso di NO_x: 1,4 kg/Mg di gas bruciato (da EMEP/EEA – Emission Inventory Guidebook 2013);
- flusso di CO: 6,3 kg/Mg di gas bruciato (da EMEP/EEA – Emission Inventory Guidebook 2013);

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 53 DI 88

Per lo scenario incidentale è stata assunta una durata delle condizioni di incendio pari a 1 ora, essendo il limite inferiore di durata della simulazione concesso dal programma. Si sottolinea, tuttavia, che, come riportato sopra, gli scenari di incendio, sulla base delle simulazione fatte con il software Effects v. 10.0.5, hanno durate sensibilmente più brevi.

Si è provveduto a valutare le ricadute al suolo in termini di concentrazioni massime orarie, assumendo che l'evento di incendio abbia inizio alle ore 6:00, 12:00, 18:00 o 24:00 di tutti i 365 giorni dell'anno (anno di riferimento: 2015). Sono così state effettuate n. 1460 simulazioni in modo da comprendere un vasto spettro di condizioni meteorologiche possibili e rappresentative del sito in esame.

I risultati delle simulazioni sono di seguito riassunti mediante tabelle che rappresentano i valori massimi per ciascun recettore sensibile considerato e per ciascun inquinante.

In relazione ai Siti appartenenti a Rete Natura 2000 (fonte: Geoportale Nazionale – Ministero dell'Ambiente), l'area del pozzo Agosta 001 Dir ricade nelle seguenti aree di interesse:

- ZPS IT4060008 – Valle Del Mezzano;
- IBA072 – Valli di Comacchio e Bonifica del Mezzano.

Considerando la geomorfologia del territorio e le direzioni prevalenti del vento, come studiato al Capitolo 7, i ricettori discreti su cui valutare la dispersione atmosferica degli inquinanti eventualmente sviluppati dai due scenari di incendio presi in considerazione, sono stati scelti nel raggio di 10 km e sono i seguenti, riportati anche in Figura 2:

- Ricettore 1 – ricadente nelle seguenti aree di interesse:
 - SIC/ZPS IT4060002 Valli di Comacchio;
 - IBA072 Valli di Comacchio e Bonifica del Mezzano;
 - Elenco Ufficiale Aree Protette EUAP0181 Parco Regionale Delta del Po (ER).
- Ricettore 2 – ricadente nelle seguenti aree di interesse:
 - Comune di Comacchio;

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 54 DI 88

- Elenco Ufficiale Aree Protette EUAP0181 Parco Regionale Delta del Po (ER).
- Ricettore 3 – ricadente nelle seguenti aree di interesse:
 - Comune di Longastrino.
- Ricettore 4 - ricadente nelle seguenti aree di interesse:
 - Zona Umida di Importanza Internazionale denominata "Valli Residue del comprensorio di Comacchio";
 - SIC/ZPS IT4060002 Valli di Comacchio;
 - IBA072 Valli di Comacchio e Bonifica del Mezzano;
 - Elenco Ufficiale Aree Protette EUAP0181 Parco Regionale Delta del Po (ER).
- Ricettore 5 - ricadente nelle seguenti aree di interesse:
 - IBA072 Valli di Comacchio e Bonifica del Mezzano;
 - ZPS IT4060008 – Valli del Mezzano.

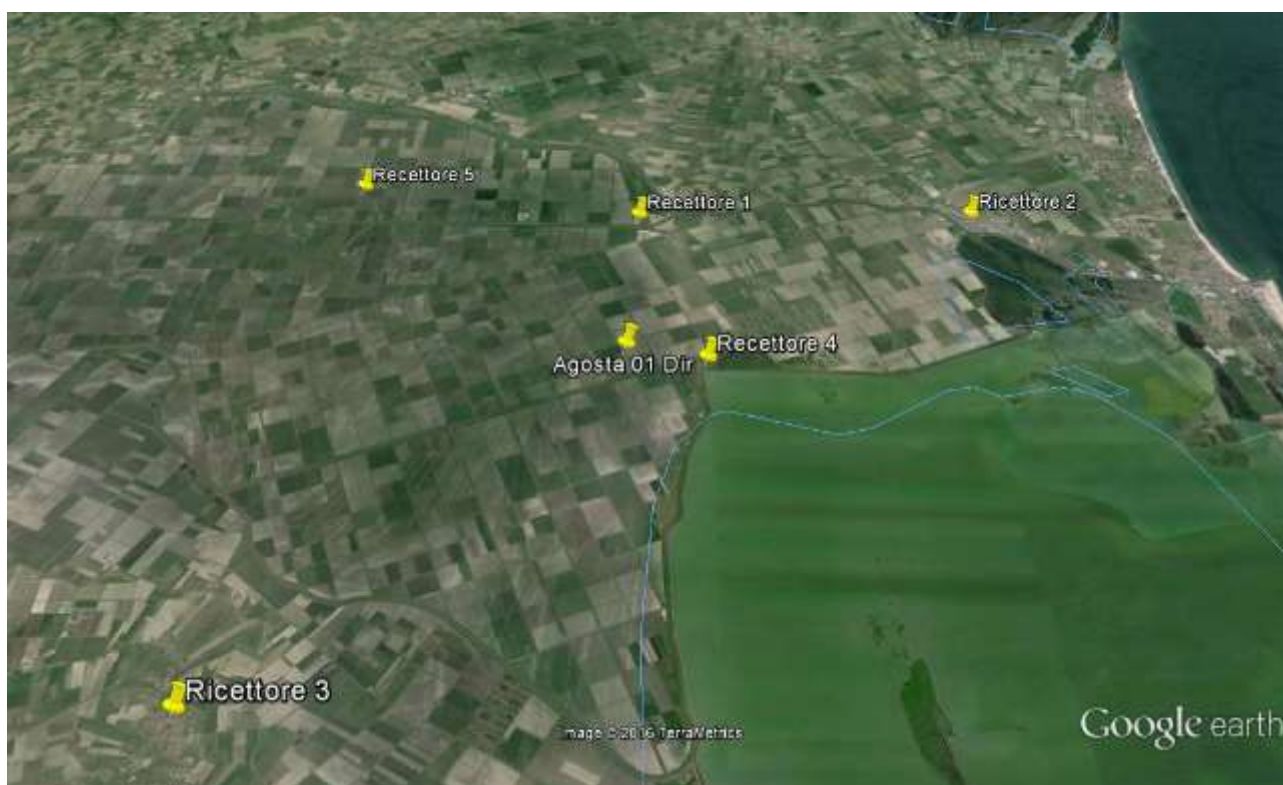


Figura 2 – Disposizione dei ricettori scelti per l'analisi

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 55 DI 88

Le massime concentrazioni al suolo attese per ciascun recettore (ricomprendendo, pertanto, cose, persone e fauna e flora presenti in tale area), simulate dal modello di calcolo, sono state confrontate con i valori di riferimento ambientale fissati dalla normativa di settore (D.Lgs. 155/2010) [Rif.39], in considerazione dei pertinenti periodi di mediazione applicabili.

Di seguito sono descritti i limiti di soglia per le due sostanze prodotte dalla combustione, presi dalla normativa italiana e dagli standard di qualità dell'aria (D.Lgs. 155/2010):

- NO_x
 - Concentrazione media annua: 40 µg/m³;
 - Massima concentrazione delle medie orarie su base annuale: 400 µg/m³;
 - 99.8 percentile delle concentrazioni medie orarie su base anno: 200 µg/m³.
- CO
 - Concentrazione media su 8 ore: 10 mg/m³.

Nel seguito si riportano le massime concentrazioni rilevate ai punti ricettori.

Recettori	Incendio di Gas Metano	
	CO (mg/m ³)	NO _x (µg/m ³)
	Valori massimi registrati sui ricettori	Valori massimi registrati sui ricettori
Ricettore 1	9,86E-07	2,22E-04
Ricettore 2	1,05E-06	2,36E-04
Ricettore 3	9,44E-07	2,13E-04
Ricettore 4	1,35E-06	3,03E-04
Ricettore 5	3,75E-07	8,45E-05
Soglie di riferimento	10	400

Dalla tabella sopra riportata si evince come i valori simulati con il Modello CALPUFF siano ampiamente inferiori ai valori limite imposti dal D.Lgs. 155/2010.

Inoltre, si sottolinea, come sopra esplicitato, che lo scenario è stato supposto della durata di 1 ora, nonostante esso abbia nella realtà una durata di circa 11 secondi; i limiti di legge sopra esposti richiedono dei periodi di monitoraggio o delle durate almeno annuali, riferendosi ad emissioni continue, quindi, data la durata limitata delle

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 56 DI 88

eventuali condizioni di incendio e delle relative emissioni in atmosfera, le eventuali modifiche della qualità dell'aria determinate sarebbero in ogni caso di entità limitata, temporanee e circoscritte al medesimo giorno di accadimento dell'evento incidentale.

11.2 Fauna e Flora

Relativamente agli effetti sulla fauna e sulla flora, sulla base delle misure preventive e delle più avanzate tecnologie previste da eni per evitare il verificarsi di eventi incidentali, si ritiene che eventuali effetti sull'ambiente, oltre che su cose e persone siano pressoché nulli.

Per quanto riguarda gli eventi incidentali che possano dare luogo ad incendio in caso di innesco, a seguito degli eventuali rilasci sopra menzionati, si fa presente che, come previsto dalla normativa, l'impianto è dotato di adeguati sistemi di estinzione (ad es. estintori portatili, carrellati, etc.) dislocati in tutte le aree critiche; sono inoltre disponibili procedure di gestione operative e di emergenza.

Nel presente documento è stato descritto il "Modello di ricadute di inquinanti in atmosfera in caso di incendio", realizzato mediante l'applicativo MMSCALPUFF e finalizzato ad individuare le aree potenzialmente interessate da ricadute di contaminanti in caso di incendio, per poter valutare gli effetti sulle persone e sulle cose, ma anche sulla fauna e la flora, così come richiesto dal MATTM. Considerando gli scenari emissivi valutati si possono effettuare le seguenti considerazioni:

- Trattandosi di rilasci di gas, si può ragionevolmente escludere l'eventualità di emissioni di polveri derivanti dall'eventuale incendio, e quindi un peggioramento significativo della qualità dell'aria ambiente in corrispondenza dei recettori sensibili presenti nell'intorno della postazione stessa.
- Data la durata limitata delle eventuali condizioni di incendio e delle relative emissioni in atmosfera (CO, NOx), le eventuali modifiche della qualità dell'aria determinate sarebbero in ogni caso di entità limitata, temporanee, circoscritte al medesimo giorno di accadimento dell'evento incidentale e completamente reversibili al termine dell'evento.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 57 DI 88

12. Sisma

L'obiettivo della presente sezione è indicare una metodologia semplificata di valutazione del rischio NaTech (Natural-Technological) dovuto a terremoti che fornisca le basi per una comparazione oggettiva, benché semplificata, del rischio posto da differenti impianti potenzialmente soggetti a eventi sismici; il fine è di individuare le situazioni a rischio elevato, per le quali è necessario procedere a un'analisi di rischio quantitativa e predisporre misure di mitigazione del rischio, e le situazioni a rischio basso evitando così spreco di risorse in metodologie più onerose.

Le informazioni necessarie alla valutazione sono organizzate all'interno della cornice costituita dal metodo di scelta multicriterio *Analytic Hierarchy Process* (AHP), che permette di confrontare parametri non commensurabili e condensarli in un indice di prestazione qualitativo, espresso nell'intervallo 0 – 1, che esprime il soddisfacimento dei criteri influenti sul problema oggetto della decisione.

La metodologia adottata nel presente studio è stata convalidata attraverso il confronto con i risultati di analisi quantitative del rischio NaTech tratte dalla letteratura e poi applicato ad alcuni casi studio definiti in modo da mostrare la sensitività dei risultati alle variabili influenti sul rischio [Rif.22].

Lo sviluppo adottato nel presente metodo è articolato in più fasi che comprendono:

- definizione delle caratteristiche dell'evento sismico;
- identificazione delle apparecchiature bersaglio;
- ricerca di funzioni che definiscano la correlazione tra intensità dell'evento sismico e probabilità di guasto delle apparecchiature;
- definizione di un metodo per valutare le conseguenze di un effetto domino sulla probabilità di guasto delle singole apparecchiature;
- individuazione degli scenari potenzialmente generati dal rilascio e delle caratteristiche di pericolosità dei materiali potenzialmente rilasciati;
- implementazione del modello per la valutazione del rischio con il metodo Analytic Hierarchy Process (AHP).

I risultati ottenuti dalle singole fasi sopra esposte saranno poi riportate al capitolo 12.5 insieme al risultato finale della valutazione di rischio globale sull'argomento.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 58 DI 88

L'intensità di un evento sismico è spesso riferita a misure dell'intensità dello scuotimento del terreno: la massima accelerazione al suolo (*Peak Ground Acceleration* - PGA) e la massima velocità al suolo (*Peak Ground Velocity* - PGV) in una determinata zona.

Le onde sismiche provocano un movimento in entrambe le direzioni orizzontali (nella direzione di propagazione delle onde ed anche verticale), così come un movimento verticale dall'alto verso il basso. L'ampiezza e la rapidità (accelerazione e velocità) di questo spostamento dipendono da vari fattori: lunghezza della frattura (ovvero magnitudo), distanza dalla faglia e geologia del sottosuolo. Quest'ultima può, con piccole variazioni al di sotto delle stazioni di registrazione, avere una forte influenza sull'accelerazione e sulla forma delle onde. Di conseguenza i valori di accelerazione possono fortemente disperdersi anche in piccole distanze. Ciò vale in particolare per i terremoti medio-grandi ed è pertanto difficile un'interpolazione dei valori di accelerazione.

Generalmente però, l'accelerazione diminuisce con l'aumentare della distanza dalla frattura. Per calcolare il picco di accelerazione si fa riferimento allo spostamento orizzontale del suolo. L'accelerazione è data come frazione o multiplo dell'accelerazione di gravità, $g = 9.81 \text{ ms}^{-2}$. Nei piccoli terremoti (magnitudo <3) è soprattutto l'accelerazione ad essere percepita dalla popolazione. (Fonte principale: Earth and Space Sciences, University of Washington).

In merito alla velocità di Picco al Suolo PGV, il picco di velocità viene calcolato alle stazioni in cm/s. Per i calcoli si fa riferimento, come per l'accelerazione, al movimento orizzontale del terreno. Con terremoti medi e forti normalmente il modello di velocità ricavato riflette la geometria della frattura: le velocità più alte si manifestano nelle vicinanze della frattura e nella direzione di propagazione. Così come per l'accelerazione la natura geologica del sottosuolo ha una forte influenza sulla velocità, ma in questo caso in misura minore. Di regola forti danni e danni a strutture elastiche sono correlati con alte velocità. Il picco di velocità più alto osservato è di 183 cm/s. (Fonte principale: Earth and Space Sciences, University of Washington).

12.1 Classificazione sismica del territorio italiano e specifico del sito

I valori di PGA attesi in una data zona sono tipicamente forniti da enti nazionali e internazionali di ricerca sotto forma di carte tematiche che riportano una

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 59 DI 88

classificazione delle zone sismiche basata sul massimo valore di PGA atteso statisticamente.

La probabilità di accadimento dell'evento sismico è definita in accordo con i metodi dell'analisi probabilistica del rischio sismico (*Probabilistic Seismic Hazard Analysis* - PSHA) in funzione di un intervallo di tempo T fissato (Cornell 1968); l'intervallo tipicamente scelto è di 50 anni in quanto rappresentativo della vita media di una struttura, edificio o impianto.

L'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 2003 e la successiva OPCM n. 3519 del 2006 prevede il completamento, la pubblicazione e la gestione della mappa di pericolosità sismica dell'intero territorio italiano da parte dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV); in Figura 3 è mostrata la mappa, per la sola Regione Emilia Romagna, riportante i valori di PGA attesi con il 10% di *Exceedance Probability* (probabilità di superamento) in 50 anni su buona parte del suolo italiano (INGV 2004) e gli intervalli di accelerazione (a_g), sempre con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, con cui è stato suddiviso il territorio italiano in 4 zone sismiche (Tabella 27).

Zona sismica	Accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni (a_g)
1	$a_g > 0.25$
2	$0.15 < a_g \leq 0.25$
3	$0.05 < a_g \leq 0.15$
4	$a_g \leq 0.05$

Tabella 27 - Classi zone sismiche

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 60 DI 88

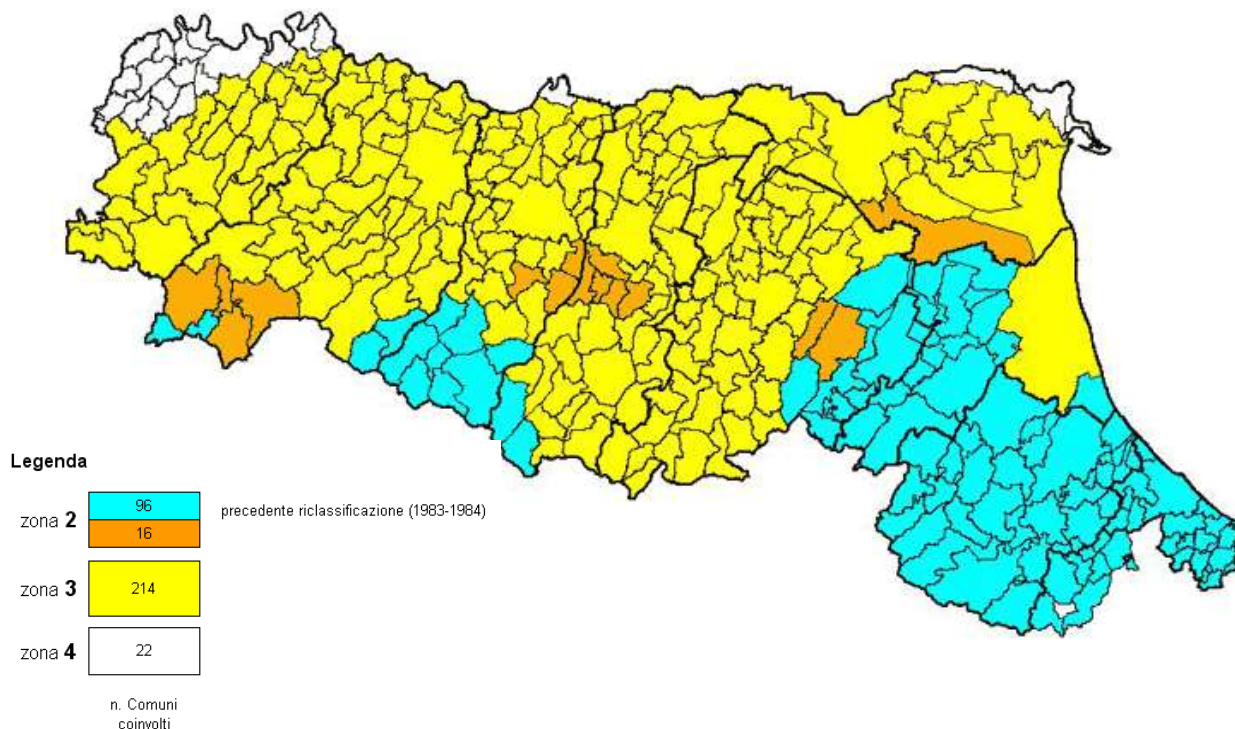


Figura 3 - Mappa sismica regione Emilia Romagna

Ai fini della valutazione semplificata del rischio di incidente rilevante iniziato da sismi oggetto di questo studio, si utilizzeranno i valori di PGA con una *Exceedance Probability* del 10% in un intervallo di tempo di 50 anni secondo la seguente classificazione del pericolo:

Hazard index	Hazard classification	PGA range in 50 years
1	Very low	< 0.05 g
2	Low	0.05 - 0.15 g
3	Moderate	0.15 - 0.25 g
4	High	> 0.25 g

Tabella 28 - Classificazione del pericolo sismico

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 61 DI 88

In accordo con i metodi dell'analisi probabilistica del rischio sismico (*Probabilistic Seismic Hazard Analysis* - PSHA) il valore di riferimento della PGA per un luogo specifico è quello che presenta in un determinato intervallo di tempo una certa probabilità di superamento (50 anni-10%).

Il Comune di Comacchio è classificato come zona sismica 3, così come la zona in cui è situata l'area in esame; tale valore risulta compreso tra 0,05g e 0,15g – indice di pericolo Basso, come mostrato nella seguente Figura 4.

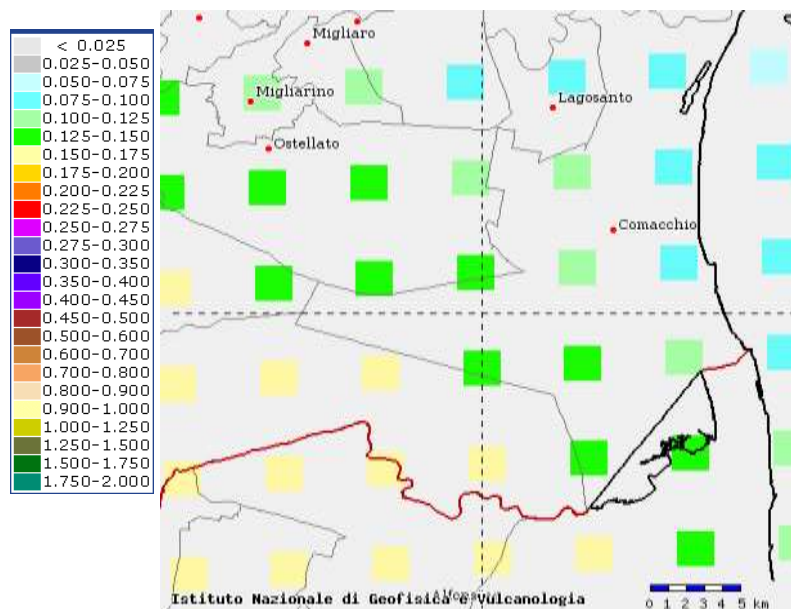


Figura 4 - Classificazione sismica comune di Comacchio - INGV

La sicurezza e le prestazioni di un'opera o di una parte di essa devono essere valutate in relazione agli stati limite che si possono verificare durante la vita nominale, dove per stato limite si intende la condizione superata la quale l'opera non soddisfa più le esigenze per le quali è stata progettata, e si distinguono in:

- sicurezza nei confronti di stati limite ultimi (SLU): capacità di evitare crolli, perdite di equilibrio e dissesti gravi, totali o parziali, che possano compromettere l'incolumità delle persone ovvero comportare la perdita di beni, ovvero provocare gravi danni ambientali e sociali, ovvero mettere fuori servizio l'opera. Il superamento di uno stato limite ultimo ha carattere irreversibile e si definisce collasso;

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 62 DI 88

- sicurezza nei confronti di stati limite di esercizio (SLE): capacità di garantire le prestazioni previste per le condizioni di esercizio. Il superamento di uno stato limite di esercizio può avere carattere reversibile o irreversibile.

Nei confronti delle azioni sismiche gli stati limite, sia di esercizio che ultimi, sono individuati riferendosi alle prestazioni della costruzione nel suo complesso, includendo gli elementi strutturali, quelli non strutturali e gli impianti.

Gli stati limite di esercizio sono:

- Stato Limite di Operatività (SLO): a seguito del terremoto la costruzione nel suo complesso, includendo gli elementi strutturali, quelli non strutturali, le apparecchiature rilevanti alla sua funzione, non deve subire danni ed interruzioni d'uso significativi;
- Stato Limite di Danno (SLD): a seguito del terremoto la costruzione nel suo complesso, includendo gli elementi strutturali, quelli non strutturali, le apparecchiature rilevanti alla sua funzione, subisce danni tali da non mettere a rischio gli utenti e da non compromettere significativamente la capacità di resistenza e di rigidezza nei confronti delle azioni verticali e orizzontali, mantenendosi immediatamente utilizzabile pur nell'interruzione d'uso di parte delle apparecchiature.

Gli stati limite ultimi sono:

- Stato Limite di salvaguardia della Vita (SLV): a seguito del terremoto la costruzione subisce rotture e crolli dei componenti non strutturali ed impiantistici e significativi danni dei componenti strutturali cui si associa una perdita significativa di rigidezza nei confronti delle azioni orizzontali; la costruzione conserva invece una parte della resistenza e rigidezza per azioni verticali e un margine di sicurezza nei confronti del collasso per azioni sismiche orizzontali;
- Stato Limite di prevenzione del Collasso (SLC): a seguito del terremoto la costruzione subisce gravi rotture e crolli dei componenti non strutturali ed impiantistici e danni molto gravi dei componenti strutturali; la costruzione conserva ancora un margine di sicurezza per azioni verticali ed un esiguo margine di sicurezza nei confronti del collasso per azioni orizzontali.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 63 DI 88

Si riportano nel seguito ulteriori parametri sismici di riferimento calcolati al baricentro dell'impianto relativi al suolo rigido e con superficie topografica orizzontale per i 4 stati limite:

Stati limite (PVr)				
Stati limite		SLE		SLU
	SLO	SLD	SLV	SLC
PVR	81%	63%	10%	5%
Tr (anni)	60	0,052	2,499	0,282
ag [g]	101	0,065	2,505	0,290
Fo	949	0,179	2,548	0,280
Tc [s]	1950	0,238	2,484	0,287

Periodo di riferimento (Vr) in anni:	100
--------------------------------------	-----

In merito ai dati sopra indicati si è fatto riferimento alle Norme Tecniche per le Costruzioni di cui al decreto del Ministero delle infrastrutture del 14 gennaio 2008 pubblicate nella G.U. n. 29 del 04 febbraio 2008 - Suppl. Ordinario n. 30 e ai programmi dedicati disponibili anche sulla rete internet (Spettri di Risposta scaricabile dal sito www.cslp.it).

12.2 Identificazione delle apparecchiature bersaglio

Un esteso lavoro dedicato all'identificazione delle apparecchiature tipicamente danneggiate in un evento sismico, delle modalità con cui queste si danneggiano e delle caratteristiche dei danni subiti, finalizzato alla valutazione quantitativa del rischio NaTech, è stato effettuato da Campedel et al. (2008) e Salzano et al. (2003) [Rif.24][Rif.26]. Dai risultati delle QRA citate si evince che a determinare maggiormente il rischio di incidente rilevante contribuiscono i grandi serbatoi atmosferici e i serbatoi pressurizzati in quanto sono apparecchiature che presentano una capienza molto superiore rispetto alle altre; si sottolinea però che anche tubazioni di grosso diametro possono presentare un contributo non trascurabile al rilascio di sostanze pericolose. Inoltre si evidenzia che lo stato di guasto più tipico per grossi serbatoi atmosferici è il collasso della struttura, mentre per i serbatoi pressurizzati è la rottura di tubazioni e flange o la foratura del mantello. L'intensità della perdita di contenimento è in entrambi i casi tale da causare l'intero svuotamento dell'apparecchiatura in meno di 10 minuti. Gli scenari potenzialmente generati sono rispettivamente incendi e dispersioni da pozza per i serbatoi atmosferici (*pool fire*),

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 64 DI 88

jet-fire, fireball, BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion), *flashfire* e *VCE* (Vapor Cloud Explosion) per i pressurizzati.

Il metodo per la valutazione semplificata del NaTech adottato, con l'obiettivo di rendere il problema del rischio usando un numero di variabili contenuto, ha portato a considerare come apparecchiature bersaglio dell'evento sismico i serbatoi atmosferici e serbatoi pressurizzati presenti nell'impianto in esame; lo stato di guasto considerato sarà il collasso catastrofico per tutte le apparecchiature individuate al fine di semplificare in modo conservativo il problema della definizione della quantità di sostanze pericolose rilasciate.

12.3 Stima della probabilità di guasto per cause sismiche

Il problema della descrizione della vulnerabilità delle apparecchiature a un evento sismico è stata affrontato da alcuni ricercatori attraverso lo sviluppo di modelli di fragilità empirici basati su osservazioni sperimentali. [Rif.24][Rif.26]

Questi modelli per un gran numero di apparecchiature e serbatoi correlano alla PGA la probabilità (*Damage Probability, DP*) di raggiungere un determinato stato limite di rischio (*Risk State, RS*) che identifica la magnitudo del rilascio; in base a vari studi presenti in letteratura ([Rif.26] e [Rif.40]) si hanno tre diversi livelli di stato limite di rischio (RS):

1. RS1: non si verifica nessun rilascio;
2. RS2: si verifica un rilascio di modesta entità;
3. RS3: si verifica un rilascio di considerevole entità.

Attraverso l'uso della *Probit analysis* [Rif.28] la correlazione è stata linearizzata ottenendo un set di modelli di vulnerabilità basati su espressioni del tipo:

$$Y = K1 + K2 \ln(PGA).$$

espressione della vulnerabilità sismica, linearizzata attraverso l'uso della *Probit Analysis*, in funzione della PGA (*Peak Ground Acceleration*), dove K1 e K2 sono due costanti il cui valore cambia in funzione del tipo di apparecchiatura considerato e del grado di riempimento della stessa. [Rif.26]

Tali correlazioni sono state sviluppate per differenti categorie di apparecchiature e per differenti stati di rischio, la Tabella 29 riassume i modelli di vulnerabilità disponibili per le apparecchiature maggiormente influenti sul rischio [Rif.26],

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 65 DI 88

riportando per diversi casi i valori delle costanti K1 e K2 da inserire nella formula sopra riportata.

Tipo di apparecchiatura	Grado di riempimento	Stato limite di Rischio (RS)	K1	K2
<i>Serbatoi atmosferici ancorati</i>	Quasi pieno	≥ 2	7.01	1.67
	Quasi pieno	3	4.66	1.54
	$\geq 50\%$	≥ 2	5.43	1.25
	$\geq 50\%$	3	3.36	1.25
<i>Serbatoi atmosferici non ancorati</i>	Quasi pieno	≥ 2	7.71	1.43
	Quasi pieno	3	5.51	1.34
	$\geq 50\%$	3	4.93	1.25
<i>Serbatoi orizzontali pressurizzati</i>	Qualsiasi	≥ 1	5.36	1.01
	Qualsiasi	≥ 2	4.50	1.12
	Qualsiasi	3	3.39	1.12

Tabella 29 - Modelli di vulnerabilità

Dai risultati delle QRA presenti in letteratura [Rif.24][Rif.26] si nota che la probabilità di guasto (DP) è sempre inferiore per stati di rischio più gravi e che alcune apparecchiature sono più vulnerabili di altre, inoltre il livello di riempimento dei serbatoi e alcuni particolari strutturali come l'ancoraggio influenzano la probabilità di guasto (DP).

La DP di serbatoi atmosferici aumenta all'aumentare del livello di riempimento e raggiunge il massimo per livelli pari o superiori all'80% della capacità totale. Questo comportamento è dovuto, più che al sisma stesso, all'inerzia del liquido che può portare allo spostamento, al rovesciamento o comunque al danneggiamento del serbatoio. L'ancoraggio è una misura finalizzata alla prevenzione dello spostamento, con conseguente danneggiamento, dei grandi serbatoi atmosferici in occasione di eventi sismici o alluvionali, per questo i serbatoi provvisti di ancoraggio presentano una probabilità di guasto inferiore ai non ancorati. I serbatoi pressurizzati, per effetto delle loro caratteristiche costruttive, presentano, invece, una scarsa vulnerabilità agli eventi sismici.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 66 DI 88

Ai fini dello sviluppo del metodo di valutazione qualitativa sono state selezionate le funzioni che descrivono la probabilità di raggiungere lo stato di guasto corrispondente al collasso catastrofico per le seguenti apparecchiature: serbatoi atmosferici ancorati e serbatoi pressurizzati.

Per i serbatoi atmosferici si considera un livello di riempimento pari o superiore all'80%.

Tali scelte sono state effettuate con l'intenzione di considerare il peggior scenario incidentale possibile (*worst case*).

12.4 Stima della probabilità di guasto causa effetto domino

L'effetto domino è caratterizzato dal propagarsi di un incidente alle apparecchiature vicine a causa dell'esposizione delle stesse alle conseguenze (irraggiamento, sovrappressione) dell'incidente stesso.

L'approccio alla riduzione del rischio derivante dall'effetto domino si basa principalmente su misure di protezione passive quali barriere fisiche, rivestimenti isolanti e distanze di sicurezza perché il loro funzionamento non richiede l'intervento umano, a differenza di sistemi di protezione attiva che sono per loro natura meno affidabili.

Nella cornice costituita dal metodo per la valutazione quantitativa del rischio NaTech, è stata sviluppata una guida alla mitigazione dell'effetto domino che comprende la valutazione delle distanze di sicurezza necessarie a proteggere serbatoi atmosferici e pressurizzati dalle conseguenze di alcuni scenari incidentali. [Rif.29]

Il metodo individua attraverso l'analisi di casi di incidenti reali una serie di scenari capaci di causare l'effetto domino: fireball, jet-fire, incendi da pozza (pool fire), VCE (Vapour Cloud Explosion), BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion), esplosioni meccaniche e confinate; associa agli scenari individuati un parametro fisico che definisce l'intensità del fenomeno (potenza irradiata, sovrappressione) e un valore soglia superato il quale si assume che l'apparecchiatura soggetta alle conseguenze dell'incidente subisca danno grave.

Attraverso le correlazioni quantitative usate tipicamente nell'analisi di rischio per la stima delle conseguenze di un incidente industriale e i valori soglia per la vulnerabilità delle apparecchiature sono determinate per ognuno degli scenari individuati le

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 67 DI 88

distanze di sicurezza necessarie ad evitare l'effetto domino in funzione della quantità e delle caratteristiche del materiale pericoloso rilasciato.

Per ognuno di questi scenari in [Rif.29] è descritta la procedura per la valutazione delle distanze di sicurezza che impediscono il propagarsi dell'incidente.

La valutazione dell'effetto domino causato da jet-fire è di difficile interpretazione all'interno della cornice data dal metodo semplificato a causa della elevata direzionalità del fenomeno nonché dell'impossibilità pratica di determinare l'esatto valore di tutte le variabili implicate.

La valutazione dell'effetto domino dovuto a UVCE è anch'essa complicata dalla necessità di stimare la quantità di miscela infiammabile che si genera a seguito della dispersione in atmosfera di gas o vapori combustibili; pertanto la possibilità di un effetto domino causato da Jet-fire e VCE non sarà ulteriormente considerata.

Inoltre nella definizione di effetto domino normalmente non si considera il flash fire come una possibile causa di effetto domino, questo per il fatto che è un fenomeno di rapida durata (qualche secondo), non in grado di distruggere le apparecchiature, ma di creare forse solamente danni a cavi elettrici e alla strumentazione.

La procedura elaborata in questo studio per il calcolo della *Damage Probability* di serbatoi potenzialmente esposti all'effetto domino causato da diversi scenari incidentali prevede di preparare una matrice quadrata $n \times n$, dove n è il numero dei serbatoi presenti nell'impianto, contenente i valori P_{jk} della probabilità che il collasso del serbatoio j per cause sismiche coinvolga il serbatoio k negli effetti dello scenario incidentale generato causandone il collasso per effetto domino; comparando la distanza tra coppie di serbatoi D_{jk} e la relativa distanza di sicurezza SD_j , la probabilità P_{jk} di un effetto domino può essere calcolata come:

$$P_{jk} = \begin{cases} 0 & \text{if } D_{jk} > SD_j \\ 1 & \text{if } D_{jk} < SD_j \end{cases}$$

Se la distanza effettiva tra i serbatoi D_{jk} , è maggiore della distanza di sicurezza SD_j , ricavata per i differenti scenari, allora l'effetto domino sarà giudicato come non possibile e il valore assegnato a P_{jk} sarà 0; in caso contrario la probabilità assegnata sarà 1.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 68 DI 88

Gli incendi di pozza, *pool fire*, sono originati dal rilascio di sostanze combustibili liquide che trovato un innesco si trasformano in pozze di combustibile in fiamme. Le apparecchiature coinvolte direttamente nell'incendio e quelle più vicine possono essere soggette a irraggiamento tanto elevato da produrre in pochi minuti di esposizione danni anche gravi, fino al collasso. Le apparecchiature esposte a incendi di durata maggiore a 15 minuti possono essere danneggiate per effetto domino; le distanze di sicurezza necessarie a evitare l'effetto domino sono di 50 metri per serbatoi atmosferici e 15 metri per pressurizzati [Rif.30].

Tali distanze di sicurezza, così come le distanze effettive tra i serbatoi, sono calcolate dal bordo della pozza o dalla parete del bacino del serbatoio j, oggetto dell'incidente, alla parete del serbatoio k di cui si vuole valutare la possibilità del collasso causa effetto domino.

Confrontando la distanza effettiva D_{jk} con la distanza di sicurezza SD_j , calcolate come definito in precedenza: se la prima è maggiore della seconda allora l'effetto domino sarà giudicato come non possibile e P_{jk} sarà pari a 0. In caso contrario la probabilità assegnata sarà 1.

Applicando tale matrice al caso specifico in esame in considerazione del layout impiantistico (mostrato nella Figura 5 assieme ai dati caratteristici degli stoccaggi e alla pericolosità delle sostanze ivi stoccate) e sulla base delle considerazioni esposte in precedenza per la determinazione delle distanze di sicurezza per *pool fire* e *jet fire*, si ricava la matrice seguente.



eni DICS
Distretto Centro Settentrionale

Area Pozzo Agosta 001 Dir

Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase
di coltivazione degli impianti in area pozzo e della
condotta da 4" di consegna alla SNAM

DOC. N.
16-19-22834-ASI-AGO1

REV.
00

PAG. 69 DI
88

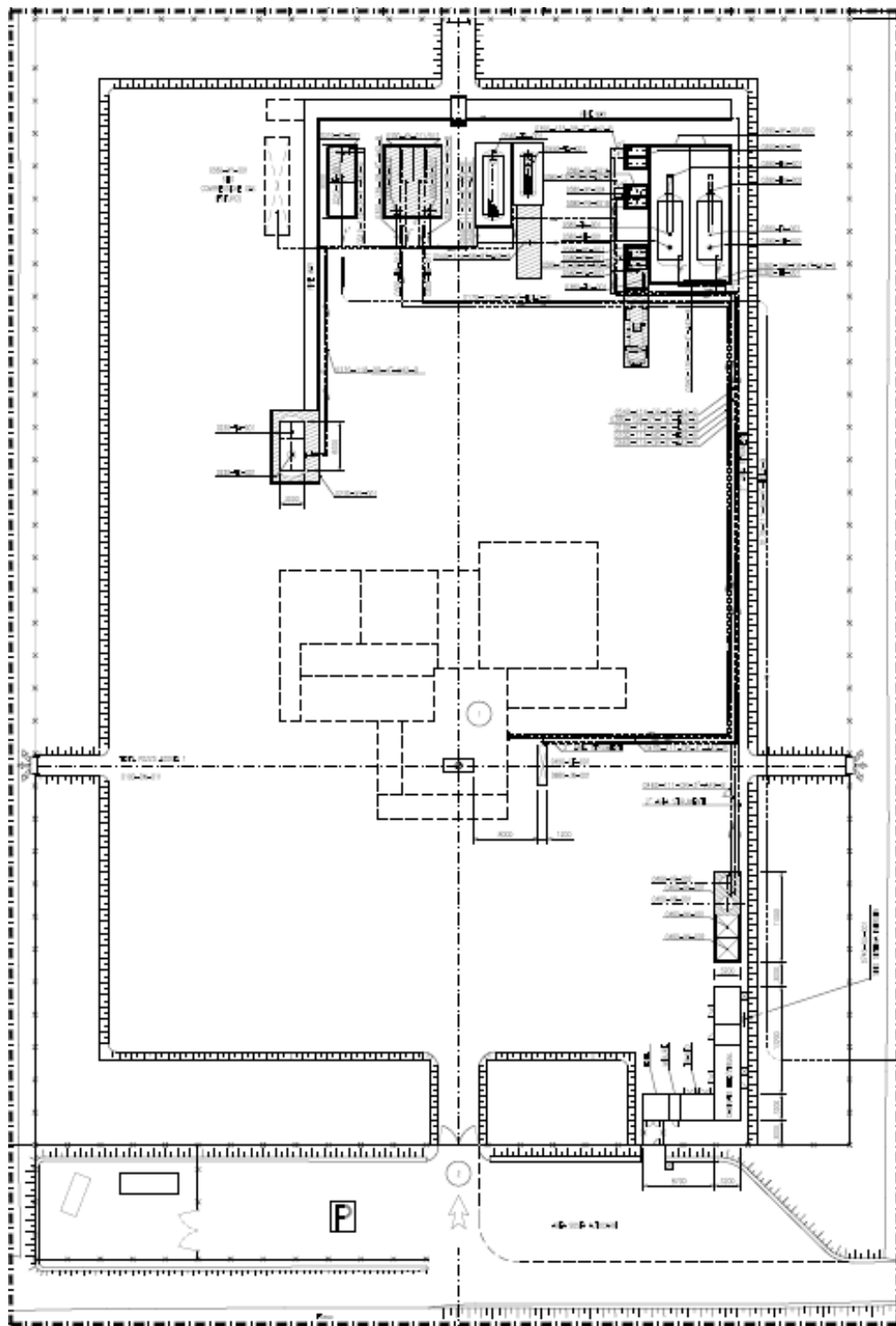


Figura 5 - Layout impianto

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 70 DI 88

Elemento k	Separatore 0300-VS-011	Separatore 0300-VS-012	Colonna Disidratazione gas 0310-VE-001
Sostanza	Gas Metano	Gas Metano	Gas Metano
Pericolosità sostanza	Infiammabile	Infiammabile	Infiammabile
Stato fisico	Gas	Gas	Gas
Quantità (t)	0,15	0,15	1,48
Limite Seveso	200	200	200
M%	0,074%	0,074%	0,74%
Tipologia	Tank	Tank	Colonna
Pressione	171 barg	171 barg	77 barg
Ancoraggio	No	No	No
Livello riempimento	80%	80%	80%
Damage State (DS)	Collasso (RS 3)	Collasso (RS 3)	Collasso (RS 3)

Tabella 30 - Dati caratteristici serbatoi

Matrice	Elementi k	0300-VS-011	0300-VS-012	0310-VE-001
Elementi j		1	2	3
0300-VS-011	1	1	1	1
0300-VS-012	2	1	1	1
0310-VE-001	3	1	1	1

Tabella 31 - Matrice

La probabilità che un serbatoio j collassi per cause sismiche e che il serbatoio k sia investito dagli effetti e collassi a sua volta si può calcolare, usando la definizione di probabilità condizionata, come prodotto della probabilità condizionata del collasso del serbatoio k a causa degli scenari generati dal collasso del serbatoio j per cause sismiche, P_{jk} , e della *Damage Probability* del serbatoio j dovuta a cause sismiche, DP_j . Un serbatoio k può collassare per effetto del sisma o per effetto domino; la probabilità che il serbatoio k collassi per una qualsiasi delle cause individuate, chiamata DP_k , si può rappresentare come l'unione delle probabilità di collasso dovute alle differenti cause. La probabilità DP_k del collasso del serbatoio k per una qualsiasi delle cause individuate si può allora calcolare come complementare a uno della probabilità di non collassare per alcun motivo, come espresso nell'Equazione seguente:

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 71 DI 88

$$\overline{DP_k} = 1 - \prod_{j=1}^{NT} (1 - DP_j \times P_{jk})$$

Formula per il calcolo della probabilità di guasto totale del serbatoio k, DP_k . DP_j indica la probabilità di guasto del serbatoio j per cause sismiche; P_{jk} è la probabilità che il serbatoio j collassando a causa del sisma, coinvolga il serbatoio k nelle conseguenze dell'incidente e ne causi il collasso; NT è il numero dei serbatoi di stoccaggio presenti nell'impianto. [Rif.30]

12.5 Analytical Hierarchy Process (AHP)

L'*Analytic Hierarchy Process* [Rif.8] è un metodo utilizzato a supporto dei processi di decisione per la sua capacità di scomporre il problema di una decisione complessa in una gerarchia di sotto-problemi strutturata su più livelli, in particolare prevede di organizzare le informazioni necessarie alla scelta in una struttura ad albero con l'obiettivo principale della valutazione in alto, sotto di esso si dipartono i rami che corrispondono agli obiettivi secondari della scelta, sotto ognuno di essi dipartono i rami dei criteri secondari.

Ai fini della costruzione di un metodo di valutazione semplificata del rischio NaTech, si è stabilito di correlare l'indice di prestazione ricavato con il metodo AHP alla superficie di impatto degli effetti letali di scenari incidentali classificati come Incendi, Dispersioni di sostanze tossiche in atmosfera ed Esplosioni. Una distinta gerarchia sarà sviluppata per ognuno dei generici scenari incidentali individuati; gli indici di prestazione ottenuti dalle singole gerarchie saranno condensati in un indicatore globale di prestazione.

Evitando nella presente trattazione di esplicitare oltre misura le modalità adottate per il presente studio, ma richiamando, per ulteriori approfondimenti ai testi scientifici di pertinenza, si riporta nel proseguo esclusivamente il processo di determinazione degli specifici indici di rischio (KPI) che, una volta aggregati, permetteranno di definire una scala qualitativa che classifica la sensibilità dell'impianto al NaTech di riferimento. [Rif.30]

Si riportano a seguire le gerarchie costruite per la valutazione del rischio relativo a Incendi, dispersione di sostanze tossiche ed esplosioni. [Rif.30]

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 72 DI 88

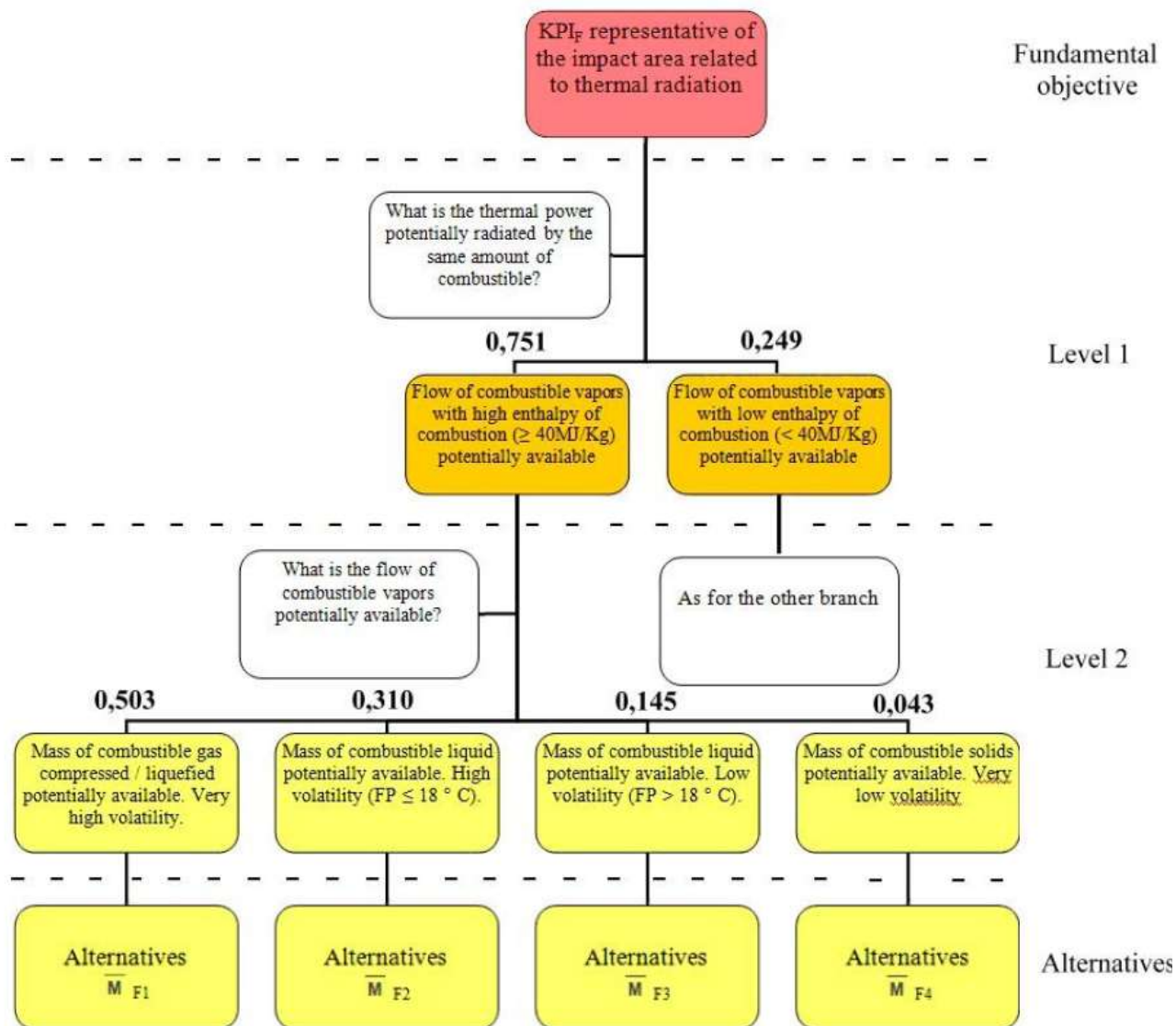


Figura 6 - Gerarchia per la valutazione del rischio NaTech relativo ad incendi; ai nodi sono mostrati i criteri individuati e la domanda a cui devono rispondere, nonché i pesi assegnati ai differenti criteri

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 73 DI 88

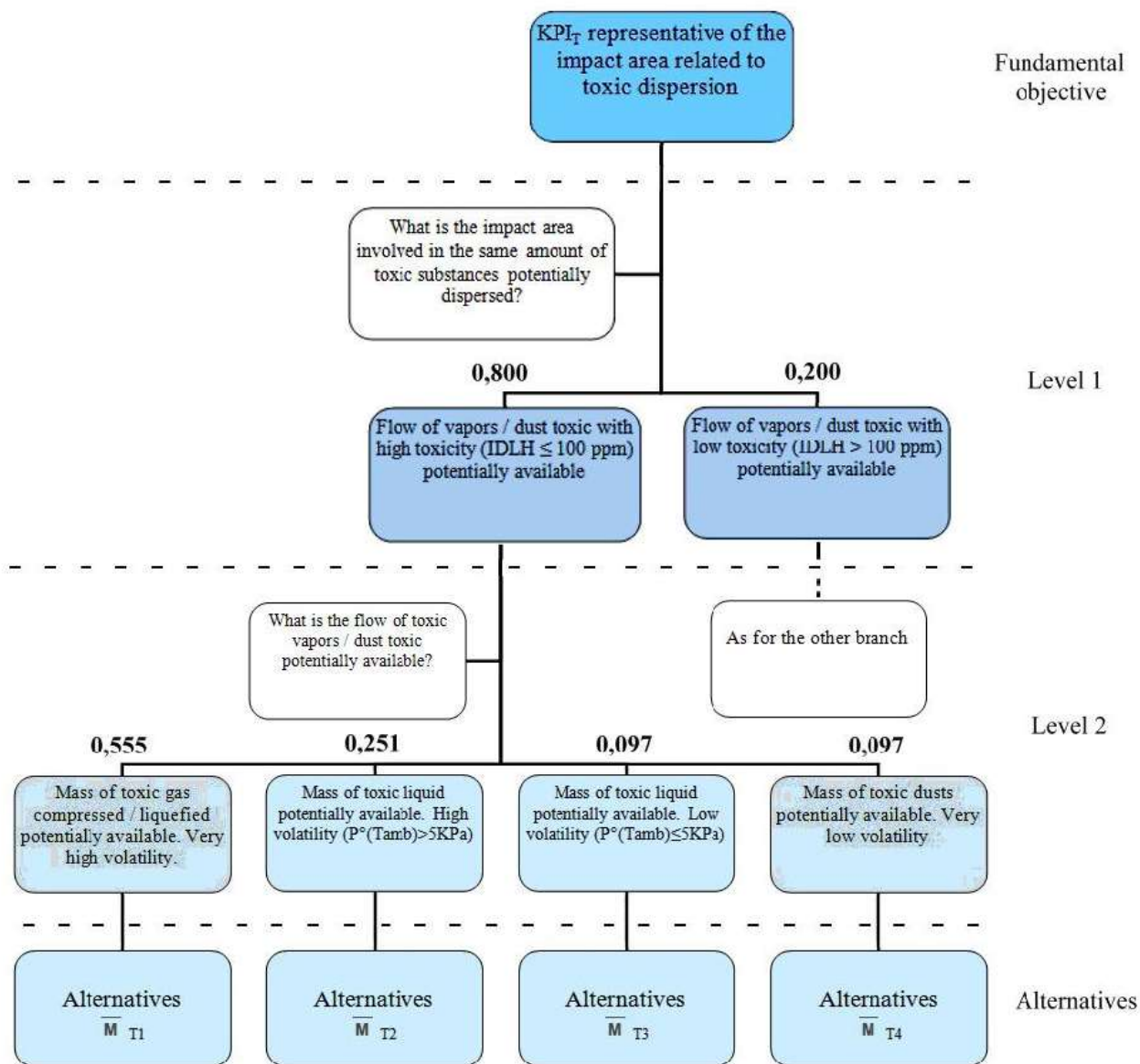


Figura 7 - Gerarchia per la valutazione del rischio NaTech relativo a dispersione sostanze tossiche; ai nodi sono mostrati i criteri individuati e la domanda a cui devono rispondere, nonché i pesi assegnati ai differenti criteri.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 74 DI 88

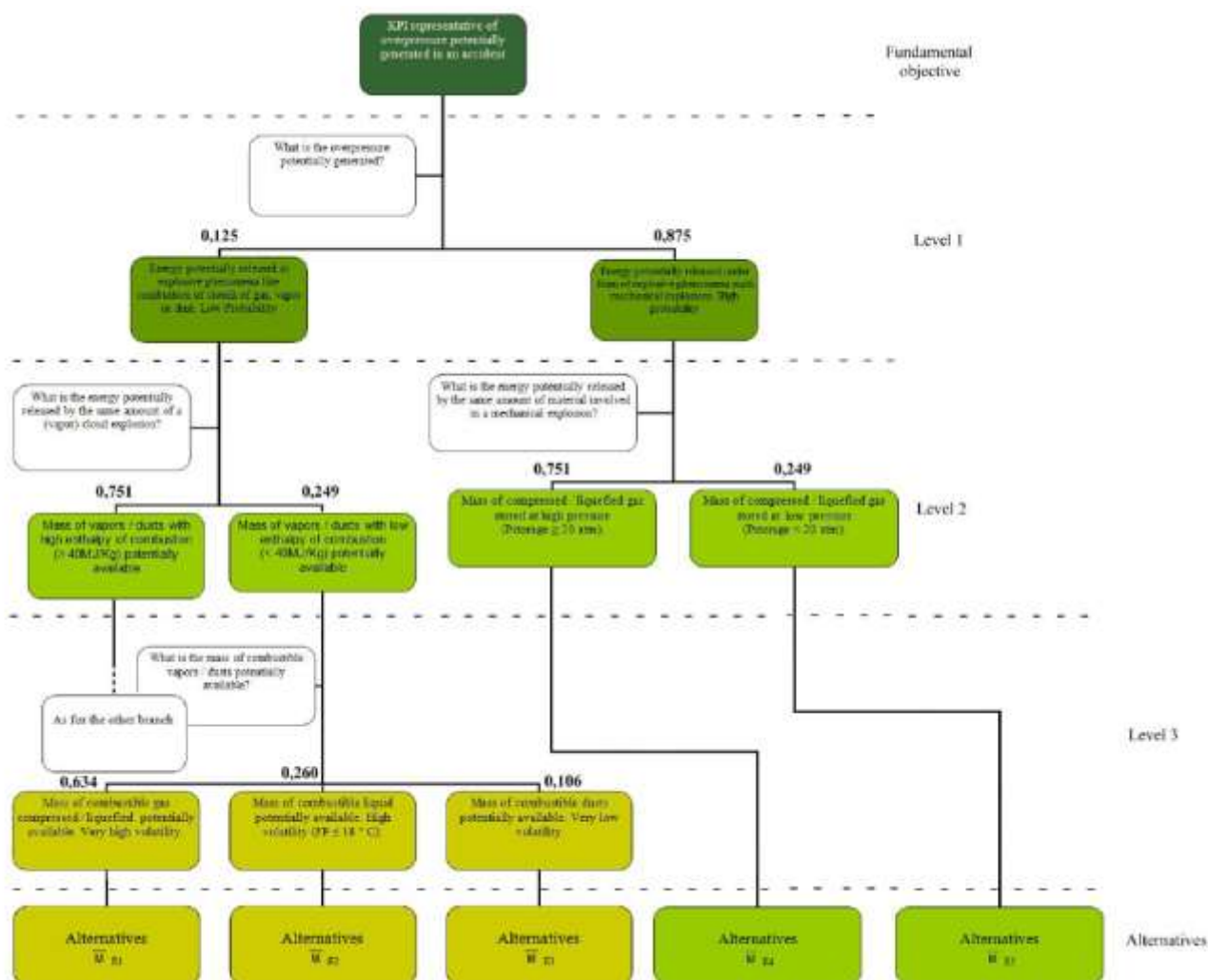


Figura 8 - Gerarchia per la valutazione del rischio NaTech relativo ad esplosioni; ai nodi sono mostrati i criteri individuati e la domanda a cui devono rispondere, nonché i pesi assegnati ai differenti criteri.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 75 DI 88

I valori dei differenti indici di rischio KPI_I , KPI_T , KPI_E relativi all'intero impianto si ottengono dalla somma dei KPI ottenuti per una stessa categoria di scenario incidentale (Incendi, Dispersione di sostanze Tossiche, Esplosioni) dalla valutazione dei KPI relativi ai singoli serbatoi.

Considerando i tre KPI come vettori in uno spazio tridimensionale, la condizione ottimale è rappresentata dall'origine degli assi, dove i KPI assumono il valore 0. Un indice globale del rischio può essere rappresentato dal vettore somma, che definisce un punto nello spazio dei KPI posto a una certa distanza dall'origine; distanza definita dal modulo del vettore stesso, come descritto dall'Equazione seguente:

$$KPI_G = (KPI_I^2 + KPI_T^2 + KPI_E^2)^{0,5}$$

L'indice globale KPI_G è trasformato ai fini della decisione in una scala qualitativa che classifica la sensibilità dell'impianto al NaTech in 3 livelli di rischio:

- **Alto ($KPI_G > 10-1$)**
- **Medio (KPI_G compreso tra 10-2 e 10-1)**
- **Basso ($KPI_G < 10-2$).**

Gli impianti classificati come a Basso rischio non richiedono un ulteriore approfondimento delle problematiche connesse a eventi NaTech, mentre gli impianti classificati come ad Alto rischio richiedono sicuramente un approfondimento tramite metodi di valutazione quantitativa.

Il rischio connesso ad impianti classificati come a Medio rischio può essere sia trascurabile che non accettabile, cioè cade in una sorta di regione di indecisione, definita da Lees [Rif.10] zona *ALARP (As Low As Reasonably Possible)*, in cui la decisione di approfondire il dettaglio della valutazione deve essere presa caso per caso.

Sulla base dei dati indicati in matrice (Tabella 31), alle caratteristiche dell'impianto (Tabella 30) e alle gerarchie indicate per i diversi scenari incidentali (Figura 6, Figura 7 e Figura 8) si riportano a seguire gli esiti della presente analisi di rischio qualitativa:

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 76 DI 88

Y	DP _j	DP _k	C m ³	Densità liquido kg/m ³	Massa Pesata M%	Gerarchia Incendio	Gerarchia Tossico	Gerarchia Esplosione	KPI _I	KPI _T	KPI _E
1,06	4,09E-03	1,22E-02	0,90	164,33	0,0739%	3,8E-01	0	6,0E-02	3,41E-06	0	5,38E-07
1,06	4,09E-03	1,22E-02	0,90	164,33	0,0739%	3,8E-01	0	6,0E-02	3,41E-06	0	5,38E-07
1,06	4,09E-03	1,22E-02	9,00	164,33	0,7395%	3,8E-01	0	6,0E-02	3,41E-05	0	5,38E-06
							KPI_G	4,15E-05	RISCHIO BASSO		

Tabella 32 - Analisi di rischio qualitativa

12.6 Conclusioni

Dalla tabella sopra riportata si evince che il rischio associato al verificarsi di un potenziale effetto domino fra le strutture considerate sia da ritenersi Basso, dal momento che l'indice di rischio globale KPI_G è risultato uguale a $4,5 \cdot 10^{-5}$, e quindi inferiore a 10^{-2} .

Come già specificato in precedenza gli impianti classificati come a Rischio Basso non richiedono un ulteriore approfondimento delle problematiche connesse a eventi NaTech con studi di tipo quantitativo, evidenziando una bassa sensibilità dell'impianto al NaTech di riferimento.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 77 DI 88

13. Allagamenti

13.1 Generalità

Il Rischio Idrogeologico (R) è definito come l'entità del danno atteso in seguito al verificarsi di un particolare evento calamitoso, in un intervallo di tempo definito, in una data area; esso è correlato a:

- Pericolosità (P), ovvero alla probabilità di accadimento dell'evento calamitoso entro un definito arco temporale (frequenza), con determinate caratteristiche di magnitudo (intensità);
- Vulnerabilità (V), espressa in una scala variabile da zero (nessun danno) a uno (distruzione totale), intesa come grado di perdita atteso, per un certo elemento, in funzione della intensità dell'evento calamitoso considerato;
- Valore Esposto (E) o esposizione dell'elemento a rischio, espresso dal numero di presenze umane e/o dal valore delle risorse naturali ed economiche che sono esposte ad un determinato pericolo.

Con riferimento al DPCM 29 settembre 1998 "Atto di indirizzo e coordinamento per l'individuazione dei criteri relativi agli adempimenti di cui all'art. 1, commi 1 e 2, del decreto-legge 11 giugno 1998, n.180" e al Piano di gestione del rischio alluvioni redatto dalla Regione Emilia Romagna, è possibile definire quattro classi di rischio, secondo la classificazione riportata nella figura seguente:

R1	RISCHIO MODERATO: per il quale i danni sociali, economici e al patrimonio ambientale sono marginali.
R2	RISCHIO MEDIO: per il quale sono possibili danni minori agli edifici, alle infrastrutture e al patrimonio ambientale che non pregiudicano l'incolumità del personale, l'agibilità degli edifici e la funzionalità delle attività economiche.
R3	RISCHIO ELEVATO: per il quale sono possibili problemi per l'incolumità delle persone, danni funzionali agli edifici e alle infrastrutture con conseguente inagibilità degli stessi, la interruzione di funzionalità delle attività socio-economiche e danni rilevanti al patrimonio ambientale.
R4	RISCHIO MOLTO ELEVATO: per il quale sono possibili la perdita di vite umane e lesioni gravi alle persone, danni gravi agli edifici, alle infrastrutture e al patrimonio ambientale, la distruzione di attività socio-economiche.

Figura 9 - Classi di rischio idrogeologico

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 78 DI 88

13.2 Rischio idraulico

L'obiettivo della presente sezione è indicare una metodologia semplificata di valutazione del rischio NaTech dovuto agli allagamenti che fornisca le basi per una comparazione oggettiva, benché semplificata, del rischio posto da differenti impianti potenzialmente soggetti a eventi di allagamento; il fine è di individuare le situazioni a rischio elevato, per le quali è necessario procedere a un'analisi di rischio quantitativa e predisporre misure di mitigazione del rischio, e le situazioni a rischio basso evitando così spreco di risorse in metodologie più onerose.

La metodologia adottata nel presente studio utilizza la medesima filosofia già vista al paragrafo precedente ed applicata al NaTech dovuto agli eventi sismici, ovvero anche in questo contesto attraverso la definizione di specifici indicatori (KPI) e all'adozione di un modello per la valutazione con il metodo *Analytic Hierarchy Process* (AHP) si identifica un livello di rischio associato del NaTech.

Lo sviluppo adottato nel presente metodo è articolato, quindi, in più fasi che comprendono:

- definizione delle caratteristiche dell'evento idraulico;
- identificazione delle apparecchiature bersaglio;
- ricerca di funzioni che definiscano la correlazione tra intensità dell'evento idraulico e probabilità di guasto delle apparecchiature;
- definizione di un metodo per valutare le conseguenze di un effetto domino sulla probabilità di guasto delle singole apparecchiature;
- individuazione degli scenari potenzialmente generati dal rilascio e delle caratteristiche di pericolosità dei materiali potenzialmente rilasciati;
- implementazione del modello per la valutazione del rischio con il metodo Analytic Hierarchy Process (AHP).

Come per gli eventi sismici, l'uso della AHP richiede l'identificazione dei principali elementi che possono influire sulla vulnerabilità degli impianti in relazione all'evento NaTech di allagamento.

In merito al Rischio Idraulico, per ciascun tronco fluviale che presenta fenomeni di esondazione, è stata redatta la mappatura:

- degli elementi e superfici a rischio;

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 79 DI 88

- delle aree inondabili dovute al passaggio, lungo un tronco critico, di una piena la cui portata al colmo fosse caratterizzata da tempi di ritorno pari a 50, 100, 200, 500 anni;
- delle superfici a rischio attraverso l'intersezione delle due mappe precedenti.

La carta del tema "*Mappe della pericolosità e del rischio di alluvioni Det. 3757/2011 e DGR 1244/2014*" consente di evidenziare il livello di pericolosità che insiste sul territorio anche se non sono attualmente presenti elementi esposti.



Figura 10 – Stralcio della Tavola "205SO-Menate" del Piano di Gestione del rischio di Alluvione

Il territorio in cui risulta ubicato l'area in esame (punto nero sulla mappa), all'interno del comune di Comacchio (FE) risulta contenuto nel distretto idrografico UoMITN008 - Autorità di Bacino del fiume Po.

In relazione alla determinazione delle classi di rischio si evince come tutta l'area in esame sia caratterizzata da un rischio R1 Moderato o nullo.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 80 DI 88

L'ambito territoriale è suddiviso in fasce dette **Fasce Fluviali** secondo la seguente classificazione:

- Fascia di deflusso della piena (**Fascia A**): costituita dalla porzione di alveo sede prevalente del deflusso della corrente per la piena di riferimento, o costituita dall'insieme delle forme fluviali riattivabili durante gli stati di piena; Fissato in 200 anni il tempo di ritorno (TR) della piena di riferimento e determinato il livello idrico corrispondente, si assume come delimitazione convenzionale della fascia: la porzione ove defluisce almeno l'80% di tale portata. All'esterno di tale fascia la velocità della corrente deve essere minore o uguale a 0.4 m/s (criterio prevalente nei corsi d'acqua mono o pluricursali); il limite esterno delle forme fluviali potenzialmente attive per la portata con TR di 200 anni (criterio prevalente nei corsi d'acqua ramificati). (Allegato 3 "Metodo di delimitazione delle fasce fluviali" al Titolo II delle Norme tecniche di attuazione del PAI).
- Fascia di esondazione (**Fascia B**): esterna alla precedente, costituita dalla porzione di territorio interessata da inondazione al verificarsi della piena di riferimento. Il Piano indica come limite di progetto tra la Fascia B e la Fascia C le opere idrauliche programmate per la difesa del territorio, che una volta realizzate costituiranno i nuovi confini della Fascia B.
- Area di inondazione per piena catastrofica (**Fascia C**): costituita dalla porzione di territorio esterna alla precedente (Fascia B), che può essere interessata da inondazione al verificarsi di eventi di piena più gravosi di quella di riferimento.

L'area in esame ricade all'interno della Fascia C come evidenziato anche dal Geoportale Nazionale. Nella seguente figura 12 si riporta la mappa (tratta dal Geoportale Nazionale <http://www.pcn.minambiente.it/>) del rischio idraulico per fenomeni di esondazione.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 81 DI 88



Figura 11 - Rischio idraulico fenomeni esondazione - PAI

L'area di ubicazione dell'impianto si trova in una zona non interessata da rischio idraulico per fenomeni di esondazione e si ritiene quindi non soggetta a fenomeni di allagamento; pertanto non si ritiene necessario proseguire la trattazione secondo le modalità indicate in premessa.

Tuttavia, si ritiene utile riportare nel seguito alcune considerazioni:

- L'area pozzo è stata progettata in maniera tale da evitare il rischio esondazione; infatti la quota zero dell'area pozzo è sopraelevata di circa 50 cm rispetto al piano campagna e tutte le aree in cui insistono le apparecchiature sono cordolate, garantendo un ulteriore franco di circa 10 cm;
- Le apparecchiature elettriche e le apparecchiature di controllo e trasmissione dati sono alloggiate in un cabinato ulteriormente rialzato, con pavimento posto a quota + 1,2 m (0,80 cm + 0,40 cm di pavimento rialzato) rispetto la quota zero dell'area pozzo, quindi a circa 1,70 m rispetto la quota di campagna.
- Le vasche di raccolta delle acque semioleose sono dotate di misuratori di livello che generano un segnale di blocco dell'impianto di produzione gas quando il livello raggiunge una quota massima (- 0,20 cm) prima del riempimento. Pertanto, qualora si dovesse verificare tale evenienza, l'allarme, sarebbe rilanciato presso la Centrale di Casalborsetti e si avrebbe un PSD ("process shutdown") con blocco dell'impianto.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 82 DI 88

- Blocco da parte di Snam Rete Gas, con conseguente blocco dell'impianto produttivo di Agosta, per area allagata, in quanto l'area gestita da Snam si trova ad una quota più bassa di quella dell'area Agosta.

In ogni caso, l'area pozzo di Agosta 1 dir e la relativa condotta sono costantemente teleconcontrollate dalla Centrale gas di Casalborsetti, presidiata h.24/24, dalla quale è possibile inviare comandi di blocco e messa in sicurezza degli impianti.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 83 DI 88

14. Gestione delle emergenze

La risposta alle emergenze rappresenta una delle barriere mitigative nel caso in cui si materializzi un qualsiasi evento imprevisto e/o accidentale, che alteri il normale andamento lavorativo e che rappresenti un pericolo per le persone, per l'ambiente o per i beni aziendali.

Con particolare riferimento agli incidenti oggetto del presente studio la risposta alle emergenze rappresenta un elemento di cruciale importanza. Al fine di assicurare la corretta informazione su situazioni critiche e la conseguente attivazione di persone e mezzi necessari ad organizzare efficacemente e il più velocemente possibile l'intervento appropriato, eni s.p.a. ha redatto una serie di documenti in materia. Questi costituiscono una linea guida per le consociate e sono stati redatti allo scopo di fornire indicazioni specifiche per l'implementazione di un'efficace ed efficiente sistema di gestione delle emergenze. Ciascuna procedura tratta una tematica specifica relativa al processo dell'Emergency Response e riporta in maniera esaustiva gli aspetti cardine da includere nei rispettivi piani e procedure di emergenza delle controllate.

14.1 Gestione delle emergenze DICS

Poiché la Centrale di Casalborsetti, alla quale appartengono le installazioni in esame, ricade al di sotto dell'area di competenza del Distretto Centro Settentrionale (DICS), i documenti per la gestione delle emergenze cui riferirsi sono quelli redatti dalla consociata, ed in particolare:

- Strategia per la risposta alle emergenze – Procedura DICS (pro sg hse 036 DICS e&P);
- Piano generale di emergenza del Distretto Centro Settentrionale (pro sg hse 033 DICS e&p);
- Esercitazioni di Emergenza HSE (opi sg hse 001 DICS e&p);
- Piano di Emergenza Interno luogo di lavoro Casalborsetti (opi sg hse 021 DICS e&p_CABO);
- Piano di Emergenza Ambientale on-shore (pro sg hse 031 DICS e&p).

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 84 DI 88

14.2 Strategia per la risposta alle emergenze DICS

La Strategia per la risposta alle emergenze del DICS descrive i principi basilari e requisiti minimi da rispettare al fine implementare un sistema efficace per la risposta alle emergenza DICS, in linea con quanto riportato nella Strategy di sede descritta nel documento "opi sg hse 005 e&p". La Strategia per la risposta alle emergenze tratta tutti gli aspetti cardine relativi all'Emergency Response (es. leggi e standard applicabili, ruoli e responsabilità, formazione, dotazioni, ecc.) ed ha come obiettivi principali quelli di identificare i mezzi da utilizzare per garantire un'adeguata risposta alle emergenze e di assicurare il successivo monitoraggio delle misure individuate, al fine di garantirne l'adeguatezza.

14.3 Piani di emergenza DICS

Mentre la Strategia ha come obiettivo principale quello di definire i principi cardine ed i requisiti da rispettare al fine di garantire un sistema di gestione delle emergenze adeguato alla realtà operativa e territoriale cui si riferisce, il Piano Generale di Emergenza del Distretto Centro Settentrionale costituisce il vero e proprio quadro di riferimento per la gestione delle situazioni di emergenza del DICS, con il fine di assicurare una corretta informazione su situazioni critiche in modo da attivare persone e mezzi necessari per organizzare l'intervento appropriato, riducendo al massimo il pericolo per le vite umane, per l'ambiente e per i beni della Compagnia. Il Piano Generale di Emergenza viene attivato immediatamente nel momento in cui si verifica un'emergenza presso l'installazione.

Il Piano di Emergenza Ambientale On-shore ha l'obiettivo primario, in aggiunta agli obiettivi già riportati nel "Piano Generale di Emergenza DICS", di fornire al personale di DICS operante sul territorio le indicazioni operative per la gestione delle emergenze ambientali on-shore, generate tipicamente da sversamenti accidentali di idrocarburi ed altre sostanze chimiche nel corso di attività svolte nei siti produttivi e nei cantieri temporanei, al fine di limitare l'impatto sull'ambiente e la collettività.

Tali indicazioni consistono, in particolare, nel:

- rendere disponibili le informazioni necessarie in tutte le fasi dell'emergenza;
- definire la struttura organizzativa che ha ruoli e responsabilità nella gestione dell'emergenza;

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 85 DI 88

- individuare le potenziali situazioni di emergenza ed i possibili scenari incidentali che possono provocare impatti sull'ambiente e definire, in risposta ad essi, le strategie operative più appropriate.

In caso di emergenze ambientali DICS ha previsto di intervenire anche per mezzo di società specializzate, con le quali vige un contratto di Pronto Intervento Ecologico. Tale contratto prevede l'utilizzo di risorse esterne (personale, dotazioni, attrezzature, procedure, etc.) specializzate in antinquinamento, attivabili in caso di emergenza ambientale 24 ore su 24.

14.4 Piano di Emergenza Interno Centrale Casalborsetti

Tale documento ha come obiettivi quelli di:

- definire le modalità per la gestione delle emergenze nell'ottica di consentire al personale del Luogo di Lavoro Casalborsetti di fronteggiare situazioni di emergenza mitigandone gli effetti;
- stabilire doveri e responsabilità di tutto il personale coinvolto dal presente documento nella gestione delle emergenze;
- descrivere le misure da attuare in caso di emergenza;
- assicurare che tutto il personale sia informato sulle procedure da attuare.

Le potenziali situazioni di emergenza per la centrale di Casalborsetti sono state individuate a partire dall'identificazione dei pericoli e della valutazione dei rischi.

Il Piano di Emergenza della Centrale di Casalborsetti garantisce la gestione delle emergenze interne: le procedure operative di emergenza, ivi contenute, riportano le descrizioni dettagliate delle misure e dei dispositivi per la limitazione delle conseguenze, nonché delle apparecchiature di sicurezza, delle risorse disponibili e dei sistemi di allarme. Esse individuano il personale preposto all'attuazione delle misure stesse, evidenziandone i diversi ruoli e responsabilità in merito al trattamento dell'emergenza nelle varie fasi di allerta, allarme, intervento, evacuazione, ripristino, relazioni esterne e supporto all'attuazione delle misure adottate all'esterno.

Tutti i Posti di Lavoro afferenti al Luogo di Lavoro Casalborsetti sono controllati dagli operatori di produzione che effettuano sopralluoghi con cadenza periodica in funzione delle attività programmate.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 86 DI 88

I sistemi di comunicazione disponibili durante le emergenze sono costituiti da telefoni cellulari, radio portatili e interfono, dove presente.

L'elenco dei numeri telefonici da utilizzare in emergenza è disponibile presso il Luogo di Lavoro Casalborsetti e tutti i Posti di lavori afferenti.

La gestione dettagliata degli scenari di emergenza (incendio, emergenza sanitaria, etc.) della Centrale e dei posti di lavoro afferenti è trattata nelle schede operative generali, in allegato al Piano.

Ogni posto di lavoro è dotato di dispositivi ed attrezzature idonee alla gestione delle emergenze incendio (si veda cap. 10) e prima emergenza ambientale (ogni sito dei Posti di lavori afferenti è dotato di kit di primo intervento in grado di far fronte a piccoli sversamenti).

Sono da considerare come appartenenti all'organizzazione di emergenza per i Posti di Lavoro afferenti al Luogo di Lavoro Casalborsetti almeno:

- n. 1 Coordinatore dell'Emergenza (il Capo Centrale o in sua assenza l'Assistente Capo Centrale o un Sorvegliante reperibile di turno);
- n. 1 Operatore di Produzione.

Qualora si presenti un'emergenza nei posti di lavoro afferenti alla Centrale Gas Casalborsetti al di fuori dell'orario di lavoro giornaliero, è assicurata la reperibilità del Coordinatore dell'Emergenza (Capo Centrale o Assistente Capo Centrale) e di un Operatore di Produzione reperibile di turno.

14.5 Esercitazioni di emergenza

Al fine di migliorare l'efficacia e l'efficienza nelle risposte alle emergenze vengono effettuate periodicamente delle esercitazioni di emergenza, in conformità ai dettami di legge, e in accordo con la procedura "Esercitazioni di emergenza HSE".

Al termine di ogni esercitazione, il debriefing, la redazione del verbale di esercitazione e la sua distribuzione devono essere effettuati in accordo con la suddetta procedura.

La Centrale di Casalborsetti dispone di un proprio Piano annuale delle esercitazioni che definisce i criteri generali per la pianificazione e l'esecuzione delle esercitazioni HSE (obiettivi, periodicità, partecipanti e scenari).

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 87 DI 88

Vista la turnazione del personale, con ciò si assicura che almeno semestralmente tutto il personale abbia ricevuto l'addestramento previsto dal D.M. 16/03/1998.

Qualora vengano apportate modifiche significative agli impianti o depositi o alla loro gestione, l'addestramento è ripetuto con specifico riferimento alle modifiche effettuate ed è completato prima dell'entrata in funzione delle modifiche stesse, previa consultazione dei rappresentanti dei lavoratori per la sicurezza.

Eni mantiene evidenza documentale delle attività di formazione e addestramento e delle prove di esercitazione. Inoltre, mensilmente sono effettuate riunioni di sensibilizzazione alle tematiche HSE.

La sezione HSE indice inoltre riunioni ed esercitazioni straordinarie, a seconda di particolari necessità che possano emergere durante le attività.

 eni DICS Distretto Centro Settentrionale	Area Pozzo Agosta 001 Dir		
	Analisi degli scenari incidentali previsionali in fase di coltivazione degli impianti in area pozzo e della condotta da 4" di consegna alla SNAM		
	DOC. N. 16-19-22834-ASI-AGO1	REV. 00	PAG. 88 DI 88

Allegati

Allegato 1 - SdS Glicol Trietilenico TEG

Allegato 2 - Analisi Storica eMars

Allegato 3 - Tavole con inviluppi mappa satellitare

Allegato 4 – Event Tree Analysis

Allegato 1.

Edizione 2

Scheda di sicurezza del 5/10/2015, revisione 1

SEZIONE 1: identificazione della sostanza/miscela e della società/impresa

1.1. Identificatore del prodotto

Identificazione della sostanza:

Nome commerciale: GLICOLE TRIETILENICO

Codice Scheda di Sicurezza: M0175

Numero CAS: 112-27-6

Numero EC: 203-953-2

Numero REACH: 01-2119438366-35

1.2. Usi identificati pertinenti della sostanza o della miscela e usi sconsigliati

Uso raccomandato:

Materia prima (Chimica di base).

Disidratazione dei gas.

Usi sconsigliati:

Nessuno. In quanto non è classificato come pericoloso, questo prodotto può essere utilizzato in modi diversi da gli usi identificati, ma tutte le applicazioni devono essere coerenti con le linee guida di sicurezza specificate.

1.3. Informazioni sul fornitore della scheda di dati di sicurezza

Fornitore:

CHIMITEX S.p.A.

Via A. Vespucci, 8

21054 Fagnano Olona (VA)

Tel. 0039 0331 613911

Fax 0039 0331 619154

Persona competente responsabile della scheda di sicurezza:

CHIMITEX S.p.A. - infoeach@chimitex.it

1.4. Numero telefonico di emergenza

Tel. 0039 0331 613911

Fax 0039 0331 619154

Centro Antiveleni Ospedale Niguarda (MI) Tel.(+39) 02 66101029 (24/24h)

Centro Antiveleni Ospedale S.Martino (GE) Tel.(+39) 010/352808 (24/24h)

Centro antiveleni – CAV Centro Nazionale di Informazione Tossicologica – Pavia – Tel.(+39) 0382 24444 (24/24h)

SEZIONE 2: identificazione dei pericoli

2.1. Classificazione della sostanza o della miscela

Criteri Regolamento CE 1272/2008 (CLP):

Il prodotto non è considerato pericoloso in accordo con il Regolamento CE 1272/2008 (CLP).

Effetti fisico-chimici dannosi alla salute umana e all'ambiente:

Nessun altro pericolo

2.2. Elementi dell'etichetta

Simboli:

Nessuna

Indicazioni di Pericolo:

Nessuna

Consigli Di Prudenza:

Nessuna

Disposizioni speciali:

Nessuna

Disposizioni speciali in base all'Allegato XVII del REACH e successivi adeguamenti:

Edizione 2

Scheda di sicurezza del 5/10/2015, revisione 1

SEZIONE 1: identificazione della sostanza/miscela e della società/impresa

1.1. Identificatore del prodotto

Identificazione della sostanza:

Nome commerciale: GLICOLE TRIETILENICO

Codice Scheda di Sicurezza: M0175

Numero CAS: 112-27-6

Numero EC: 203-953-2

Numero REACH: 01-2119438366-35

1.2. Usi identificati pertinenti della sostanza o della miscela e usi sconsigliati

Uso raccomandato:

Materia prima (Chimica di base).

Disidratazione dei gas.

Usi sconsigliati:

Nessuno. In quanto non è classificato come pericoloso, questo prodotto può essere utilizzato in modi diversi da gli usi identificati, ma tutte le applicazioni devono essere coerenti con le linee guida di sicurezza specificate.

1.3. Informazioni sul fornitore della scheda di dati di sicurezza

Fornitore:

CHIMITEX S.p.A.

Via A. Vespucci, 8

21054 Fagnano Olona (VA)

Tel. 0039 0331 613911

Fax 0039 0331 619154

Persona competente responsabile della scheda di sicurezza:

CHIMITEX S.p.A. - infoeach@chimitex.it

1.4. Numero telefonico di emergenza

Tel. 0039 0331 613911

Fax 0039 0331 619154

Centro Antiveleni Ospedale Niguarda (MI) Tel.(+39) 02 66101029 (24/24h)

Centro Antiveleni Ospedale S.Martino (GE) Tel.(+39) 010/352808 (24/24h)

Centro antiveleni – CAV Centro Nazionale di Informazione Tossicologica – Pavia – Tel.(+39) 0382 24444 (24/24h)

SEZIONE 2: identificazione dei pericoli

2.1. Classificazione della sostanza o della miscela

Criteri Regolamento CE 1272/2008 (CLP):

Il prodotto non è considerato pericoloso in accordo con il Regolamento CE 1272/2008 (CLP).

Effetti fisico-chimici dannosi alla salute umana e all'ambiente:

Nessun altro pericolo

2.2. Elementi dell'etichetta

Simboli:

Nessuna

Indicazioni di Pericolo:

Nessuna

Consigli Di Prudenza:

Nessuna

Disposizioni speciali:

Nessuna

Disposizioni speciali in base all'Allegato XVII del REACH e successivi adeguamenti:

Scheda di sicurezza

GLICOLE TRIETILENICO



- Nessuna
- 2.3. Altri pericoli
- Sostanze vPvB: Nessuna - Sostanze PBT: Nessuna
- Altri pericoli:
- Nessun altro pericolo

SEZIONE 3: composizione/informazioni sugli ingredienti

- 3.1. Sostanze
- Identificazione della sostanza:
- Caratterizzazione chimica: GLICOLE TRIETILENICO
- Numero CAS: 112-27-6
- Numero EC: 203-953-2
- Numero REACH: 01-2119438366-35
- Nessuna.
- 3.2. Miscele
- N.A.

SEZIONE 4: misure di primo soccorso

- 4.1. Descrizione delle misure di primo soccorso
- In caso di contatto con la pelle:
- Lavare abbondantemente con acqua e sapone.
- In caso di contatto con gli occhi:
- In caso di contatto con gli occhi, lavare immediatamente e abbondantemente con acqua e consultare un medico.
- In caso di ingestione:
- Non provocare assolutamente vomito. RICORRERE IMMEDIATAMENTE A VISITA MEDICA.
- In caso di inalazione:
- Portare l'infortunato all'aria aperta e tenerlo al caldo e a riposo.
- 4.2. Principali sintomi ed effetti, sia acuti che ritardati
- Disturbi gastrointestinali
- 4.3. Indicazione dell'eventuale necessità di consultare immediatamente un medico e di trattamenti speciali
- Trattamento:
- Nessuno

SEZIONE 5: misure antincendio

- 5.1. Mezzi di estinzione
- Mezzi di estinzione idonei:
- Polvere estinguente o CO₂. Nel caso d'incendi più gravi si può utilizzare anche schiuma resistente all'alcool ed acqua nebulizzata.
- 5.2. Pericoli speciali derivanti dalla sostanza o dalla miscela
- Non inalare i gas prodotti dall'esplosione e dalla combustione.
- La combustione produce fumo pesante.
- 5.3. Raccomandazioni per gli addetti all'estinzione degli incendi
- Impiegare apparecchiature respiratorie adeguate.
- Raccogliere separatamente l'acqua contaminata utilizzata per estinguere l'incendio. Non scaricarla nella rete fognaria.
- Se fattibile sotto il profilo della sicurezza, spostare dall'area di immediato pericolo i contenitori non danneggiati.

SEZIONE 6: misure in caso di rilascio accidentale

- 6.1. Precauzioni personali, dispositivi di protezione e procedure in caso di emergenza

- Indossare i dispositivi di protezione individuale.
Rimuovere ogni sorgente di accensione.
Spostare le persone in luogo sicuro.
Consultare le misure protettive esposte al punto 7 e 8.
- 6.2. Precauzioni ambientali
Impedire la penetrazione nel suolo/sottosuolo. Impedire il deflusso nelle acque superficiali o nella rete fognaria.
Trattenere l'acqua di lavaggio contaminata ed eliminarla.
In caso di fuga di gas o penetrazione in corsi d'acqua, suolo o sistema fognario informare le autorità responsabili.
Materiale idoneo alla raccolta: materiale assorbente, organico, sabbia
- 6.3. Metodi e materiali per il contenimento e per la bonifica
Lavare con abbondante acqua.
- 6.4. Riferimento ad altre sezioni
Vedi anche paragrafo 8 e 13

SEZIONE 7: manipolazione e immagazzinamento

- 7.1. Precauzioni per la manipolazione sicura
Evitare il contatto con la pelle e gli occhi, l'inalazione di vapori e nebbie.
Durante il lavoro non mangiare né bere.
Si rimanda anche al paragrafo 8 per i dispositivi di protezione raccomandati.
- 7.2. Condizioni per lo stoccaggio sicuro, comprese eventuali incompatibilità
Intervallo di temperatura raccomandabile: min 5. °C, max 40. °C
Tenere lontano da cibi, bevande e mangimi.
Materie incompatibili:
Nessuna in particolare. Si veda anche il successivo paragrafo 10.
Indicazione per i locali:
Locali adeguatamente areati.
- 7.3. Usi finali particolari
Nessun uso particolare

SEZIONE 8: controllo dell'esposizione/protezione individuale

- 8.1. Parametri di controllo
Non sono disponibili limiti di esposizione lavorativa
Valori limite di esposizione DNEL
GLICOLE TRIETILENICO - CAS: 112-27-6
Lavoratore professionale: 50 mg/m³ - Esposizione: Inalazione Umana - Frequenza: Lungo termine, effetti sistemici
Lavoratore professionale: 40 mg/kg - Esposizione: Cutanea Umana - Frequenza: Lungo termine, effetti sistemici
Lavoratore professionale: 25 mg/m³ - Esposizione: Inalazione Umana - Frequenza: Breve termine, effetti locali
Consumatore: 20 mg/kg - Esposizione: Cutanea Umana - Frequenza: Lungo termine, effetti sistemici
Valori limite di esposizione PNEC
GLICOLE TRIETILENICO - CAS: 112-27-6
Bersaglio: Acqua dolce - Valore: 10 mg/l
Bersaglio: Acqua di mare - Valore: 1 mg/l
Bersaglio: Acqua rilascio intermittente - Valore: 10 mg/l
Bersaglio: Microorganismi nel trattamento delle acque reflue - Valore: 10 mg/l
Bersaglio: Sedimenti d'acqua dolce - Valore: 46 mg/kg
Bersaglio: Terreno (agricolo) - Valore: 3.32 mg/kg
- 8.2. Controlli dell'esposizione
Protezione degli occhi:

Scheda di sicurezza

GLICOLE TRIETILENICO



Occhiali di sicurezza con protezione laterale adatte (EN166).

Protezione della pelle:
Non è richiesta l'adozione di alcuna precauzione speciale per l'uso normale.

Protezione delle mani:
Guanti resistenti ai solventi (EN374)

Protezione respiratoria:
Non necessaria per l'utilizzo normale.

Rischi termici:
Nessuno

Controlli dell'esposizione ambientale:
Evitare l'infiltrazione nel terreno.
Non si deve permettere che il prodotto arrivi in fognatura, scarichi o corsi d'acqua.

Controlli tecnici idonei:
Nessuno

SEZIONE 9: proprietà fisiche e chimiche

9.1. Informazioni sulle proprietà fisiche e chimiche fondamentali

Proprietà	Valore	Metodo:	Note
Aspetto e colore:	Liquido incolore	--	--
Odore:	Inodore	--	--
Soglia di odore:	Non applicabile	--	--
pH:	7 ± 0.5	--	100 g/l a 20°C
Punto di fusione/congelamento:	Punto congelamento : -6.9 °C	--	--
Punto di ebollizione iniziale e intervallo di ebollizione:	287.4°C	--	a760 mmHg
Punto di infiammabilità:	165°C ° C	--	--
Velocità di evaporazione:	Non disponibile	--	--
Infiammabilità solidi/gas:	Non applicabile	--	--
Limite superiore/inferiore d'infiammabilità o esplosione:	0.9-9.3 %Volume 25°C	--	0.5 - 12.3 % Volume 300°C
Pressione di vapore:	0.004 mmHg	--	a 20°C
Densità dei vapori:	Non applicabile	--	--
Densità relativa:	1.123	--	a 20/4°C
Idrosolubilità:	Miscibile	--	--
Solubilità in olio:	Non disponibile	--	--
Coefficiente di ripartizione (n-ottanolo/acqua):	-1.24	--	(come log Pow)
Temperatura di autoaccensione:	370°C	--	--
Temperatura di decomposizione:	Non disponibile	--	--
Viscosità:	56 cps a 20°C	--	Dinamica ; Viscosità cinematica : 17. mm2/s a 40°C - Viscosità

Scheda di sicurezza

GLICOLE TRIETILENICO



			cinematica : 50. cSt a 20°C
Proprietà esplosive:	Non esplosivo	--	--
Proprietà ossidanti:	Non ossidante	--	--

9.2. Altre informazioni

Proprietà	Valore	Metodo:	Note
Miscibilità:	--	--	--
Liposolubilità:	--	--	--
Conducibilità:	--	--	--
Proprietà caratteristiche dei gruppi di sostanze	--	--	--

SEZIONE 10: stabilità e reattività

10.1. Reattività

Stabile in condizioni normali

10.2. Stabilità chimica

Stabile alle condizioni raccomandate di stoccaggio e manipolazione.

10.3. Possibilità di reazioni pericolose

In presenza di agenti ossidanti.

10.4. Condizioni da evitare

Tenere lontano da fonti di calore.

Se possibile, evitare l'incidenza diretta delle radiazioni solari.

Evitare l'umidità.

10.5. Materiali incompatibili

Agenti ossidanti.

10.6. Prodotti di decomposizione pericolosi

Come conseguenza della scomposizione termica, possono formarsi prodotti pericolosi.

SEZIONE 11: informazioni tossicologiche

11.1. Informazioni sugli effetti tossicologici

Informazioni tossicologiche riguardanti la sostanza:

GLICOLE TRIETILENICO - CAS: 112-27-6

a) tossicità acuta:

Test: LD50 - Via: Orale - Specie: Ratto > 2000 mg/kg - Fonte: OECD HPV Chemical Programme, SIDS Dossier 2007 (ECHA)

Test: LD50 - Via: Pelle - Specie: Coniglio = 20800 mg/kg - Fonte: GESTIS - Raw Material Data Handbook 1974

b) corrosione/irritazione cutanea:

Test: Irritante per la pelle - Via: Pelle - Specie: Coniglio No - Fonte: Ballantyne, B., Snellings, W.M. 2007 (ECHA)

c) lesioni oculari gravi/irritazioni oculari gravi:

Test: Irritante per gli occhi - Specie: Coniglio No - Fonte: Ballantyne, B., Snellings, W.M. 2007 (ECHA)

d) sensibilizzazione respiratoria o cutanea:

Test: Sensibilizzazione della pelle No - Fonte: OECD HPV Chemical Programme, SIDS Dossier 2007 (ECHA)

e) mutagenicità delle cellule germinali:

Test: Mutagenesi No - Fonte: Study report 2012 (ECHA) - Note: bacterial reverse mutation assay (e.g. Ames test) - OECD Guideline 471

f) cancerogenicità:

Test: Carcinogenicità - Specie: Ratto No - Fonte: Hiasa, Y., Kitahori et al. 1990 (ECHA)

g) tossicità per la riproduzione:

Test: Tossicità per la riproduzione - Specie: Topo No - Fonte: Bossert, N.L., Reel et al. 1992 (ECHA)

Informazioni tossicologiche riguardanti le principali sostanze presenti nella miscela:
N.A.

Se non diversamente specificati, i dati richiesti dal Regolamento (UE)2015/830 sotto indicati sono da intendersi N.A.:

- a) tossicità acuta;
- b) corrosione/irritazione cutanea;
- c) lesioni oculari gravi/irritazioni oculari gravi;
- d) sensibilizzazione respiratoria o cutanea;
- e) mutagenicità delle cellule germinali;
- f) cancerogenicità;
- g) tossicità per la riproduzione;
- h) tossicità specifica per organi bersaglio (STOT) — esposizione singola;
- i) tossicità specifica per organi bersaglio (STOT) — esposizione ripetuta;
- j) pericolo in caso di aspirazione.

SEZIONE 12: informazioni ecologiche

12.1. Tossicità

Utilizzare secondo le buone pratiche lavorative, evitando di disperdere il prodotto nell'ambiente.
GLICOLE TRIETILENICO - CAS: 112-27-6

a) Tossicità acquatica acuta:

Endpoint: LC50 - Specie: Pesci = 710 mg/l - Durata h: 96 - Note: GESTIS - Cornell, J.S., D.A. Pillard 2000

Endpoint: EC50 - Specie: Dafnie = 1020 mg/l - Durata h: 48 - Note: GESTIS - Cornell, J.S., D.A. Pillard 2000

12.2. Persistenza e degradabilità

GLICOLE TRIETILENICO - CAS: 112-27-6

Biodegradabilità: Facilmente biodegradabile - Test: BOD5/DOC - Durata: N.A. - %: 50 - Note: % 5 giorni

Biodegradabilità: Facilmente biodegradabile - Test: Biodegradazione primaria - Durata: N.A. - %: 80 - Note: (> 80%) 28 giorni

12.3. Potenziale di bioaccumulo

GLICOLE TRIETILENICO - CAS: 112-27-6

Non bioaccumulabile - Test: N.A. -1.24 - Durata: N.A. - Note: (come log Pow)

12.4. Mobilità nel suolo

GLICOLE TRIETILENICO - CAS: 112-27-6

Non disponibile - Test: N.A. N.A. - Durata: N.A. - Note: N.A.

12.5. Risultati della valutazione PBT e vPvB

Sostanze vPvB: Nessuna - Sostanze PBT: Nessuna

12.6. Altri effetti avversi

Nessuno

SEZIONE 13: considerazioni sullo smaltimento

13.1. Metodi di trattamento dei rifiuti

Recuperare se possibile. Operare secondo le vigenti disposizioni locali e nazionali.

Prendere tutte le misure che siano necessarie alla fine di evitare al massimo la produzione di residui.

Analizzare possibili metodi di rivalorizzazione o riciclaggio.

Non scaricare nelle fognature o nell'ambiente; smaltire i residui in un punto di raccolta rifiuti autorizzato.

I contenitori vuoti e gli imballaggi devono essere eliminati in accordo con la normativa locale e nazionale vigente.

SEZIONE 14: informazioni sul trasporto

Merce non pericolosa ai sensi delle norme sul trasporto.

SEZIONE 15: informazioni sulla regolamentazione

15.1. Disposizioni legislative e regolamentari su salute, sicurezza e ambiente specifiche per la sostanza o la miscela

D.Lgs. 9/4/2008 n. 81

D.M. Lavoro 26/02/2004 (Limiti di esposizione professionali)

Regolamento (CE) n. 1907/2006 (REACH)

Regolamento (CE) n. 1272/2008 (CLP)

Regolamento (CE) n. 790/2009 (ATP 1 CLP) e (UE) n. 758/2013

Regolamento (UE) 2015/830

Regolamento (UE) n. 286/2011 (ATP 2 CLP)

Regolamento (UE) n. 618/2012 (ATP 3 CLP)

Regolamento (UE) n. 487/2013 (ATP 4 CLP)

Regolamento (UE) n. 944/2013 (ATP 5 CLP)

Regolamento (UE) n. 605/2014 (ATP 6 CLP)

Restrizioni relative al prodotto o alle sostanze contenute in base all'Allegato XVII del Regolamento (CE) 1907/2006 (REACH) e successivi adeguamenti:

Restrizioni relative al prodotto:

Nessuna restrizione.

Restrizioni relative alle sostanze contenute:

Nessuna restrizione.

Ove applicabili, si faccia riferimento alle seguenti normative:

Circolari ministeriali 46 e 61 (Ammine aromatiche).

Regolamento 648/2004/CE (detergenti).

D.Lgs. 21 settembre 2005 n. 238 (Direttiva Seveso Ter).

Regolamento 648/2004/CE (Detergenti).

D.L. 3/4/2006 n. 152 Norme in materia ambientale

Disposizioni relative alle direttive 82/501/EC(Seveso), 96/82/EC(Seveso II):

Non applicabile

15.2. Valutazione della sicurezza chimica

Sì

SEZIONE 16: altre informazioni

Questo documento è stato redatto da un tecnico competente in materia di SDS e che ha ricevuto formazione adeguata.

Principali fonti bibliografiche:

ECDIN - Environmental Chemicals Data and Information Network - Joint Research Centre, Commission of the European Communities

SAX's DANGEROUS PROPERTIES OF INDUSTRIAL MATERIALS - Eight Edition - Van Nostrand Reinold

CCNL - Allegato 1

Istituto Superiore di Sanità - Inventario Nazionale Sostanze Chimiche

Le informazioni ivi contenute si basano sulle nostre conoscenze alla data sopra riportata. Sono riferite unicamente al prodotto indicato e non costituiscono garanzia di particolari qualità.

L'utilizzatore è tenuto ad assicurarsi della idoneità e completezza di tali informazioni in relazione all'utilizzo specifico che ne deve fare.

Questa scheda annulla e sostituisce ogni edizione precedente.

ADR: Accordo europeo relativo al trasporto internazionale stradale di merci pericolose.

Scheda di sicurezza

GLICOLE TRIETILENICO



CAS:	Chemical Abstracts Service (divisione della American Chemical Society).
CLP:	Classificazione, Etichettatura, Imballaggio.
DNEL:	Livello derivato senza effetto.
EINECS:	Inventario europeo delle sostanze chimiche europee esistenti in commercio.
GefStoffVO:	Ordinanza sulle sostanze pericolose in Germania.
GHS:	Sistema globale armonizzato di classificazione e di etichettatura dei prodotti chimici.
IATA:	Associazione per il trasporto aereo internazionale.
IATA-DGR:	Regolamento sulle merci pericolose della "Associazione per il trasporto aereo internazionale" (IATA).
ICAO:	Organizzazione internazionale per l'aviazione civile.
ICAO-TI:	Istruzioni tecniche della "Organizzazione internazionale per l'aviazione civile" (ICAO).
IMDG:	Codice marittimo internazionale per le merci pericolose.
INCI:	Nomenclatura internazionale degli ingredienti cosmetici.
KSt:	Coefficiente d'esplosione.
LC50:	Concentrazione letale per il 50 per cento della popolazione di test.
LD50:	Dose letale per il 50 per cento della popolazione di test.
LTE:	Esposizione a lungo termine.
PNEC:	Concentrazione prevista senza effetto.
RID:	Regolamento riguardante il trasporto internazionale di merci pericolose per via ferroviaria.
STE:	Esposizione a breve termine.
STEL:	Limite d'esposizione a corto termine.
STOT:	Tossicità organo-specifica.
TLV:	Valore limite di soglia.
TWATLV:	Valore limite di soglia per la media pesata su 8 ore. (ACGIH Standard).
WGK:	Classe di pericolo per le acque (Germania).

Allegato 2.

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
1	2005- 02- 27 00:00	Ethylene oxide Plant	The leakage took place in the curve of a METHANE pipe (situated high above the ground) through several small holes in the pipe.	Highly flammable:* 60 kg of ETHANE, CAS: 74- 84- 0* 11. 620 kg of METHANE, CAS: 74- 82- 8* 9480 kg of ETHENE, CAS: 74- 85- 1* 840 kg of ETHYLENE OXIDE, CAS: 75- 21- 8	- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c) - 02. TOXIC - 00. NAMED SUBSTANCE	On the 27th of February 2005 a leakage was discovered in a plant of ETHYLENE OXIDE in a pipe containing METHANE. Probably the leakage started on the 19th of February 2005 and increased up to an amount of approximately 200 kilograms an hour on the day (27th of February) the leakage was discovered. On the whole the leakage was 120 kilograms an hour resulting in a loss of 22 tons of highly flammable hydrocarbons. The amount of highly flammable substances is the reason to report this accident.	Probable cause is condensation of water in the transport gas. The transport gas that contains CO2, reacted with the water forming CARBON DIOXIDE. The CARBON DIOXIDE damaged the inside of the pipe. Most locations had been equipped with steel to prevent the erosion. In this case they had not expected the damage to take place on that exact location.	Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I The pipe is situated rather high above the ground level. This part of the pipe is not inspected during the regular internal inspections/checks.
2	2005- 05- 04 20:00	The company has a history of (major) accidents. There is a problem with safety culture in the company. Plans are running to cure this, but it takes a lot of time to turn the culture.	Cracking oven	Nafta CAS No: 64741- 66- 8 or CAS No: 86290- 81- 5, multiple pipelines with naphtha going to neighbouring ovens and the ovens themselves containing naphtha	- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(C)	On Wednesday may 4th around 20. 00h, a short but intensive fire took place at the naphtha cracking unit of the Total Refinery Antwerp. Ten ovens are part of the naphtha cracking unit. In these ovens the feed stream naphtha is cracked into smaller molecules. Periodically these ovens need to be decoked to assure an optimal cracking of the molecules. When the accident took place the oven B20 had to be decoked. To start the decoking procedure, the feed to the oven must be closed. Next the oven must be flushed with steam. Afterwards an air flow is sent into the oven to burn the carbon, which is deposited at the inner walls of the cracking tubes, in a controlled manner. Around 19. 15h the naphtha feed to the oven B20 was stopped by closing a automatic valve. The 4 control valves (not at the entrance of the oven were also closed. The operator in the control room performed these actions. After performing these remote actions, some manual operations had to take place in the neighborhood of the ovens. A figure indicating the configuration of the valves involved in the accident and their final state after the accident is attached to the report. The manual actions that had to be performed were the following ones: - First a manual valve placed just before the automatic valve on the naphtha feed had to be closed. On the figure this manual valve is situated left from the automatic valve; - Next the naphtha feed line had to be flushed with steam for a short period (called short steam flush). To do so the automatic valve had to be opened manually; - Afterwards the drain situated between the manual valve and the automatic valve had to be opened to let the steam escape. By doing so the remaining naphtha in the feed pipe between the manual and automatic valve could be removed; - After the remaining naphtha was removed, a blind plate had to be placed under the manual valve, in order to guarantee that during the decoking of the ovens it is impossible to sent naphtha to the oven (by mistake). - Finally the oven had to be flushed with steam during 30 minutes (called long steam flush). Just before the accident happened the two victims were situated in the neighborhood of the valves that had to be manipulated. Other operators who were working 30 to 40 m away from that place suddenly heard a thud explosion followed by an intensive fire. Because sprinklers were situated above the valves, a water curtain was available in the immediate surroundings of the valves and monitors were available to the north and south of the place of the fire, the fire was extinguished after a few minutes. After the fire was extinguished it was established that the drain situated right from the automatic valve was opened and the plug, which is usually used to guarantee that no fluid is leaking out of the drain (if the drain valve leaks a little bit), was found on the floor. This drain was another one than the one described in the list of manual actions that had to be performed before the oven could be decoked.	The two victims, who were still following the training program to become operators, went to the place where the valves should be manipulated before starting the decoking of oven B20. The operator, who had the function of "oven operator" in that shift, had the intention to follow them (after he found his helmet). One of the operators in training has opened the drain right from the automatic valve. A lot of naphtha came out of the drain. The amount of naphtha that was released was much more than he expected and much more than the amount that came free the other times he performed this task. The amount of naphtha that came free must have been 300 to 400l, this is the contents of the line between the automatic valve and the inlet of the oven. Once he noticed that a lot of naphtha that was released, he wanted to close the drain valve, but it was already too late. He saw the cloud of naphtha was ignited by the hot walls of the nearby oven. The description of the actions the operator in training performed was in line with the situation in which the installation was found after the fire. The operator in training claimed that he did not perform the actions in another way than he normally did to decoke an oven. Although he was still following the training program to become "oven operator" he performed this task already several times (but he did not now how many times). Direct causes: one of the most important causes of this accident is the fact that two operators who were still following the training program to become "oven operator" were performing tasks without any supervision. The day the accident happened there were enough operators available in the evening shift to fulfill all necessary functions. In the shift it was decided that the manual tasks before decoking oven B20 should be performed by the two victims. The operators in the shift believed that the two victims had already enough knowledge and experience to perform these actions correctly. One hour before they had to perform these tasks, the operator with the function "oven operator" explained to them that they were going to decoke oven B20 and what they had to do. Unfortunately this was not put into a report. The moment the operator in the control room announced that de automatic valve on the naphtha feed was closed, the two victims got the instruction to perform the manual tasks. The operator who had the function of "oven operator" had the intention to follow them after he found his helmet. The moment the operator left the building the fire already started. In the shift there was a lot of confidence in the knowledge of the two operators in training. Their training file contained already personal notes with the answer on the question which actions they had to perform for the decoking of an oven. The answer of the second victim was correct, but it described the tasks more generally. The answer of the first victim contained all the details of the manual actions that had to be taken before the oven can be decoked. The operators in training answered that question as a preparation of the examination that they had to pass to become a certified operator to perform the function of "oven operator". During the investigation of the accident it was found that the two victims had followed an operator performing the manual tasks before the decoking of an oven several times. The ovens in the naphtha cracking unit are installed by two. Therefore the configuration of the naphtha feed and the corresponding valves of the odd ovens is the mirror image of the configurations of the even ovens. Because the two	The two victims had very serious burns. The first victim had burns in his face, arms and legs. Almost 60 % of his body was very seriously burned and his life was at risk for several weeks. The second victim, had burns on his face and one of his arms. His situation was not critical. Four months after the accident the second victim could resume his job and the first victim had left the hospital.

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
							operators in training assisted the manual actions on several ovens, they where aware of the fact that there are two "mirror image" configurations. Although it could be demonstrated that both victims followed the manual tasks several times, it is not recorded how many times they just looked how the "oven operator" did it and how many times they did it themselves. Indirect causes. As mentioned above the second victim was convinced that the day of the accident he did not do anything different than what he had learned the past months. If this fact was true, it was possible that an operator gave him the wrong instructions during the training period. It is always possible that in order to save some time someone did not perform the short steam flush correctly, but would open the drain directly to release the naphtha between the manual and automatic valve (2 to 3 l naphtha) before performing the long steam flush. If on the day of the accident the second victim would perform the manual tasks in this way and made a mistake between the drain left and right from the automatic valve, this could explain what went wrong the evening of the accident. To exclude that the performing of the manual tasks before decoking an oven had been instructed in the wrong manner, the records stored in the computer system of the decoking actions during the last few months have been printed out. During the short steam flush the automatic valve must be lifted manually. This action is detected on the computer system. If someone would release the naphtha by opening the drain, without a short steam flush, then the automatic valve is not lifted. This difference can be detected by the computer system. The printed files indicated that the past months the ovens were 60 times decoked. The analysis of the printed files also showed that in more than 90% of the cases, it is absolutely sure that the short steam flush was performed correctly. For the other 10% it was noticed that in some cases it was sure that the actions were not performed correctly, but for some cases it could not be detected if the actions were performed right of wrong. The data stored in the computer system only gives information about the signals that took more than 30 seconds. The short steam flush mostly takes a few minutes, but is more efficiently not to open the automatic valve during two minutes, but to flush several times during a shorter period (to achieve a pumping effect). This means that if an operator lifts the automatic valve 5 times during 20 seconds, these actions are not stored in the computer system, because each period is less than 30 seconds. In the cases where it was sure that the actions were wrong it appeared that these actions could not be related to one shift ore one person. Based on these print outs it can be concluded that de manual actions before decoking an oven are not systematically performed wrongly.	
3	2005- 06-24 19:50	not given	A run away reaction occurred, the rupture disks of 2 reactors of line 1 and also the rupture disks of a third reactor on line 2 burst causing the release of the styrene.	Release of 8 t of styrene (C. A. S. No: 100-42- 5) into the atmosphere	- 06. FLAMMABLE - note 3(a)	Styrene was released in the atmosphere in a polymer production plant located in a petrochemical installation due to a black out in the electricity distribution network. This accident is notified because two persons were intoxicated in Germany, on of was hospitalised more than three days. The accident is classified at level 2 of the of the accident gravity scale made official in February 1994 by the committee of competent authorities for the implementation of the Seveso Directive (level two due to the intoxication of 5 persons and level 2 for the economic loss caused by the accident).	At 19:50 a black out in the electrical network released the onsite emergency plan in the different production workshops. The units were shut down at 20:15. In such circumstances, it is foreseen that the workshops transfer the products under process to the two flare units of the site. The diesel emergency generator sets foreseen to Take relief in case of black out did not power up fast enough to assure the cooling of the reactors of line 1 and 2 during the shut down phase of the workshop.	- Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. - Damage to property: on- site >2M euro; off- site > 0,5M euro; - Cross- border damage: transboundary accidents A large smoke cloud formed due to the combustion of the discharged products in the flare system and dispersed in the atmosphere during exceptional meteorological conditions with rainstorms. The meteorological conditions were adverse (low wind speed), the styrene cloud affected 3 neighbours of the municipality of Hopital (France) and 2 neighbours of the municipality of Leuterbach (Germanz), including a child hospitalised during 3 days. Between 7 and 9 p. m. , sensors close to the petrochemical plant recorded high concentrations of dust, SO2 (585 µg/m# over a quarter hour) and orthoxylene (535 µg/m# over a quarter hour) probably due to styrene (compatible chemical characteristics). The high SO2 readings may be due to units on the site, as well as to the coke plant supplying the nearby power station. This is because a condensation separator on the coke plant's gas line self- ignited at about 4 p. m. The electricity supply shut- down resulted in production losses of 0. 5 to 2 million euros.
4	2005- 07-14 00:00	not given	A leak of 660 Tonnes of aviation kerosene from a hole of 10 mm dimensions in the base of tank 115	There was a loss of around 660 Tonnes of aviation kerosene;	- 06. FLAMMABLE - note 3(a)	There was a leak of kerosene from the base of a large storage tank into the ground and groundwater beneath the tank and the site. Groundwater monitoring undertaken using boreholes installed before the incident to monitor groundwater quality at the Waterston site, identified concentrations of contaminants in	Movement of a small water drain pipe against a sump wall caused the surface protective coating on the sump to be eroded. The bare surface then corroded and formed a 10 mm hole, through which the 660 Tonnes of kerosene leaked	Immediate damage to the environment (according to Annex VI) Offsite, the kerosene entered the ground water and contaminated ground water was found draining from local springs and on to the nearby beach and cliff face. The beach

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
				around 600 Tonnes was recovered from the ground water and an estimated 75 Tonnes contaminated the environment		excess of groundwater quality standards. These contaminants are primarily hydrocarbons. Based on the distances between the boreholes located around Tank 115 showing evidence of contaminated groundwater, the Competent Authority is satisfied that an area greater than one hectare of groundwater was affected as a result of the incident.		forms part of the Milford Haven Special Area of Conservation (SAC) and around 500 metres of beach were contaminated with kerosene. Some hydrocarbons entered a sewer. Two dwellings were not occupied for 2 days due to elevated levels of hydrocarbons inside the dwellings. Groundwater monitoring undertaken using boreholes installed before the incident to monitor groundwater quality at the Waterston site, identified concentrations of contaminants in excess of groundwater quality standards. These contaminants are primarily hydrocarbons. Based on the distances between the boreholes located around Tank 115 showing evidence of contaminated groundwater, the Competent Authority is satisfied that an area greater than one hectare of groundwater was affected as a result of the incident
5	2005- 08- 07 16:46	not given	Accidental release of hydrocarbons in gas and liquid form by 3 of 5 pressure relief valves of the atmospheric fractionating towers on start- up	10 to 20 t extremely flammable hydrocarbons in gas and liquid form, due to the specific temperature and pressure conditions when the incident occurred (dangerous substances listed in point 8 of the table in part II of appendix 1 of the Seveso Directive - upper limit 50 tonnes)	- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c)	In a refinery, 10 to 20 t of hydrocarbons in gas and liquid form were discharged in 5 min from 4. 46 p. m. during the start- up process by 3 of 5 pressure relief valves of the fractionating tower. As there was a strong wind, some of the discharge fell on plants, homes and the beach in the nearby parish of Sausset les Pins; the traces found gave evidence that the zone affected by the discharge measured at least 1 km by 8 km. The accident could have had far more serious consequences in case that the cloud had passed near to the site's two flares or if the liquid part had fallen on the fractionating unit. The accident is notified in particular because it is classified level 6 of the accident gravity scale made official in February 1994 by the committee of competent authorities for the implementation of the Seveso Directive due to the environmental consequences caused by the accidental discharge (level 4 for dangerous substances released and level 3 for human and social consequences).	The accident was caused by a succession of errors during start - up procedures and in the information flow between and among shift personnel: tower abnormally full, numerous alarms ignored, etc. , revealing failures and/or shortcomings concerning physical and/or organisational aspects (SGS)	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I - Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. - Immediate damage to the environment (according to Annex VI). Part of the discharge fell on plants, homes and the beach in the nearby parish of Sausset les Pins; the traces found indicate that the zone affected by the discharge measured at least 1 km wide by 8 km long. 70 children at a holiday centre were kept indoors, 7 of them were checked by doctors. One person slightly affected by the product was treated in hospital. Operating losses and external property damage could reach several million euros.
6	2005- 09- 01 21:40	The accident affected the catalytic hydro- treatment plant named Unit 1700The main characteristics of the plant are:Capacity: 1650 t/d light fuel treatment section, 145o t/d heavy fuel treatment sectionDesign and construction: TecnimontConstruction: January - August 1997Operation start: September 1997Unit 1700 has been designed to improve the characteristics of light and heavy fuel oil produced in the refinery by treating the fuel fractions with high pressure hydrogen. The technology employed consists essentially in treating the fuel oil with high pressure hydrogen, on a specific catalyst, such to eliminate the sulphur in the fuel oil, produce hydrogen sulphide, hydrogenate the hydrocarbons and improve the other characteristics. The plant was designed with two heating - reaction - fractionating sections in consideration of the different characteristics of the charges to be treated, respectively one for light fuel oil mixtures (unit 1700) from the Topping and one for the heavy fuel oil mixtures from Vacuum, while foreseeing one single gas purification and compression section for the recycled gas to be reintegrated in the circuit. Unit 1700b heavy fuel oil treatment sectionThe charge, made of a heavy fuel oil mixtures coming from the vacuum distillation plant, is sent to Unit 1700b through 3 pipelines	The area affected by the accident corresponds to the heavy fuel oil purification circuit comprising reactor R1702, the charge /hot oil circuit heat exchange train, the hydrogen injection circuit (quench) and reactor R1702 comprising the control instrumentation.	Substance and Quantities released:Fuel oil CAS 68476- 34- 6, 5009 C1+C4, 19Hydrogen sulphide CAS 7783- 06- 4, 13hydrogen CAS 01333- 74- 0, 62	- 09 ii. DANGEROUS FOR THE ENVIRONMENT, R51,R53- 09 i. DANGEROUS FOR THE ENVIRONMENT, R50 - 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c)- 07 a. HIGHLY FLAMMABLE - note 3(b)(1)- 06. FLAMMABLE - note 3(a)- 03. OXIDIZING- 02. TOXIC- 01. VERY TOXIC- 00. NAMED SUBSTANCE- 09 ii. DANGEROUS FOR THE ENVIRONMENT, R51,R53- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c)- 06. FLAMMABLE - note 3(a)- 01. VERY TOXIC	On 1/09/2005 at 21:40 a fire broke out affecting the heavy fuel purification plant of the refinery. The company made following statements concerning the accident. The shift personnel present testified that a strong hiss was heard lasting a few seconds which was followed with the ignition of the released product and that there had not been any noticeable pressure changes (like pressure waves etc.). The shift personnel present onsite and in particular the shift foreman who was staying on the main access ramp to the atmospheric distillation plants, testified that he saw the jet- fire ignite from the top and propagate down (from approx 18m above ground down to approx 14m in the area comprised between the exchangers E1718 A/B/C and the reactor R1702). Immediately the shift foreman activated the onsite emergency plan and informed the gate guard in order to alert the fire brigade. At 21:40 the fire brigade was alerted. The jet fire affected the quench- line with the 3" hydrogen pipe, which ruptured after 6 min. exposure with the consequent ignition of the hydrogen. The fire took a cylindrical form from the bottom to the top starting at 14 m height affecting above located plant parts, comprising under other the pre- heater of the diathermic oil. Approx 30 minutes after the fire ignited a 8" fuel pipe of the diathermic oil system ruptured and subsequent ignition of the product. The fire was kept under control and evolved without noticeable changes until consumption of the fuel once the pipes were shut off according to the emergency response plan which had been activated. The fire was extinguished at 1:20 h on 02/09/2005 (3 hours and 40 minutes after the fire initiated) and the state of emergency was called off by the fire brigade at 1:45 h. No damages to persons has been reported consequent to the accident. According to damage evaluations performed, there has not been any environmental damage, this evaluation has been confirmed also by an environmental indicators assessment performed by ARPA of Genoa.	Following the results of the investigation performed by the company and the analysis of an amateur video, the company has formulated following assumptions concerning the accident. The accident, considering the products processed, could have originated by the failure of one of the following plant components: - pipes leading to the pressure gauges of reactor R- 1702 - recycled gas pipe at the bottom of the reactor R- 1702 having a quench function- diathermic oil pipe (hot oil) entering or exiting the exchanger- flanged joints exchanger E- 1718, E- 1709 and connection lines The company excludes a release from the hot oil circuit as triggering factor of the fire, basing on the evidence gathered from the records on the pressure in the circuit which demonstrate the failure 30 min after fire start. Also the video confirms the pipe rupture 30 min after fire begin. For the same reason a release from the hydrogen pipes it is not considered likely, the records demonstrate that the hydrogen pipe failed 7 min after fire begin. Concerning the flange joints of exchangers E- 1718, E- 1719 experts requested the dismantling of the exchanger flanged joints, the joint gaskets resulted to be not damaged. For this reason the company considers the failure of a pipe from the pressure measurement gauges of reactor R- 1702 as the most likely accident triggering factor, this assumption is supported by the following facts: 1. this part is located in the area corresponding to the epicentre of the fire 2. the area corresponds to the area visually identified by the witnesses 3. the product release (hydrogen an fuel oil) from one of this pipes can cause a 6 m long jet flame as occurred. 4. the product supposedly released would have had a high enough temperature and pressure to self- self- ignite or ignite against a hot spot of the plant like the hot oil circuit. 5. the damages recorded are caused by overheating (flame exposition) and were not caused by overpressure or explosion - the pressure measurement records confirm significant pressure changes at the beginning of the event. The	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I - Damage to property: on- site >2M euro;off- site > 0. 5M euro; The fire has caused damage to the structures of the unit and has not affected other units of the refinery. There have not been any damages to persons or the environment reported. Material damage has been estimated in 5 million Euro for the structures and 7. 6 million Euro for the reconstruction, the remediation measures, materials and other related costs. Remarks: In the area around the establishment there are measuring stations controlled by IPLOM which is controlled by local authorities (province) The analysis of data gathered by the measuring stations downwind of the release point did not indicate any relevant environmental damage. The company refers, that the analysis of environmental indicators performed by ARPAL of Genoa document that there has not been any relevant environmental consequence. Train circulation between Genoa and Arquata was stopped by the railway company although the this measure had not been requested by the authorities inn charge with the emergency response. The interruption of the highway Genoa- Milan at the height of Genova- Bolzaneto and the pay toll Ronco Scrivia was requested by the competent authorities as precautionary measure in order to facilitate the access and circulation of emergency response vehicles. The event did not have any off- site consequences, but had a large resonance in the media principally in local media also due to a large diffusion of the news and an parliamentary interrogation.

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
		equipped with flow control systems. Once the water contained is eliminated, the charge is pre-heated and then transferred to the reaction section working at 60 bars of pressure. Before the charge enters the reactor the charge is mixed with the hot recycled hydrogen and then heated up to optimal temperature for the catalytic reaction (on average 360°) through a closed circuit of heating oil. An appropriate catalyst inside the reactor facilitates the desulphuration reactions inside the reactor. (hydrogenation of sulphur in H2S). The reactor effluents , constituted by desulphurised fuel oil and a gas mixture, is cooled down and sent to a liquid- gas separator. The gas constituted principally of hydrogen is washed and purified from the hydrogen sulphide before being recycled, while the desulphurised heavy fuel oil feeds a pre- strippingcolumn (T- 1707), the head flow of this column is then sent to the stripping column of the light fuel- oil section (T- 1701). The pre- stripped heavy fuel fraction (bottom T- 1707) is heated and sent to the main fractionating column (T- 1703) in which following products are separated Uncondensable gas Virgin nafta Light desulphurised fuel oil Heavy desulphurised fuel oilThe light fuel oil, is sent from the fractionating column to a stripper (T- 1704) in which hydrocarbon tails and water are eliminated. The heavy fuel oil is cooled down and transferred to storage.					company does not have any element allowing to identify the failure cause of that pipe.	
7	2005- 09- 06 00:00	Docks of the port of Antwerp	Loading of red gas oil from a land tank to a ship	Properties of the product: red gas oil , UN1202, gasoilmarker OMM- 50 BLX, CAS nr. 64742- 94- 5.	- 02. TOXIC - Gas oil - 64742- 94- 5	On the 6th of September 2005 about 200 m# (~150 tonnes) red gas oil was released in the docks of the port of Antwerp. The accident took place at the Petroplus Refinery facility in Antwerp, Belgium. During the loading of red gas oil from a land tank to a ship an overfilling of one of the tanks on the ship occurred. The overfilling went on for about 20 minutes before the loading operation was stopped. As a result, 193 m# of the product was released in the surface water. An area of approximately 25 ha of surface water was polluted with 150 tonnes of red gas oil. There were no casualties, and no damage was done to any of the installations. After an alarm was given on the ship by the crew (at 5. 50 am) refinery personnel interrupted the loading operation by activating the emergency stop on the land side. The loading pumps were stopped from the dispatch centre, and the loading arm was closed at the quay. Absorption materials were placed at the front and the back of the ship. The authorities were informed. Two specialised companies were contacted to fight the water pollution. The dock was closed for shipping movements for four days during the cleaning operation. After filling the fourth tank on the ship tank four was closed by the shipper. Then he wanted to open tank number 5 on the ship, but he wrongly opened again tank number four. As this tank was already filled up, an overfilling occurred 'human error. The tanks of the ship were not equipped with an overfill detection system to stop the feed pumps at he land side automatically when activated. Thus, the loading operation could go on for about 20 minutes after tank four was already completely filled up ' insufficient technical measures. There was insufficient supervision during the loading operation: neither the crew of the ship, neither the refinery personnel noticed the overfilling which went on for 20 minutes '	After filling the fourth tank on the ship tank four was closed by the shipper. Then he wanted to open tank number 5 on the ship, but he wrongly opened again tank number four. As this tank was already filled up, an overfilling occurred ' human error. The tanks of the ship were not equipped with an overfill detection system to stop the feed pumps at he land side automatically when activated. Thus, the loading operation could go on for about 20 minutes after tank four was already completely filled up ' insufficient technical measures. There was insufficient supervision during the loading operation: neither the crew of the ship, neither the refinery personnel noticed the overfilling which went on for 20 minutes '	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I Affected Area: off- site, local Ecological component: marine or fresh water habitat
8	2005- 10- 25 18:15	Storage terminal contains 7 storage tanks	Large crude oil storage tank	Crude Oil 33. 000 m3 (ca. 26. 000 tonnes) spilled from one	- 02. TOXIC- Crude oil - 8002- 05- 9 - 26000. 00000 - 35000. 00000	1. Situation: The storage terminal contains 7 storage tanks in one large bund. The bund is made of earth. The terminal is situated at some distance from the refinery it is connected with:	A circumferential fissure in the bottom plate has been observed after cleaning. This fissure has a length of about 10 m and is situated at about 2 m from the tank wall.	Soil contamination. Smell complaints in a large area.

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
				tank CAS nr 8002- 05- 9, Einecs nr 232- 298- 5 given by the company, in fact it was a blend of multiple crudes. Total storage capacity of depot: 180,000 tonnes of crude oil, about 56,000 tonnes were present at the time of the accident		- 4 large crude oil tanks of which 3 are situated in a row and a fourth crude oil tank is situated before the second tank. These storage tanks are identified as D1, D2, D3 and D4; - 2 smaller slop oil tanks, D10 and D11; - a very small crude oil tank D26. The crude oil tanks D1, D2, D3 and D4 have a capacity of 40 000 m3 and the slop oil tanks D10 and D11 have a capacity of 24 000 m3. The crude oil is delivered by pipeline and is pumped by pipeline to the Refinery. On September 12th, 2005 a minor incident occurred at the storage tank D3. During this incident an amount of 35 m3 crude oil leaked from the bottom of the tank. The exact cause of this incident is not yet known. At the moment the major accident occurred with tank D2 cleaning operations for storage tank D3 were just started in order to inspect storage tank D3 and to determine the causes of the incident of September 12th. At the moment the major accident happened the slop oil tank D10 was full, the slop oil tank D11 was empty, the crude oil tank D4 was partially full, the crude oil tank D2 was for 75% full en the tanks D1, D3 en D26 were empty and in revision. 2. Chronological description of the accident and the intervention: On October 25, 2005 around 18. 15h a major leak at tank D2 was detected. Storage tank D2 contained at that moment almost 33 000 m3 crude oil. Information from the DCS- system situated in the off- sites control room of the refinery indicates that the full inventory of storage tank D2 was released within 10 minutes. Because the contents of the storage tank was released in such a short time, an enormous wave appeared. Due to the amount of crude that was released, the bund was filled (40 000 m2 large) with crude up to a height of 1 m. Due to the effect of the crude wave, a small amount of 3 m3 of crude was ejected out of the bund into a nearby creek. After the release the storage tank was leaning forward. It also seemed that the storage tank was sledded of his foundation, although it is not clear if this was a cause or rather a consequence of the incident. Initially the fire brigade started to cover the bund with fire fighting foam to avoid ignition of the crude oil and to reduce the smell. Directly a large amount of fire fighting foam was donated by the Refinery, other (petro)chemical companies and the fire brigade to cover the very large bund area with foam. Due to the very strong wind that evening and the use of different types of fire fighting foam they did not succeeded to cover the whole bund with foam. Especially the inner part of the large bund (where al the piping and valves are situated) stayed even after several hours uncovered. On the other hand the strong wind had the advantage that no explosive atmosphere was formed above the spill. The contents of the slop oil tank D10 and the crude oil tank D4 was immediatly pumped to storage tanks situated at the refinery itself. The contents of the bund is firstly pumped to the slop oil tank D11. In order to fill the slop oil tank D10 and de crude oil tank D4 with the product in the bund, some manual valves had to be handled. Because of the presence of piping, valves and walking platforms in the bund, is was not possible to reach the valves by boat. Therefore two operators (fully protected with chemical overalls and breathing apparatus) have walked through the crude and manipulated the valves. During the next two days the mixture of crude oil, fire fighting foam and water was pumped to the storage tanks D10 and D4. This was done at a velocity of 900 m3 an hour. Afterwards a part of this mixture was send to storage tanks at the refinery. In the afternoon of October 27th , 2005 the bund was mostly empty, except of some smaller pools of crude oil. These pools were removed by vacuum cleaning trucks. On October 28th, 2005 the intervention was finished and the cleaning up of the terminal could start. 3. Comments: The storage tank D2 was built in 1970. At that moment the storage terminal belonged to XX. It was sold in 1990 to the Refinery. At that moment all the tanks were inspected and repaired if necessary. This was also the case for storage tank D2. The inspection before the tank D2 was used again was done in 1991. From 1994 until now each 3 years an external inspection was performed. These inspections showed almost no remarks. Next year a total revision of the storage tank was planned. Every three years setting measurements of the storage tanks were carried out. The last measurements were done in 2004. These measurements showed no anomalies. At this moment the cause of this major accident is not yet know. There are some indications that a subsidence (movement of the soil) could have caused this accident, because one month before this accident the crude oil tank D3 also had a leak. More investigation on both tanks is necessary to know if both accidents	Samples of the bottom plate have been taken for further investigation.	

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
						are related with each other. Two days after the accident, the bund was nearly empty. At that moment it was clearly visible that a part of the foundation of storage tank D2 had disappeared. Parts of the foundation were found in the bund over a distance of 20 to 30 m. An important concern after the accident is the stability of all storage tanks at the storage terminal at the left bank. For the moment each day setting measurements are performed. To reduce the risk of another release, most part of the contents of the storage tanks D4, D10 and D11 are pumped to the refinery where it was shipped to Rotterdam. Afterwards these tanks were partially filled with water in order to let the roof float. For the moment the terminal only contains sludge. This sludge is present in the storage tanks D4, D10, D11 and D2. After the accident the company organized already 8 inspections with the authorities in order to discuss al measures they are taking concerning safety and environment. Also a public hearing for the neighbourhood was organized. 4. Clean - up operations: The Refinery has set up a project group in order to make the terminal safe and start the cleaning of the terminal. In order to reduce the smell in the neighbourhood. The bund area is covered with sand, except the zone in front of the storage tank D2. Because the tank is leaning forward, it was not safe to enter the bund and in that area a lot of sludge was still present. This sludge containing a lot of sand is very viscous and has an average depth of 1 m. From November 6th, 2005 the storage tank D2 is stabilized by 4 mayor cranes. These cranes that can support the total mass of the storage tank are placed on a service way just outside the bund. After the stabilisation of the storage tank D2, two manholes of the storage tank were opened. Measurements indicated that the atmosphere in the storage tank was not explosive. They also saw that the floating roof had properly landed on his supports (legs). Nevertheless the company does not want operators to enter the storage tank to remove the sludge. For that reason they have ordered a robot to suck the sludge out of the storage tank. In the next week a profound investigation of the soil will start. Firstly drillings until a depth of 2 to 3 m will be performed to measure the soil contamination. Afterwards drilling until a depth of 25 to 30 m will be performed to measure the stability of the soil at the terminal and in the surroundings.		
9	2005- 11- 17 17:18	Petroleum terminal	storage tank of automotive petrol	Automotive petrol, C. A. S. No: 8002- 05- 9The company has a permit for 60,000 tonnes. The actual quantity involved was 30,000	- 06. FLAMMABLE - note 3(a) - 02. TOXIC	The floating roof of a storage tank of automotive petrol sank. Approx. 14 m3 automotive petrol was released into the tank pit as a consequence. It is not fully clear what caused the incident. Investigation showed that the tank wall was 'flattened' presumably because of wind. A large amount of water on the roof (as was noticed shortly before the incident) which was not considered reason for corrective action in combination with the 'flattened' wall may have caused the roof to get stuck to the tank wall during filling. As a result the roof buckled and one or more floaters were damaged.	The floating roof of the tank sank	- Immediate damage to the environment (according to Annex VI) Evacuation of the area Material Loss: Loss of product, disturbance of production, fire brigade and clean- up costs. Petrol was removed from the tank pit by a specialised company. The smell of automotive petrol was noted in the nearby area.
10	2005- 12- 11 06:01	storage facility	During still and cold weather conditions large quantities of vapour were seen emanating from a bund on the NW corner of the site.	On 11 December the site held over 35 million litres of petrol, diesel and aviation fuel. There was a loss of around a third of the site inventory, mostly of motor spirit and aviation kerosene, most of which was consumed in the fire. The full figures will be subject to refinement through the course of the investigation.	- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c)	During still and cold weather conditions large quantities of vapour were seen emanating from a bund on the NW corner of the site consistent with loss of containment from tanks or pipework within or close to that bund. This was followed by a massive explosion and several other lesser explosions. A large fire ensued that engulfed 21 of the tanks on site. The full Buncefield Investigation report and associated documents can be found at http://www.buncefieldinvestigation.gov.uk/Major Accident	The cause of the original loss of containment of fuel, mostly likely motor spirit, has not yet been fully ascertained. The release appears consistent with loss of containment from tanks or pipework within or close to a bund in the NW corner of site. The full Buncefield Investigation report and associated documents can be found at http://www.buncefieldinvestigation.gov.uk/	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I - Immediate damage to the environment (according to Annex VI) - Damage to property: on- site >2M euro; off- site > 0. 5M euro;The explosion caused widespread damage up to 2km from the site. Several homes were severely damaged and hundreds received minor, non structural damage. 20 businesses employing 500 people were destroyed and the premises of 60 businesses employing 3500 people were badly damaged. 60 people received minor injuries, typically from flying debris. There were no fatalities. Large quantities of black smoke were emitted from the resultant fire which dispersed at a high level over southern England and beyond. The fire burned for 3 days and large quantities of water and foam were used to extinguish the flames. Early indications are that some product, water and foam flowed off site. Remediation work has commenced and work continues to evaluate the long and short term effects on the environment, on ground and drinking water contamination and effects on the health of persons in the vicinity. The full Buncefield Investigation report and associated documents can be found at http://www.buncefieldinvestigation.gov.uk/
11	2006- 03- 28 00:15	Refinery	Pipework at the connection to a heat exchanger at the start	Crude Oil	- 07 a. HIGHLY FLAMMABLE -	Leakage of a heat exchanger and a pipe containing crude oil with subsequent fire; no fatalities, injuries or environmental damage	Insufficient insulation at the connection of the crude oil pipe and the heat exchanger for the asymmetrical heat load in	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I Immediate effects: Material Loss

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
			of the distillation column		note 3(b)(1) - 02. TOXIC	but the affected part of the installation was the first of the whole distillation process and therefore crucial for the production	the exchanger due to crude oil with a high content of extremely light fractions	No exact numbers given but exceeded annex VI - figures according to company estimate
12	2006- 04- 30 14:40	not given	The release of hydrocarbons, which caused the event, originated from pipeline Nr. 51 with following characteristics:- Nominal diameter 500 mm, made of carbon steel, insulated, painted with tar;- Discontinuously operated at approx. 60°C and approx 2 barg,- Transported fluids: crude oil Type BU- ATTIFEL, API Gravity 43, pour point 39°C. RVP 2,1 psig (as marked in the technical scheme of the trench and as indicated in the report of the company dated 19/05/06). The pipeline connected the refinery tank DA1085 (tank farm SG10) with the refinery topping plant CR20, the pipeline formed part of the pipe bundle of 102 pipes passing inside the trench in correspondence to the crossing of roads 8 and L, in proximity of the subway of road ex SS114. The approx. 30 mm long fissure, parallel to the pipe axis presenting a 30° angle to the generating line, was detected approx. 2 m uphill from the subway entrance. The leakage causing the originating event could have been isolated uphill only by the battery limits of tank DA1085, approx. 2 km from the leak point, and downhill, some 300m from the leak point towards the sea, from the topping plant battery limit. Characteristics of the pipe bundle made of 102 pipes:- 63 were owned by ERG, 23 pipes were owned by Polimeri Europa, 8 pipes were owned by Syndial and 8 by DOW. - Some of these pipes were out of service (15%). - The pipe bundle was dedicated to the one wo way transfer of raw materials, intermediates and/or finished products (liquid hydrocarbons and gas) and included also	List of substances directly involved (spilled and burnt)- type 2 paraffinic crude oil (flash point between 0°C and 21°C); R11, R52/53, R45: 152t- benzene and virgin naphtha, liquids; R12, R51/53, R45: 262t (of which 73t ERG and the rest Polimeri Europa)- gas oils R51/53: 342t- residual oil , R52/53: 53 t- combustible oil, R52/53: 19t- combustible utility gas, gas, R12: 0. 2t 830 t of hazardous substances were involved in the accident, all were involved in the fire affecting the installation part corresponding to the pipeline system 200m uphill and 50 m downhill from the subway (300m length). The calculation on the amount of substances involved in the accident include the substances contained in the pipelines owned by Polimeri Europa and ERG)The amount of hazardous substances potentially involved is derived from the calculation of the quantities of products contained in the isolated segments of the pipe bundle, and corresponds to the hold- up of	- 09 ii. DANGEROUS FOR THE ENVIRONMENT - R51,R53 - 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c) - 07 b. HIGHLY FLAMMABLE - note 3(b)(2) - 00. NAMED SUBSTANCE	On 30/04/06 at 14:40 hrs. a plant operator noticed a spot of liquid hydrocarbons (HC) in the trench, in correspondence of the cross point of roads 8 and L, in proximity of the subway of road ex SS114 (sea side). At 15:00 hrs. The leak was localized on a pipeline section 2 m from the subway; in correspondence to road Nr. 9/0; the pipeline connected tank DA1085 in the crude oil tank- farm SG10 with the refinery's topping plant CR20 (as shown in the map included in the records). The company decided to seal the leak by installing a sealing collar on the located rupture point. The workers dismantled the piping insulation (latten and rock wool) in the corresponding pipe section. After the insulation had been dismantled the spill increased with hot hydrocarbons (60° C) spraying downwards towards the subway. The approx. 30 mm long fissure, parallel to the pipe axis presented a 30° angle generating line. A liquid hydrocarbon pool formed and spread at least up to the first detection point due to the slope inclination (some 60 m from the leakage point in the pipe). At 16:10 hrs, the competent authorities for off- site emergencies were alerted by FAX, in compliance with the memorandum of understanding signed with the local authorities. Approximately at 17:35 hrs, immediately after conclusion of the insulation dismantling operation, the personnel staying uphill to the subway, saw smoke coming from the opposite side of the subway (sea side) some 60 m from the leakage point. At this stage, approximately 3 hours after the leak detection the onsite emergency response plan was triggered: - mobilisation of the onsite fire brigade, - isolation the pipe lines starting with the leaking one, as precautionary measure, - closure of road ex SS114 passing through the establishment. The onsite fire brigade mobilised initially two emergency response vehicles, spraying foam on the area were the smoke was generated. At 17:42 hrs the shift commander of the onsite fire brigade alerted the public fire department in Siracusa, once he understood that the fire was out of control. Meanwhile the shift manager called the refinery's emergency response committee and alerted the personnel of Syndial and Polimeri Europa, owners of some of the pipe lines in the affected trench. After a few minutes another fire front developed from the entry of the subway in road Nr 9/0 (uphill), also this fire was fought initially by the onsite emergency response services, with other two fire fighting vehicles. At 18:10 hrs The public fire brigade arrived from Siracusa and took the command of the emergency response management. At 18:50 a first BLEVE explosion occurred in another pipeline line containing probably light hydro carbons, and was followed by successive explosions of pipelines in the same trench, all due to the overheating of the products inside the pipeline consequent to the heat irradiation of the fire in the trench. At 18:55 the decision was taken to shut down all installations inside the establishment, as precautionary measure. Fire extinguishing operations lasted 48 hours, the fire damaged seriously the pipelines uphill and downhill the subway, as well as aerial pipelines passing parallel to the trench or crossing it. Further limited damage occurred to the subway. During the accident 4 members of the onsite fire brigade, 2 plant operators and 8 members of the public Fire brigade were hospitalised for more than 10 days due to burns, contusions and/or intoxication.	The causes of the accident are of technical nature: - concerning the causes of the leak, it has been determined that the pipe was perforated due to corrosion processes which occurred externally on the pipe surface; as stated in the technical consultancy report of TUV Italia S. R. L (Italian branch of the German Product Certification Organization), prepared on request of the Attorney General's Office of Siracusa (reportr Nr. 165145/06 dated 16. 09. 06) and deposited on 16/11/2006). - The above mentioned report states in the conclusion ns of the report: "basing on the results obtained it appears evident that the fissure formed in the pipe is the result of a localised corrosion process (rust), affecting the external pipe surface, consuming the pipe wall until perforation. "The same document states: "It is likely that the localisation of the fissure, with respect to the point where it formed, is linked to one or more of the following factors: - localized damage in the original pipe coating - material defect in the original pipe coating - critical operative conditions (of the pipe section in which the fissure occurred) linked to the placement of the pipe near the ground and its exposition to atmospheric events (sea air). The company agrees with this hypothesis on pipe corrosion: The company declares that the pipe was periodically inspected, in compliance with technical norms API 570 "piping inspection code", these inspections were formed part of the establishment maintenance program ERG- MED, according to which the last inspection of the pipeline had been performed in February 2005. Concerning this aspect, the technical consultancy report states at page 140 (answer to question Nr. 1 of the Attorney General; that in principle it is not possible to affirm that the maintenance of the pipe in question was insufficient, but it is pointed out that the pipeline examined had been built more than 40 years ago, and was bought from AGIP Petroli Spa in 2002, AGIP did not provide the technical documentation on maintenance operations on the piping bundle prior to the sale. This circumstance has not allowed, according to the technical consultancy report, to verify the compliance with the technical norms on visual tests, inspections and maintenance of the piping system concerned. Concerning the cause of the fire, the company made the supposition that, the contact between the vapours formed from the spilled hydrocarbons with hot spots of high pressure steam pipes, reaching up to 280° steam temperature, in correspondence of the subway, may have contributed to the expansion of a vapour cloud; the vapour cloud ignited on an ignition source downhill from the subway were the first fire was detected. Concerning the successive BLEVEs, which caused major damage to the persons involved in the emergency response operations, these are related directly to the permanent heat irradiation of the fire (which lasted approx. 48 hrs), which overheated other pipelines containing hydrocarbons also in gas form in the pipe string. Concerning the direct involvement of the company, the same company states that the event may have had less serious consequences if the onsite fire brigade would have been alerted immediately at leak detection and not three hours later, as effectively happened. This assumption is confirmed by the technical consultancy report, which affirms that if the onsite fire brigade would have been alerted more rapidly the damages caused by the fire could have been contained. Concerning this aspect it has to be said that the Attorney General's Office is still investigating on the matter. The Human error indicated relates to the faulty application of the Emergency procedures foreseen in the onsite Emergency Plan. The fault during the Repair operation (dismantling of the pipe insulation layer) relates to the failure to adopt appropriate safety measures during the operation. The design fault relates to the inadequate design and rationalisation of the pipe bundle.	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I - Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. Human injuries: - 10 persons injured hospitalised for more than 24 hours - 8 members of the public fire brigade presenting contusions and burns with a prognosis of more than 10 days hospitalisation - 2 members of the onsite fire brigade presenting contusions and burns (2 days hospitalisation for the tam member with contusions and 30 days hospitalisation for the team member with burns) - 2 plant operators and 2 members of the onsite fire brigade presenting slight injuries caused by contusions and burns and respiratory difficulties were attended by the onsite sanitary service and dismissed promptly. The accident occurred during a week end (Sunday 30 of April) with only the shift personnel of the ERG Nord Refinery of approx. 60 people present onsite, of which 9 formed part of the onsite fire brigade. The number of offsite emergency response personnel (public fire brigade) involved in the response operation, which lasted several days, was of approx. 40 people. The population living in the neighbourhood of the establishment was not affected whereas the personnel of neighbouring establishments (Polimeri Europa, Erg NUCE, Syndial), were potentially exposed to risk Soil and water- shed pollution damage: - Spill of liquid hydrocarbons, extinguishing water on a surface of approx. 800 m2. The company has monitored the water shed on request of the Regional competent Authority by employing the existing piezometers nearest to the area affected, and did not detect any significant variations of the pollution levels with respect to the values determined before the accident. Release of combustion products in the atmosphere : - ARPA - Sicilia (department of Siracusa) has recorded significant increases of Non Methanic Hydrocarbons (NMHC) concentrations in air during the days ranging from 30 of April to 2 of March (maximal concentration of 1917 micrograms/m3 detected on 1 of May 2006 at 9:00 hrs) at the air quality monitoring stations of Scala Greca, Priolo e Melilli with peak values measured at Belvedere; no significant concentration increases of other substances was measured. The wind conditions contributed significantly in dispersing the combustion gas column towards the sea, with precipitation of the particles far from populated areas. The Inter- company Environmental Protection Consortium (Consortzio Interaziendale protezione ambiente - CIPA) has performed an Environmental Impact Analysis of the event and has established that the average concentration levels measured on a three - hourly base, never reached the threshold value of 200 micrograms/m3 (ex DPCM n° 30 dated 23 March 1983)The accident has not caused an environmental impact. There has been only a leakage of liquid hydrocarbons on a surface of approx. 800 m2. The area has been cleaned by excavating the ground until 30 cm depth. As already mentioned in the short report: The company has monitored the water shed on request of the Regional competent Authority by employing the existing piezometers nearest to the area affected, and did not detect any significant variations of the pollution levels with respect to the values determined before the accident. Emission of combustion products in the atmosphere : - ARPA - Sicilia (department of Siracusa) has recorded significant increases of Not Methanic Hydrocarbons (NMHC) concentrations in air during the days ranging from 30 of April to 2 of March (maximal concentration of 1917 micrograms/m3 detected on 1 of May 2006 at 9:00 hrs) at the air quality monitoring stations of Scala Greca, Priolo e Melilli with peak values measured at Belvedere; no significant concentration increases of other substances were measured for other chemical compounds. The wind conditions contributed significantly in dispersing the combustion gas column towards the sea, with precipitation of the particles far from populated areas. The Inter- company Environmental Protection Consortium (Consortzio Interaziendale protezione ambiente -

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
			service lines (nitrogen, high pressure water steam at different temperatures, industrial water, demineralised water, extinguishing water, instrument air). - The pipe bundle presenting a slight slope in the uphill section, passed through the subway made of reinforced concrete and reinforced concrete bottom plates. The hydrocarbon leak, which originated in the above mentioned pipeline, formed and extended pool with a length of approx. 60 m with respect to the leak point, also due to the slight slope in that section.	the pipe bundle, which corresponds to approx. 2200 m3. The estimation in tons is complicated by the different densities of the products.				CIPA) has performed an Environmental Impact Analysis of the event and has established that the average concentration levels of hazardous substances on a three- hourly base never reached the threshold value of 200 micrograms/m3 (ex DPCM n° 30 dated 23 March 1983) Material damage: - destruction of the pipelines affected by the fire and explosions, damage to a significant part of the pipe bundle located immediately uphill and downhill to the underway, on a approx. 200 m long section. A approx. 330 m long pipe bundle section has been completely substituted. - Damage to the pipe racks immediately adjacent to the subway. Loss of production costs for a total of approx. 110.000.000 Euros have to be added the damage calculation. Offsite: Damage to the asphalt coating of road ex SS114 on a approx. 100 m long section. Community Disruption: road ex SS114 was closed during approx 53 days. Rail road Catania- Siracusa was closed during 48 hours. The ship circulation in the port of Augusta) was interrupted by the port authorities of Augusta during approx. 36 hours. All merchant ships present in the port of Augusta (14 ships, 9 docked and 5 FONDA) left the port. The Public schools of Priolo were closed for 1 day. The event had a relevant resonance at national level with a coverage by national television and newspapers.
13	2006- 05- 01 18:00	not given	Tank T- 3002 located in the south- western part of the installation's storage area presents following characteristics:floating roof, single bottom, geometric capacity 57,390 m3, maximum operative capacity 54,330 m3, diameter 61 m3 shell height 19,65m, unheated, not insulated, year of construction 1965. Bottom plates thickness 6 mm, lower shell plate thickness 22,5 mm , top shell plate thickness 8 mm, central roof plate thickness 5 mm. Bottom plates material: steel AQ 42 UNI 815, shell material AQ 42 UNI 815 SELCO, roof material ASTM A 283 GR CThe tank is located inside a containment basin of 130 X 108 m = 14,040 m2. the basin is contained by a dam constituted by several layers of inert materials with different grain size distribution and with a superficial conglomerate bitumen layer. The bottom of the containment basin is constituted by native ground covered by sand and inert materials. The foundation of the tank is made of several compacted layers with different granulometry and a bitumen coping. Inside the basin drainage is assured by a water drainage	F+, Canc. cat. 2 , R12, R38, R45, R52/53, R67 - approx 26,000 t releasedTank T- 3002 was containing 51. 90m3 corresponding to 44. 573 t of crude oil. The company transferred during the spillage part of the oil contained in the tank T- 3002 into tanks T- 3001 and T- 3004, using the fixed pumping equipment. The company has estimated the amount of crude oil spilled into the unpaved retention basin in 26. 000 t. The spilled crude oil has been pumped into tanks T- 3001 and T- 3004 with the use of mobile pumps.	- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c) - 07 b. HIGHLY FLAMMABLE - note 3(b)(2) - 01. VERY TOXIC- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c) - - 26000. 00000 - 44573. 00000	On 1/05/2006 at 18:00 a crude oil leak was detected in the bottom part of the shell of the floating roof tank T - 3002. Approx. 30. 000 m3 of crude oil corresponding to approx. 26. 000 t were released into the unpaved retention basin of 130m x 108m = 14. 042 m2 and with a equivalent volume capacity as the tank. The characteristics of the released product are: Bashrah type crude oil Physical- chemical characteristics: Density (15°C) 858 kg/m3 Viscosity (20°C) 11cst Flash point: < 21°C Composition: H2S 5% quantity for category 08 - extremely flammable as defined at point 1 of legislative decree 334/99 and subsequent amendments released amount approx. 26.000 t. The event was triggered by the failure of tank T- 3002 in correspondence of the lower shell part of the same tank. Meteorological conditions Remarks: the wind caused difficulties inside the retention basin to keep the surface of the spilled oil covered with foam Wind speed: 2. 00, Wind direction: Est- Nord- Est, Temperature: 18. 00 Discussion about Occurrence: At 18:00 hrs on 1/05/2006 alarm was triggered due to smell perception and to the tank level alarm triggered at a variation of >5 cm in the transfer control room; the alarm was caused by a release of crude oil in the storage area south east of the establishment, controls established a relevant leakage of crude oil in the inferior part of the floating roof tank T- 3002. The onsite emergency plan specific for the storage area of the installation was triggered. The other production units of the installation did not shut down, because general emergency was not declared, . The tank was insulated from the other systems of the installation by shutting down all electrical systems. The onsite fire brigade intervened, composed by two fire fighters and 1 company's employees (standard composition of the team during week ends) and was promptly integrated by other 8 trained workers. The plant operators provided to transfer of remaining product in the tank T- 3002 into tanks T- 3001 and T- 3004 with fixed pumps. At the same time the onsite fire brigade started to spray foaming agentst inside of the containment basin with the onsite fire extinguishing equipment, such to cover constantly the surface of the still leaking product. At 18:00 hrs the company official in charge as onsite emergency manager informed the provincial command of the fire brigade in Taranto which intervened with own equipment. The transfer of the spilled oil, which was continuously leaking from the tank, was performed with of four mobile pumps, and was kept under constant control by the onsite fire brigade and the public fire brigade of Taranto. The public fire brigade of Taranto kept on spraying discontinuously the surface of the released product with foaming agents in order to maintain it constantly covered. Several teams of the public fire brigade intervened until 19:00 hrs of 05/05/2006 when the product released was completely pumped off from the containment basin. The large amount of spilled	The release occurred following the formation of a large fissure in the lower part of the tank shell of tank T3002. It has not been excluded that the tank failure may have been caused by a structural failure of the tank base, although an inspection on the verticality of the tank shell did not show any irregularity. The cause of the tank failure is being investigated. The root causes of the accident, i. e. the causes of the tank failure, as well as the organisational and management causes will be identified only after the internal inspection of the tank.	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I - Damage to property: on- site >2M euro; off- site > 0.5M euro; Release of 26,000 t of crude oil into the unpaved containment basin. The onsite emergency response plan, specific for the tank storage area, was activated, the other units of the refinery maintained normal operation, because a general emergency had not been declared After the spilled crude oil had been completely pumped from the containment basin into neighbouring tanks, soil tests showed soil contamination with an average depth of 30 cm and a maximum depth of 2 m, with a concentration of contaminants above permitted threshold values. As precautionary measure the train line Taranto - Bari passing some 80m from the company's premises was closed until 5:30 on 2/05/2006. Area concerned Remarks: The occurrence has involved the tank T_3002 and the containment basin of approx 14. 040 m2 surface. The tank is located in a storage park which is physically separated from the refinery's processing installations by the state road SS 106 Jonica. The processing installations were not affected by the occurrence and continued working. The emergency plan specific for the storage, handling and blending department was activated. Soil contamination has affected the area corresponding to the containment basin of tank T- 3002. People Remarks: The accident has caused no victims. The onsite population considered at risk includes exclusively the personnel of the onsite emergency response team and the personnel present in the specific area during the accident. The personnel present onsite during holidays consists in the average in 40 units. Ecological Harm Remarks: The release of crude oil inside the containment basin has caused soil contamination in the basin. Sample probes have showed principally concentrations of heavy hydrocarbons (C>12) and to an minor extends concentrations of light hydrocarbons and aromatic compounds (C< 12) above the contamination threshold limits. At a maximal depth of 2m. The stratigraphy of the soil in the basin has shown that at approx. 3 m depth starts a clay layer reaching 80 m depth (data extracted from the regional geologic map) which has a low permeability isolating thus the deep water bed from the superficial water bed which starts at 2,5 m from the surface. The piezometric probes have shown pollution levels in the superficial water bed above the threshold values defined by law but, according to the statements of the company, these values have not changed significantly with respect to the values encountered in the soil classification performed in 2004. The results of the soil classification have been used in the Environmental and Health Risk Analysis which was performed and has shown an

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
			system collecting all rain water and other liquidsin from the bottom of the basin. Following the main maintenance operations on the tank T- 2003 are listed. - In 1984 the programmed 20- year internal inspection was performed, the inspection showed the thickness reduction of the bottom tank plates in consequence of the test results 60 % of the bottom tank plate were substituted - In 1985 . an external shell inspection showed leakage of crud oil in correspondence of one of the mixers, with consequent shut- down for maintenance. The maintenance report mentions controls on the internal bottom welding (vacuum technique) not showing any anomalies, as precautionary measure the lower bottom of the tank and the lower tank shell plates were sand blasted and painted with protective varnish. - Successive external inspections (1994,1997, 2001) showed a generally good condition of the tank. - In 2003 a secondary roof tank gasket was installed. - In 2004 the results of an test using acoustic emissions suggested the need to repeat the same test after 2 years. In 2005 an external inspection showed oxidation processes on the outer shell surface, a degradation by oxidation of the protective varnish of the tank shell and minor damages to the tank top curb protective varnish, while on the tank roof panels water and deterioration of the protective varnish was detected,For this tank it was already planned to substitute the panels of the floating roof and the installation of a double tank bottom, these activities were programmed to start in may 2007 and to be completed in march 2008- process- associated			product caused difficulties in the product transfer process, due to the fact that the release rate of the spilling product was much higher than the capacity the fixed pumps, therefore the level of spilled products was increasing constantly. Maintaining a constant foam level on the spilled product, in order to avoid formation of explosive/flammabnle air/product mixtures, was very difficult due to the fact, that the basin surface was very large and that the leaking liquid was causing a strong turbulence associated with the wind. It was feared that the leaking product could overflow the dams o the containment basin (having an equivalent volume to the damaged tank) due to the amounts of foam sprayed on the crude oil surface. Two road tankers and 8 trailers of high and medium expanding foam were used. The provincial fire brigade intervened with 4 vehicles and 26 men. Vapour concentrations of the spilled oil were continuously monitored on top of the containment basin dam, during the transfer operation of the spilled crude oil The concentration levels determined during the monitoring variated from 4% to 14% of the lower flammability threshold limit. The railway lines Taranto - Bari, Taranto- Metaponto were closed down as a precautionary measure until 5:30 hrs. on 2/05/2006. The state road S. S 106 Ionica was closed and patrolled by police in the tract adjacent to the tank for a shorter period of time. The area affected by the spillage was put under continuous surveillance by the onsite fire fighting team and by the public fire brigade of Taranto. Several teams of the public fire brigade have been intervened until 19:00 hrs on 5/05/2006, when emptying operations of the containment basin terminated. The failure of tank T3002 has caused the release of approx. 30. 000 m3 of crude oil corresponding to approx. 26.000 t. At the date of this report the environmental impact on the soil of the containment basin has been analysed whereas soil remediation measures had were to be taken for the containment basin.		unacceptable risk at such concentration level and therefore the need of remediation measures. The company is waiting the validation by the Ministry of Environment of the results obtained in the Risk Analysis such to set up a remediation project. Meanwhile, due to the fact that that part of the contaminants in the contaminated soil are washed out by precipitation and thus reach the water shed, a permanent piezometric monitoring system of the water shed through a series of wells placed hydro - geologically upstream and downstream from the tank T3002. In any case the watershed Remediation project for the entire refinery which has been authorised in 2004 foresaw the construction of a hydraulic barrier in correspondence of tank T3002, which has been realised. The hydraulic barrier consists in a series of pozzi di emungimento (injection wells) from which the water from the superficial water shed can be pumped for treatment. Material Loss - Remarks: The company had following costs: - Emergency response action (rental of motorised pumps, medium and high expanding foaming agent and other consumables); - Temporary repair of the tank by constructing a retention wall of approx 2 m of steel reinforced concrete in correspondence to the leakage point. - The contaminated soil analysis and the Risk Analysis specific for the occurrenceThe numbers indicated comprise also the estimated cost for:Tank cleaning, opening, repair and retrofitting (installation of a double bottom)Contaminated soil remediation inside the retention basin. Community Disruption - Remarks: The railway lines Taranto - Bari and Taranto- Metaponto which pass respectively at 80 and 165m from the western limit of the retention basin, were closed down as a precautionary measure The state road S. S 106 Ionica was closed and patrolled by police in the tract adjacent to the tank for a shorter period of time. - Ecological harm pollution/contamination/damage of: Ecological component: land (with known potential for long term ecological harm or preventing human access or activities)

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
			(stockholding, etc. on-site of manufacture) - container; non-pressurised (hopper, tank, drum, bag, etc.)- process- associated (stockholding, etc. on-site of manufacture) - container; non-pressurised (hopper, tank, drum, bag, etc.)					
14	2006- 06-05 00:00	not given	Piping sections interconnecting different storage tanks	Hydrocarbon vapors	- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c)	The incident occurred when contract workers were installing a new pipe connection between two storage tanks. Welding sparks ignited flammable vapour escaping from an open- ended pipe about four feet away from the contractors' welding activity. The explosion killed 3 workers and seriously injured a fourth one. The accident has been investigated by the US Chemical Safety Board	Contract workers had to weld a pipe between two storage tanks. They removed the hatch at the base of one of the tanks, and entered to remove the crude oil residue. They flushed the tank with fresh water and allowed hydrocarbon vapor to evaporate for several days. On the day of the accident, one worker inserted a lit oxy- acetylene welding torch into the hatch and then into the open nozzle on the opposite side of the tank to verify that all flammable vapor had been removed before welding, which is clearly an unsafe practice. The workers laid a ladder on the tank roof, extending it across the 4 feet space between the two tanks. Almost immediately after the welding operation started, flammable hydrocarbon vapor venting from the open- ended pipe attached to the second tank ignited. The fire spread through the overflow connecting pipe from the second tank to a third one, which exploded. The lids of both tanks were blown off. Several unsafe work practices contributed to the fatalities and injuries in this case, including: - A gas detector was not used to test for flammable vapor. - Flashing tanks containing hydrocarbons with a lit oxy- acetylene torch to determine the presence of flammable vapour is unsafe and extremely dangerous. - The open pipe on the adjacent tank was not capped or otherwise isolated. - A makeshift work platform a ladder placed between the tanks was used. - All tanks were interconnected and some of the tanks contained flammable residue and crude oil.	- Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. 3 workers standing on top of the tanks were thrown by the force of the explosion, fell to the ground and died. A fourth worker was thrown off the ladder, but he was wearing a safety harness that prevented him from falling to the ground.
15	2006- 07-13 15:20	Crude oil pipe network	Crude oil pipe network-pipeline/pipework transfer - general pipework/flanges-pipeline/pipework transfer -	Crude Oil	- 07 a. HIGHLY FLAMMABLE - note 3(b)(1) - 02. TOXIC	Leakage of crude oil pipe due to corrosion with subsequent fire, no fatalities or injuries but production partly delayed with material loss	The processed crude oil has an increased content of sulphur which was taken into account by using steel of higher quality for the pipework. When the steel was replaced, it was not done at a small part seldom used for maintenance. This part corroded and leaked, the released crude oil caught fire. - vessel/container/containment - equipment failure - inappropriate	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex IIImmediate effects: Material LossSo far no figures for the material loss are known but the company estimates that it exceeds the criterion of annex VI - material losses - 0 - So far no figures for the material loss are known but the company estimates that
16	2006- 09-05 09:30	refinery	None of the installations of the new unit under construction could have released H2S, the company identified unit CR4/FCC (catalytic crackingunit) as being the origin of the H2S release. The start- up of the unitafter 5 days has generated the CO and H2S released directly through thechimney in adverse meteorological conditions (low wind speed).	Carbon monoxide (CO), Hydrogen sulphide (H2S) - estimated amount released (225 kg)	- 09 i. DANGEROUS FOR THE ENVIRONMENT - R50 - 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c) - 02. TOXIC - 01. VERY TOXIC	At approx. 9:30 hrs a release of carbon monoxide (CO) and hydrogen sulphide (H2S) occurred in the area where a new unit of the refinery was under construction. 980 persons present on the construction site had to be evacuated towards one of the entrances of the refinery. The onsite fire brigade performed measurements and detected H2S levels up to 7 ppm. The accident is notified because 7 persons affected were hospitalised for at least 24 hour (level 3 of the index "human and social consequences" of the European accident gravity scale - parameter H4)	During the start up phase of the catalytic cracking unit CR4/FCC, CO is generated during approx. 30 minutes while the charge passes at less than 700°C through the catalyst. Also the H2S, which is contained in the combustion gas generated by the oven receiving the stripping water from the unit, is directly released to atmosphere. No deviation from the standard start- up procedure has been found and the consequences of this event are the consequence of combination of adverse atmospheric conditions and a massive human presence near the chimney.	- Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. 8 persons affected were taken to the onsite sanitary service. 7 persons were hospitalised and kept 24 hours under observation. Traces of CO were detected in their blood but the symptoms corresponded to H2S exposition.
17	2006- 09-15 13:30	wax free oil factory	Heat exchanger in wax free oil factory - heat exchanger (boiler, refrigerator, heating coils, etc. -	9,0 m3 MEK (butanone) (7,2 10+3 kg) (C. A. S. No: 78- 93- 3)7,3 m3 Toluene (6,6 10+3 kg) (C. A. S. No: 108- 88- 3)Wax free oil	- 07 b. HIGHLY FLAMMABLE - note 3(b)(2)	Release of flammable liquid	Heat exchanger leaked at 3/4" plug. The plug was ejected during an attempt to fasten it. Probable cause: insufficient tightening.	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex IAfter the incident 6 firemen suffered from skin irritation and inhalation problems. They showered and were medically examined. Not long term effects known.
18	2006- 10-12 14:32	Omissis is an oil processing company engaged in thewholesale of solid, liquid and gaseous fuel and	KT- 1/1 combined technological device for deep processing offuel	0	- 00. NAMED SUBSTANCE	From 2 to 4 October 2006 repairs were carried out at omissis nafta of the KR- 601/2 furnace in section 001 of the KT- 1/1 combined technological device for deep processing of fuel oil;	The commission found during the investigation that, accordingto the drawing contained in the technical passport of the K- 601 column, the 150 mm long junction pipe at the	- Interesting for lessons learned. The samples of ambient air in omissis, omissis and omissis villages were taken and their residents were inquired. Based on the results of inspection of

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
		similar products and their transportationby road, rail and pipeline. The company produces fuels for transport, energy and heatingpurposes. The product range in 2006 was as follows: - petrol (of types 92, 95, 95 with bio-ETBE and 98) - diesel (incl. arctic, agricultural) and furnace fuel; - biodiesel; - aviation fuel (Jet A1); - fuel oil; - bitumen (road, roof); - liquefied gas (vehicle and domestic); - elemental sulphur; - isomerisate (gas component). Capacities – 10 mln tonnes of oil per year. The productionpremises cover 531 043 sq. m. and the administrative premises cover15 574 sq. m. The number of employees within the hazardous site: - total - 2211; - day shift - 1284; - night shift - 273. Production and technology facilities operate in three shifts. Hazardous materials: - petrol - 269132 t - diesel - 104848 t - methyl spirit - 530 t - methyl tretbuthyl ether - 8804 t - monoethanolamine- 507. 7 t - jet fuel - 50928 t - liquefied oil gas - 6190 t and other (a total of 33 typesof hazardous materials). Units within the hazardous site: - Production unit No 1 (primary oil processing); - Production unit No 2 (deep fuel oil processing, productionof petrol additives, such as ethyl tretbuthyl ether/methyl tretbuthyl ether (MTBE/ETBE)and hydrogen); - Production unit No 3 (production of bitumen and elementalsulphur and storage of reagents); - Products and raw materials unit (storage of oil, oilproducts and liquefied gas); - Oil product loading unit (loading and unloading ofproduction to and from tanks and road- tankers); - heating power station; - cleaning equipment facility (industrial waste watertreatment, collection of oil products, supply of water for circulation and firesafety purposes). The incident did not involve storage, processing (the DEA3 unit was closed for maintenance), transferral or transport.	oil of omisis (the complex) connects the vacuum rectificationof fuel oil, tar visbreaking, vacuum distillate hydro-purification, stabilizatiof catalytic cracking products, absorption and fractioning, stabile crackingpetrol, visbreaking petrol and butane- butene fraction demercaptanization,me thyl tretbuthyl ether (MTBE) or ethyl tretbuthyl ether (ETBE) production, hydrocarbongas purification with monoethanolamine (MEA) solution processes into a singletechnological process. In addition to the technological processes referredabove, the utilization of gas heat and heat of technological flows resultingfrom the process of regeneration of catalytic cracking and operation of tubularfurnaces is foreseen in the technological device. The KT- 1/1 combinedtechnological device was put into operation in 1989. The KT- 1/1 combined technological device for deep processingof fuel oil consists of the following administrative devices: - device No1 – technological devices for vacuumrectification of fuel oil and tar visbreaking (001 section); - device No2 – technological device for hydro- purificationof vacuum distillate with a block of hydrocarbon and hydrogen gas purificationmonoethanol amine solution (section 100) and a technological device forMTBE or ETBE production; - device No3 – technological device for catalytic cracking,rectification, absorption and gas fractioning with a block for purification ofsulphur compounds from technological condensate (section 200/300); - device No4 – technological device for heat utilization andheating systems			these works consisted of replacing the three worn out sections of the heating spiral in the radiation part of the furnace. After completing the works at 8:00 in the morning of 12 October 2006 the work was begun on starting up the KR - 601/2 furnace. The burners were ignited in the KR - 601/2 furnace, the temperature was raised and the furnace heating spirals were filled with fuel oil, which began feeding into the K- 601 column at 9:28 of the same day. Prior to connecting KR- 601/2 to the system, the raw material was fed into the K- 601 column by heating it in the KR- 601/1 reserve furnace. The technological parameters of the KR- 601/1 furnace and K- 601column were within the allowed limits. The KR- 601/2 furnace was connected to the system by gradually raising the temperature of the raw material supplied to the column. According to the technical regulation of the vacuum fuel oil rectification and tar visbreaking section 001 of the combined technological device KT- 1/1 for deep processing of fuel oil, the temperature of the supplied raw material needs to be raised by 30 to 35°C per hour. It is apparent from the analysis of the diagrams of technological parameters that from 12:55 to 14:24 the temperature of the raw material being supplied was rising by 38 to 45°C per hour, meaning that the limits specified in the technical regulation were being exceeded. Certain other divergences from the technological regime can be seen from the diagrams of the parameters of the technological regime: - at 9:32 and at 9:48 the vacuum pressure in the column decreased to 104. 435 mm Hg st. and 67. 018 mm Hg st. respectively (usually the vacuum pressure in the column is about 20 mm Hg st.); - from 13:37 the level of tar started decreasing sharply at the bottom of the K- 601 column, and at 14:24 the measuring devices could not register it at all. According to the technical regulation, the level of tar at the bottom of the column must remain within the limits of 40 to 90%; - from 14:00 to 14:23 the pressure of the cleavage gas in separators SP- 603/1 and SP- 603/2 started increasing sharply (from 0,53 bar to 0,335 bar.); - from 10:55 to 12:25 the total amount of raw material being fed into the K- 601 column was about 544 m3/h. - At 13:55 the amount of the raw material being supplied decreased to 447 m3/h. The debit was increased, and at 14:25 the amount of the raw material being fed into the column was 520 m3/h. At 14:30 the supply of the raw material into the column stopped completely . - At 14:24 there was a complete absence of vacuum pressurein the K- 601 column; - At 14:30 the S- 608 pump stopped pumping and was operating an empty cycle. The Communication Point of the Operative Management Section of the Fire Rescue Service of omisis received the fire alarm from the K- 601 column at 14:32 after the fire safety alarm was set in bases Nos 6 and 7 of section 001. The firefighters on duty in team 1 of the omisis Fire Safety Service were the first to begin extinguishing the fire in section 001, using fire rescue truck PA - 40(131)137. The remaining firefighters in team 1 and team 2 were immediately sent to site of the fire. When the first of those teams arrived at the site at 14:36 the column and an area covering 200 sq. m. at the bottom of the column were alight. When the column collapsed at 14:54 the fire spread across an area of 800 sq. m.	bottom of the column ends with a coupling junction, however, the junction pipe is actually mounted by connecting it to the technological pipeline No 619/1 with a welded connection. These technical modifications are not shown in the drawings of the technical passport of the K- 601 column. It was found during the investigation that the design solution to replace the coupling junction with a connection by welding was adopted and approved in 1987. On the basis of the same solution, the steal containing 5% Cr and 0. 5% Mo (steal type according to GOST 5520- 79), as foreseen in the initial project for the production from the 426 x 10 pipe of the elements of the technological pipeline No 619/1 connected to the junction pipe of the K- 601 column, was replaced by carbonic construction steal 22K, according to GOST 5520- 79. According to the globally recognised methods against corrosion, if the technological product sulphur content exceeds 0,5% and the product temperature exceeds 260 0C, corrosion and heat- proof metal must be used (as was foreseen in the initial project). Asmthe technological product sulphur content of the K- 601 column and the product temperature highly exceeds the values referred above (2,6% and 625°C accordingly), it can be stated that the replacement of the type of steal was an inadequate solution that resulted in the corrosion of the pipeline No 619/1. This is confirmed by tests carried out during the investigation, according to which, the metal of the wall of the separated pipe in the pipeline No 619/1, between the parts of the vacuum column and the separation valve, is affected by inter- crystal corrosion and bottom layer erosion (corrosion). The investigated parts of the technological pipeline No 619/1 were affected by erosion (corrosion) at the time of operation and up to the moment of fire. It is likely that the thinning of different walls of the pipe was predicated by erosion (corrosion) before the fire. The thickness of the wall in some places was only 0. 15 mm. It was found during the investigation that, at the moment when the fire was detected and during the extinguishing of the initial fire, it was the bottom part of the K - 601 column, located in the intermediary area of the pedestal of the K - 601 column and between feedwater heaters of the column and section 001 of the KT 1/1 technological device that was on fire. According to the opinion of the investigating commission, the most likely reason for the fire in the section 001 of the KT 1/1 combined technological device for deep processing of fuel oil is the ignition of the technological product (tar), previously heated to the self - incineration temperature, after this product burst out through the crack (or cracks) in the part affected by corrosion of the technological pipeline No 619/1 between the junction pipe of the K- 601 column and the separating valve. Such cracks may have resulted from the thinning of the wall in the part of the said pipeline to the level that it was not able to resist the pressure load. It results from the analysis of the technical regulation of the vacuum fuel oil rectification and tar visbreaking 001 section of the combined technological device KT - 1/1 for deep processing of fuel oil, that the actions of the technological staff faced with changes in technological parameters (tar level at the bottom of the K - 601 column (the cube) or vacuum level inside the column K - 601) and their technological management are not strictly regulated and the technological staff operating the device acts on the basis of instructions from their directors or based on their own personal experience. At the time of the accident the staff operating the device notices any change in technological parameters (decrease of the tar level at the bottom of the column and sudden decrease of vacuum in the column itself) attempted to restore the parameters, by regulating the column load and the tar debit from the bottom of the column, but at that time the product was already coming through the possible place of dehermetisation in the part of the technological pipeline No 619/1 between the K- 601 column junction pipe and the separating valve. It has almost been an hour (from 13:37 to 14:30) that no one of the operating personnel passed through the K - 601 column and inspected it or the related equipment, in order to identify the reasons for the decreased tar level in the cube	ambient air, the concentration of chemicals found (nitrogen dioxide and sulphur dioxide) did not exceed the single limit values allowed by omisis Hygiene Standard HN 35:2002 “Limit Values of Polluting Substances in the Ambient Air of Residential Areas”. None of the employees of omisis or residents of the surrounding areas addressed to omisis hospital reception due to health problems related to the fire at omisis. Neither the ambulance of omisisi had any calls related to this accident. Having regard to the information available, no objective facts demonstrating the consequences to public health of the fire at omisis were found. Having received all the required documentation and calculations from omisis, the officers of the State Environmental Protection Inspectorate and omisis Regional Environmental Protection Department inspected the place of the accident and the related communications and performed the required measurements and laboratory tests. After collecting all the available data it was found that it was only the ambient air that suffered damage, after the pollutants fled into the atmosphere in the result of fire. It was found that 9,13 t of different oil products burned during the fire at omisis and the resulting damage to the environment amounted to omisis 68 864. 66 (equivalent approx. to 19900 Euro). Omisis suffered material damage of omisis 530.748 (equivalent approx. to 153700 Euro), i. e. the assets of the corresponding value that no longer fit for purpose were written off the accounting.

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
			(section 400). The following oil products are derived from the KT- 1/1combined technological complex: 1. stable catalytically cracked gasoline – vehicle petrolcomponent; 2. propane- propene and buthane- buthene fraction – rawmaterial derived from alkylation, MTBE (ETBE) production, oligomerisation and petrochemicalprocesse s or components of liquefied trade oil gas; 3. methyl tretbuthyl ether (MTBE) or ethyl tretbuthyl etheror a combination of ethers – multi- octane petrol component; 4. diesel distillates – vacuum distillate hydro- purifyingdiesel distillate (fraction 160- 370 oC), catalytic cracking lightdiesel distillate (fr. 160- 300 oC) and heavy diesel distillate (fr. 300- 500oC), visbreaking light diesel distillate (fr. 160- 390 oC) and heavy dieseldistillate (fr. 260- 380 oC), diesel distillate from vacuum rectification (fr. upto 360 oC), directed for further processing; 5. fraction 310- 420 oC and fraction exceeding 420 oC – componentsof heating fuel oil; 6. stabile secondary petrol – vacuum distillatehydro- purification and visbreaking petrol distillate, directed for furtherprocessing (hydrogenation and catalytic reforming); 7. hydrocarbon gas used in the form of gas fuel fortechnological purposes; 8. hydrogen sulphide in monoethanolamine solution; 9. visbreaking fraction exceeding 350 oC - heating fuel oilcomponent. Object of the accident – the fuel oil vacuum rectification K- 601column in the 001 section of the KT- 1/1 combined technological device for deepprocessing of fuel oil was mounted in September 1988. The column was put intooperation in April				of the K- 601 column. On 15 October 2004 the management plans approved by the chairperson of the board of omissis provided for the reduction of operating costs, by extending the intervals between general repairs by at least 4 years and more, and, at the same time, for the improvement of the long - term reliability of devices. According to the commission, this decision fails to improve the long - term reliability of devices, as the repairs of separate devices, without stopping the production for general repairs, cannot allow the full taking into account of the wear and tear of the devices and their condition. The last general repairs at omissis were carried out in 2003, and the repairs planned for 2006 were postponed. The manufacturer set a service period of 11 years for the K- 601 vacuum column (technical passport of the device, page 129, Table 2 “Technical characteristics”). The inner condition of the K- 601 column was inspected on 26 September 1997 together with hydraulic tests. Based on the inspection and test results, also the investigations performed and conclusions presented by the joint stock omissis, omissis decided to extend the period of operation of the column (the fact recorded in the technical passport of the K- 601 column). The last inspection of the inner and outer condition of the K - 601 column was performed on 9 January 2006 (the fact recorded in the technical passport of the K - 601 column). According to the requirements of the Instructions No BM - 2 for using pressure vessels, the next date for the inner and outer inspection of the column was set to 9 January 2010, i. e. the planned frequency of the inspections was 4 years. Acting on the basis of the Instruction for the use of pressure pipelines No BM - 4, approved Order No 83 of the deputy director for production technology and capital integration of omissis of 23 April 2004, the pipeline maintenance engineer of the Diagnostic Facility performs the technical inspections of the pressure pipeline No619/1 (from the K- 601 column to the pumps S- 608, S- 613/1, S- 613/2). The last inspection of the operating pipeline No 619/1 (hereinafter referred to as IOP) and the full verification of its technical condition (hereinafter referred to as VTC) was performed on 15 December 2004. The inspection found some minor shortcomings, however, it concluded that the repairs of the pipeline were not necessary, and the next inspection dates were set accordingly at 15 December 2008 for IOP and15 December 2010 for VTC (the fact recorded in the technical passport of the K- 601 column). - operator error - unclear	

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
			1989. The height of the column is 37 meters and the diameter is 5. 5-8. 8- 5. 5 meters. Its general purpose is to increase the output of the light oil products. Primary (atmospheric) fuel oil, the raw material of the vacuum rectification process of fuel oil, is supplied to furnaces KR- 601/1,2 by S- 601/1,2,R pumps via feedwater heaters by two flows. The partially evaporated fuel oil that is heated in furnaces then enters into K- 601 vacuum column by two transfer pipelines. Four load layers are mounted in the K- 601 column. A chute- type humidifier is mounted over the third load layer and sprayer humidifiers are installed over other load layers. Tare, which is the product resulting from the K- 601 column, is extracted from the device by S- 608/1,2 and S- 613/1,r pumps for further processing. The cleavage gas from the top of the column is cooled and enters into separators SP- 603/1,2, and subsequently to the fuel gas line. The diesel fraction is retracted from the upper part of the column and the vacuum distillate – from the middle part. Vacuum in the K- 601 column is formed by special vacuum formers (ejectors), by using diesel as a working reagent. - physical operations (mixing, melting, crystallizing, etc.) - reaction vessel; pressurised					
19	2007- 01- 01 00:00			The following substances were released into the atmosphere: 14. 4 t of ethane (CAS 74- 84- 0) 57. 6 t of ethylene (CAS 74- 85- 1)	- 06. FLAMMABLE - note 3(a)	In a petrochemical plant, 72 t of gas comprising 80% ethylene and 20% ethane were released into the air at a rate of 60 kg/hr from 27/02/07 to 17/04/07, representing 5% of the site's annual VOC (volatile organic compound) emissions. A production operator making his round discovered the leak on 27/02/07 on the vent hole of the cold box housing the ethylene/ethylene exchanger (insulated by perlite) of the steam- cracking unit. This vent hole located at a height of 15 m evacuates the inerting nitrogen of the cold box, which functions between - 40 and - 50 °C under 8 to 11 bar. To avoid any risk of ignition or explosion, the operator has installed 4 gas detectors, constantly measured the internal pressure of the box, monitored the development of leaks by video camera with a feed to the control room, increased the vent hole from 1" to 3" after installing an elbow on it to divert the leak from the installation, which was then connected to a mobile flare and put into service on 17. 04. Water and steam curtain systems and fire monitors were pre- positioned in case of a major leak.	Leak on the vent hole of the cold box housing the ethylene/ethylene heat exchanger (insulated by perlite) of the steam- cracking unit. The leak was located on the vent hole of the cold box housing the ethylene/ethylene heat exchanger (insulation by perlite) of the steam- cracking unit. The vent hole located at a height of 15 m is used to evacuate the inerting nitrogen of the cold box that functions between - 40 and - 50 °C under 8 to 11 bar.	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I Release into the atmosphere of VOC representing 5% of the plant's annual emissions. Increase of the risk of ignition or explosion on the site.

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
						Automatic shut- off valves were installed to rapidly isolate the section concerned and the work permits procedure was modified to take into account the deteriorated the situation. Since the leak did not increase over time, thereby confirming the metallurgical analysis, and in view of the safety and surveillance measures taken, the facility remained in service for a limited period in order to prepare the on - site repair of the exchanger. The facility finally shut down for one month on 28/05/07. Notification of the accident is justified by the fact that the ethylene and ethane released correspond respectively to 115% and 29% of the Seveso thresholds for substances. This accident corresponds to level 5 of the European accident scale for hazardous materials, by releasing 100% in excess of the relevant Seveso threshold.		
20	2007- 01- 01 11:15			Flaring 60 tons of ethylene (F+) (120% of the Seveso threshold of 50 t), CAS 74- 85- 1	- 02. TOXIC	In a petrochemical plant, 60 t of off- specification ethylene was flared from 11. 15 am to 5 pm following the securing of the digester of the steam - cracking unit after a lightning strike. The work carried out on one of the plant's boilers prevented removal by steam of the flaring exhaust gas; a cloud of smoke was visible from several kilometres away. The digester used nickel catalysis to convert hydrogen (H2) and carbon monoxide (CO) into methane (CH4) and water (H2O) at a temperature close to 230 °C. The H2 purified in this way from the CO can convert acetylene into ethylene, which is not the case when it is polluted with CO. The ethylene, which meets a relatively strict specification (5 ppm acetylene maximum) is then transformed into polyethylene. At 11. 15 am on the day of the accident, a lightning strike made it necessary to secure the digester on high temperature safety; insufficient supply of H2 to hydrogenate the acetylene resulted in a high output of off- specification ethylene that had to be flared given the lack of any storage facility on the site. The unit was back in service at 12 noon, but the time required to restore the system was underestimated, leading to the production of off- specification ethylene and consequently the need to flare it until 5 pm. 2.	Lightning (natural accident source) and organizational failure. A lightning strike made it necessary to secure the digester on high temperature safety; the decrease in H2 production, which permits hydrogenation of the acetylene, resulted in a large output of off- specification ethylene that had to be flared given the lack of any storage facility on the site.	Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I Atmospheric pollution
21	2007- 02- 17 10:40	not given	Thermal cracker unit. Unit had been shut down on February 13 after leakage of steam generator.	40. 9 vol % H232. 1 vol % Methane7. 1 vol % ethane5. 8 vol % propaneTotal amount: 19. 9 tonnes	- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c)	Release of flammable gas.	Presumably during clean- up work next to the unit, a stump was hit by an 'Atlas crane' and partially ruptured. The contractor denies the impact scenario.	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I - Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. - Damage to property: on- site >2M euro; off- site > 0. 5M euro; during the release: danger of explosion
22	2007- 06- 18 09:54	Installation for refining/distilling or further processing of crude oil or mineral oil products	Hydrogen sulphide (H2S) absorption plantDiisopropanolamine regeneration plantSulphur recovery unit of the cracker-treating/use for treatment (stenching, preserving, etc.) - - treating/use for treatment (stenching, preserving, etc.) -	Heating gas, highly flammable, approx. 1420 kgHydrogen sulphide, very toxic, (CAS 92045- 15- 3), approx. 1275 kgSulphur dioxide, toxic, (CAS 1446- 09- 5); approx. 800 kg	- 06. FLAMMABLE - note 3(a) - 02. TOXIC	Hydrogen sulphide is separated from the refinery gas in the absorption column with diisopropanolamine (CAS 82229- 41- 2). The cleaned fuel gas is conveyed into the refinery's fuel gas network and the charged diisopropanolamine is regenerated for reuse. The hydrogen sulphide separated during regeneration is transformed into sulphur by the Claus - units. Release of hydrogen sulphide and fuel gas from a cracker in a refineryHydrogen sulphide is separated from the refinery gas in the absorption column with diisopropanolamine cas (82229- 41- 2). The cleaned fuel gas is conveyed into the refinery's fuel gas network and the charged diisopropanolamine is regenerated for reuse. The hydrogen sulphide separated during regeneration is transformed into sulphur by the Claus- plants. When the event occurred the low- level shut- down system of the column triggered. Under normal conditions a control valve would have closed and the column level would have risen again. The control valve however was blocked in open position by metal parts (column internals) and the column level dropped to zero. The charged diisopropanolamine was diverted entirely to the regenerator and a gas break- through of H2S occurred over the diisopropanolamine- regenerators towards the Claus- plants. Both the Claus- plants and the downstream catalytic post- combustion unit were overcharged and the gas containing H2S was discharged over the 175m high chimney of the cracker without almost any conversion into sulphur dioxide. The gas- flow rate to the units was regulated to a fixed value and the excess gas was diverted to the H2S- flare In order to prevent the complete breakdown of the Claus- plants. A gas overpressure occurred in the flare system breaking through the hydraulic lock of the earth-tank connected the flare system. The path to the environment was opened, due to the fact that at the same time the sluice system was being prepared for a pressure test and that condensate was being flushed in the tank. This way the flushing medium containing minimal residual amounts of ADIP, fuel gas and H2S were released into the environment. The jammed valve was	A control valve of the absorption column was blocked by metallic parts (column internals) in open position, and the column level dropped to zero. The charged diisopropanolamine was diverted entirely to the regenerator and a gas breach of H2S occurred over the diisopropanolamine- regenerators towards the Claus- plants.	Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I Strong odour nuisance > 1h

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
						unblocked and the flare- line shut- off as soon the event dynamics were understood.		
23	2007- 10- 31 11:25	The Coryton refinery is a large oil refinery on the River Thames estuary. It was originally commissioned in 1953 and has been operated by several companies over the years. Petroplus acquired the site in June 2007.	The incident occurred on the C5/C6 Isomerisation plant (Unit 35), which was built in 1993. It performs a key process in the refinery strategy to produce high quality product. This Unit comprises the DEHEXANISER system, the PENEX system and the MOLEX system. Their functions are to remove the C5/C6 hexane fraction from the naphtha feed, which if left in situ would be subsequently converted to undesirable Benzene, and then to isomerise this C5/C6 fraction to desirable high octane materials. - pipeline/pipework transfer - general pipework/flanges	Extremely flammable Naphtha product - 48 tonnes	- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c)- Low boiling point hydrogen treated naphtha - 92045- 61- 9 - 48. 00000 - 81. 00000	At about 11. 25am on 31st October 2007 a fire occurred on the C5/C6 Isomerisation plant (Unit 35) at the Petroplus Coryton Refinery. Approximately 48 tonnes of naphtha was released from an insulated pipe feeding the Dehexaniser fractionating column of Unit 35 and subsequently found a source of ignition. The pipe fed into the Dehexaniser column approximately 25 metres above ground. Subsequent examination of the failed pipe revealed that significant corrosion underneath the insulation had occurred on the underside of an elbow of the pipe, just before its entry into the Dehexaniser column. At the time of the incident Unit 35 had been taken temporarily off - line and its feed by - passed while planned repair work to the control system of the Unit's Emergency Shutdown System (ESD) was carried out. Whilst attempting to rectify a fault on the logic system, the programmable logic controllers (PLCs) failed totally on two occasions. The system was re - set after each failure. However, in between the two failures the flow control valve, FC201, situated between the failed pipe and the Dehexaniser column, and which controls the flow of the Naphtha feed into the column, was manually re - set to 15% open, the normal initial setting for starting up the column. This reduction in the valve opening created a greater resistance to sudden product flow and hence a higher pressure pulse in the feed line (although still within the design capability of the pipework) when the second start up occurred. It is likely that this increase in pressure found a weakness in the feed line as a result of the corrosion, causing it to rupture and release the naphtha product.	The incident was primarily caused by a structural failure of a 200mm NB Carbon Steel feed pipe to the Dehexaniser column on Unit 35. The pipe was insulated and the external surface of the pipe wall beneath the insulation had corroded at a region where water had been collecting. The corrosion had reduced the pipe wall metal thickness to a level that could not support the internal pressure of the process fluids and a major process release occurred. The escaping extremely flammable liquid found an ignition source resulting in a fire which caused extensive damage to Unit 35. Unit 35 was originally constructed in 1993 to relatively good standards of the time but nevertheless went into operation with a sub standard pipe installation. A walkway support bracket angle iron clashed with the pipe insulation weather cladding, which led to the water ingress at that location. The operating temperature of the pipe and wall wetting created conditions favourable to an accelerated corrosion mechanism. The corrosion progressed over time but remained unrecognised by the refinery ongoing integrity management systems until the failure occurred. In 2001, when the refinery was under different ownership, a company wide report had been produced in relation to Corrosion under Insulation (CUI). This recognised that CUI was endemic throughout the company's operations and a major threat. The refinery developed improved procedures for addressing the report recommendations but had not successfully implemented them up to the time of this incident.	- Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. - Damage to property: on- site >2M euro; off- site > 0. 5M euro; The outcome of the operator's failure to recognise Corrosion under Insulation (CUI) at the incident location, and failure to adequately inspect and maintain the plant with respect to CUI, was a large release of an extremely flammable liquid that ignited causing a fire that burned for approximately 3 hours. No physical injuries to any Petroplus employees or contractors were reported as a result of the incident. Accident reports were subsequently received from a contractor company operating at site regarding post incident shock experienced by five of their employees. The incident caused sufficient damage to close the refinery for approximately 8 weeks. Information given on the Petroplus website estimated that the costs of the repairs to the plant would be of the order of \$15 million Firewater run - off was generally well managed and was contained on - site with little or no impact on the effluent treatment system.
24	2008- 02- 17 02:25	not given	The incident occurred at a refrigerated storage tank. Butane is stored at atmospheric pressure at or near to boiling point of - 1 degree C. Release was from three pilot operated fire safety valves (FSV) installed on tank and designed to relieve at 72mbar. Simultaneously/individually lifted below set pressure and released butane to atmosphere. Common mode failure.	Butane - liquefied petroleum gas (Extremely Flammable)CA S Number: 000106- 97- 8Quantity lost about 7- 30 tonnes	- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c) - 00. NAMED SUBSTANCE	The incident resulted in a loss of containment of butane. Exact quantities are not clear at present but best estimate is in the region of 7 to 30 tonnes. Total plant inventory is 1100 tonnes. The qualifying quantity is 5% of 200 tonnes ie 10 tonnes.	At 02. 05 on 17th February 2008 during stable plant operations, DCS operator noted that pressure loss was occurring in a butane refrigerated storage tank. Ambient temperature outside was - 7 degrees C, well below the boiling point of butane. Action to arrest pressure loss by increasing heat input to the tank failed. Inspection of the tank area showed common mode failure of three pilot operated fire safety valves (FSVs), which lifted below set pressure and released butane to atmosphere. Operators isolated FSVs, pressure restored to normal, release stopped. Common mode failure of FSVs. Tyco (Anderson Greenwood) 9200 series pilot operated diaphragm valves. Low ambient temperature caused butane to condense out in the valve dome and sense line, pressure dropped, which caused valve to open. Valve mechanically sound and correctly set but not suitable for butane duty at low ambient temperatures or other fluids where ambient temperature may drop to below boiling point/dew point of fluid. - component/machinery failure/malfunction - inappropriate	Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I The release did not ignite. There were no injuries or environmental harm, and no disruption to the local community. Those employees who carried out the emergency response were shaken. The material loss was difficult to calculate because the loss was relatively small compared to the overall plant inventory and the tank was continually receiving product from the plant at the time. Also it was not clear when, and for how long, each FSV was open. There was no damage to the plant. The fire case was not compromised.
25	2008- 03- 16 17:00	The refinery, which started operations in 1930, is located on an area of 350 Ha bordering the north- bank of the river Loire and a vast humid zone constituted by the river estuary and its adjoining marshlands. The refinery, has an annual distillation capacity of 10 millions tonnes (10. 000. 000 t)of crude oil supplied by shipThis refinery produces, LPG, kerosene, gasoline, diesel, domestic fuel oil, bitumen and naphtha, etc. The refinery, offering anannual distillation capacity of 10 millions tonnes of crude oil, is located onthe northern bank of the Loire River at the river s edge in the vicinity of anexpansive wetlands zone, comprising the mouth of the Loire and its adjoining marshland. Thiszone features a series of highly- diversified media with mudflats, reed beds andfloodplain meadows being considered as	Pipe rack connecting the storage tanks with the loading dock- pipeline/pipework transfer - general pipework/flanges - loading/unloading activities (transfer interfaces) - - pipeline/pipework transfer - general pipework/flanges	cargo fuel oil		At 4. 10 pm, a person on a barge observed the presence of hydrocarbons on the water surface and triggered alarm. BY 4. 45 pm, aRounds - man identified and isolated the leak at 500 m upstream to where the hydrocarbons were detected. The internal contingency plan was triggered at 17:00 hrs and the inspection authorities of classified installations were informed. A ship equipped for hydrocarbon recovery was stationed at the mouth of the river while two trawlers recovered hydrocarbon pellets from the river. Investigations revealed that the leak was detected only after 5 hours , 478 tonnes of fuel were spilled, of which 180 tonnes flowed into the river Loire. Subsequent to the spill public access restrictions to several beaches and fishing prohibition in the river estuary were issued and were gradually lifted between the 04/04 and 18 /04. Over 750 people were involved for three and a half months in cleaning up the 90 km of polluted banks (6,170 tonnes of waste was recovered and stored on - site before disposal). A 16 cm longitudinal fissure caused by corrosion localised under the thermal insulation was detected upon examination of the pipeline. The corrosion resulted from a water leak in a pipe located above the pipeline. Water infiltrated under the thermal insulation, causing corrosion and subsequently the fuel pipeline rupture. Despite several faults detected during the previous months on the same pipe rack, the operator failed to revise his inspection programme such to take into account the	The defective pipeline, 12 inches in diameter and lined with thermal insulation, forms part of a pipe - rack composed of some 20 pipes on two levels. An examination of the defective pipe section revealed the presence of a longitudinal crack approximately 16 cm long by 1 cm wide adjacent to the observed local corrosion underneath the thermal insulation lining. Water flowing from a perforated pipe, positioned vertically above the fuel oil pipeline, infiltrated under the leaky thermal insulation layer, first causing the steel to corrode and then perforating the pipe. A pipe verification and maintenance programme was adopted for the refinery site in accordance with a procedure developed in April 2007and designed to establish the various inspection and maintenance periodicities depending on the type of pipe configuration and potential vulnerabilities. The importance of specific maintenance works on the pipe where the leak occurred was however poorly evaluated in this programme, despite a number of warning signs during the preceding months on this particular group of pipes and despite the potentially serious consequences of an accident affecting one of these pipes given the proximity to the riverbank.	- Immediate damage to the environment (according to Annex VI) Due to the effect of tides and currents, the fuel oil dispersed onto the northern and southern shores of the Loire estuary. Hydrocarbonpellets were recovered on beaches in the neighbouring Vendée Department and as far south as the Isle of Rhé. Pollution cleanup efforts,in some cases requiring mobilisation of up to 750 people at the same time, lasted three and a half months to clean not only some 60 km of fouled riverbanks, but also wetlands further inland (swamps, reed beds, etc.). Public access restrictions were issued for certain beaches and fishing was prohibited in the estuary; the restrictions would gradually be lifted between 04/04 and 18/04/2008. The environmental impact assessment on the flora and fauna was promptly initiated by setting up an accurate inventory of the number of affected birds. Observations performed twice a week by the National Office for Hunting and Wildlife revealed that that the number of bird deaths caused by this pollution spill was less than 10 throughout the entire Loire- Atlantique Department. The proportion of oiled birds kept decreasing as pollution cleanup progressed, with the affected bird population gradually leaving the area as time went by. Nonetheless, several tens of dead animals were recorded in both the Vendée and Charente

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
		exceptional here in terms of both floraand fauna. This refinery produces, fromcrude oil supplied by boat, an entire array of typical petroleum products(including LPG, kerosene, gasoline, diesel, domestic fuel oil, bitumen andnaphtha).				specific risks presented by this pipeline given its proximity with the river banks.		- Maritime Departments over the following days, even though no scientific causality correlation could be established, especially given the type of species involved. The operator provided most of the manpower and took financial liability for all damages, pollution cleanup costs and compensations to affected professionals.
26	2008- 03- 17 00:00			Ethylene, 300. 000 kgAcrylonitrile, (CAS 107- 13- 1). 3. 000. 000 kg	- 07 a. HIGHLY FLAMMABLE - note 3(b)(1) - 02. TOXIC	Release of substances, fire with explosion in a tank farm causing material damage of approx. 2. 000. 000. EUR Release of ethylene from a pipeline in correspondence to the tank farm with ignition of the gas- cloud Fire at an adjoining acrylonitrile tank developing to a full scale fire		- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I - Damage to property: on- site >2M euro; off- site > 0. 5M euro; Damage to equipment and buildings of the installation - material losses 2. 000. 000 Euro
27	2008- 05- 07 13:33	Therelease occurred on the west side of the T13 pump house at theGrangemouth refinery complex.	An inadequately isolated section of crude oil feed pipeworkbetween the establishment boundary and Crude Distillation Unit No. 2(CDU2) became over pressurised as a result of thermal expansion,causing a flange gasket to rupture and crude oil to spray from it.	11. 7 cubic metres of extremely flammable crude oil.	- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c)	Accidental discharge of a dangerous substance exceeding 5% of the qualifying quantity. See Annex VI, paragraph 1 of the Seveso II Directive and Schedule 7, Part 1, criteria 1(a) of the Control of Major Accident Hazards Regulations 1999 (as amended).	On 3rd May 2008, during recommissioning of the refinery, the CDU2 feed line was isolated at the production end with a block valve, but not at the feed end. Crude oil was therefore able to flow into the feed line through a non- return valve. Recognising that the line had no thermal expansion relief, the company implemented an ad- hoc system to manually drain oil trapped between the block valve and non- return valve using a high pressure alarm as a prompt to drain off oil. However, with no block valve at the feed end of the pipework, crude oil was able to continue to flow towards the production end each time a quantity of oil was drained off, causing pressure to repeatedly build in the line and requiring frequent draining operations. This system of work was not risk assessed or proceduralised. On 7th May 2008, the informal system of work was not communicated to the day shift technicians. Therefore, when the high pressure alarm and then high high pressure alarm sounded at 09:14 and 09:20 respectively, the panel technician failed to appreciate their significance and no action was taken to drain oil from the line. At 13:33 a 12 inch flange gasket ruptured on the line due to over- pressurisation from thermal expansion. The leak was discovered at approximately 13:40 by a technician. 11. 7 cubic metres of extremely flammable crude oil was lost to grade.	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I Loss of 11,7 cubic metres of crude oil to grade.
28	2008- 07- 01 16:38	Refinery - production of engine fuels from processing of crude oil andproduction of the wide range of products and half- product of oil derivatives.	Installation for production of olefines (ethylene, propylene).	Propane (C3H8) F+ - extremely flammable; R12 - extremely flammableprod uct;	- 07 a. HIGHLY FLAMMABLE - note 3(b)(1)	During the maintenance works at the olefin installation, emission and ignition of hydrocarbons occurred. Two workers were burnt. Due to the injuries the workers died (one after 2. 5 and the second after 6 weeks of hospitalisation).	Thereshouldn't have been hydrocarbons in the place accident. Despite detailed analysis it was impossible to clearly identify the emissionsource. However two emission sources were considered as the most probable: untwisted/unscrewed (on 30 June 2008) flange connection on a pump A. On this connection there was an unscrewed plug left; untwisted/unscrewed (on 1 July 2008) flange connection on a pump B; Thecauses of the accident were as follows: not checking the emptiness of the pipeline before starting maintenance works; during unscrewing the flange connection the limited trust rule was probably not obeyed. The contractors should have taken the position from the opposite side of the flange in relation to screws being unwinded (this enables to reduce the possibility of running with hydrocarbons leaking from the pipeline). The workers were standing on the side of unwinded screws; incorrect preparation of the installation for maintenance works. The way of preparing the installation did not ensure the emptiness of the drainage system of hydrocarbons. lack of supervision the operation of preparing the particular parts of the installation for maintenance works; It was not impossible to identify the ignition source. It was assumed that it could have been a dropped wrench, hammer that were usedfor the works or another source.	- Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. Because of the emission and ignition of hydrocarbons two workers were seriously burnt. Due to the injuries the workers died (one after 2. 5 and the second after 6 weeks of hospitalisation).
29	2009- 01- 05 11:15	Oil refinery	Visbreaking unit of a refinery –thermal vacuum conversion process of residues reducing the production of heavy fuel oils- not known / not applicable - - not known / not applicable -	Hydrogen sulfide (CAS 7783- 06- 4)	- 01. VERY TOXIC	An employee was found unconscious by 11:15 hrs in the visbreaking unit of a refinery. He died during the night after having been hospitalized. The most accredited hypothesis is that he inhaled hydrogen sulphide (H2S), the victim had to perform an intervention on equipment which could potentially contain H2S. An autopsy has been performed and a judicial investigation started.	The victim had to perform an intervention on equipment which could potentially contain H2S. An autopsy has been performed and a judicial investigation started. non connue	- Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. The employee was found unconscious by 11:15 hrs and died during the night.
30	2009- 01- 12 19:55	Installation for the storage of flammable liquids in tanks having a capacity equal or higher to 50. 000 tons.	Tank- process- associated (stockholding, etc. on- site of manufacture) - - process- associated	Gas- oil, residue (bunker oil) (CAS 68476- 33- 5)	- 02. TOXIC	The leaking of a flange caused the release of gas- oil at the tank- truck loading facility. Because of leakage in the pavement of the tank- truck loading facility, a small amount of gas- oil penetrated into the soil.		- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
			(stockholding, etc. on-site of manufacture) -					
31	2009- 01- 29 15:30	The refining activity of the Flanders refinery was terminated in 2010. The Flanders refinery is one of six owned by Total	Residue pit/dyke in a general mechanics maintenance building	Gas		Around 15:30, a gas cloud ignites inside a maintenance building of a refinery in which twenty people a subcontractor pump and fix a pit. - VCE (vapour cloud explosion; supersonic wave front)		- Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. One worker died in the accident, 6 others burned to varying degrees and were hospitalized and a medical - psychological unit supported fifteen shocked people. The walls and roof of the building were damaged. The tank of jetting truck, present in the building for cleaning and pumping the residue of the pit/dyke was covered with fire extinguishing foam, but is only slightly damaged (melted plastic parts). The building was away from production areas and storage, this event had no effect on the operation of the refinery units. - Injuries 6 - Fatalities 1
32	2009- 05- 26 13:40	The SARAS site in Sarroch is a crude oilrefinery consisting of several interlinked plants for distilling crude oil andconverting/transforming the various distillates, producing fuel gas, liquefiedpetroleum gas, benzine, virgin naphtha, diesel, heating oil, kerosene and fueloil. There is also a co- generation IGCC(integrated gasification combined cycle) plant, which converts heavy residuesinto hydrogen- rich gas for use within the refinery itself as well as in theproduction of steam and electricity. The refinery also has repositories withlarge storage capacities.	The Mild Hydro Cracking- 1 (MHC- 1) plant isused for the production of diesel with a very low sulphur content and for thetreatment of diesel in a vacuum in order to prepare the load for the catalyticcracking plant (desulphurisation of the load). The MHC- 1 plant contains a reaction andstripping column used to reduce the sulphur content in the final product. The sulphur present in the diesel is first transformed into hydrogen sulphide (H2S)in two hydro- desulphurisation reactors placed in series and then eliminated inthe stripping column. TheHD106 pressure tank where the accident occurred is located downstream of thehydro- desulphurisation reactors and before the stripping column. Its appliespressure and heat in order to separate the liquid phase made up chiefly ofdesulphurised diesel from the gaseous phase made up of hydrogen, lighthydrocarbons and H2S.	The workers in question died as a result ofasphyxiation owing to the lack of oxygen inside the nitrogen- filled HD106pressure tank. Nitrogen is not included on the list of hazardous substanceslaid down in the Seveso II Directive.		The accident occurred while Mild Hydro Cracking plant 1 at the SARAS refinery in Sarroch was closed for maintenance works, between approximately 13:40 and 14:45 on 26 March 2009. The accident occurred while staff from the company CO. ME. SA contracted to carry out internal cleaning works were inside the nitrogen- filled HD106 pressure tank in order to steam- clean and ventilate it. The accident resulted in the death by asphyxiation of the first worker sent inside the pressure tank (without authorisation and without a work permit) before the tank was made safe for maintenance. Two further workers died after entering the pressure tank without the correct personal protection equipment in order to help injured co- workers. The accident did not release any substances into the atmosphere; it did not cause a fire or an explosion, and did not involve transport. L'incidente è stato provocato da asfissia per carenza di ossigeno all'interno del luogo confinato.	Breach of the plant's internal safety rules.	- Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. Death of three people working for an external contractor. - Fatalities 3
33	2009- 07- 15 15:00	Petrochemical site	Steam cracker- heat exchanger	0		The superheater A of steam-cracker NR. 1 in a petrochemical site exploded at 15:00 hrs. 2 out of 8 persons present on the accident site were killed and 6 were hospitalised (2 were employees of a subcontracting company working on the site). 5 employees were dismissed from hospital the same night. The internal contingency plan was activated, the unit was evacuated and 70 fire brigade officials intervened. The minister for industry and the state secretary for ecology visited the site. Pieces of refractory lining, some of which having a size of 50 cm, and other debris were found up to 100 m around the accident site, a dust cloud could be seen over the site. A part from the noise of the deflagration no other off- site consequence or impact was observed. The continuous air quality monitoring did not detect any anomalies. The cylindrical steam superheater having a diameter of 5 m and a height of some 20 m is connected to a chimney of the same height, did not contain any toxic products. The explosion was not followed by any fire. Following a rain storm during the night	- an accumulation of inflammable gas, yet within the flammability limit: the operator's investigation pointed to the hypothesis of a gas flow surge in the direction of a burner during the start- up phase as the ignition step was being carried out; - ignition of the cloud by either the tube ignitor or a hot spot inside the superheater convection zone. Other ignition sources could also be envisaged (e. g. electric spark, static electricity), yet these two cited sources would seem the most plausible. A number of elements favoured the onset of this accident, whose serious consequences were tied to the presence of personnel in the vicinity of the superheater during manual ignition: - failure to steam- sweep the superheater prior to its reignition, as stipulated in the operating procedure issued by the plant management;	- Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. Two out of eight persons present on the accident site were killed and six were hospitalised (two were employees of a subcontracting company working on the site). Five employees were dismissed from hospital the same night. - Injuries 6 - Fatalities 2

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
						between 13 an 14 of July with water infiltrations affecting a technical room and the digital command control system, the steam cracker unit NR 1 was shut down and secured. The day before the accident start- up procedures had been started during the morning. The start- up process is long, start- up is performed section by section. On 15 of July the superheater was prepared by 15:00 hrs in view of a manual start- up. An operator with a mobile probe went to ignite the pilots when the superheater exploded. The corpse of the operator and of a second employee were found under the debris of the collapsed bottom of the superheater. The explosion was probably caused by the accidental accumulation of a flammable gas mixture and an ignition source which could not been determined. A judicial investigation and the investigations made by the operator should allow to clarify the exact circumstances of this accident. An urgent prefectural order imposes a detailed revision of the safety report and an integrity assessment by a third party of the equipment affected or potentially affected by the accident (pressure wave, missiles, etc.) before restarting operation of the installation - VCE (vapour cloud explosion; supersonic wave front)	- gas input via a burner, despite the flame on the associated pilot being extinguished;	
34	2009- 08- 04 09:15	Manufacturing of basic plastics	An empty 100- m³ tank of sulphuric acid (H2SO4) Installed directly above its retention basin at a height of several metres- process- associated	0	- 04. EXPLOSIVE - note 2(a)	An empty 100 m³ tank of sulphuric acid (H2SO4) exploded at 9:15 am at a chemical site. Installed directly above its retention basin at a height of several metres, this "F2" reservoir was projected and fell nearby, toppling the scaffolding set up for reservoir maintenance and causing 3 workers (2 subcontracted personnel) to fall. Two of the three were seriously hurt: the plant employee sustained cranial trauma after falling some ten metres; and a subcontractor was pinned between the tank and the scaffolding, injured to the face by the grinder he had been using. The internal emergency plan was activated, bringing both internal and external responders to the site. The injured were taken to hospital. The operator notified the Prefecture, local city halls and the general public. The classified facilities inspectorate initiated an investigation. The tank had been temporarily plugged on 18th July using a sealant box after discovering a leak on 17th July. Scheduled for repair at the beginning of August following its drainage, the tank was rinsed with water throughout the weekend of 2nd August, then a subcontractor installed the scaffolding for the specific intervention: tank access, process insulation plating, etc. A plant employee, accompanied by 2 subcontractors, then assembled the tank in order to open the dome when the explosion occurred. - VCE (vapour cloud explosion; supersonic wave front)	The accident appears to have followed a hydrogen (H2) accumulation at the top of the tank due to ignition of the inflammable mixture formed with air when cropping corroded bolts from the dome manhole with a grinder. The tank was torn over half the circumference of the shell/bottom junction, and its anchorages were stripped. The tank had only been rinsed once, which strengthened the hypothesis of insufficient tank rinsing causing the acid attack of metal with an H2 release.	- Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. - Damage to property: on- site >2M euro; off- site > 0. 5M euro; Two of the three were seriously hurt: the plant employee sustained cranial trauma after falling some ten metres; and a subcontractor was pinned between the tank and the scaffolding, injured to the face by the grinder he had been using. - Injuries 2
35	2009- 09- 18 16:45	Petrochemical Compagny of Berre site is a petrochemical complex covering nearly 1,000 hectares located on the edge of Berre l'Etang, near Marseille in the south of France. The fully- integrated site includes a refinery, and a polyolefins complex consisting of a steam cracker, a butadiene extraction unit, and world- scale polypropylene and polyethylene plants. The site also includes chemical operations and logistical assets such as harbor facilities, pipelines, storage and distribution terminals.	The refinery produces fuels and other refined petroleum products. The polyolefins complex produces polypropylene and polyethylene resins used for a wide variety of consumer and industrial applications.	Hydrocarbons		Following 2 storms causing a 150 mm rise in a retention basin, a spill happened at 4:45 pm in a refinery. Water containing hydrocarbons polluted the BERRE and VAÏNE brackish water lagoons.	During the days before the spill, two storms happened causing the accumulation of 150 mm of rainwater in the retention.	- Immediate damage to the environment (according to Annex VI) The hydrocarbons polluted 2 ha of saline lagoon near the site. - offshore: saline lagoon 2 ha
36	2009- 12- 23 17:45	Industrial park Chempark Zaluži, establishment of chemical production UNIPETROL RPA, site of Petrochemie.	Reservoir of wastewater is a part of water cooling system	pyrolysis benzine 0,72 - 2,16 t		There was a leak of petrol substance into the broke Bily potok. Bad smelling substance appears on the surface of water and banks. As the source of the waste was identified the rain sewerage from the petrol establishment. It was found out that the petrol substance was pumped from the reservoir of waste water to the sewerage by mistake.	Leak of pyrolysis benzine was caused by undesirable switch on of sludge pump. It was switched on by mistake.	- Immediate damage to the environment (according to Annex VI)Pollution of water of stream, river and banks, death of fish population and pollution of groundwater.
37	2010- 04- 09 21:45	Petrochemical plant Fosse de résidus dans un bâtiment maintenance de mécanique générale	benzene storage area separation pits of the site's effluent collection network- process- associated	0	- 02. TOXIC	During a transfer of benzene at a petrochemical plant, the pumps for transferring the benzene from the storage tanks to the rail wagons stalled regularly over the course of the afternoon, requiring the operators to repeatedly purge them before repriming. At 21:45, a VOC (volatile organic compound) detector triggered an alarm to the central control room, and another hydrocarbon alarm was tripped at the entrance to the complex's final effluent treatment plant 15 min later, followed by other alarms triggered by VOC sensors at the same station. The operator then inspected its premises and noted that benzene was overflowing at the outlet of one of the primary separation pits of the effluent	The operator's investigations revealed that the volume of benzene purged from the pumps would normally have flowed into the collecting pits linked to a covered hydrocarbon-processing installation. However, two days before the accident, this pit's outflow channel, which had previously been emptied, had been shut off and the volume purged that day exceeded the capacity of the pit, which caused it to overflow into the site's effluent separation and treatment network.	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I - Immediate damage to the environment (according to Annex VI)The operator's report showed that the volume of effluents emitted into the Merle stream on 10 April was 9 289 m3 over 10 hours, representing an average benzene concentration of 9. 3 mg/l, which surpassed the authorised emissions threshold for the processing plant (1. 5 mg/l), i. e. 72 kg above the authorised daily benzene threshold. - freshwater: stream/tributary

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
						collection network. Two other separation pits connected between themselves and with the above - mentioned, located near the storage areas used in the afternoon, also proved to be filled with benzene. Major Accident - gas/vapour/mist/etc release to air - fluid release to water - fluid release to ground		
38	2010- 04- 15 10:30	Oil refinery	Delayed cocking unit: bottoms, comming from vacuum units, turn into gas, naphtha, gas oil and coke, by means of a high severity thermal cracking	Gas hydrocarbons, without specific composition, at atmospheric pressure and temperature	- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c)	Explosion at the delayed cocking unit in an oil refining plant. Welding works were being carried out. One killed and a people injured as consequences of explosion. - VCE (vapour cloud explosion; supersonic wave front)	An ignition source, from the maintenance works of welding that were being carried out outside the upper tank cap, got in contact with flammable vapors inside the chamber	- Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. 2 injured people (one of them deceased 15 days later)
39	2010- 05- 01 21:35	Refinery	Crude oil distillation columnThe crude oil distillation unit was operating more or less as normal. - not known / not applicable -	Note from MAHB: Authority will provide the content of the crude oil within the column.		On 1st of May 2010 substances were released at a refinery, causing a crude oil distillation column to catch fire. Investigations are ongoing.	The search for causes is still being conducted.	- Interesting for lessons learned.
40	2010- 05- 17 18:15	Petrochemical site dedicated to the production of alkenes and polyethylene The olefin installation was shut off due to planned maintenance works. In order to prepare the installation for maintenance works, the parts of the installation were emptied of hydrocarbons, purged, washed and vaporized.	The furnace was processing naphtha and producing a refinery gas (gas bruto). The naphtha is distributed in 8 serpentines and is heated in the first section, mixed with vapour, and cracked in the radiation section, with temperatures close to 840°C and 0,8 bar pressure. - other - - other -	In the moment of the occurrence, the mixture present in the serpentine had approximately the following composition: methane (19%), ethylene (29%), propylene (14%), 1,3-buthadyene (4%), benzene (9%) and hydrogen, ethane, propane, butanes, pentanes and C6+ (25%).	- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c)- Cracking naphhta - CAS Number - 3. 00000 - 5. 00000	Rupture of the serpentine of the furnace, followed by a fire of the mixture contained in the equipment. Other Event - flash fire (burning vapour cloud, subsonic flame front) - VCE (vapour cloud explosion; supersonic wave front)	 - The fire was directly caused by the rupture of the serpentine containing the cracking naphtha. - The rupture was caused by the abrupt increase of the temperature of the serpentines (> 1100°C) when the burners were turned on during a reduction of the load of the furnace. - The reduction of the load was executed due to the stop of the compressor of refinery gas, caused by a decrease of the pressure of the lubricating oil. This was due to the fail of the control system of the turbine that starts the oil pump.	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I Affected equipment: Damages on the serpentines, instrumentation and electricity cables Loss of production There was no need to shut down the adjacent installations - response, cleanup, restoration costs 363000 - material losses 242000
41	2010- 06- 28 23:15	Manufacturing of nitrogenous products and fertilisers	ammonia (NH3) synthesis unitThe convex base welded to a heat- insulated, high-pressure water vapour pipe connected to catalytic reforming equipment had burst prior to ignition-chemical continuous reaction - - chemical continuous reaction -	water vapor		At 11:15 pm, a violent and loud bursting occurs within an ammonia (NH3) synthesis unit at a SEVESO - classified nitrogenous fertiliser plant. The convex base welded to a heat insulated, high pressure water vapour pipe connected to catalytic reforming equipment had burst prior to ignition. The base, a 40 kg block of steel, was projected longitudinally. Inside the shop area, a walkway was ripped off its supports damaging an access ladder. The steel base crossed the ammonia confinement space 25 m further, without causing any damage, then flew over an ammonium nitrate conveyor belt only to land 230 m away in a parking zone for tanker cars full of ammonia awaiting shipment, which on that day happened to be empty. The water vapour, circulated at 520°C under 120 bar of pressure in the pipeline, tore apart the asbestos cement cladding on the wall located 20 m from the original rupture and escaped into the atmosphere with a load accompanying noise. The two employees present in the unit at the time cut off vapour supply to stop the sound, shut down production operations and cooled the steam reformer with nitrogen. At 11:50 pm, the plant's internal emergency plan was activated by the operator, yet he failed to sound the siren or notify neighbouring localities. Alerted by the outside noise, local residents called emergency services around midnight; first responders arrived onsite with a crew of 55 men and several utility vehicles. No intervention was required on their part. Upon hearing the vehicle sirens, some residents stepped out onto their balconies or made their way to the periphery of the plant since the municipality was unable to provide information about the ongoing incident. No victims were reported and the site's other units were not adversely affected; no operations had to be interrupted. The damaged unit was shut down for several weeks, which in turn caused shutdowns at special fertiliser production units due to the loss of vapour.	A metallurgical assessment of the base indicated that slow creep had initiated on the outer skin, which combined with flow into the material layer was the cause of pipe rupture. This hypothesis relied on the detection of oxidised, yet non deformed, pipe openings in the presence of intergranular microcracks on both the pipe and its base. The origin of this creep was explained by the metallurgical composition of the base, i. e. ordinary carbon steel containing no alloys and not adapted to temperatures above 425°C. The pipeline was made of a slightly alloyed P22 type steel, which was more resistant to creep and compliant with the original specifications defined 32 years prior for both material elements. Inspections carried out at the time on the convex base did not detect any noncompliance of the steel, given that non - destructive technology had not yet come of age. This creep might have been accelerated as a result of heat treatment performed at 700°C during equipment installation, once the assembly had been welded. Periodic inspections dedicated to pressurised equipment on the damaged pipe were only recorded into the log 25 years after service start up, at the time of applying for facility recertification. The initial recertification was rendered official without any underlying structural documentation (misplaced), and subsequent inspections never focused on the section of pipe that would burst. Nine months before the accident, the in house inspection team had requested adding the mode of "degradation by high pressure vapour pipe vibrations" to the unit's pipe inspection routine, following a break in the drain valve of a high pressure pipe when restarting operations at the unit. On the day of the accident, this mode had not been included in the inspection programme. Classified Facilities inspectors requested a materials control of all unit pipes before restarting operations; this additional step revealed 12	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I - Interesting for lessons learned. The base, a 40 kg block of steel, was projected longitudinally. Inside the shop area, a walkway was ripped off its supports damaging an access ladder. The steel base crossed the ammonia confinement space 25 m further, without causing any damage, then flew over an ammonium nitrate conveyor belt only to land 230 m away in a parking zone for tanker cars full of ammonia awaiting shipment, which on that day happened to be empty. The water vapour, circulated at 520°C under 120 bar of pressure in the pipeline, tore apart the asbestos cement cladding on the wall located 20 m from the original rupture and escaped into the atmosphere with a load accompanying noise.

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
							other noncompliant steel components (a tee junction, tap, base, flange, etc.).	
42	2010- 07- 17 01:25	Facilityfor distilling and refining petroleum products.	- Ship unloading - Pipeline between the oil terminal andthe ship unloading point. - pipeline/pipework transfer - - pipeline/pipework transfer -	Mixture of hydrocarbons (C5- C6 paraffin) of approx. 80 t. As it is a highly flammable substance, it was immediately covered with a foam carpet. Approx. 17. 8 t of the amount discharged was soaked up; approx. 1. 7 t evaporated into the air and approx. 5. 3 t were skimmed off by the end of October 2010. The remaining amount (approx. 55 t) in the soil was siphoned off over a longer period of time using four skimming wells.	- 09 i. DANGEROUS FOR THE ENVIRONMENT - R50 - 06. FLAMMABLE - note 3(a)	On 17 July 2010 a pipeline compensator in an oil terminal broke down while a ship was being unloaded. A mixture of hydrocarbons (C5 - C6 paraffin) of approx. 80 t was discharged. As it is a highly flammable substance, it was immediately covered with a foam carpet. Approx. 17. 8 t of the amount discharged was soaked up; approx. 1. 7 t evaporated into the air and approx. 5. 3 t were skimmed off by the end of October 2010. The remaining amount (approx. 55 t) in the soil was siphoned off over a longer period of time using four skimming wells. The ship was loaded with approx. 500 t of the aforementioned liquid. After the entire pipeline had been checked by the operator's staff, samples of the liquid had been taken and analysed, and the routine unloading processes had been discussed with the ship's master, the unloading process began around 01:30. The ship's pump was started at a capacity of 50 m3/h and a pressure of 1. 5 bar. Around 01:45, the ship's pump broke down twice, for reasons that are still unknown. At 02:45 the operator's employee had the capacity increased to 100 m3/h. As the estimated tank content differed significantly from the actual tank content, at around 03:10 the operator moved away from the pipeline route and observed a large organic liquid pool. At around 03:12 the employee halted the unloading of the ship.	The cause of the discharge was identified as a rupture around the entire circumference of a port pipeline compensator through which the highly flammable liquid flowed into a pipeline transportation system. The failure of the ship's pump, the reasons for which could not be identified, led to a hydraulic pressure surge in the pipeline. Since the compensators fitted are not suitable for this application and there was no fixed point between two compensators, the compression/extension acting on the compensators was not clearly defined. The system was thus insecure. The result was a rupture around the entire circumference of one compensator and damage to the adjacent compensator.	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I Material damage: Compensator in pipeline Environmental damage: Soil contamination Total costs for removal and clean up approx. €480 000. - response, cleanup, restoration costs 480000 - Entsorgung und Sanierung - material losses - 10000 - Kompensator in Rohrleitung
43	2010- 08- 01 09:30	petrochemical site	Biological treatment plant for industrial effluents- disposal activities (incinerating, burying, etc.) - - disposal activities (incinerating, burying, etc.) -	sludge		Sludge bulking caused by the growth of filamentous bacteria in the biological treatment plant for industrial effluents at a large chemical site. Organic sludge decanting in the clarifiers was rendered impossible, causing the sludge to overflow into the final physicochemical treatment plant, which rapidly became saturated. Effluent leaving the plant was discharged into the natural environment (first into the river Merle and then into the Rosselle). The water became brown and turbid. The official limits values for SM (suspended matter), COD (chemical oxygen demand) and BOD5 (biological oxygen demand under 5 j) were significantly exceeded at the point of exit from the plant. The potentially affected river Rosselle flows into the Saar in Germany. The German authorities have been informed by the Civil Protection authorities via cross - border procedures. The operator informed the authority for the inspection of classified installations and drew up a press release on 4 August.	The operator is considering several possible explanations for the appearance of filamentous bacteria: accidental destruction of biomass, lack of oxygenation, nutrient deficiency, variation in gross load at the entrance to the plant, adverse climatic conditions (high temperature)	- Immediate damage to the environment (according to Annex VI) - Cross border damage: transboundary accidents The potentially affected river Rosselle flows into the Saar in Germany. The German authorities have been informed by the Civil Protection authorities via cross - border procedures. - freshwater: river
44	2010- 08- 04 12:40	Refinery in an industrial area.	The incident takes place in one of a pipe air section, during crude oil transfer to storage tanks. - pipeline/pipework transfer - general pipework/flanges- vehicular transport - other transfer equipment/apparatus/v ehicle	Crude oil	- Crude oil - CAS Number - 100. 00000 - 250. 00000	NOTE FROM MAHB: FURTHER DETAILS WILL BE PROVIDED IN DUE TIME BY THE COMPETENT AUTHORITY AS THE ACCIDENT INVESTIGATION IS STILL PENDING Biphasic crude oil spill, with creation of aerosol, which produces a cloud deflagration and a burning puddle, when takes contact with an ignition source (vehicle) and reject combustion products to the atmosphere.	The cause of the crack it is being the subject of a detailed study by a team of experts in a university.	- Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. - Damage to property: on- site >2M euro; off- site > 0. 5M euro; The effect only reached a small part of the system, without external damages. - Injuries 2 - Fatalities 2
45	2010- 09- 02 14:45	Petrochemicalplant manufacturing plastics.	Distillationcolumn. - physical operations (mixing, melting crystallizing, etc.) - - physical operations (mixing, melting crystallizing, etc.) -	Several tonnes of a mixture of vinyl chloride monomer (VCM) and dichloroethane	- 02. TOXIC	In a chemical plant, a leak of several tonnes of a mixture of vinyl chloride monomer (VCM) and dichloroethane was detected at the top of a distillation column on a VCM production installation at around 14h45.	This discharge is due to the vaporization of a VCM (Vinyl Chloride Monomer) / EDC (Ethylene Dichloride) mixture present in a separator tank on the exhaust valves network of the unit. The tank was already containing EDC (normal operation), but was filled by VCM after the opening of a process valve following disturbances in the operation of a VCM purifying column. The plant operator installs two independent liquid detectors in the tank, whose measurements are transmitted to the control room of the unit.	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I
46	2011- 04- 11 19:10	The site is a crude oil refinery consisting of several interlinked plants for distilling crude oil and	The DEA3 unit is used for scrubbing gases from various parts of	Hydrogen sulphide gas was	- 09 i. DANGEROUS FOR THE	The accident occurred while the DEA3 unit at the refinery was closed for maintenance works, between approximately 19:10 and	Inadequate H2S decontamination of the D3 T1 amine regenerator in the DEA3 unit, caused by failure to isolate	- Injury to persons: >= 1 fatalities, >= 6 hospitalizing injuries etc. The incident harmed employees of a contracting company

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
		converting/transforming the various distillates, producing fuel gas, liquefied petroleum gas, benzine, virgin naphtha, diesel, heating oil, kerosene and fuel oil. There is also a co- generation IGCC (integrated gasification combined cycle) plant, which converts heavy residues into hydrogen- rich gas for use within the refinery itself as well as in the production of steam and electricity. The refinery also has repositories with large storage capacities. L'impianto MHC- 1 era fermo per manutenzione.	the refinery in order to remove the hydrogen sulphide (H2S) via an amine (methyldiethanolamine (MDEA)), which is continuously regenerated through reboiling and stripping in the D3- T1 regenerator. The D3- T1 tower is 21 000 mm tall, with an internal diameter of 3 100 mm and a total internal volume of 167. 3 m3. It has three manholes located 1 300 mm, 12 000 mm and 20 000 mm from the base of the tower, accessible via external ladders and platforms. During the process, hot overhead vapours rich in H2S are first channelled towards air coolers and a water condenser, and then flow into the D3- D2 vertical reflux drum. The liquid amine carried along by the vapours that accumulates at the bottom of the D3- D2 drum is refluxed into the top of the D3- T1 tower, while the gas (which is essentially H2S) is sent to a Claus unit for sulphur recovery. The feed into the Claus unit has an MOV103 motorized valve and a manual valve on the plant's battery limits. The pressure in the regenerator- reflux drum system is safeguarded by a PRC, which uses the acid blowdown system to regulate possible over-pressurisation.	presumably released (H2S). The estimated quantity directly involved is between 0. 00025 and 0. 0001.	ENVIRONMENT - R50 - 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c) - 01. VERY TOXIC	19:30 on 11 April 2011, presumably following inadequate H2S decontamination in the D3 - T1 amine regenerator. Two workers from a contracting company were injured in the accident, one of whom later died in hospital. Both workers were thought to have been injured by the release of H2S from an open manhole in the D3 - T1 tower. Both the injured parties were employed by a contracting company involved in the maintenance work on the tower. The work in progress involved opening the manhole in the D3 - T1 tower to allow ventilation inside. The tower was emptied, depressurised and isolated by placing blanking plates on all connections. After opening the door of the tower's central manhole, the two workers came into contact with vapours inside the tower, which presumably contained H2S following inadequate decontamination of the tower. The accident presumably released a small amount of H2S gas into the atmosphere; it did not cause a fire or an explosion, and did not involve transport.	the unit due to failure to insert the blanking plate at the battery limit on the acid feed into the sulphur plant.	operating inside the plant. Specifically, one worker died and another worker temporarily lost consciousness. - Injuries - 1 - hospitalised and later recovered - Fatalities - 1 - hospitalised and died there
47	2011- 04- 28 15:40	Founded in 1993, Ineos Manufacturing France SAS established itself on the industrial site of Lavera after acquisition of the BP group. The site, which covers over 600 hectares, is the second biggest petrochemical complex of the Ineos group. The group develops a relatively large range of chemical products that will be used in the composition of utensils and other objects for sectors as varied as transport, housing, leisure, hygiene and health.	Refinery capable of treating 10 million tonnes of crude oil a year. The accident occurred in the gas oil desulphurising unit, at the level of the air coolers. - chemical continuous reaction - - chemical continuous reaction -	0	- 00. NAMED SUBSTANCE	At 15:40 the workers of a refinery discovered a leak of aerosolised hydrocarbon fuel (HC: gas oil, hydrogen and hydrogen sulphide) in the gas oil desulphurising unit. This caused a release of hydrogen and hydrogen sulphide above the desulphurising unit. The leak was located at the exit of the desulphurisation reactor, at the level of the air coolers.	The study conducted by the operator shows that the leak came from a perforation in a bundle of ordinary carbon steel tubes in one of the four air coolers of the unit. This was caused by corrosion linked to the presence of ammonium disulphides produced by the combination of H2S from desulphurisation and of nitrogen from denitrification in the reactor. Water is constantly injected upstream in order to dissolve this substance and prevent deposition. The unit was modified five years earlier to meet the specifications for low - sulphur fuels. This may have played a role in the accident by increasing denitrification in the reactor and therefore the concentration of corrosive products. corrosion	- Damage to property: on- site >2M euro; off - site > 0. 5M euro; The unit was decompressed (20 bar network) through flaring and then degassed using nitrogen. There were no victims, but residents of the neighbouring municipality located downwind started complaining about odours late in the afternoon. The sensors of the municipality confirmed that the recommended information threshold for sulphur dioxide (SO2) was exceeded between 16:00 and 17:00. The operator suffered production losses of several million euros owing to the slow down of the units on the platform, the 15 - day closure of the desulphurising unit and non desulphurised gas oils, which are harder to sell. - material losses 3
48	2011- 10- 21 15:25	petrochemical plant	steam boiler pipe and VOC ductduct cyclofilter and a 1,000- litre vinyl acetate tank - pipeline/pipework transfer - -	vinyl acetate	- 04. EXPLOSIVE - note 2(a) - 02. TOXIC	At a Seveso - classified petrochemical plant, a pipe supplying air to a steam production boiler exploded at 3:40 pm, triggering a few seconds later a 2nd and more powerful explosion on a duct used to recover volatile organic compounds (VOC). The explosion and debris from the duct caused a fire outbreak on both a duct cyclofilter and a 1,000	The polyethylene (PE) polymerisation unit had been modified 2 years prior to the accident; moreover, a system for treating the VOC stemming from degassing of this unit (cooling and condensation of the heaviest compounds) had been installed. The compounds remaining in a gaseous state (ethylene, vinyl acetate) were then piped to a fan, with a flow rate of 25 to 50 kg/hr. At the fan outlet, these	- Damage to property: on - site >2M euro; off - site > 0. 5M euro; Rescue services, notified ahead of time, transported to hospital 5 employees, 2 of whom with hearing problems and the other 3 suffering from shock due to the blast; 1 subcontractor was examined at the site's infirmary. The VOC duct was destroyed over some 100 m. The boilers

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
			pipeline/pipework transfer -			- litre vinyl acetate tank at the base of a distillation column, as well as a leak on the pipe feeding a 1 - m³ oxygen tank. Major Accident - jet flame (burning jet of fluid from orifice) - pressure burst (rupture of pressure system)	compounds entered a VOC recovery duct (L: 300 m, d: 1. 5 m). Initially, this duct solely transported a mix composed of air and a small proportion of degassed VOC from the PE bead storage silos (< 10% of the lower flammable limit). The site's 2 boilers, which were supplying steam to both the site's steam cracker and flare in order to remove black smoke, burned the gaseous mix being fed through the duct. This process enabled eliminating a large portion of the VOC generated by the polyethylene production process. The investigation conducted by the operator revealed that a liquid hydrocarbon mix (solvent and vinyl acetate) had formed inside the polymerisation VOC recovery pipe before being propelled by the fan into the boiler supply duct, where this mix accumulated. An inflammable atmosphere had thus been created in the pipe section adjacent to the boilers. On the day of the accident, this atmosphere caused an explosion in the air inlet to one of the boilers; this blast spread to the duct section near the fan. Such a scenario of driving liquid VOC at the degassing outlet of extruding machines had not been anticipated in the safety reports prior to modifying the polymerisation unit.	were damaged; the cracking furnaces had to be inspected, with their heating tubes needing to be changed due to the sudden shutdown without steam. The damage and extended downtime generated economic losses on the order of several million €, not counting the redundancies caused by plant renovations. - Injuries 5
49	2012- 03-02 12:45	AB 'ORLEN Lietuva' is a petrochemical company engaged in the wholesaling of solid, liquid and gaseous fuel and similar products, and their transport by road, rail and pipeline. The company manufactures fuel for transport, energy and heating. AB 'ORLEN Lietuva' currently produces:- unleaded petrol (grades 98, 95);- petrol with denatured ethanol (grade 95 only);- petrol with ETBE (ethyl tertiary butyl ether);- summer and winter grade diesel;- diesel with FAME (fatty acid methyl Esther);- Arctic specification second class diesel;- marked diesel for agriculture;- heating oil;- JET- A1 jet fuel;- liquefied gas for cars and domestic use;- paving, roofing and construction bitumen; bitumens in line with European Union standards;- elemental sulphur;- emulsified fuel. Capacity - 10 million tonnes petroleum per year. Area of production premises – 531 043 m2, area of household administration premises - 15 574 m2. Number of workers at the hazardous facility:total – 1 852;largest shift - 996. Production technology workshops operate in two shifts on a continuous basis. Hazardous materials:petrol - 269 049 tdiesel - 106 455 tmethylated spirit - 560 tmethyl tertiary butyl ether - 8 804 tmonoethanolamine - 719. 7 tjeter engine fuel - 50 928 tlquefied petroleum gas - 6 811 etc. (33 types of hazardous materials in all). Units at the hazardous facility:- production unit No 1 (primary oil refining);- production unit No 2 (deep conversion, production of petrol with added methyl tertiary butyl ether/ethyl tertiary butyl ether [MTBE/ETBE] or hydrogen);- production unit No 3 (production of bitumens and elemental sulphur and storage of reagents);- goods/raw materials bay (storage of oil, petroleum products and liquefied gas);- petroleum products loading bay (loading and unloading of product into/from train and vehicle tankers);- thermal power	AB 'ORLEN Lietuva' KT- 1/1 deep conversion complex (facility) combines in a single installation processes relating to oil vacuum distillation, tar visbreaking, vacuum distillate hydro treatment, stabilisation of catalytic cracking products, absorption and fractioning, stable cracking gasoline, visbreaker gasoline and butane/butylene fraction demercaptanization, manufacture of methyl tertiary butyl ether/ethyl tertiary butyl ether (MTBE/ETBE) and hydrocarbon gas cleaning using monoethanolamine (MEA) solution. In addition to the above-mentioned technological processes, this technical plant allows the heat recovery of the gases produced during the operation of tubular furnaces and catalytic cracking catalyst regeneration and heat flow recovery. Operation of the KT- 1/1 complex began in 1989. The KT- 1/1 deep conversion complex features the following operational units:- unit No 1 - oil vacuum rectification and tar visbreaker technological facilities (section 001);- unit No 2 - technological facility for the hydro refining of vacuum distillate using a hydrocarbon and hydrogen gas cleaning monoethanolamene solution block (section	Mixture of two catalysts:- FCC RESolution (crystalline aluminium silicate, with binding agents). Components - zeolite , kaolin, aluminium oxide, lanthanum oxide and quartz;- FCC NADIUS P (rare earth aluminosilicates with precious metal promoter). Components - zeolite , kaolin, aluminium oxide and quartz;Neither of the catalysts is classified as a hazardous material.		On 2 March 2012, the head of the working team of UAB 'Paslaugos tau' instructed the two repairmen in question to attach a trailer carrying an FKB 1/1 vacuum tank to a T - 150 K tractor and wait for the mechanic A. J. from AB 'ORLEN Lietuva', who would explain where to go to load the catalyst and where to drive to unload it. After loading the catalyst into the tank, at around 12. 45 they arrived at unit No 3 (Deep Conversion Complex [KT]) to unload it into the B - 201 hopper. On the instruction of senior operator R. J. , the shift operator G. S. went to hopper B - 201 to unload the catalyst. Upon arrival he saw two workers (V. G and A. J.) from the company 'Paslaugos tau' by the tank. They had already connected the air - feed - to - tank hose to the company's technical air system and the catalyst feed hose from the tank to the B - 201 hopper. After checking the connections, G. S. unscrewed the technical air feed valve to the tank. After arriving at the tank, where A. J and V. G. were standing, he saw that the manometer read around 3 bar, which they agreed was sufficient pressure. G. S. went to unscrew the bolt to the B - 201 hopper. After unscrewing the bolt to the hopper, he noticed that the hose to the catalyst was starting to move. He then turned to look at B - 201 hopper and heard an explosion. After the catalyst dust had settled, he turned off the air hose valve and went over to the tractor. There was no tank on the tractor trailer, and A. J and V. G. were lying by B - 201 hopper. The technical characteristics table for tank FKB 1/1 (factory number 30242) gives the tank's operating pressure as 0. 083 MPa (0. 85 bar) to 0. 147 MPa (1. 5 bar). The technical air pressure fed to the tank was almost 4. 2 bar. During the explosion, pressure at the B - 201 hopper did not increase. The bolt on the hose at the back of the tank on the catalyst feed to the B - 201 hopper was not open. Other Event - pressure burst (rupture of pressure system) - pressure burst (rupture of pressure system)	- inappropriate manipulation of work equipment (tank); - inadequate in - house occupational health and safety checks (no checks were carried out on the manipulation of the tank); - no standard procedure for the safe unloading of the catalyst from tank to hopper B - 201 (technology); - failure on the part of the workers to comply with mandatory instructions.	- Interesting for lessons learned. Two 'Paslaugos tau' employees died. - Fatalities 2

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
		plant;- treatment facility (treatment of industrial waste water, collection of oil products, provision of water for circulation and fire protection).	100) and facility for the production of MTBE/ETBE;- unit No 3 - technology facility for catalytic cracking, rectification, absorption and gas fractioning with a unit for sulphur compound purification from condensate (section 200/300);- unit No 4 - heat utilisation technological plant and heating systems (section 400). The process that takes place in unit No 3 (section 200) involving the catalytic cracking of hydrocarbons (vacuum distillate) basically involves splitting hydrocarbons with a high molecular density to produce smaller hydrocarbon molecules, with the regrouping of the free hydrogen created during the splitting of the C- C bond. The reaction produces gas, petrol, diesel distillate, heavy distillates and coke, which are deposited on the surface of the catalyst pores. Basic factors influencing the catalytic cracking process:1. characteristics of the catalyst used for hydrocarbon cracking;2. process temperature;3. catalyst circulation repeatability;4. catalyst and raw material contact time;5. quality of raw materials. Catalysts used:- FCC REsolution (crystalline aluminium silicate, with binding agents). Components - zeolite , kaolin, aluminium oxide, lanthanum oxide and quartz;- FCC NADIUS P (rare earth aluminosilicates with precious metal promoter). Components - zeolite, kaolin, aluminium oxide and quartz;Neither of the catalysts is classified as a hazardous material. Catalytic cracking raw material - hydro refined vacuum distillate (350-540 °C fraction). Products:- catalytic cracked gasoline - raw material for the catalytic cracked gasoline hydro refining process;- light diesel distillate - used					

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
			as a raw material component in the diesel hydro refining process;- heavy diesel distillate - used as a component in heating oil;- 310- 420 °C catalyst cracking fraction - used as a component of heating oil;- catalyst cracking fraction over 420 ° C - used as a component of heating oil;- propene fraction of propane, used as a component of commercial liquefied natural gas or as a raw material in the oligomerization process;- butanes/butenes fraction, used as a component of commercial liquefied natural gas or as a raw material in the MTBE/ETBE process or as a raw material in the oligomerization process;- dry gas, used as a fuel gas in furnace technology;- sludge. - loading/unloading activities (transfer interfaces) - - loading/unloading activities (transfer interfaces) -					
50	2012- 07- 06 21:00	Oil refinery	naphtha cracker- chemical continuous reaction -	Butane emission form open vent in feed line	- 00. NAMED SUBSTANCE- Butane - 106- 97- 8 - 16. 00000 - 999. 00000	The emission occured during start - up after construction works on a naphtha cracker. sequence of events: New feedline on cracker is being hydraulically tested and pressure is released through a ¾" topvent. This topvent remains open after the test. Leakage tests new feedline on cracker – 4/07: System is pressurized from the supply line on ground level +/- 0.5 bar with decocking air till a blind in the inlet line on top of the cracker Pressure is checked by the panel operator by 4 pressure measurements on the inlet of the furnace radiant section. Decoke air is closed after pressurizing. An operator performs the leak tests (soap test) on different locations on the furnace. He didn't noticed the open vent valve. After a while field operator asks the panel operator to check the pressure (P - measurements radiant inlet)Pressure readings are OK in the opinion of the panel operator. On the DCS trend there's a minor decrease of pressure. An operator wants to release the pressure via drain on ground level, but notices the system is pressureless. The operator repeats pressure test and asks the panel operator to check the pressure again. Again the measurements are OK. However, this time the operator doesn't open the drain on the supply line but he opens a drain on the inlet of the radiant section. Air is released. Pressure loss test is considered OK. Pressuretest erroneously executed: Downstream the feed valves a check valve is installed in the direction of the furnace convection section. The open vent valve is upstream on the top platform of these check valves. The pressure measurements, used for the pressure loss test are downstream the check valves. The check valves have caused that the pressure remained on the system downstream the check valves. The system upstream of the check valves with the open vent valve had become pressureless straight away. The operator has performed in this case a leak test on a pressureless system. Start - up of cracker – 5/07: Furnace is deblinded. Oven is starting to heat up. Steam flows through the supply line for 20h and also passes the open vent. On the 6th of July, right before the end of the late shift (last action of the operator before his shift switch), the supply line is lined - up with butane. Open vent leak: At the beginning of the night shift a white fog is seen on the top platform. The operator goes up	Pressure test erroneously executed: Downstream the feed valves a check valve is installed in the direction of the furnace convection section. The open vent valve is upstream on the top platform of these check valves. The pressure measurements, used for the pressure loss test are downstream the check valves. The check valves have caused that the pressure remained on the system downstream the check valves. The system upstream of the check valves with the open vent valve had become pressureless straight away. The operator has performed in this case a leak test on a pressureless system. The alignment of the pressure test has not been checked with the technical drawings (PI&D, flowscheme). Because of this, the checkvalves were not noticed and therefore the pressuretest has failed. To the start - up of the furnace, a start - up checklist is required. One of the steps in this checklist, is checking the stops & caps. After the incident the checklist was nowhere to be found. Check - ups whereat the leak should have been detected: General check - up of the installation before use. This check - up consists of a complete examination of the installation and all the valves ought to be put in the right position and all the stops & caps ought to be checked. Verification of the performed actions via the start - up checklist. For 20 hours straight, there has been leaking steam from the vent. By carrying out the standard check rounds, this should have been noticed earlier. The earlier mentioned vent is not on the PI&D (while it actually should be)	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I For 1 hour and 20 minutes there was butane leaking from the vent into the open air, a total of 16 ton.

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
						and closes the open vent. The operator closed it, assuming it was steam coming out of the vent. For 1 hour and 20 minutes there was butane leaking from the vent into the open air, a total of 16 ton. (measured by flow measurement on the butane inlet line – 12 T/h)		
51	2012- 10- 10 18:10	The fluid catalytic cracking unit (FCC) of the oil refinery, process fuel oils coming from the vacuum units.	The load, of the FCC unit, is basically vacuum fuel oil, which undergoes a catalytic cracking in a fluidized bed, to obtain gases and gasoline. Alumina silicate is used as catalyst. This is regenerated by combustion in a catalyst regenerator, whose fluids are used to run a gas turbine, producing water vapor. The process capacity in this unit is 5200 m3/day. Obtained products are separated in an atmospheric fractionating tower. - chemical continuous reaction - - pipeline/pipework transfer -	Vacuum fuel oil (CAS 64741- 57- 7) is the substance involved in the fire, because a leak in a process pipe. Around 5 Tons were involved. This is a liquid substance flowing into the pipe at about 100°C. Vacuum gas oil has a flash point of 100°C (ASTM D- 93). As it is flowing at this temperature, it is considered as a flammable substance. Category 6, according to Annex I, part 2 of Seveso II Directive	- 06. FLAMMABLE - note 3(a)- Vacuum Fuel Oil - 64741- 57- 7 - 5. 00000 - 200. 00000	Fire in the fluid catalytic cracking unit (FCC) of an oil refinery, due to a leak in a 6 inches Ø process pipe. The substance involved is vacuum fuel oil (heavy fraction obtained by vacuum). Major Accident - flash fire (burning vapour cloud, subsonic flame front)	The break of a 6 inches Ø pipe was the cause of the accident. An external corrosion process, under the insulating material, affected, seriously and in a localized position, the inner face of an elbow in the aerial pipe rack.	- Interesting for lessons learned. A small area of the FCC unit was damaged because of fire. A 2 inches pipe feeding the torch and a ¾ inches pipe of flushing were broken. Electric and instrumental wiring damaged. Insulating material spoiled and slight damages in structures and equipment Switching off the unit. Lack of production due to repairing and inspection works.
52	2012- 12- 22 15:40	petrochemical plant	steam cracking unit - compressor- chemical continuous reaction - - physical operations (mixing, melting crystallizing, etc.) -	motor oilethylen (through flaring)	- 00. NAMED SUBSTANCE	In a steam - cracking unit at a Seveso - classified petrochemical site, an oil fire broke out at 15:40 in a cracked gas compressor. Major Accident - conflagration (a general engulfment fire) - jet flame (burning jet of fluid from orifice)	Technical inspection found that an impact wrench had been left behind (probably during the five - yearly shutdown) in the third stage of the compressor affected by the accident. On the day of the accident, the wrench worked its way down to the lower stages of the compressor and ended up striking the compressor wheels, causing significant vibrations and ultimately bringing about a safety shutdown by triggering the safety system 'strong vibrations'. At this point, a number of safety devices designed to restore the compressor to a safe condition malfunctioned: the compressor was not properly isolated due to a non - return valve that had become clogged and a motorised valve did not close properly, the electric motor being cut after the enforced safety shutdown, and the malfunction of the internal valve that should have guaranteed the oil/gas seal and pressure regulation during an enforced safety shutdown. These operating failures led to some of the cracked gas passing through the seal into the oil, which caught fire.	- Damage to property: on - site >2M euro; off - site > 0. 5M euro; Some internal fire staff suffered from exposure to extremely high sound levels (some hearing loss) when an 80 - bar steam line burst on account of the high temperature. The fire was brought under control by 17:30. There was significant damage to the compression line on which the accident occurred and surrounding infrastructure, as well as to electrical fittings and instrumentation to this line and other machines in the compressor shed. The unit was shut down for 11 weeks, then restarted at half - capacity, with only one compression stream. It is estimated that it will take approximately eight months to repair the turbine of the damaged compressor. During the complete shutdown, production losses amounted to EUR 100 000/day. - Injuries 3 - 7700000 production losses - material losses 2500000 - inland: urban development - air pollution
53	2013- 08- 09 08:25	DEZA, industrial park.	Storage of tar oil, container of the volume aproximately 2000 m3. - process- associated (stockholding, etc. on-site of manufacture) -	tar oil, 25t	- 00. NAMED SUBSTANCE	Leak about 20 m3 of tar oil occurred after the rupture of the weld on the container of tar oil. Major Accident - solid release to ground	Causee of this accident is the main reason for reporting this case. Accident occurred immediately after startup technology after a three - week break. During the startup there was an immediate rise of pressure, resulting in increased tension of container walls, resulting to the rupture of the weld. The sharp increase of pressure in the container, containing tar oil at 135 degrees Celsius, was caused by pumping a certain amount of water that has been condensed in the pipe line. During maintenance, pipeline is cleaning by blowing of steam. ignorance process	- Interesting for lessons learned. During the accident the neighborhood was bothered by bad smell. - inland: grassland/pasture/meadow - 50 - material losses - 80000 -
54	2013- 10- 17 03:15	Petrochemical establishment.	Storage tank of diesel fuel, steel cylindrical tank, unpressurised, equipped with a retaining reservoir. - process- associated (stockholding, etc. on-site of manufacture) - - process- associated (stockholding, etc. on-	diesel fuels	- 00. NAMED SUBSTANCE	The leakage of approximately 33 m3 of diesel fuel. During pumping diesel fuel into the storage tank the storage tank was overfilled. Diesel fuel flowed into the retaining reservoir and then into the neighborhood around the tank. Diesel fuel was leaking from the overfilled tank through the fire equipment, the pipeline for extinguishing foam first, later sprayed under pressure from leaking under the flange for a radar to measure the level in the storage tank.	The cause of the overflow tank was clearly failure to comply the prescribed operating procedures for the filling of diesel fuel. Safety documentation and work instructions describe in detail the steps the bottling process. The tank was equipped with signalling of fulfilment. But it was not equipped with an automatically locking the dispensing pump when the tank will be overfilled. Overfill alarm was functional and the signal was passed to the control room, but it was not recorded. The control room is not a part of the	- Interesting for lessons learned. Diesel fuel flowed into the neighborhood around the tank. - response, cleanup, restoration costs 10000

#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
			site of manufacture) - - pipeline/pipework transfer -				bottling space on the siding and does not have the permanent staff.	
55	2015- 04- 25 13:00	Steam cracker to produce ethylene and related products.	Distillation installation after steam cracker to produce ethylene. - chemical continuous reaction - - chemical continuous reaction -	In total about 45 tons of flammable gas was released to atmosphere. A mixture of flammable gasses was released. The main components were methane and ethylene.	- 08. EXTREMELY FLAMMABLE - note 3(c)	On Saturday 25/04/2015 at about 13h00, a major leak occurred as a result of the catastrophic failure of the nuts on the studs connecting the bonnet and the body of a 2" manual drain valve in a blow down line. The bonnet was ejected from the valve body, creating a 2" opening in the system to atmosphere. Nobody was injured and no ignition of the flammable gas occurred. The system was stopped, isolated and decompressed to flare. At around 18h00, the pressure in the system has dropped sufficiently to start maintenance works to replace the damaged valve. In total about 45 tons of flammable gas was released to atmosphere.	History of 2" drain valve: Little information is available about the history of the 2" drain valve. This valve is not used during normal operation of the unit, only during startup (connection for flushing with nitrogen). The following information is available: The line was originally installed in 1984;o Works were done on the system in 2003; The valve is installed at a height of about 4 meters above grade; Works on this type of valves can only be done during turnarounds; The construction of the valve (bonnet kept in place with 4 bolts) does not allow works to be done in run; There are no records about repairs of the valve; According to the original specifications, the 2" drain valves should be a carbon steel drain valve. However, the installed valve is a stainless steel valve. It is not clear whether the valve that failed on 25/04/2015 is the originally installed valve or whether the original valve has been replaced or worked on during one of the turnarounds between 1984 and 2015. Possibly, the carbon steel nuts were installed during one of these turnarounds. As a result of previous incidents with valve packing followers, a visual verification of isolation valves in stainless steel systems was launched prior to the incident on 25/04/2015. The 2" drain valve that failed on 25/04 was in the scope of this verification and some comments were reported about the status of the valve: No ice formation o Corrosion of bolts Incident investigation results Investigation of the failed valve shows clearly advanced corrosion of the nuts of the studs connecting the bonnet and body of the valve. The following construction materials were encountered: The bonnet and body of the valve are constructed from austenitic stainless steel (316); The valve is installed on a line constructed of low temperature carbon steel; The 4 studs used to connect the bonnet and body of the valve are constructed of ferritic stainless steel (410); The 8 nuts on the studs connecting the bonnet and body of the valve are constructed of carbon steel; The following conclusions can be drawn upon investigation of the recovered valve: The severe corrosion of the 8 carbon steel nuts on the 4 stainless steel studs/valve (see Figure 8) is consistent with a combination of galvanic corrosion and atmospheric corrosion of the nuts. The 4 stainless steel studs of the valve bonnet/body connection are in good condition. o Some of the nuts are missing because they were torn off during the ejection of the valve bonnet. o It is possible that the severely corroded nuts (including the missing nuts) were all located at the same side of the valve bonnet/body connection (back side). According to the original specification, the 2" drain valve should have been a low temperature carbon steel valve instead of a stainless steel valve. o Besides carbon steel nuts on the studs of the valve bonnet/body connection, carbon steel nuts were also discovered on the studs of the valve flange/body connection (the 8 nuts on the blind flange are a mix of carbon steel nuts and stainless steel nuts. The carbon steel nuts are corroded.). Upon ejection of the bonnet of the 2" drain valve, the bonnet hit a nearby propylene pipeline. This propylene pipe was hit in an horizontal plane above the horizontal plane of the original location of the 2" drain valve, suggesting that the nuts that failed first were the ones located on the bottom half of the bonnet/body connection. Extensive corrosion of carbon steel nuts: The catastrophic failure of the carbon steel nuts of the valve bonnet/body connection occurred because of severe corrosion of the carbon steel nuts on the stainless steel studs. The extensive corrosion of the carbon steel nuts is a combination of galvanic corrosion and atmospheric corrosion.	- Substances involved: greater than 5% of quantity in Column 3 of Annex I Large flammable gas cloud in the instalaltion. No ignition. The accident occurred during a weekend, so no maintenance work was in progress. Wind direction was fortunately such that the cloud was directed toward a part of the installation that was out of service.

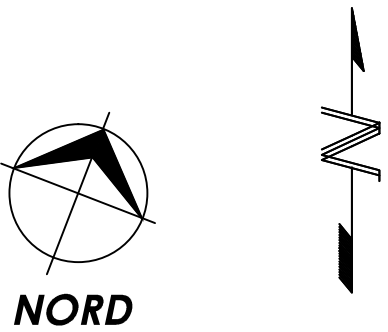
#	Data	Luogo dell'incidente	Localizzazione	Sostanza coinvolta	Informazioni sulle sostanze coinvolte	Tipo di incidente	Cause dell'evento	Danni a persone, asset e ambiente
							Installation of stainless steel valve with stainless steel studs in low temperature carbon steel line The line was originally installed in 1984. According to the original specification, the 2" drain valve should have been a low temperature carbon steel valve. However, the installed valve was made of austenitic stainless steel (316). It is possible that the valve that failed is the originally installed valve. Installation of carbon steel nuts on stainless steel studs of stainless steel 2" valve Works on this type of valves can only be done during turnarounds since the construction of the valve (bonnet kept in place with 4 bolts) does not allow works to be done in run. There are no records about repairs of the valve (records were checked until 1998). It is not clear whether the valve that failed on 25/04/2015 is the originally installed valve or whether the original valve has been replaced or worked on during one of the turnarounds between 1984 and 2015. Possibly, the carbon steel nuts were installed during one of these turnarounds. Valve in humid environment The valve is constantly in a wet environment due to the condensation of water vapor in ambient air. The presence of this wet environment is a necessary condition for both galvanic corrosion and atmospheric corrosion to occur (presence of electrolyte). Nuts not protected against atmospheric corrosion: The carbon steel nuts were not protected against atmospheric corrosion (e. g. by paint or selection of corrosion resistant material). Nuts in carbon steel: The nuts used to tighten the stainless steel studs were made of carbon steel. Condensation of water vapor in air: There is a constant condensation of water vapor in air at the location of the valve due to the low temperature of the fluid in the low temperature carbon steel line and because of the lack of thermal insulation on the valve. Installation of valve not meeting specifications: It is not unusual to install equipment parts made of more noble materials in systems made of less noble materials, provided that the compatibility of the materials is checked and that appropriate measures are taken to avoid galvanic corrosion. Valve not thermally insulated: The valve is installed in a thermally insulated low temperature carbon steel line. The valve as such was not insulated. Process at - 6°C. The valve is installed in an insulated low temperature carbon steel line. The operating temperature of the fluid in the line is about - 6°C. Inspection of line: The 2" drain valve was part of lines that are inspected inside the RBI scope. The line with the valve that failed was assessed to lie in the low risk area of the RBI matrix. The lines in this low risk area are inspected by visual verification of the state of the line during site visits (frequency of these visits is every 5 years). An inspection report of this particular line from a previous inspection cycle (2009) is available. This line was scheduled to be subjected to a more detailed inspection (with thickness measurements etc.) in the next inspection cycle (to be carried out in the turnaround of 2016). A request of this more detailed inspection was applied in a pre-inspection report of end 2014. The state of the valve that failed was insufficiently detected in the visual inspections of 2009.	

Allegato 3.



ELENCO APPARECCHIATURE	
SIGLA	DESCRIZIONE
0100-DW-011	TESTA POZZO IN DOPPIO COMPLETAMENTO
0230-XY-001	SKID DRENAGGI APPARECCHIATURE E BLOW-DOWN
0230-TA-001	SERBATOIO DRENAGGI
0230-TK-001	SOFFIONE
0300-XY-011	SEPARAZIONE GAS
0300-VS-011	SEPARATORE TESTA POZZO
0300-HM-011	RISCALDATORE TESTA POZZO
0300-XY-012	SEPARAZIONE GAS
0300-VS-012	SEPARATORE TESTA POZZO
0300-HM-012	RISCALDATORE TESTA POZZO
0310-XY-001	DISIDRATAZIONE GAS
0310-VE-001	COLONNA DI DISIDRATAZIONE
0360-XY-001	SKID COMPRESSIONE GAS (FUTURO)
0380-XY-001	SKID STOCCAGGIO GLICOLE FRESCO
0380-TA-001	SERBATOIO STOCCAGGIO GLICOLE FRESCO
0380-HM-001	TERMOSTATAZIONE STOCCAGGIO GLICOLE FRESCO
0380-VH-001	FLASH TANK
0380-XY-002	SKID STOCCAGGIO GLICOLE ESAUSTO
0380-HM-002	TERMOSTATAZIONE STOCCAGGIO GLICOLE ESAUSTO
0380-TA-002	SERBATOIO STOCCAGGIO GLICOLE ESAUSTO
0380-VH-002	FLASH TANK
0380-XY-003	SKID CARICO GLICOLE
0380-PA-001	POMPA CARICO GLICOLE FRESCO
0380-PA-002	POMPA CARICO GLICOLE ESAUSTO
0380-YU-001	BRACCIO DI CARICO
0380-XY-004	SKID INIEZIONE GLICOLE A COLONNA
0380-PB-001A/B	POMPA GLICOLE A COLONNA
0380-TH-001	BACINO CONTENIMENTO SERBATOI TEG
0390-XY-001	SKID INIEZIONE GLICOLE
0450-OT-001	UNITA' GENERAZIONE IDRAULICA PER VALVOLE DI FONDO POZZO-SCSSV
0460-VB-001	POLMONE ARIA SERVIZI
0460-VB-002	POLMONE ARIA STRUMENTI
0460-XT-001	SKID ARIA STRUMENTI
0460-XX-001	COMPRESSORE ARIA STRUMENTI
0460-XX-002	TRATTAMENTO ARIA STRUMENTI
0540-TA-001	SERBATOIO DI RACCOLTA ACQUE SEMIOLEOSE (INTERRATO)
0550-TA-001	SERBATOIO DI RACCOLTA DRENAGGI (INTERRATO)
0660-GF-001/002	CONDIZIONATORI TIPO SPLIT (DENTRO CABINATO ELE/STRUM.)
0740-SU-001	SKID SISTEMA INERGEN CABINATO QUADRI ELETTRICO-STRUMENTALI
0750-SE-001/002	ESTINTORE PORTATILE AD ANIDRIDE CARBONICA (PER 0740-SU-001)
0760-SF-001/005	ESTINTORI A POLVERE CARRELLATI
0760-SE-001	ESTINTORE PORTATILE A POLVERE
0900-EB-001	BATTERIE ACCUM. SICUREZZA 24V cc (DENTRO CABINATO ELE/STRUM.)
0900-ED-001	QUADRO CORRENTE CONTINUA 24V cc (DENTRO CABINATO ELE/STRUM.)
0920-EP-001	QUADRO PMCC (DENTRO CABINATO ELE/STRUM.)
0920-EU-001	QUADRO PROTEZIONE CATODICA (DENTRO CABINATO ELE/STRUM.)
0970-JU-001	QUADRO CONTROLLO RTU TRASMISSIONE (DENTRO CABINATO ELE/STRUM.)
0980-JZ-001	SISTEMA DI CONTROLLO F & C "FLO" (DENTRO CABINATO ELE/STRUM.)
0980-JW-001	QUADRO ELETTROIDRAULICO DI CONTROLLO TESTE POZZO

NOTE:
1 - TUTTE LE QUOTE SONO ESPRESSE IN MM



LEGENDA	
①	CANTINE E SOLETTE AREA POZZO
②	AREA INGRESSO
—	LIMITE AREA OCCUPATA
— x — x — x —	RECINZIONE IN RETE METALLICA PLAST. H=2.00 + 1 CORSO FILO SPINATO
— x — x — x —	VARCO PER "VIA DI FUGA" CON CANCELLI ANTIPANICO
P	PARCHEGGIO PER ESIGENZE OPERATIVE
■	AREA INGHIAIATA
■	AREA PAVIMENTATA
■	AREA PAVIMENTATA CON CORDOLO

SCENARI INCIDENTALI JET FIRE		
I Zona di sicuro impatto Elevata letalità	II Zona di danno Lesioni irreversibili	III Zona di attenzione Lesioni reversibili
12,5 Kw/m²	5 Kw/m²	3 Kw/m²
ROSSO	GIALLO	VERDE

CPREA

S.R.L. -PROGETTAZIONE & CONSULENZA-RAVENNA

Via Romolo Murri, 21 - 48124 RAVENNA - Tel 0544/465657 - Fax 0544/463461

Eni S.p.A.

Divisione Exploration & Production

Distretto Centro Settentrionale

Disegnato:

Release 1

Data 7/07/16

PLANIMETRIA CON AREE DI ISORISCHIO

JET FIRE POZZO AGOSTA

CLIENTE: Eni S.p.A. Divisione E&P

Nome file: 16-ENIAGO-PISO-2-R1

Data : 22/06/16

Data :

Firma :

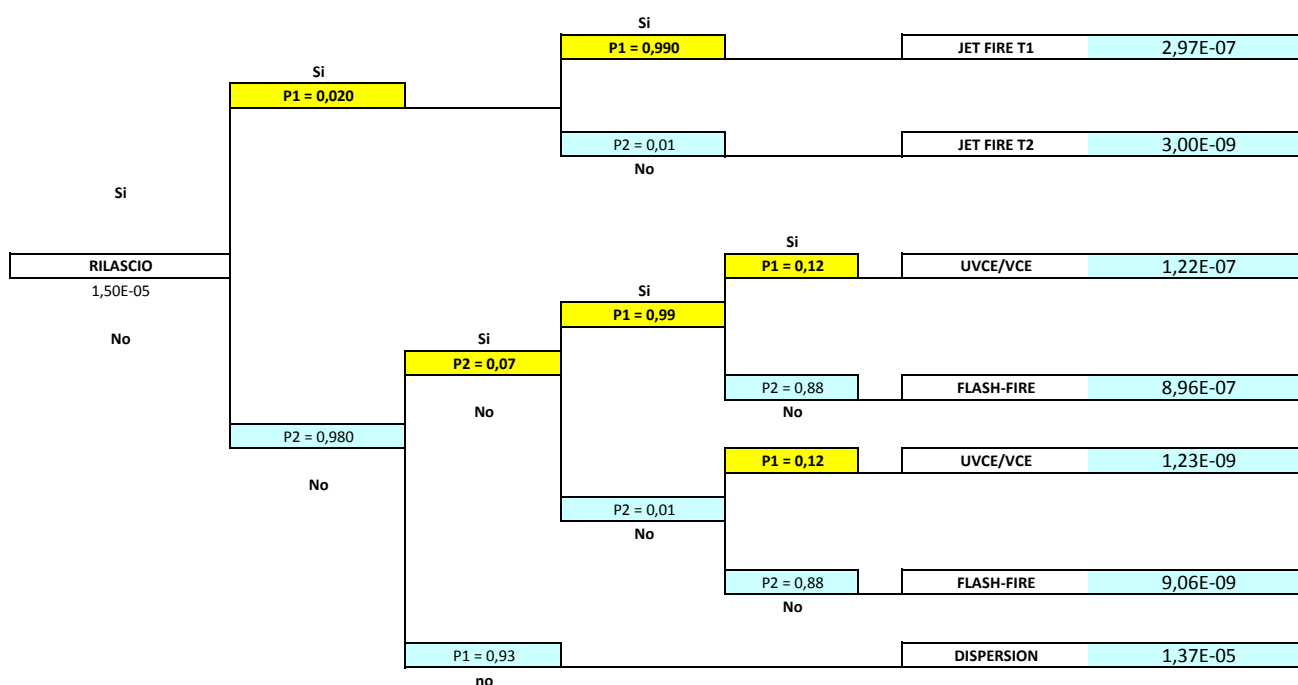
MODIFICHE RELEASE CORRENTE

plotted by

Allegato 4.

SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	
EVENTO INIZIALE:	Possibile rottura random e rilascio a tubazione della Cameretta, foro 10% del diametro

					EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)	
PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	SCENARIO	PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	3,00E-07
DISPERSION	1,37E-05
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	9,06E-07
UVCE/VCE	1,23E-07
CONTROLLO	0,00E+00

Legenda:

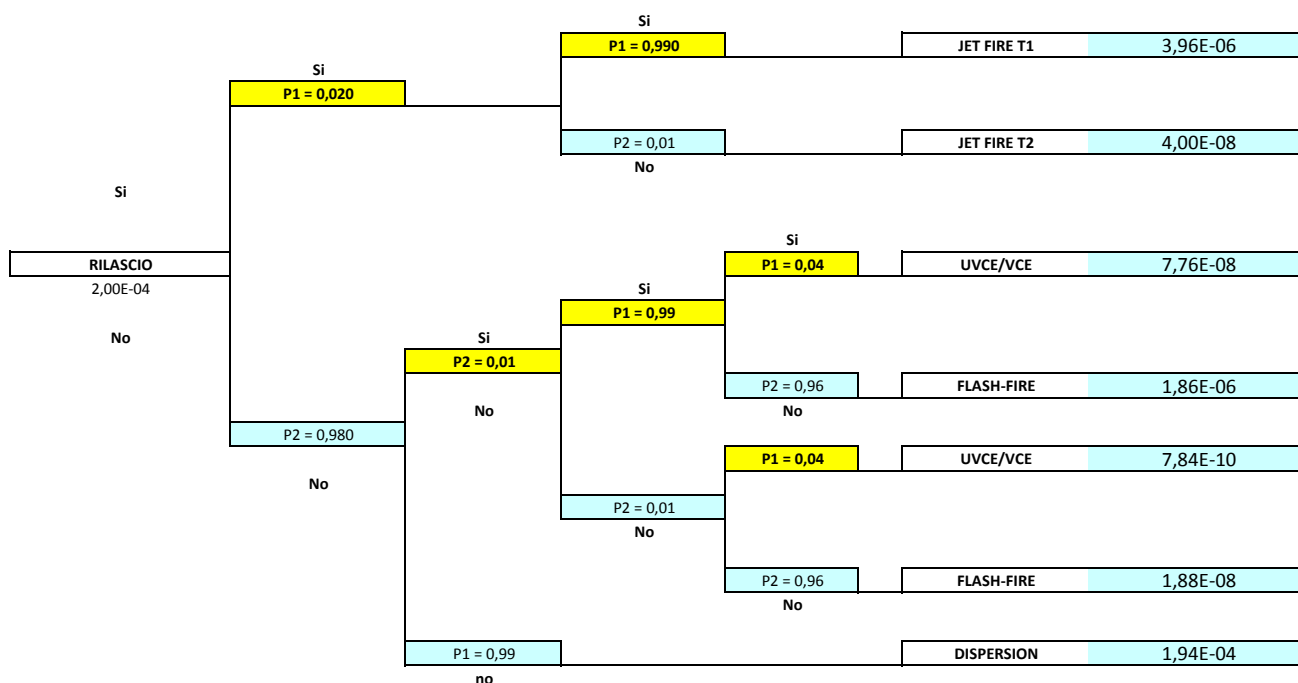
- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesci di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Colonna, foro 1/4"

PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)	
					SCENARIO	PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	4,00E-06
DISPERSION	1,94E-04
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	1,88E-06
UVCE/VCE	7,84E-08
CONTROLLO	0,00E+00

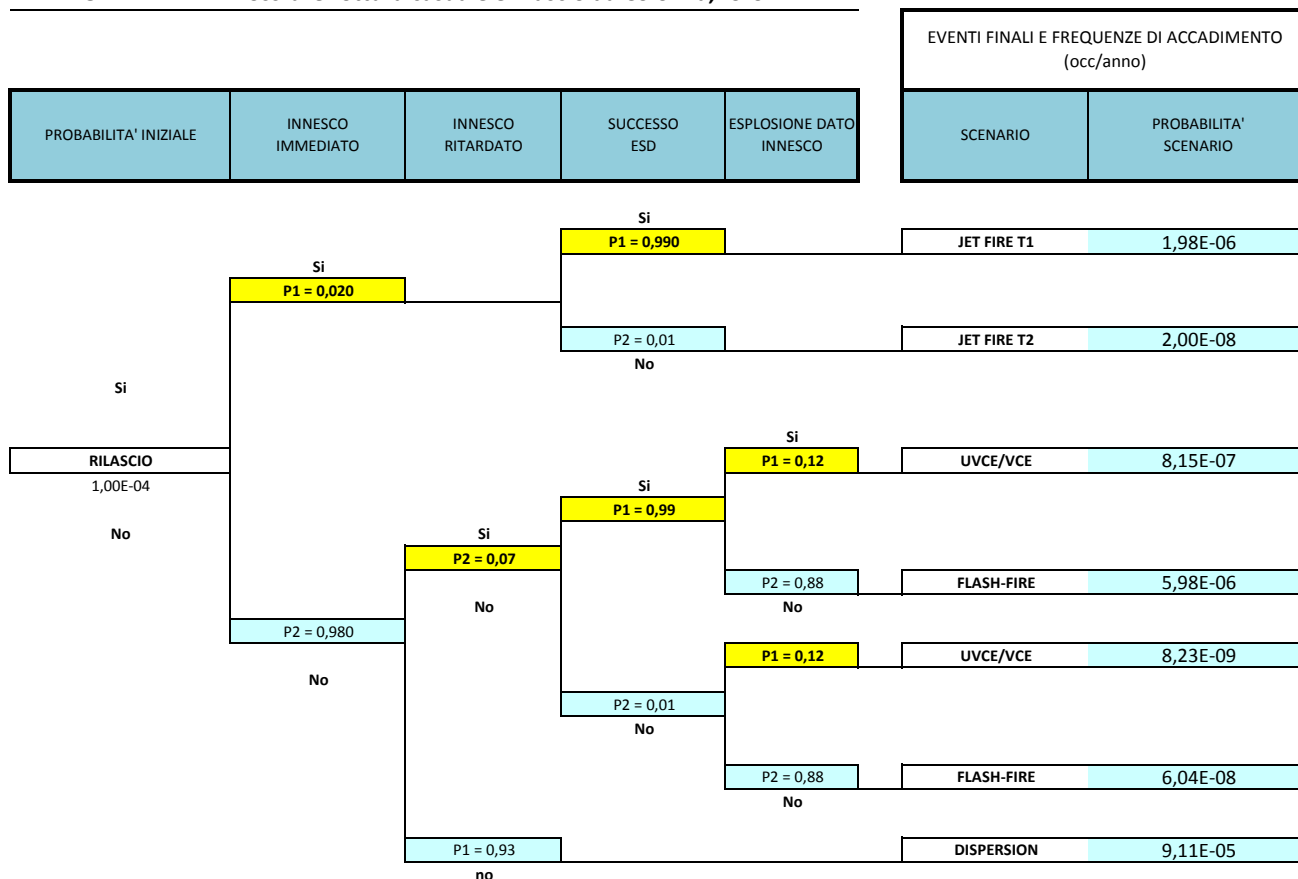
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesco di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Colonna, foro 1"



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	2,00E-06
DISPERSION	9,11E-05
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	6,04E-06
UVCE/VCE	8,23E-07
CONTROLLO	0,00E+00

Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesci di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Colonna, foro 4"

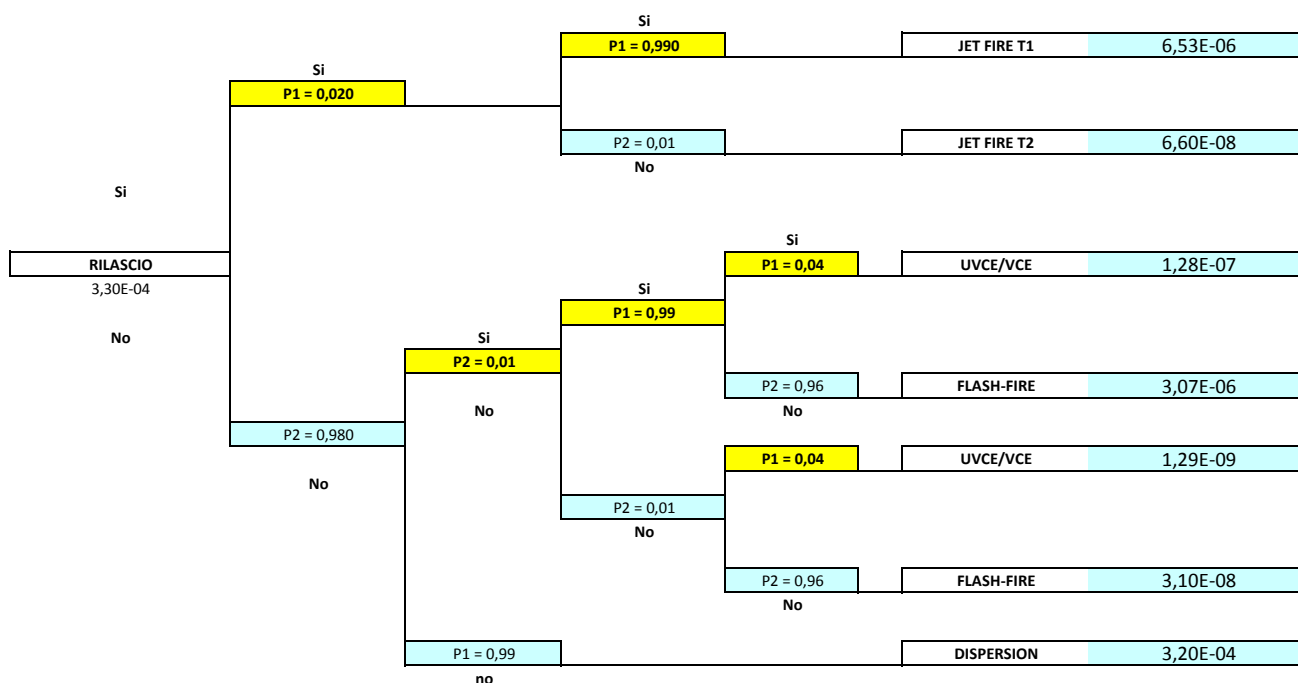
SCENARI DI INCIDENTE		FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE		4,59E-06
DISPERSION		3,25E-05
POOL FIRE		---
FLASH-FIRE		9,75E-06
UVCE/VCE		4,18E-06
CONTROLLO	0,00E+00	

[1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
[2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
[3] FLASH FIRE - Innesco di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
[4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	
EVENTO INIZIALE:	Possibile rottura casuale e rilascio da Condotta in superficie, foro 10% del diametro

					EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)	
PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	SCENARIO	PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	6,60E-06
DISPERSION	3,20E-04
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	3,10E-06
UVCE/VCE	1,29E-07
CONTROLLO	0,00E+00

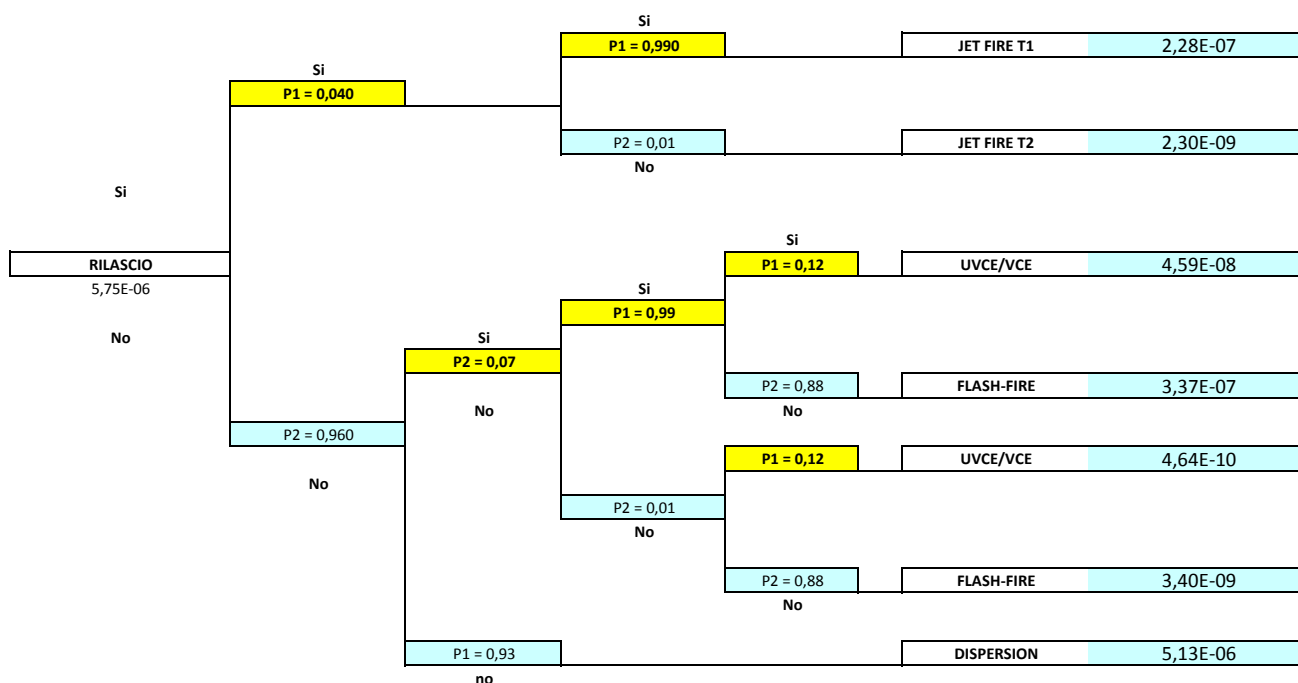
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innescio di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	
EVENTO INIZIALE:	Possibile rottura casuale e rilascio da Condotta interrata, foro 50% del diametro

					EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)	
PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	SCENARIO	PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	2,30E-07
DISPERSION	5,13E-06
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	3,40E-07
UVCE/VCE	4,64E-08
CONTROLLO	0,00E+00

Legenda:

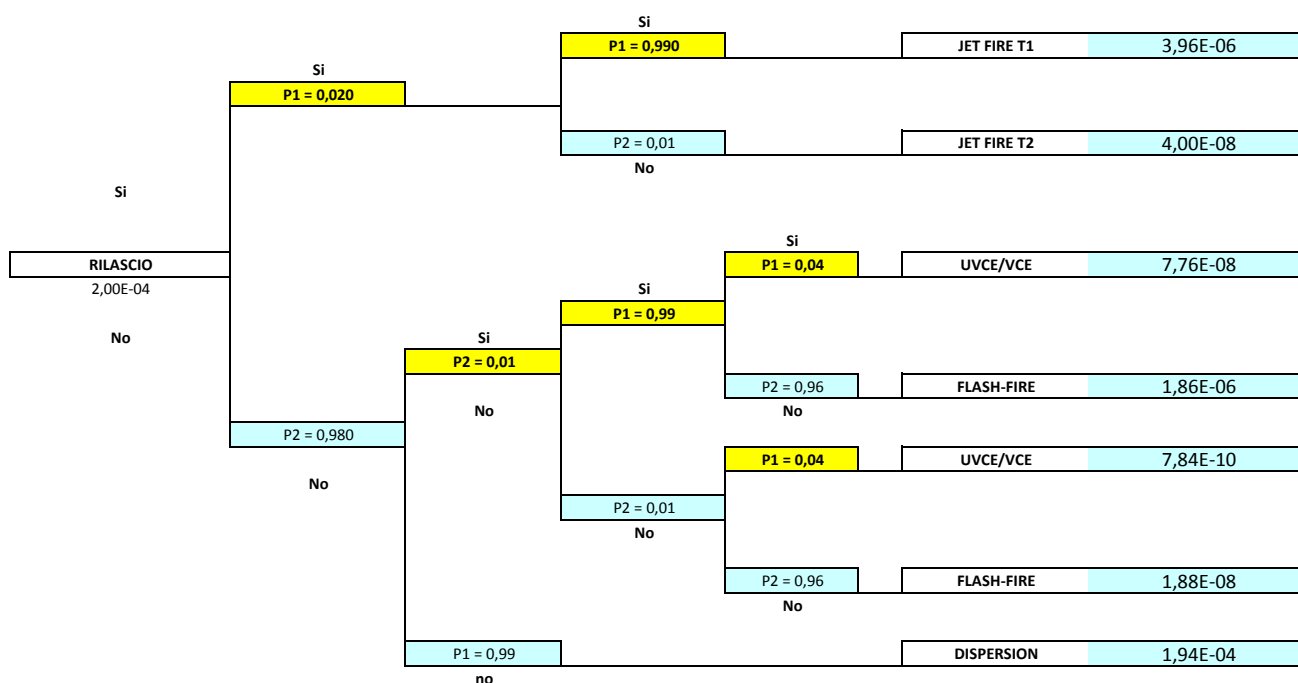
- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innescio di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Flash Tank, foro 1/4"

					EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)	
PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	SCENARIO	PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	4,00E-06
DISPERSION	1,94E-04
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	1,88E-06
UVCE/VCE	7,84E-08
CONTROLLO	0,00E+00

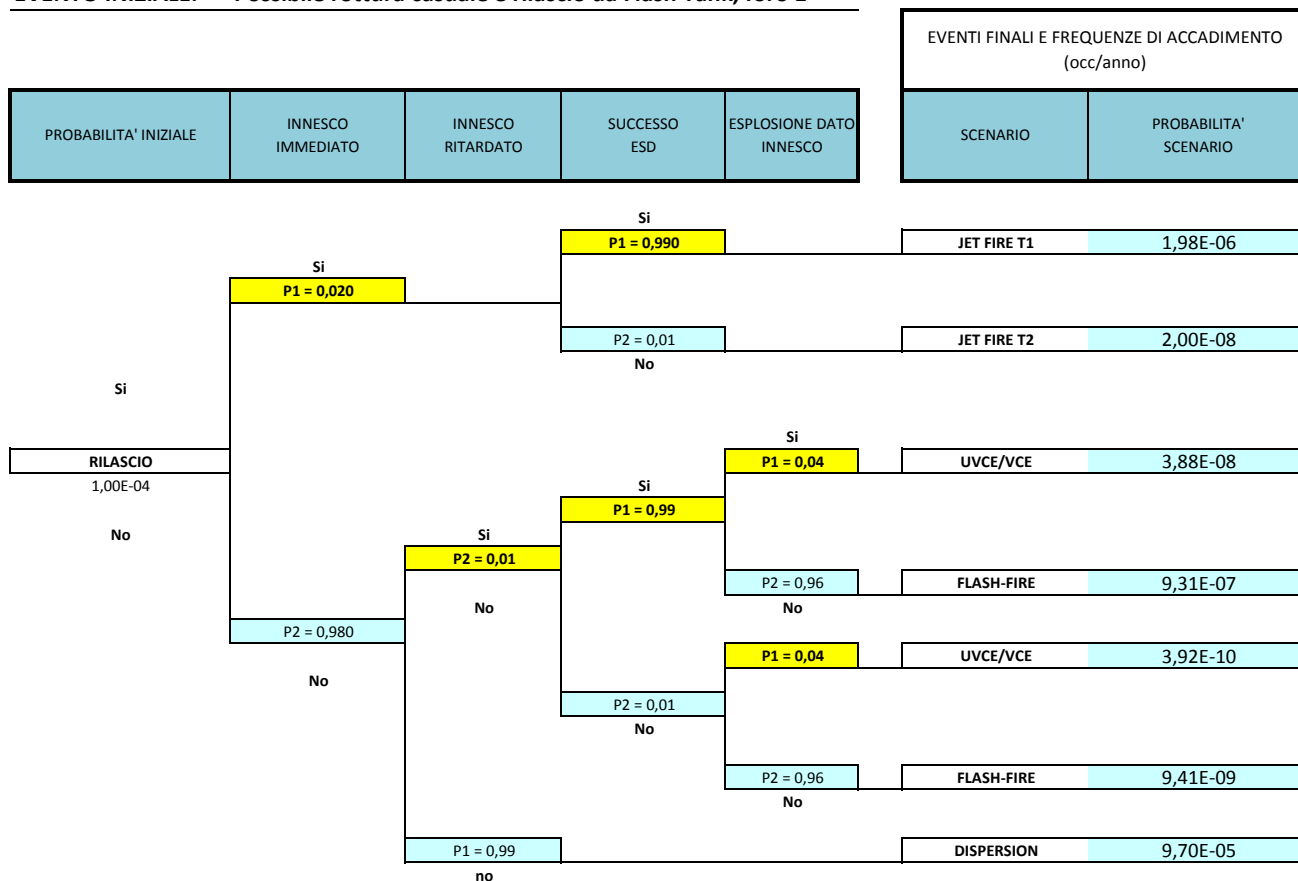
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innescio di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Flash Tank, foro 1"



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	2,00E-06
DISPERSION	9,70E-05
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	9,41E-07
UVCE/VCE	3,92E-08
CONTROLLO	0,00E+00

Legenda:

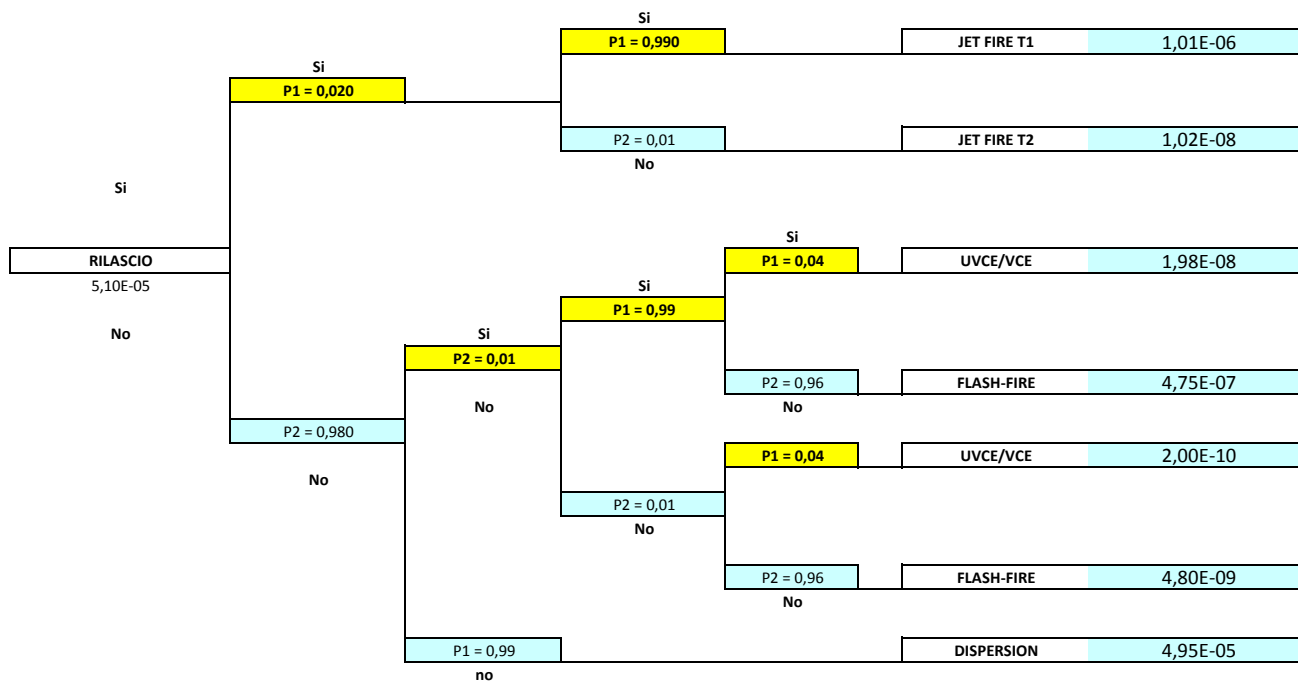
- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innescio di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Flash Tank, foro 4"

					EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)	
PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	SCENARIO	PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE		FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE		1,02E-06
DISPERSION		4,95E-05
POOL FIRE		---
FLASH-FIRE		4,80E-07
UVCE/VCE		2,00E-08
CONTROLLO	0,00E+00	

Legenda:

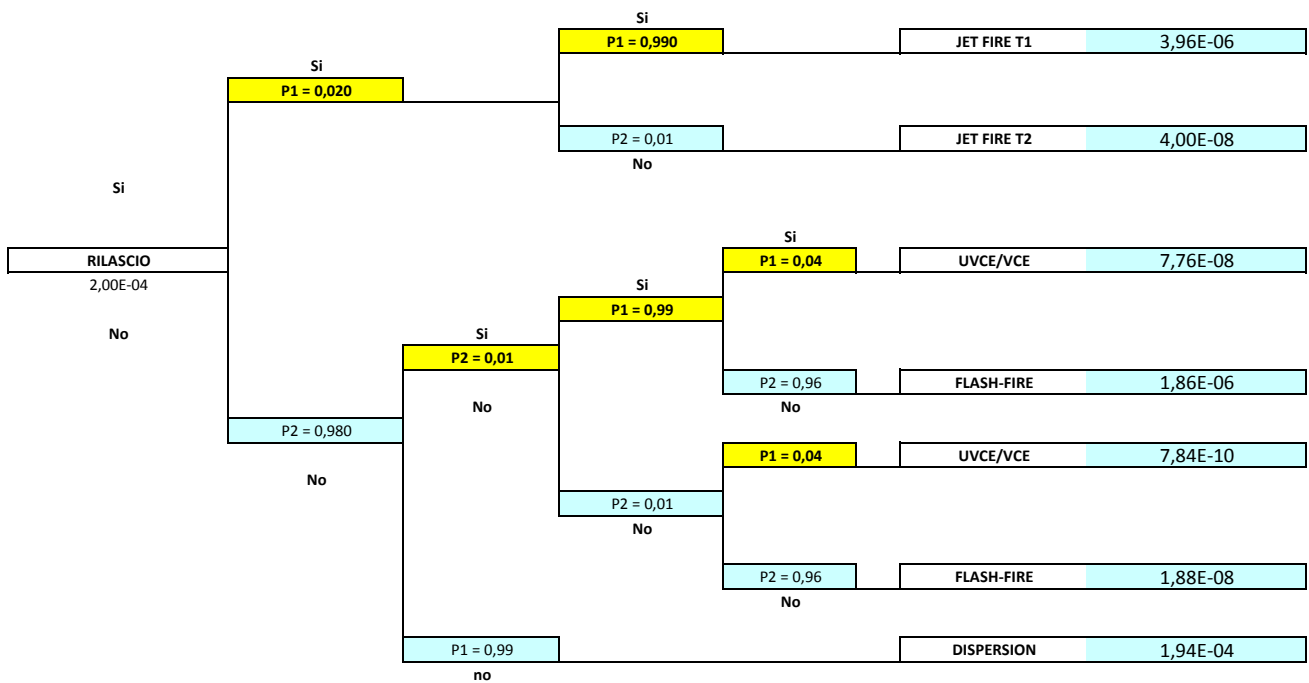
- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesci di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Flash Tank, foro 1/4"

					EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)	
PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	SCENARIO	PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	4,00E-06
DISPERSION	1,94E-04
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	1,88E-06
UVCE/VCE	7,84E-08
CONTROLLO	0,00E+00

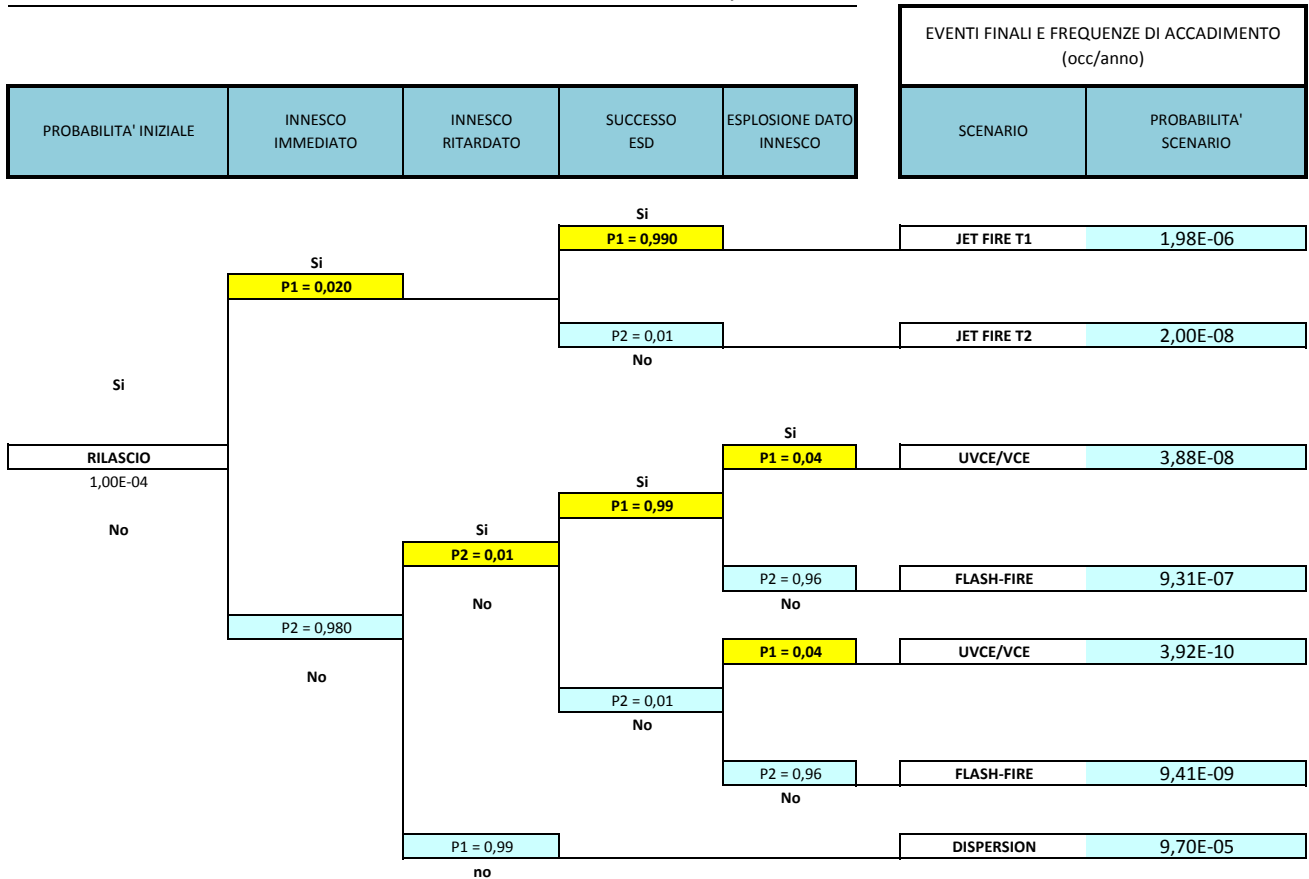
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesci di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Flash Tank, foro 1"



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	2,00E-06
DISPERSION	9,70E-05
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	9,41E-07
UVCE/VCE	3,92E-08
CONTROLLO	0,00E+00

Legenda:

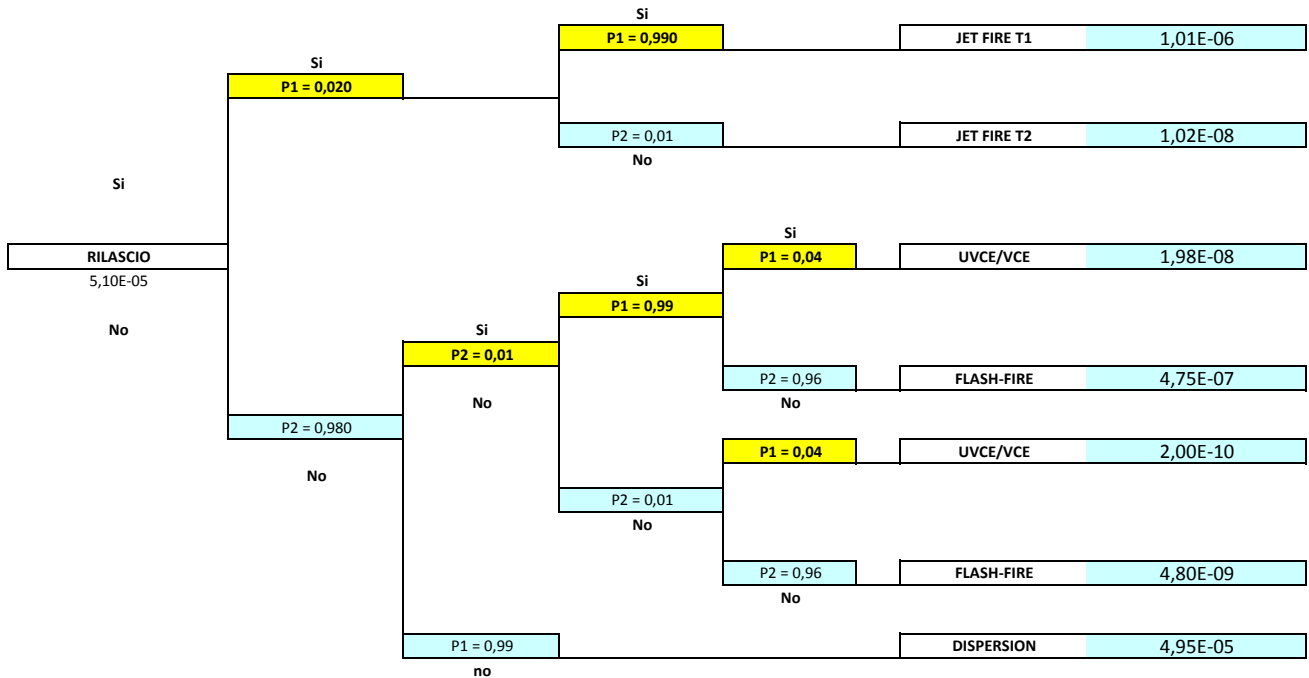
- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innescio di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Flash Tank, foro 4"

					EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)	
PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	SCENARIO	PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE		FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE		1,02E-06
DISPERSION		4,95E-05
POOL FIRE		---
FLASH-FIRE		4,80E-07
UVCE/VCE		2,00E-08
CONTROLLO	0,00E+00	

Legenda:

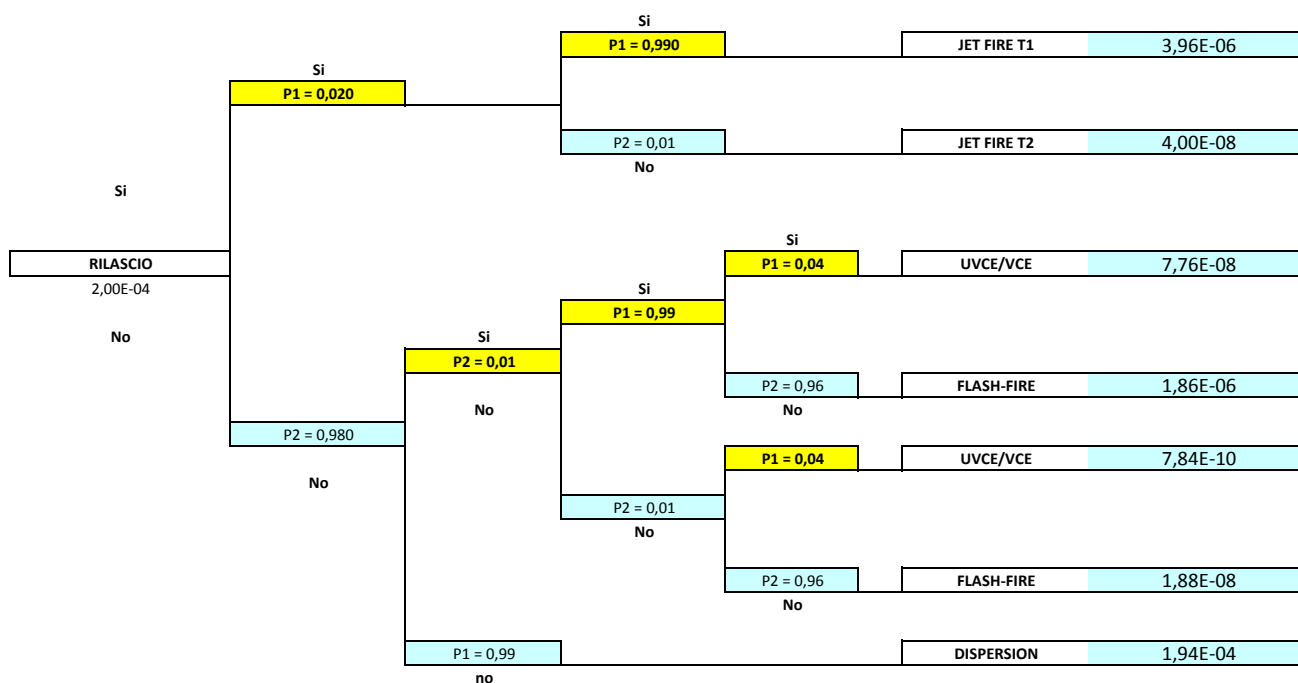
- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesci di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da KO Drum, foro 1/4"

					EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)	
PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	SCENARIO	PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	4,00E-06
DISPERSION	1,94E-04
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	1,88E-06
UVCE/VCE	7,84E-08
CONTROLLO	0,00E+00

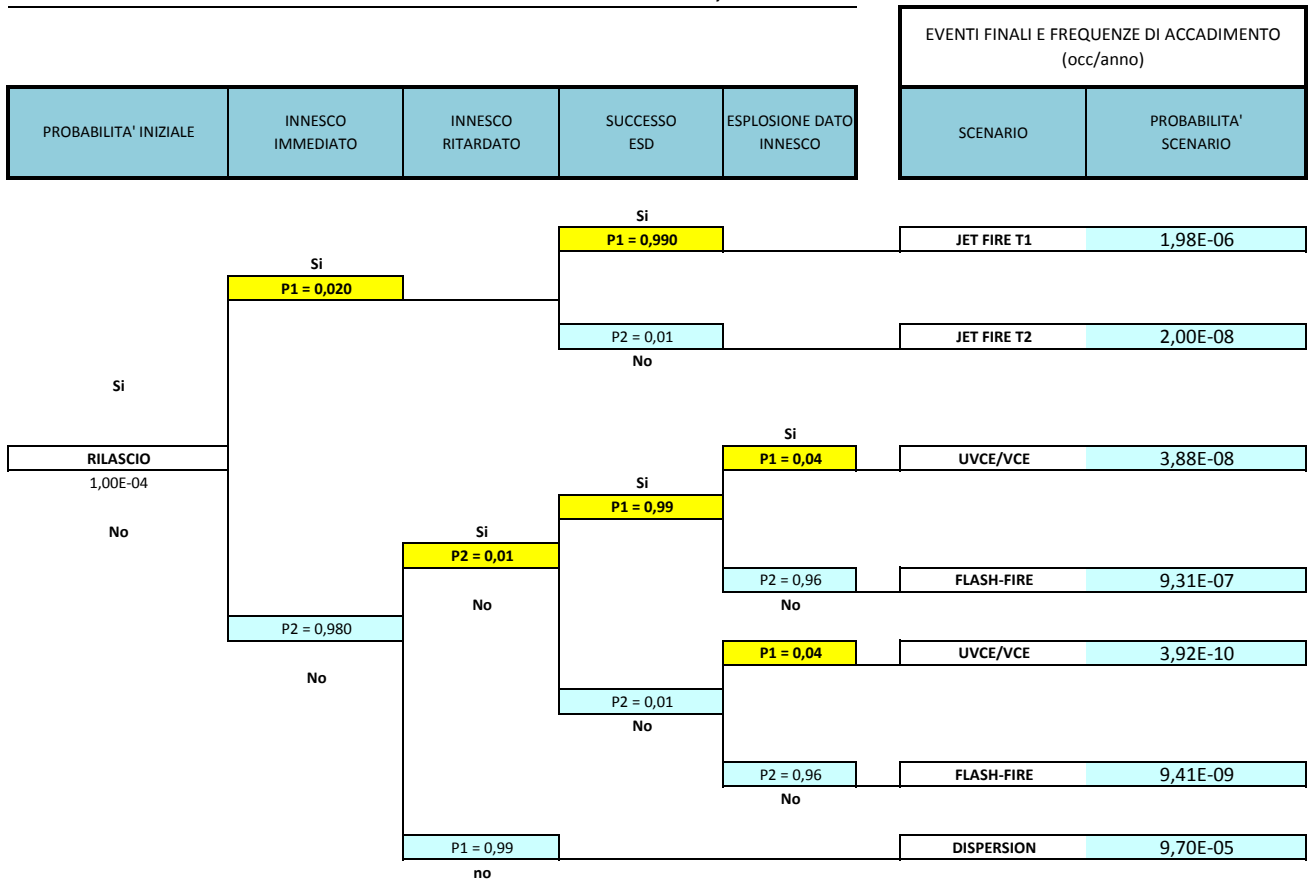
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesco di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da KO Drum, foro 1"



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	2,00E-06
DISPERSION	9,70E-05
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	9,41E-07
UVCE/VCE	3,92E-08
CONTROLLO	0,00E+00

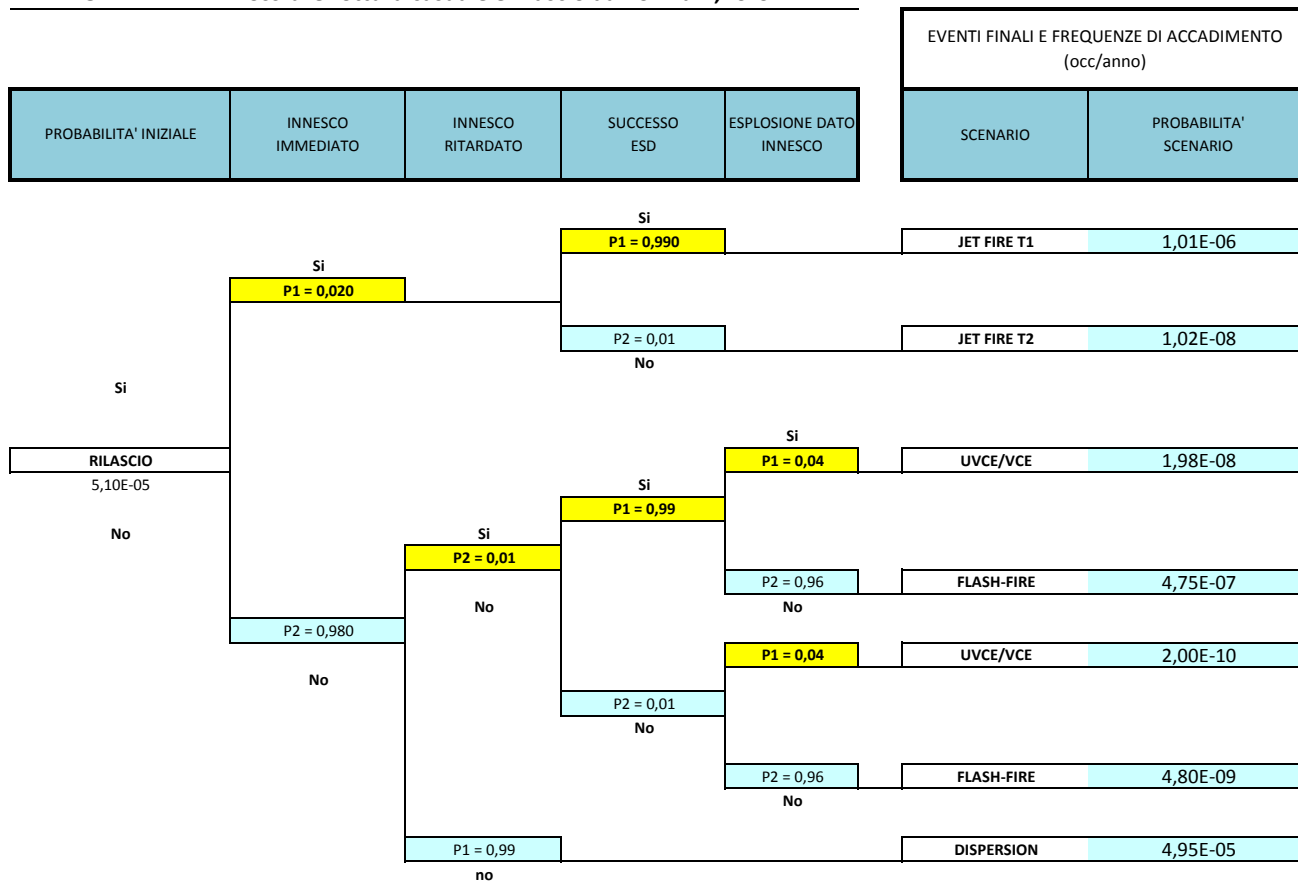
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innescio di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Ko Drum, foro 4"



SCENARI DI INCIDENTE		FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE		1,02E-06
DISPERSION		4,95E-05
POOL FIRE		---
FLASH-FIRE		4,80E-07
UVCE/VCE		2,00E-08
CONTROLLO	0,00E+00	

Legenda:

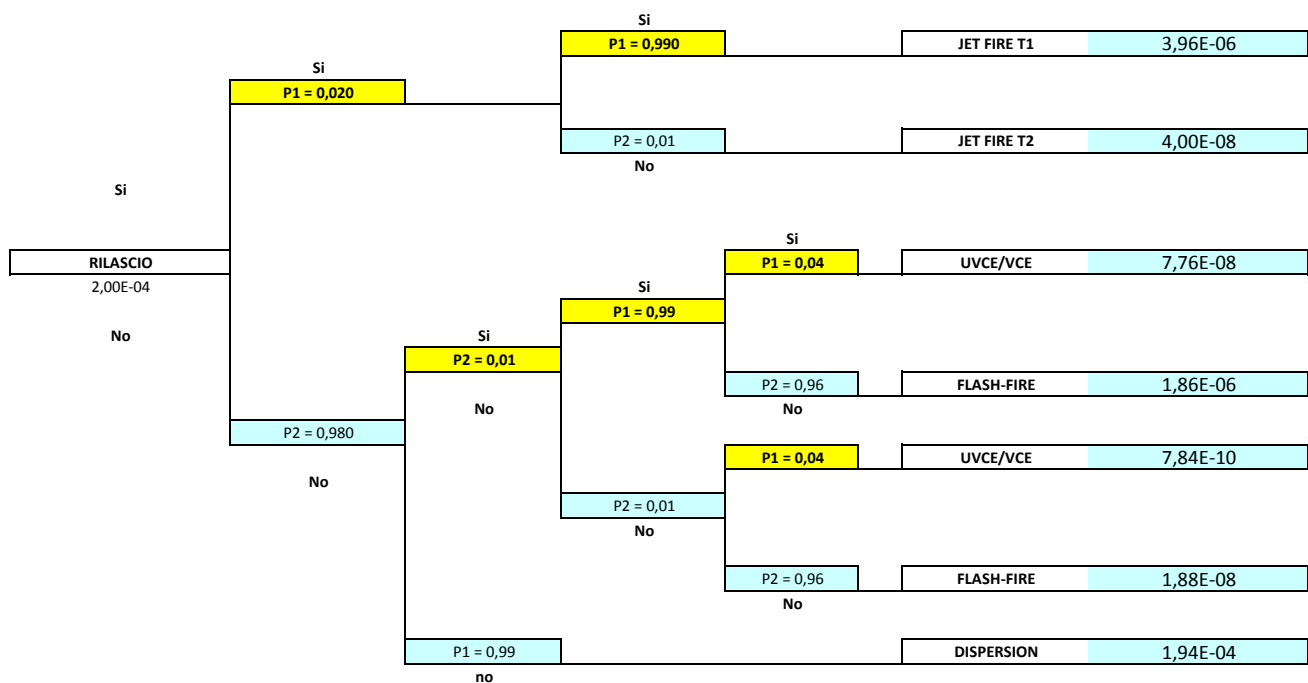
- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innescio di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Separatore, foro 1/4"

					EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)	
PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	SCENARIO	PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE		FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE		4,00E-06
DISPERSION		1,94E-04
POOL FIRE		---
FLASH-FIRE		1,88E-06
UVCE/VCE		7,84E-08
CONTROLLO	0,00E+00	

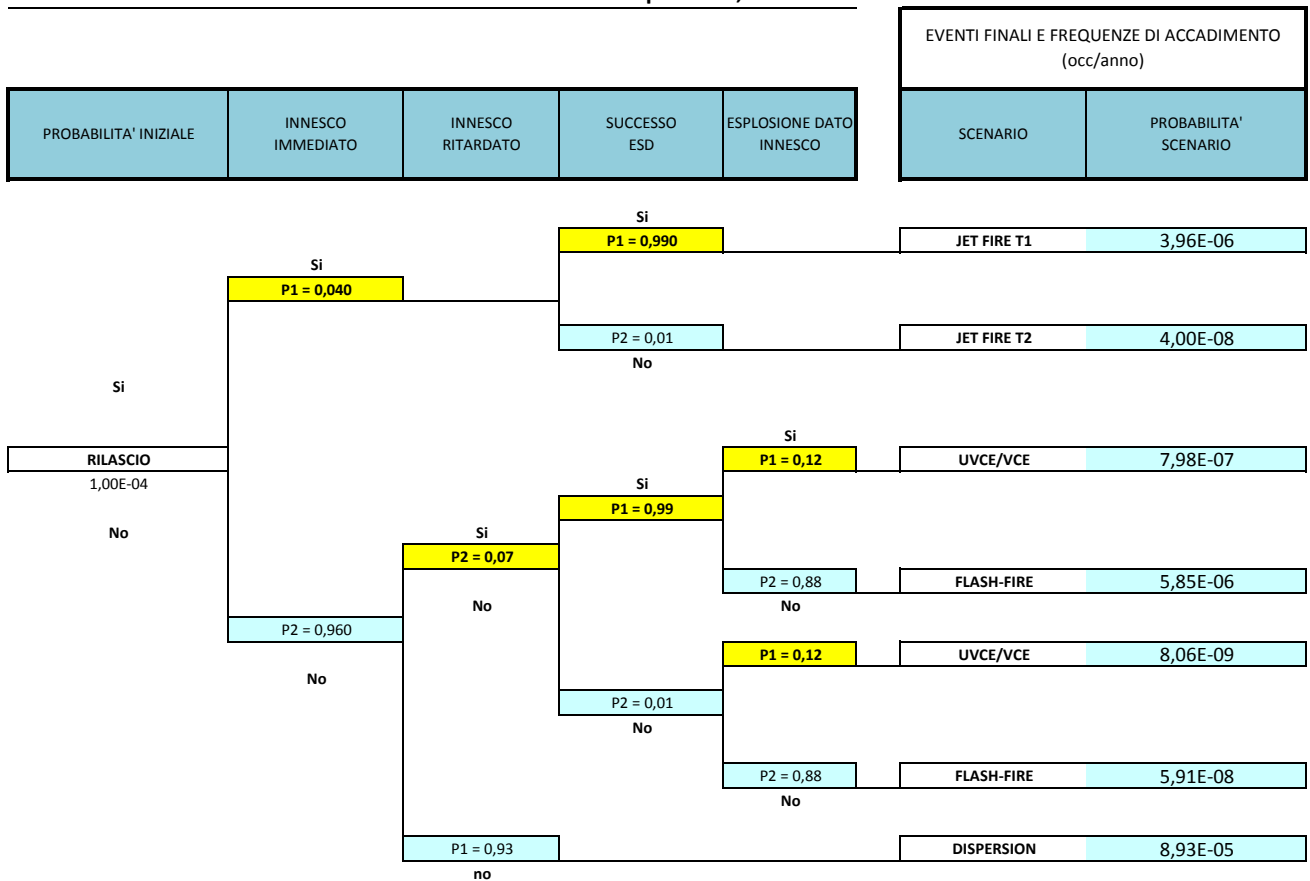
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innescio di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Separatore, foro 1"



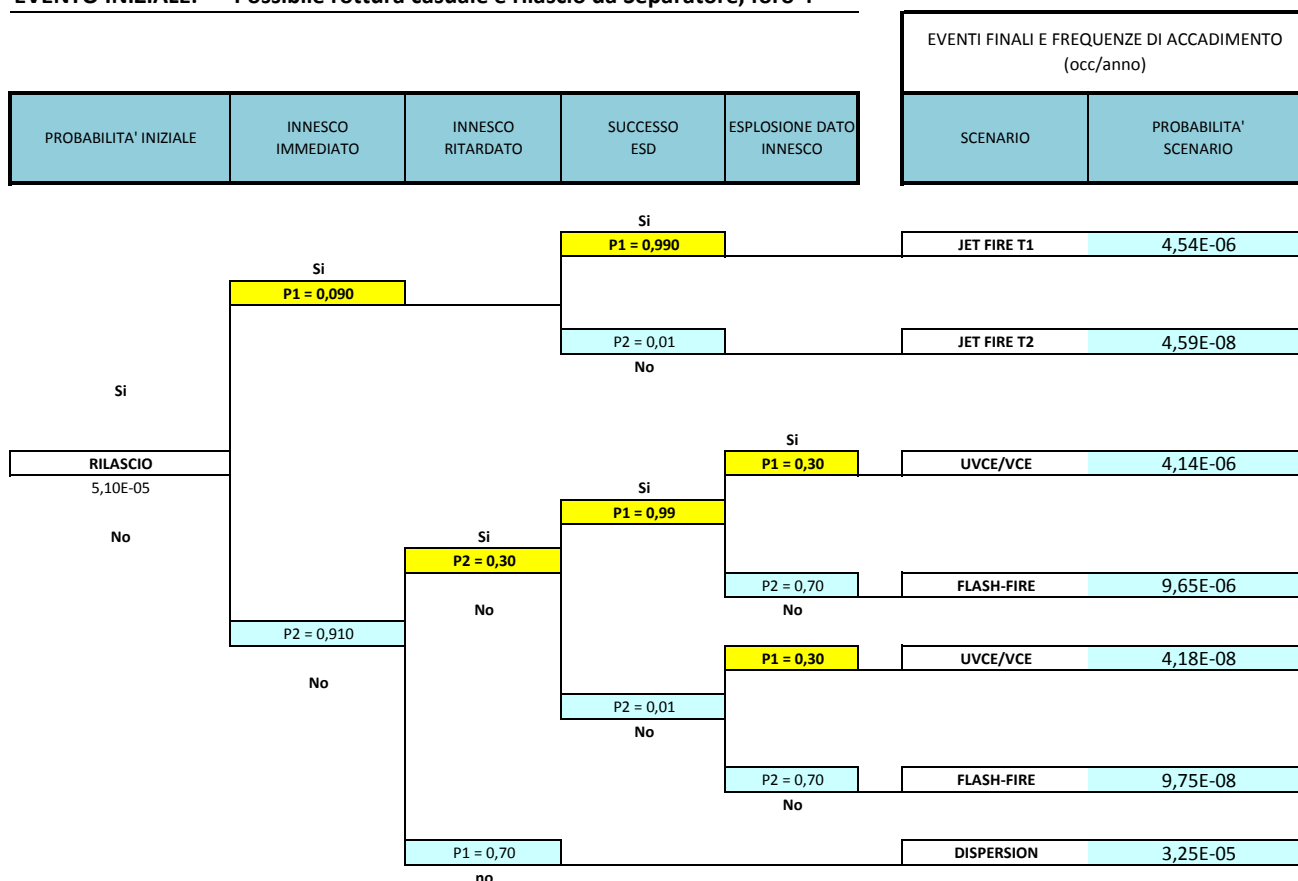
SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	4,00E-06
DISPERSION	8,93E-05
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	5,91E-06
UVCE/VCE	8,06E-07
CONTROLLO	0,00E+00

Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesci di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati

SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Separatore, foro 4"



SCENARI DI INCIDENTE		FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE		4,59E-06
DISPERSION		3,25E-05
POOL FIRE		---
FLASH-FIRE		9,75E-06
UVCE/VCE		4,18E-06
CONTROLLO	0,00E+00	

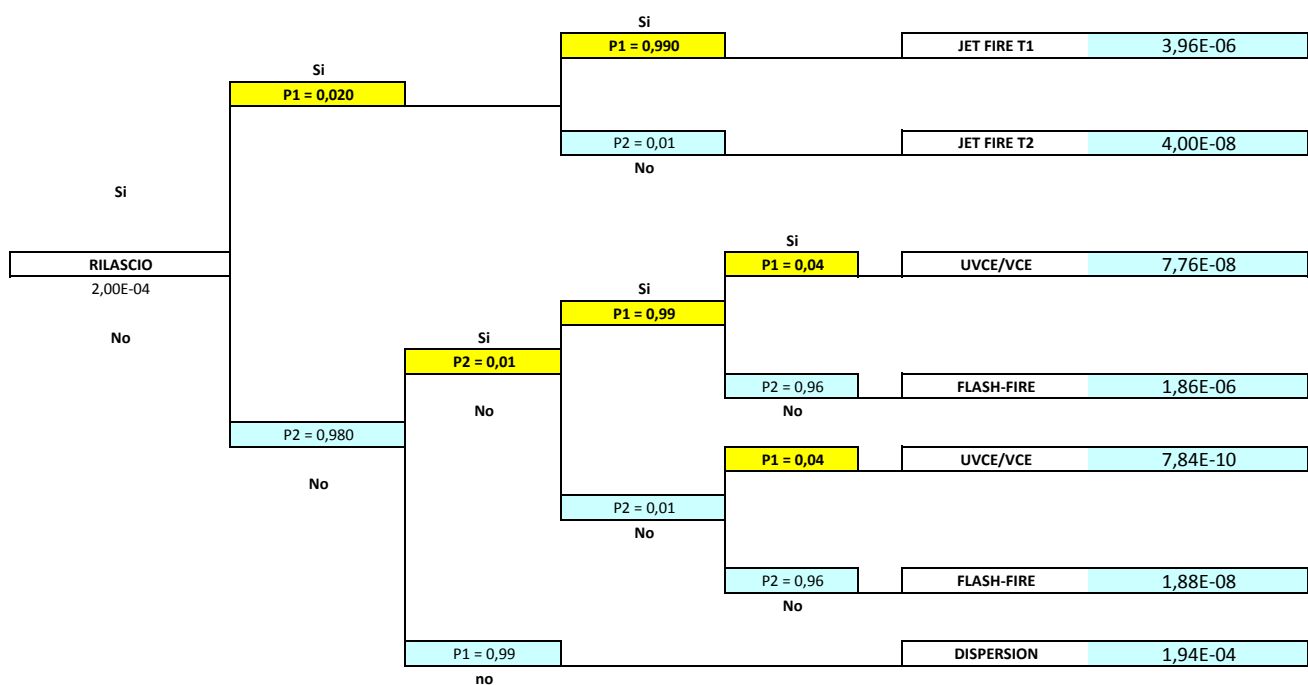
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesci di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati

SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Separatore, foro 1/4"

					EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)	
PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	SCENARIO	PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE		FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE		4,00E-06
DISPERSION		1,94E-04
POOL FIRE		---
FLASH-FIRE		1,88E-06
UVCE/VCE		7,84E-08
CONTROLLO	0,00E+00	

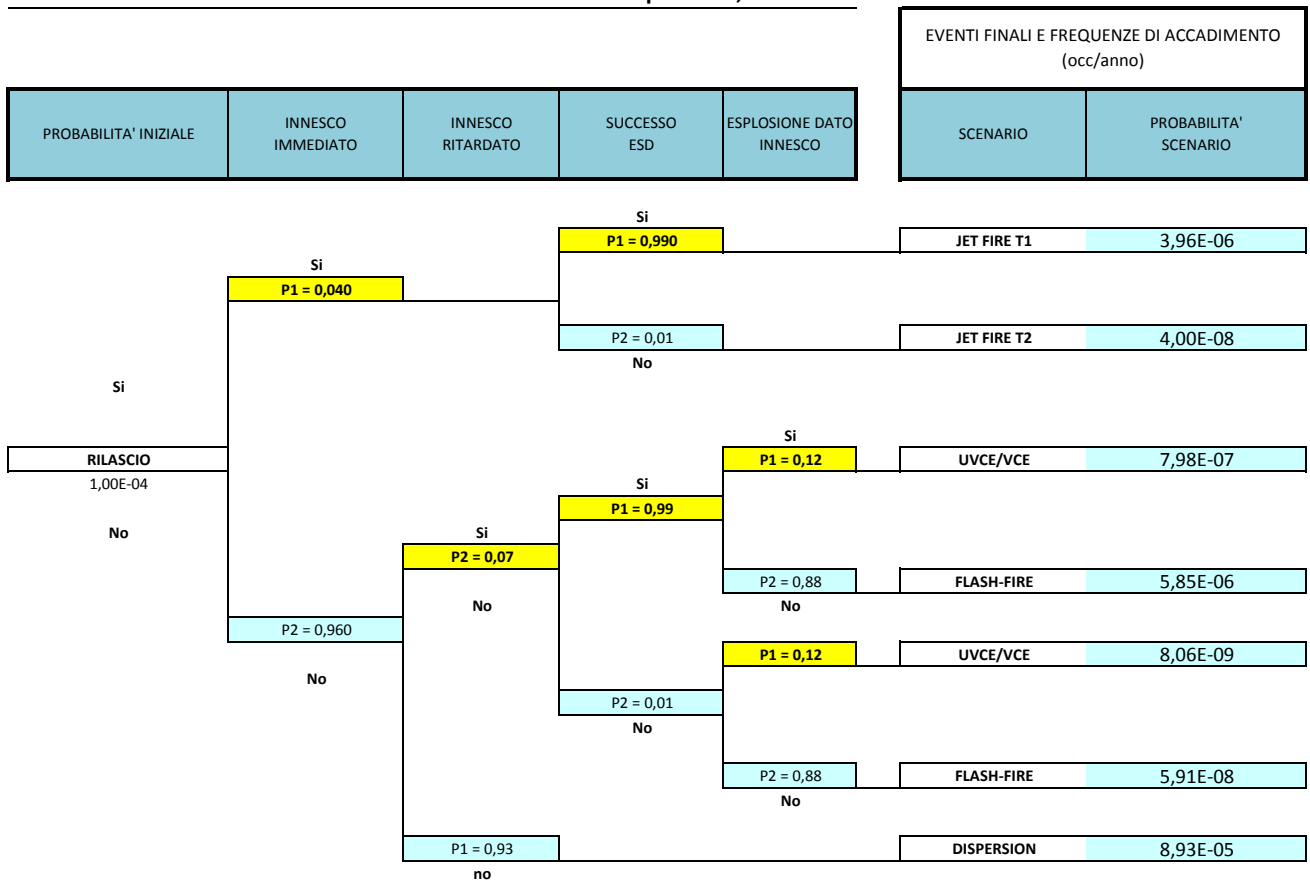
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesci di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Separatore, foro 1"



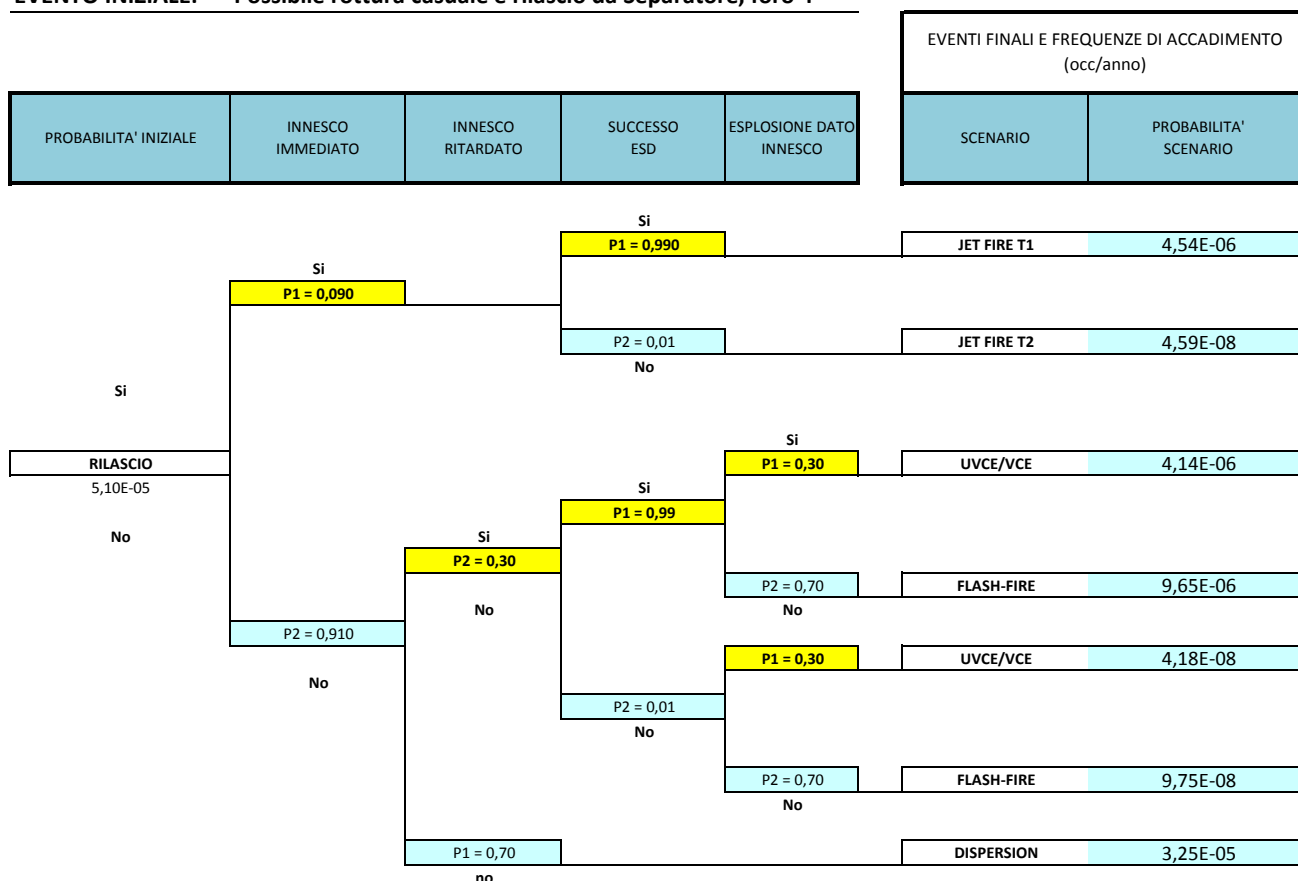
SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	4,00E-06
DISPERSION	8,93E-05
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	5,91E-06
UVCE/VCE	8,06E-07
CONTROLLO	0,00E+00

Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesci di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati

SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	

EVENTO INIZIALE: Possibile rottura casuale e rilascio da Separatore, foro 4"



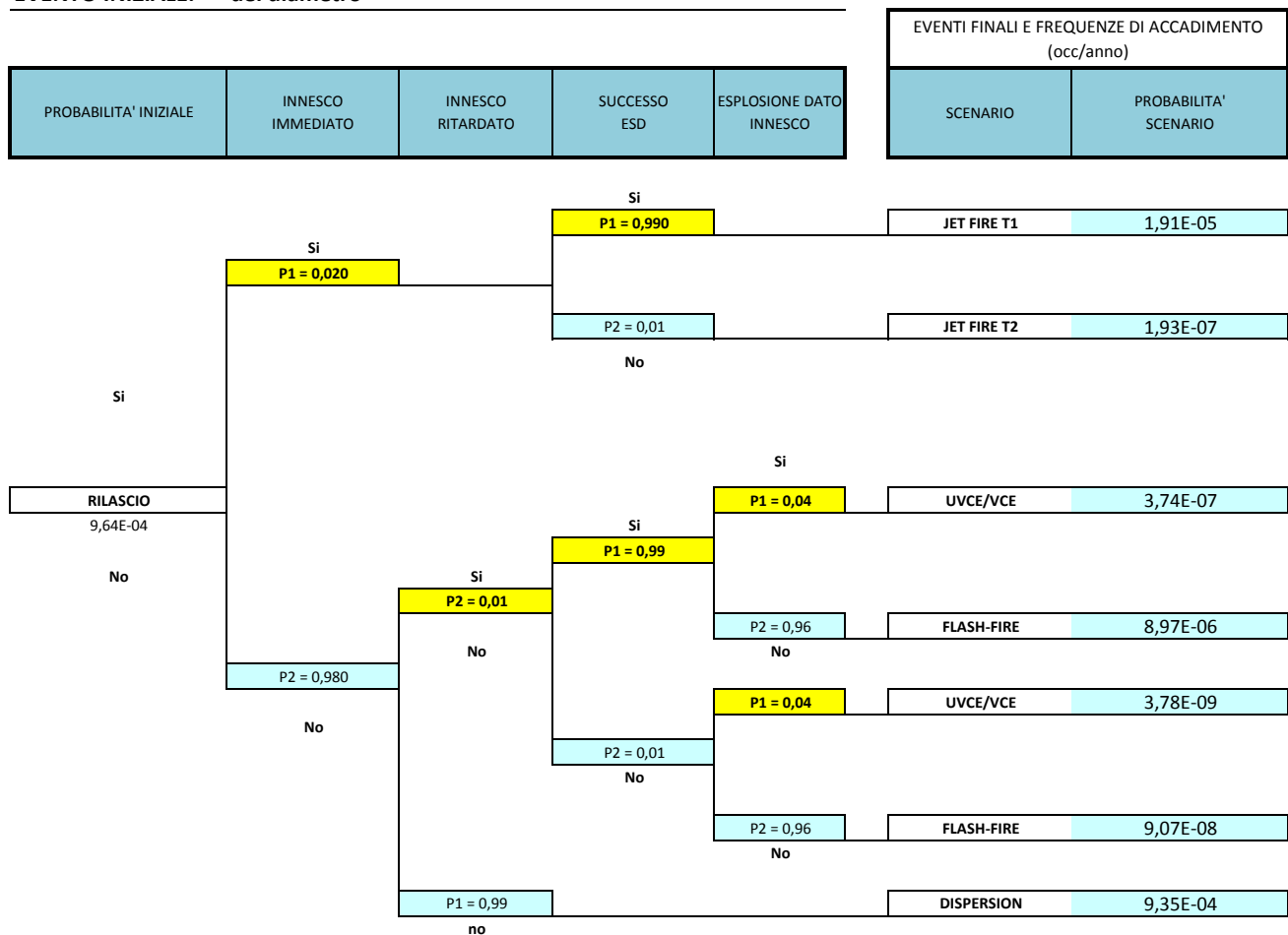
SCENARI DI INCIDENTE		FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE		4,59E-06
DISPERSION		3,25E-05
POOL FIRE		---
FLASH-FIRE		9,75E-06
UVCE/VCE		4,18E-06
CONTROLLO	0,00E+00	

Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesci di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	Eni
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	Area pozzo
EVENTO INIZIALE:	Possibile rottura casuale e rilascio da testa pozzo, foro 10% del diametro



SCENARI DI INCIDENTE		FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE		1,93E-05
DISPERSION		9,35E-04
POOL FIRE		---
FLASH-FIRE		9,07E-06
UVCE/VCE		3,78E-07
CONTROLLO	0,00E+00	

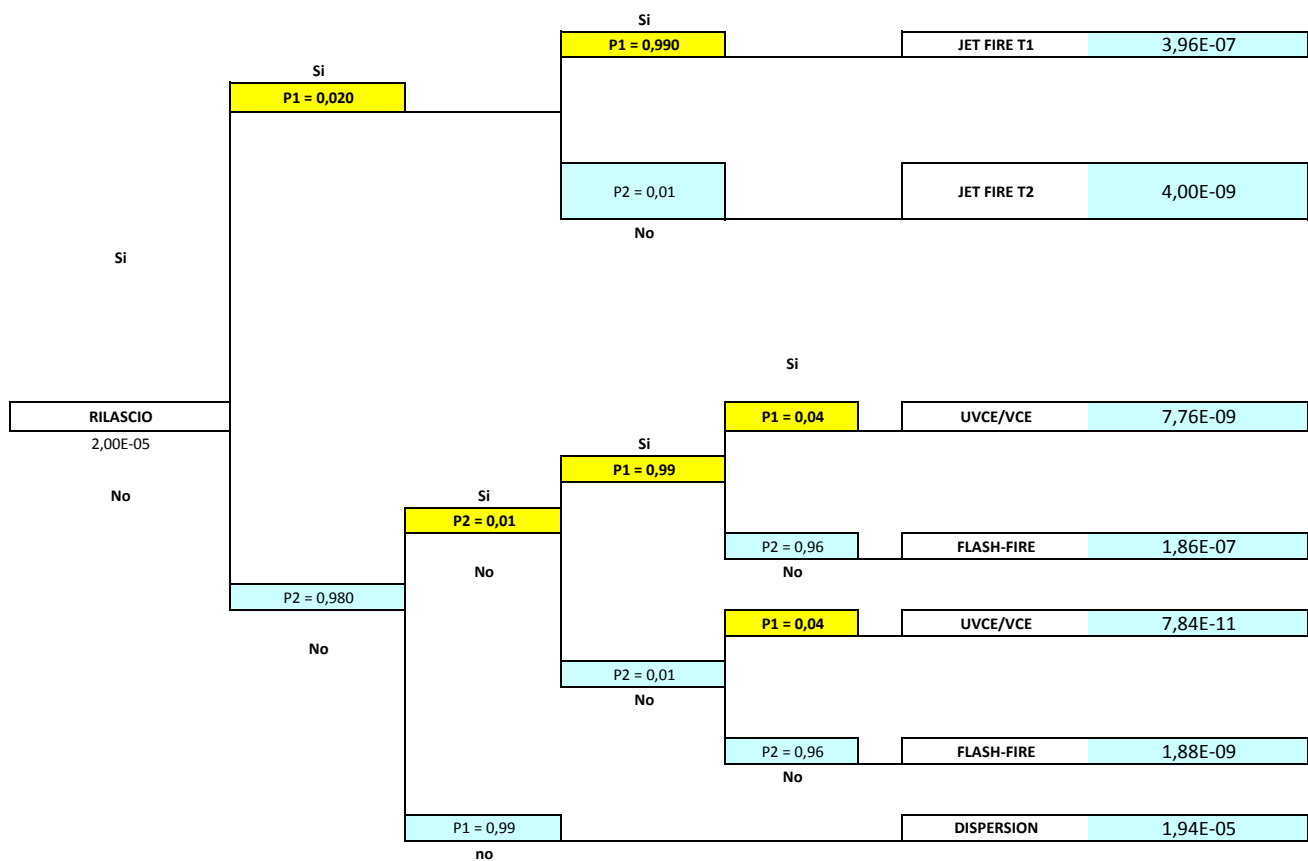
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innescio di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	
EVENTO INIZIALE:	Possibile rottura casuale e rilascio da tubazioni di processo danneggiate, foro 10% diametro

PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
					SCENARIO
					PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	4,00E-07
DISPERSION	1,94E-05
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	1,88E-07
UVCE/VCE	7,84E-09
CONTROLLO	0,00E+00

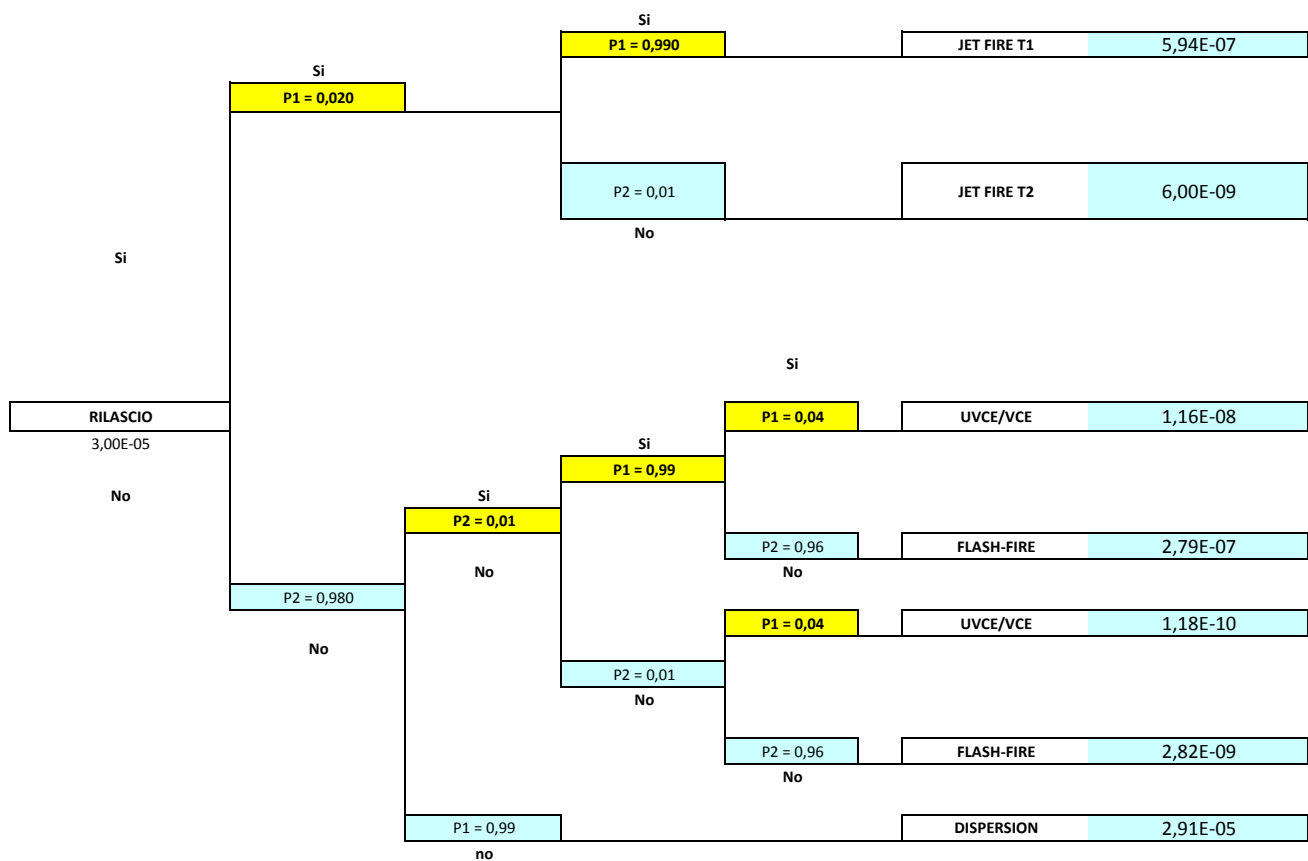
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innescio di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	
EVENTO INIZIALE:	Possibile rottura casuale e rilascio da tubazioni di processo danneggiate, foro 10% diametro

PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
					SCENARIO
					PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	6,00E-07
DISPERSION	2,91E-05
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	2,82E-07
UVCE/VCE	1,18E-08
CONTROLLO	0,00E+00

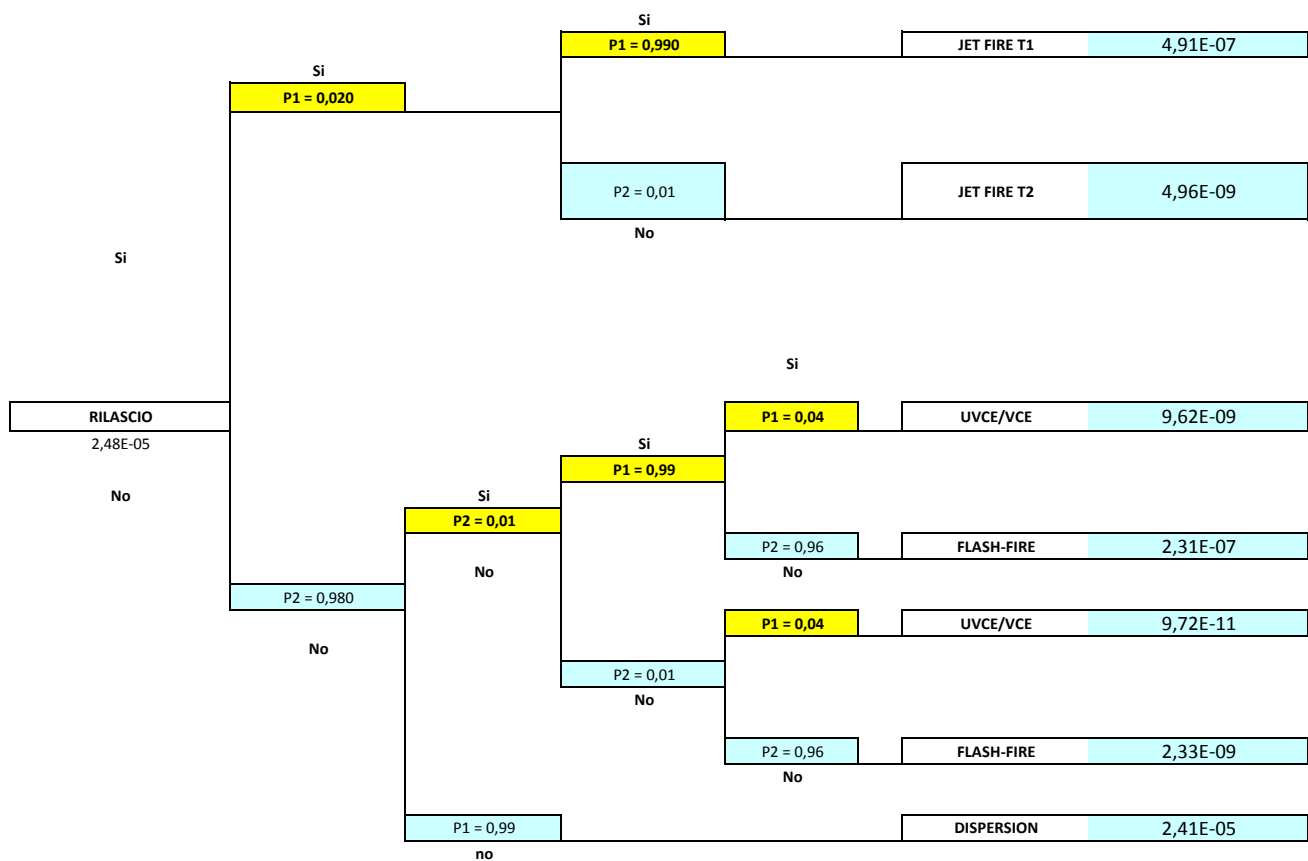
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innescio di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	
EVENTO INIZIALE:	Possibile rottura casuale e rilascio da tubazioni di processo danneggiate, foro 10% diametro

PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
					SCENARIO
					PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	4,96E-07
DISPERSION	2,41E-05
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	2,33E-07
UVCE/VCE	9,72E-09
CONTROLLO	0,00E+00

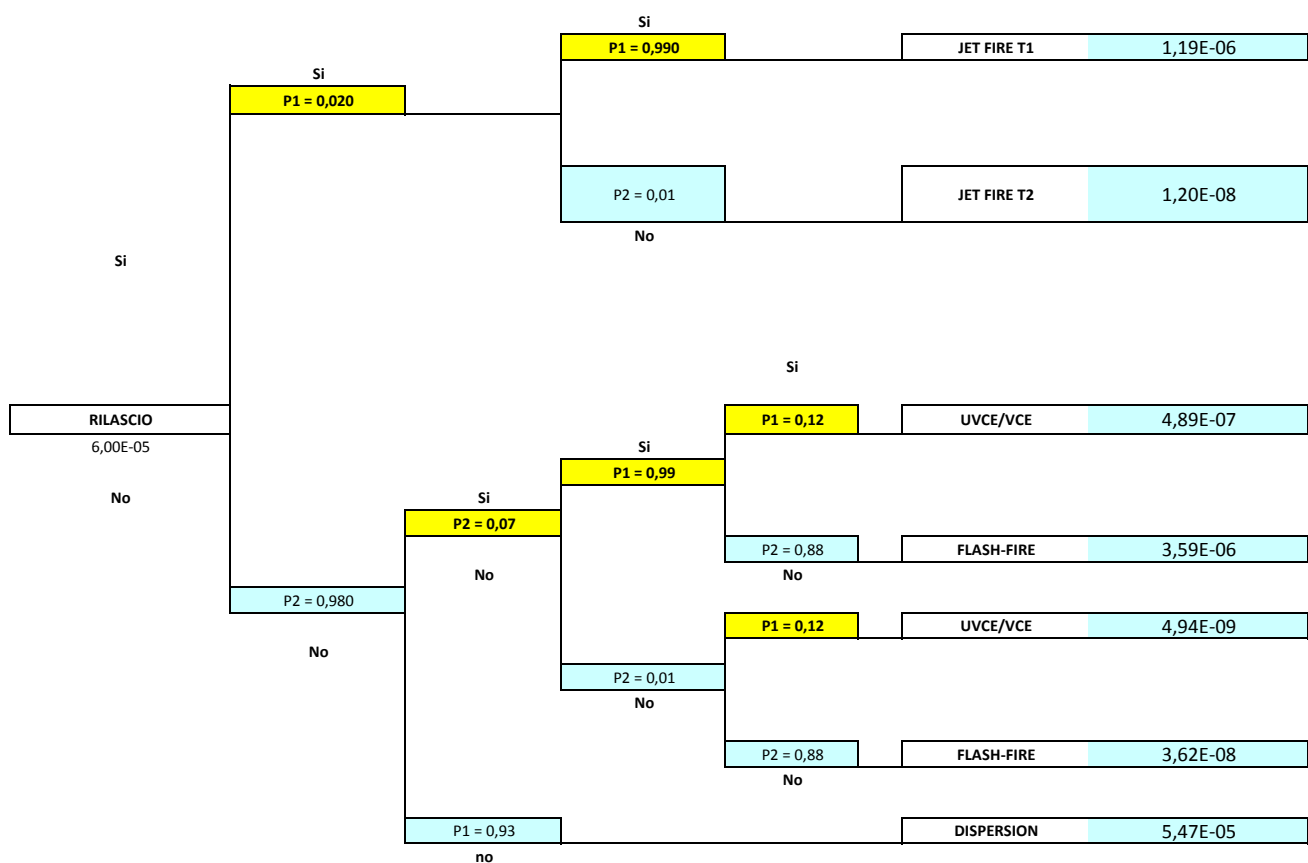
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innescio di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	
EVENTO INIZIALE:	Possibile rottura casuale e rilascio da tubazioni di processo danneggiate, foro 10% diametro

PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)	
					SCENARIO	PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	1,20E-06
DISPERSION	5,47E-05
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	3,62E-06
UVCE/VCE	4,94E-07
CONTROLLO	0,00E+00

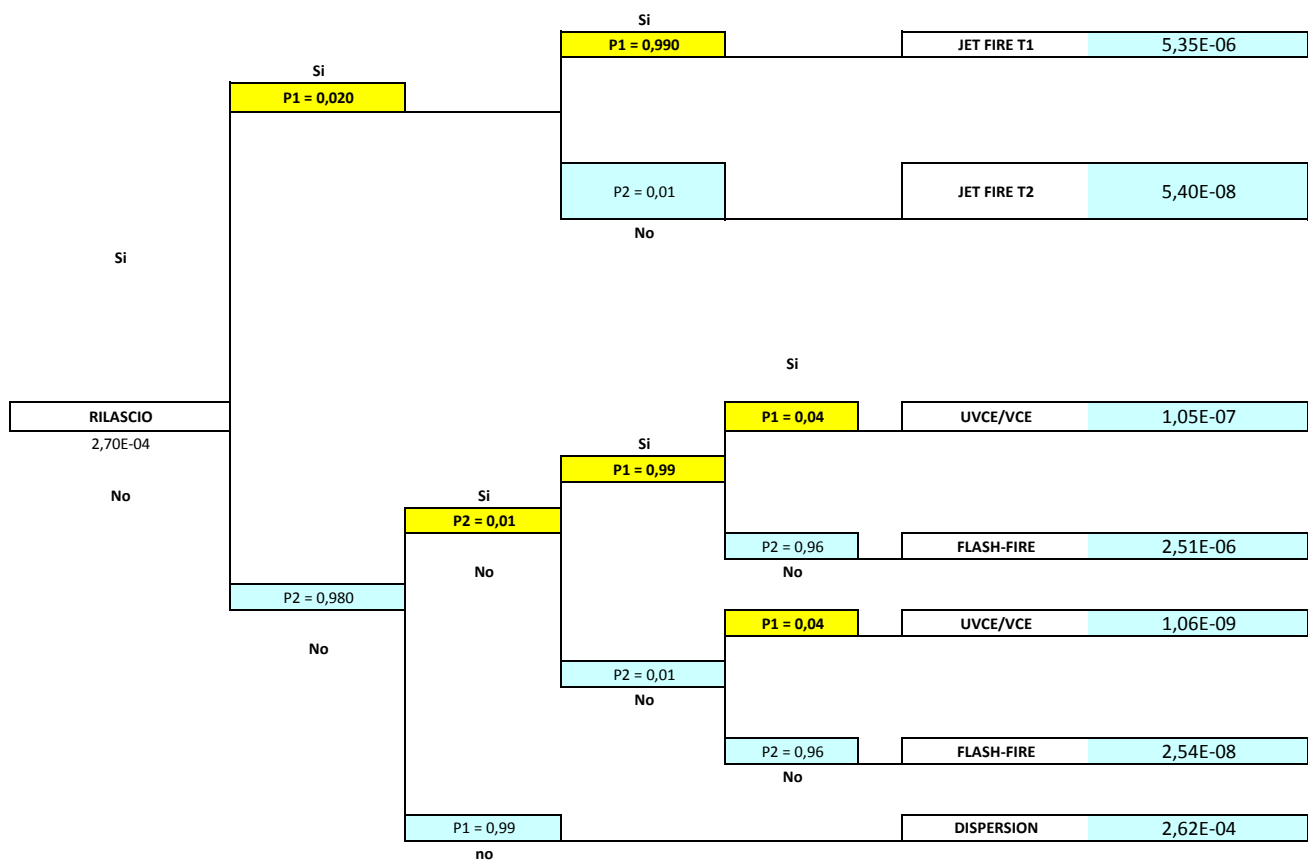
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innescio di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	
EVENTO INIZIALE:	Possibile rottura casuale e rilascio da tubazioni di processo danneggiate, foro 10% diametro

PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
					SCENARIO
					PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE	FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE	5,40E-06
DISPERSION	2,62E-04
POOL FIRE	---
FLASH-FIRE	2,54E-06
UVCE/VCE	1,06E-07
CONTROLLO	0,00E+00

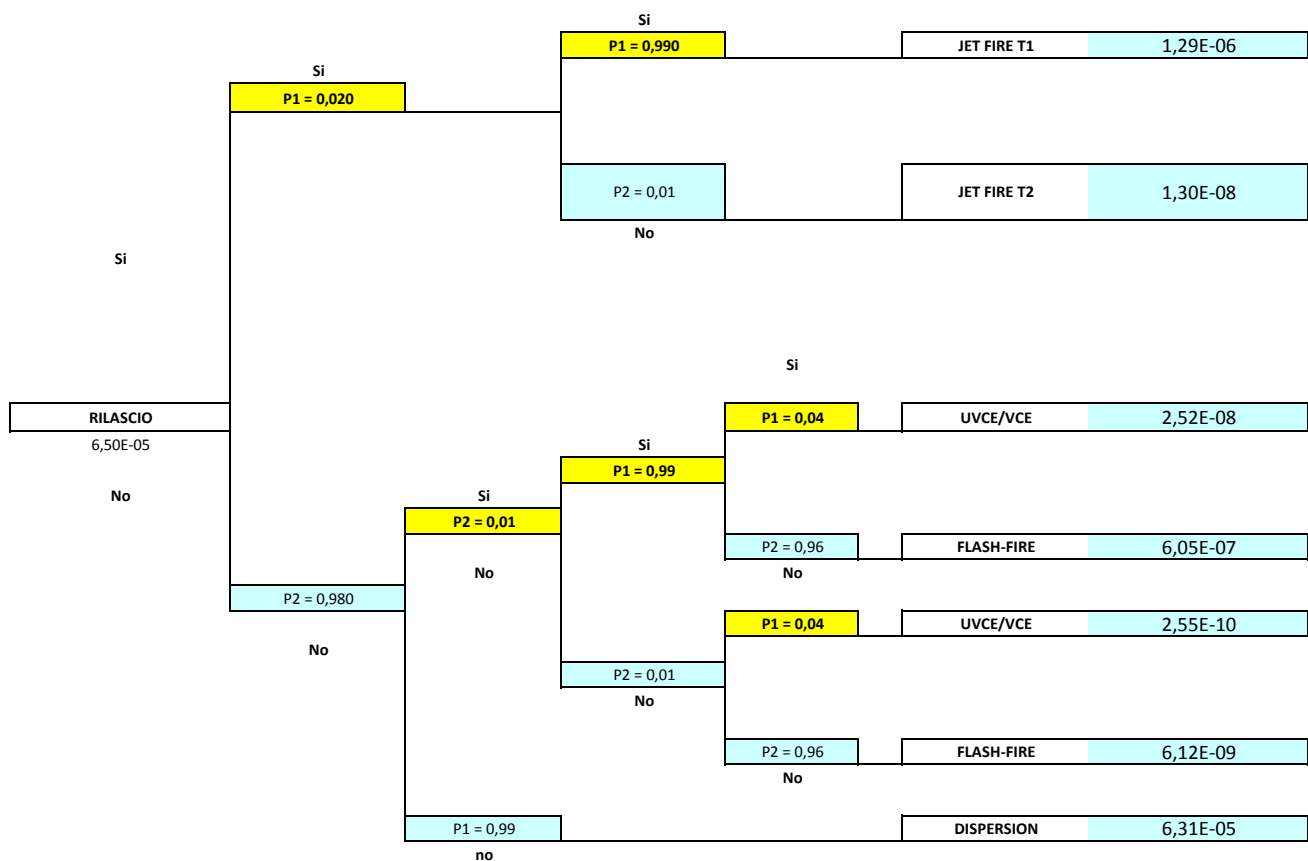
Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesco di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati



SOCIETA'	ENI
IMPIANTO	Agosta 001 Dir
UNITA'	
EVENTO INIZIALE:	Possibile rottura casuale e rilascio da tubazioni di processo danneggiate, foro 10% diametro

					EVENTI FINALI E FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)	
PROBABILITA' INIZIALE	INNESCO IMMEDIATO	INNESCO RITARDATO	SUCCESSO ESD	ESPLOSIONE DATO INNESCO	SCENARIO	PROBABILITA' SCENARIO



SCENARI DI INCIDENTE		FREQUENZE DI ACCADIMENTO (occ/anno)
JET FIRE		1,30E-06
DISPERSION		6,31E-05
POOL FIRE		---
FLASH-FIRE		6,12E-07
UVCE/VCE		2,55E-08
CONTROLLO	0,00E+00	

Legenda:

- [1] POOL FIRE - Incendio di pozza di liquido infiammabile rilasciato sul terreno
- [2] UVCE - Esplosioni non confinate, in cui la miscela forma una nube in ambiente aperto
- [3] FLASH FIRE - Innesco di una miscela infiammabile lontano dal punto di rilascio con conseguente incendio
- [4] DISPERSION - Dispersione di un liquido infiammabile sul terreno ed emissione di gas associati

