



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare
A.a. 2025/2026
Sessione di Laurea Marzo 2026

Ingegneria della sicurezza e gestione del rischio di incendio ed esplosione nel progetto di riconversione di una raffineria tradizionale in bioraffineria

Relatori:

Prof. Andrea Carpignano
Prof.ssa. Raffaella Gerboni
Ing. Luca Portè
Ing. Valentina Furfaro

Candidato:

Giovanni Calzone

Abstract (ITA)

Nel quadro delle politiche globali di decarbonizzazione, le bioraffinerie rappresentano un elemento strategico per la transizione energetica e l'economia circolare, in quanto permettono la valorizzazione di scarti organici e riducono la dipendenza dalle fonti fossili. Tuttavia, la natura "green" delle materie prime non deve indurre a sottovalutare i rischi industriali: incidenti come quelli avvenuti a Riedlingen (2007), Gehlenberg (2008) ed Oxford (2023) dimostrano che i pericoli di incendio ed esplosione rimangono problematiche centrali anche in questi impianti. Il presente lavoro di tesi si pone dunque l'obiettivo di verificare come, partendo dall'analisi dei pericoli intrinseci delle sostanze (infiammabilità e tossicità), sia possibile progettare un sistema di sicurezza integrato in grado di garantire la tutela delle persone, dell'ambiente e della continuità operativa contro questi tipi di rischi. La sicurezza viene pertanto interpretata non solo come mero adempimento, ma come un vincolo progettuale imprescindibile, mediante un approccio prestazionale "risk-based". La metodologia adottata segue un approccio strutturato basato sugli standard internazionali di risk management, applicata in questo studio ad un progetto di riconversione di una raffineria in bioraffineria. L'analisi si focalizza sul Parco Generale Serbatoi, un'area nevralgica per lo stoccaggio di materie prime, prodotti intermedi e prodotti finiti. Una fase preliminare del lavoro è rappresentata dalla caratterizzazione delle bio-sostanze: data l'assenza in letteratura di dati tecnici consolidati, si è reso necessario adottare un approccio basato sull'analogia chimico-fisica con i combustibili fossili equivalenti. Un sistema di gestione integrata della sicurezza prevede l'identificazione dei pericoli, la valutazione del rischio e la definizione delle barriere di protezione; a tal proposito, considerata la natura degli impianti, si è deciso di sviluppare una strategia di progettazione dei sistemi di protezione articolata su più pilastri complementari. In primo luogo, viene affrontata la valutazione ATEX per la prevenzione del rischio esplosione, proponendo un confronto critico tra l'approccio analitico della normativa CEI EN IEC 60079-10-1 e il metodo dello standard americano API RP 505. Per gestire eventuali rilasci

accidentali, lo studio approfondisce poi la progettazione dei sistemi di monitoraggio ed allarme Fire & Gas, intesi come barriera di mitigazione integrata contro il rischio esplosione ed incendio. Viene dettagliato il posizionamento strategico dei rilevatori, degli allarmi e l'adozione di logiche maggioritarie. Il terzo pilastro della strategia riguarda la protezione attiva contro gli incendi, dedicata all'attività di ingegneria per la progettazione dei sistemi antincendio che parte dal calcolo del fabbisogno idrico per arrivare al dimensionamento delle attrezzature quali versatori, idranti con monitore e monitori a schiuma. Si sono inoltre definiti il posizionamento delle valvole a diluvio e l'integrazione dei nuovi presidi con i sistemi antincendio già esistenti nel sito. Infine, il lavoro si conclude con la gestione dell'esodo e il dimensionamento di docce e lavaocchi di emergenza, concepiti come l'ultima barriera di salvaguardia personale qualora le misure precedenti venissero superate. Complessivamente, questo lavoro di tesi vuole mettere in rilievo come il pensiero critico dell'ingegnere della sicurezza sia l'elemento chiave per integrare normative e analisi tecnica in una bioraffineria.

Abstract (ENG)

In the framework of global decarbonization policies, biorefineries represent a strategic element for the energy transition and the circular economy, as they allow for the valorization of organic waste and reduce dependence on fossil fuels. However, the “green” nature of the feedstocks should not lead to an underestimation of industrial risks: accidents such as those that occurred in Riedlingen (2007), Gehlenberg (2008), and Oxford (2023) demonstrate that fire and explosion hazards remain central issues even in these plants. This thesis work therefore aims to verify how, starting from the analysis of the intrinsic hazards of substances (flammability and toxicity), it is possible to design an integrated safety system capable of ensuring the protection of people, the environment, and operational continuity against these types of risks. Safety is therefore interpreted not only as mere compliance but as an essential design constraint, through a “risk-based” performance approach. The methodology adopted follows a structured approach based on international risk management standards, applied in this study to a project for the conversion of a refinery into a biorefinery. The analysis focuses on the “Parco Generale Serbatoi”, a nerve center for the storage of raw materials, intermediate products, and finished products. A preliminary and critical phase of the work is represented by the characterization of bio-substances: given the absence of consolidated technical data in the literature, it was necessary to adopt an approach based on chemical-physical analogy with equivalent fossil fuels. An integrated safety management system involves hazard identification, risk assessment and the definition of protection barriers; accordingly, considering the nature of the plants, it was decided to develop a design strategy for protection systems divided into several complementary pillars. First, the ATEX assessment for the prevention of explosion risk is addressed, proposing a critical comparison between the analytical approach of the CEI EN IEC 60079-10-1 standard and the method of the American API RP 505 standard. To manage any accidental releases, the study delves into the design of Fire & Gas monitoring and alarm systems, intended as an integrated mitigation barrier against both explosion and fire risk.

The strategic positioning of detectors, alarms, and the adoption of voting logics are detailed. The third pillar of the strategy concerns active protection, dedicated to the engineering activity for the design of fire-fighting systems starting from the water demand calculation to the sizing of equipment such as foam pourers, monitor hydrants, and foam monitors. The positioning of deluge valves and the integration of new protection systems with existing fire-fighting systems on site will be defined. Finally, the work concludes with the analysis of evacuation management and the sizing of emergency showers and eyewashes, conceived as the last personal safeguard barrier should the previous measures be overcome. Overall, this thesis work aims to highlight how the critical thinking of safety engineer is the key element for integrating regulations and technical analysis in a biorefinery.

Lista acronimi

API	American Petroleum Institute
ATEX	ATmosphères EXplosibles
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
COP30	Conference of the Parties (30 th)
D.Lgs	Decreto Legislativo
EN	European Norm
ESD	Emergency Shutdown
F&G	Fire and Gas
FERA	Fire and Explosion Risk Assessment
FMEA	Failure Mode and Effects Analysis
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
HAZID	Hazard Identification
HAZOP	Hazard and Operability Study
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil
IEC	International Electrotechnical Commission
ISD	Inherently Safer Design
ISO	International Organization for Standardization
KOD	Knock-Out-Drum
LIE	Limite Inferiore di Esplosività
PEI	Piano di Emergenza Interno
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

ppm	parti per milione
QRA	Quantitative Risk Assessment
RP	Recommended Practice
SAF	Sustainable Aviation Fuel
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change

Indice

1	Introduzione	1
1.1	Ruolo strategico delle bioraffinerie in Italia.....	1
1.2	Contesto della Tesi	5
1.3	Scopo della Tesi	6
1.4	Struttura della Tesi	7
2	Bioraffineria	8
2.1	Sicurezza nelle Bioraffinerie	11
2.2	Caso studio: Parco Generale Serbatoi	12
2.2.1	Descrizione Generale del layout	13
2.2.2	Sostanze trattate e apparecchiature coinvolte	19
2.2.3	Descrizione delle Zone dello studio.....	21
2.2.4	Differenze fra l'impianto esistente e la nuova bioraffineria	27
3	Gestione del rischio.....	29
3.1	Approccio integrato alla Sicurezza.....	31
4	Rischio Esplosione	34
4.1	Valutazione ATEX	34
4.1.1	CEI EN IEC 60079-10-1	35
4.1.2	API RP 505	46
4.1.3	Differenze fra API RP 505 E CEI EN IEC 60079-10-1.....	47
4.2	Applicazione al caso studio	48
4.2.1	Pompe.....	50
4.2.2	Serbatoi	53
4.2.3	Classificazione delle aree	53
4.3	Considerazioni sulla valutazione ATEX	55
4.4	Dimensionamento del sistema di Rilevamento Fire and Gas.....	55

4.4.1	Funzioni del sistema e quadro normativo	56
4.4.2	Zone F&G	57
4.4.3	Rilevazione Gas	58
4.4.4	Rilevazione incendio	60
4.4.5	Sistema di allarme	62
4.5	Applicazione al caso studio	62
4.5.1	Zone F&G	63
4.5.2	Sistema di rilevazione gas infiammabili	64
4.5.3	Sistema di rilevazione incendio	67
4.5.4	Sistema di allarmi.....	71
4.6	Considerazioni sul sistema di rilevamento e allarme	74
5	Rischio Incendio.....	75
5.1	Quadro normativo di riferimento	76
5.2	Sistema antincendio.....	76
5.2.1	Sistemi ad acqua.....	78
5.2.2	Sistemi acqua- schiuma.....	78
5.3	Dimensionamento dei sistemi di protezione attiva.....	79
5.4	Applicazione al caso studio	80
5.4.1	Scelta dei sistemi di protezione.....	80
5.4.2	Ruolo della FERA	82
5.4.3	Analisi della rete esistente.....	83
5.4.4	Calcolo del fabbisogno d'acqua e acqua schiuma.....	86
5.4.5	Progettazione e posizionamento.....	87
5.5	Considerazioni sui sistemi di protezione attiva	92
6	Aspetti di completamento	94
6.1	Vie di fuga	95

6.2	Docce e lavaocchi.....	97
7	Conclusioni	99
8	Allegati.....	101
9	Bibliografia	102

1 Introduzione

1.1 Ruolo strategico delle bioraffinerie in Italia

Negli ultimi decenni il riscaldamento globale sta diventando sempre più un problema concreto tanto da mobilitare le politiche globali a prendere dei seri provvedimenti: nel 2015 infatti a Parigi si è tenuta la più importante conferenza internazionale climatica indetta dal UNFCCC (Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici) che ha visto la partecipazione di più di 195 Paesi per discutere l'aumento globale delle temperature, dovuto principalmente da una maggiore emissione di CO₂ in atmosfera. La conferenza si è conclusa con l'Accordo di Parigi che ha obbligato tutta la comunità mondiale a contenere l'aumento della temperatura media del pianeta ben al di sotto di 2°C, puntando all'obiettivo più ambizioso di 1,5 °C [1]. Per il raggiungere questo obiettivo, le varie comunità internazionali si sono attivate per arrivare alla neutralità carbonica (Net Zero) entro il 2050: l'Unione Europea ad esempio, attraverso il Green Deal europeo, mira ad essere il primo continente climaticamente neutro. Il patto prevede un insieme di iniziative volte a ridurre del 55% le emissioni nette di gas serra entro il 2030, attraverso il pacchetto legislativo "Fit for 55" [2]. Negli ultimi anni, nonostante i progressi, il cammino verso la decarbonizzazione resta molto complesso: durante infatti la Conferenza delle Parti avvenuta nel novembre del 2025 in Brasile (COP30) è emerso un sostanziale rallentamento nel raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, suggerendo che le politiche attuali potrebbero portare ad un riscaldamento superiore a 1,5 °C, diventato ormai un obiettivo irraggiungibile. Le principali cause che hanno portato al rallentamento riguardano questioni geopolitiche, la volatilità dei prezzi e la disponibilità di materie prime.

In linea con l'Accordo di Parigi e con il Green Deal europeo, anche l'Italia ha definito gli obiettivi e strumenti specifici per la decarbonizzazione all'interno del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) [3] e la Strategia Nazionale per l'Economia Circolare [4]. In questo piano, promulgato dal governo italiano, si promuove un modello di produzione e consumo basato sull'economia circolare, a discapito del tradizionale modello economico lineare che risulta ormai insostenibile. Secondo un articolo del parlamento europeo emanato nel Marzo

2023, l'economia circolare viene definita come «un modello di produzione e consumo che implica condivisione, prestito, riutilizzo, riparazione, ricondizionamento e riciclo dei materiali e prodotti esistenti il più a lungo possibile»[5]. In quest'ottica quindi si opta per un uso consapevole ed efficiente delle risorse minimizzandone gli scarti, a differenza dell'economia lineare che trasforma le materie prime in rifiuti senza riciclarle o riutilizzarle. Questa differenza di approccio viene evidenziata in Figura 1.1.

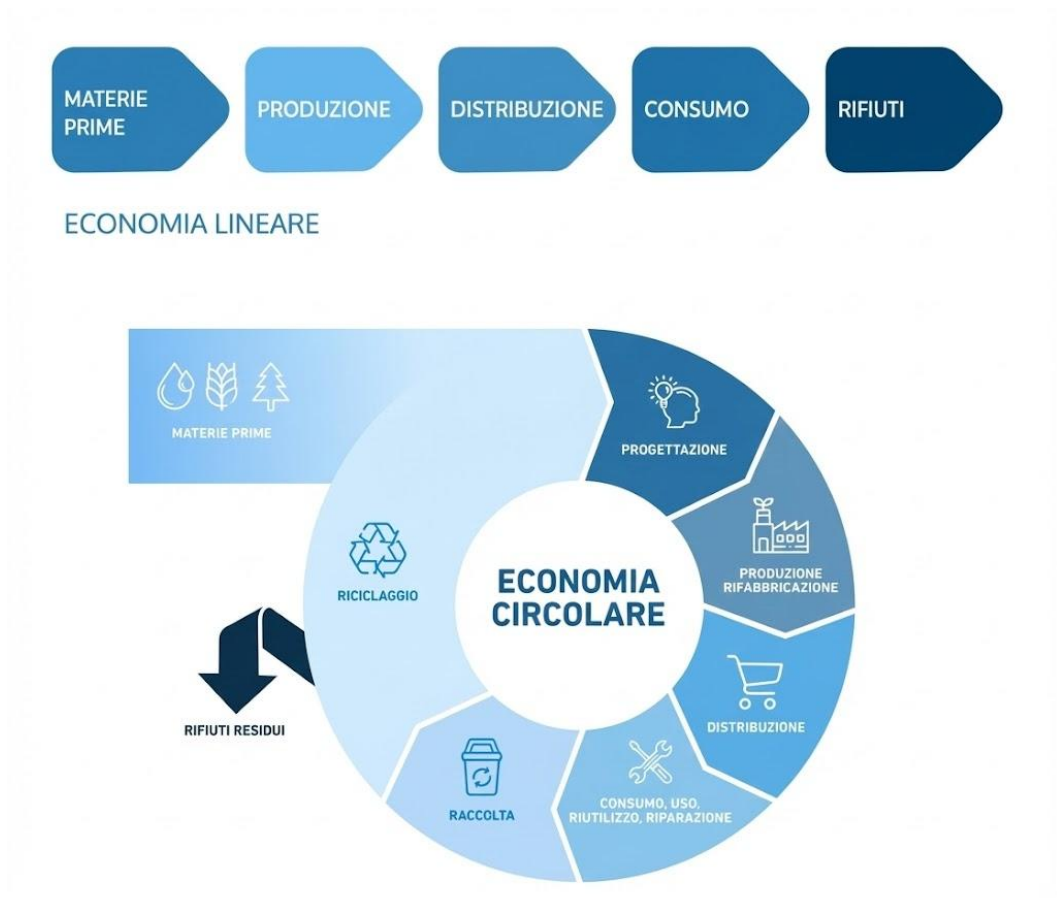


Figura 1.1 - Confronto fra il modello di Economia Lineare con quello di Economia Circolare [5].

In questo contesto di riutilizzo e riciclo delle risorse, secondo il settimo rapporto sull'economia circolare [6], l'Italia si posiziona al secondo posto per indice di circolarità tra i 27 Stati membri e risulta leader tra le principali economie europee (Germania, Francia e Spagna) come raffigurato in Tabella 1.1.

Tabella 1.1 – Classificazione europea sull'economia circolare, dati presi da 7° Rapporto sull'economia circolare in Italia [6].

Paese	Indice di circolarità	Produzione consumo	Gestione dei rifiuti	Materie prime seconde	Competitività e innovazione	Sostenibilità e resilienza
Paesi Bassi	70,6	89	85	100	48	46
Italia	65,2	73	77	67	51	58
Germania	60,6	58	78	43	56	60
Belgio	59,6	47	92	63	54	44
Francia	58,7	63	58	56	44	71
Austria	58,7	34	77	44	67	64
Spagna	56,9	77	60	25	44	63
Slovacchia	56,4	62	72	32	28	76
Slovenia	55,5	46	80	26	41	70
Rep. Ceca	54,7	49	65	39	49	63
Lettonia	54,6	49	69	13	51	71
Croazia	53,7	57	50	17	52	74
Estonia	52,9	43	49	57	51	66
Lituania	52,2	48	67	9	52	64
Svezia	52	55	58	29	34	73
Polonia	51	59	44	21	50	66
Ungheria	50,2	57	40	16	34	87
Portogallo	48,5	51	44	5	51	70
Irlanda	47,1	59	51	3	61	39
Lussemburgo	46	39	74	30	74	4
Malta	44,8	63	9	63	57	40
Bulgaria	43,8	43	31	12	33	83
Finlandia	42	22	61	4	41	62
Romania	41,8	44	16	1	31	97
Danimarca	39,1	24	66	27	47	26
Cipro	36,8	36	43	14	27	53
Grecia	34,5	58	18	13	5	68

L'indice di circolarità è un indice che misura quanto un Paese sia riuscito ad integrare i principi dell'economia circolare nel suo sistema politico ed economico, attraverso la valutazione di 5 parametri:

- Produzione e consumo: si misura l'efficienza con cui un'economia utilizza le sue risorse.
- Gestione dei rifiuti: viene misurata l'efficacia del Paese nella gestione dei materiali a fine vita.
- Materie Prime Seconde: viene valutata la capacità dell'economia di reintegrare i materiali riciclati nel ciclo produttivo, riducendo quindi la necessità di materie prime vergini.
- Competitività e innovazione: si misura l'impegno economico e tecnologie del Paese verso il modello di economia circolare.
- Sostenibilità Ecologica e Resilienza: viene analizzato l'impatto ambientale e la riduzione della dipendenza dall'estero.

Questa posizione di prestigio è dovuta ai numerosi investimenti strategici nella bioeconomia in diversi settori chiave come l'agricoltura, la pesca, la produzione di bioplastiche, fertilizzanti e biofuel: Aquafil, per esempio, ha sviluppato la fibra Econyl a partire da materiali plastici e reti da pesca dismesse [7], oppure la collaborazione fra Lavazza e Novamont ha permesso la realizzazione di capsule di caffè compostabili [7].

Seppur l'Italia risulti essere una nazione all'avanguardia sull'economia circolare, è ancora fortemente dipendente dalle importazioni di materie prime: la percentuale di fabbisogno complessivo di materiali che proviene dall'estero si attesta intorno al 48%, un valore più che doppio rispetto alla media europea (circa il 22% nel 2023)[8].

Negli ultimi anni, per questa ragione, si continua ad investire molto sul modello di economia circolare in particolar modo sull'utilizzo di materie prime seconde [9]. Per questa strategia, una delle iniziative attuate consiste nell'investimento in progetti di riconversione di raffinerie in bioraffinerie che valorizzano i flussi di scarto come oli vegetali e residui agricoli per la produzione di biocarburanti. Queste iniziative sono particolarmente supportate dal governo italiano: il Ministero dell'ambiente incentiva questi progetti attraverso contributi di 30 milioni di euro [10]. In Italia infatti è stata realizzata la prima riconversione al mondo di una raffineria convenzionale in bioraffineria. Tali impianti non solo permettono il

recupero di scarti organici per la formazione di materie prime seconde ma contribuiscono all'indipendenza dalle fonti fossili. Attualmente gli impianti riconvertiti (o in fase di riconversione) sono 3 e si trovano a:

- Venezia (Porto Marghera): è la prima bioraffineria in Italia, operativa dal 2014 ed è specializzata nella produzione di biocarburanti idrogenati (HVO – Hydrogenated Vegetable Oil).
- Gela (Sicilia): in questo impianto vengono prodotti biocarburanti come il SAF (Sustainable Aviation Fuel), essenziali per la sostenibilità nel trasporto aereo.
- Crescentino (Vercelli): bioraffineria in cui il prodotto principale è bioetanolo proveniente da biomasse non alimentari come canna comune e paglia.

Oltre a ridurre la dipendenza di materie prime fossili dall'estero, un altro aspetto cruciale delle bioraffinerie risiede nella capacità di produrre biocarburanti avanzati, come HVO Diesel, che garantiscono una riduzione delle emissioni di gas serra fino al 93 % [11].

1.2 Contesto della Tesi

Affinché questi progetti di riconversione contribuiscano non solo agli obiettivi nazionali ed internazionali, ma si affermino come realtà operative sostenibili nel lungo periodo, è indispensabile adottare un approccio rigoroso alla sicurezza. La sicurezza infatti non è un semplice obbligo normativo, ma diventa un vero e proprio vincolo progettuale imprescindibile che procede di pari passo con la fase di progettazione. Le fondamenta risiedono nell'articolo 41 della Costituzione italiana: «L'iniziativa economica privata è libera. Non può svolgersi in contrasto con l'utilità sociale o in modo da recare danno alla salute, all'ambiente, alla sicurezza, alla libertà, alla dignità umana. La legge determina i programmi e i controlli opportuni perché l'attività economica pubblica e privata possa essere indirizzata e coordinata a fini sociali e ambientali»[12]. Ciò significa che la sicurezza per l'uomo e per l'ambiente diventa una condizione necessaria: un processo produttivo, per quanto

innovativo e all'avanguardia, non può essere realizzato se non si assicura l'integrità fisica e la tutela dell'ambiente. Dal punto di vista operativo, l'articolo 15 del decreto legislativo 81/2008, ovvero il Testo unico sulla Sicurezza sul Lavoro impone: «L'eliminazione dei rischi e, ove ciò non sia possibile, la loro riduzione al minimo in relazione alle conoscenze acquisite in base al progresso tecnico» [13]. Inoltre, trattandosi di impianti a rischio di incidente rilevante, la progettazione deve soddisfare i requisiti del Decreto legislativo 105/2015, ovvero l'Attuazione della Direttiva Seveso III, che richiede l'adozione di ulteriori restrizioni e procedure cautelative, per la tutela delle persone e del territorio.

Il concetto di “*fare sicurezza*” implica anche la minimizzazione dei rischi per l'asset e la produzione, trasformando la prevenzione anche in uno strumento per la protezione del capitale investito. Come evidenziato dallo standard ISO 55001 una gestione sistematica dei rischi è essenziale per garantire la continuità operativa, prevenire i fermi macchina e salvaguardare l'integrità dei macchinari durante il loro ciclo di vita [14].

In quest'ottica, la sicurezza rappresenta il pilastro su cui poggia l'intera fattibilità dell'opera: se il cuore delle bioraffinerie risiede nel processo chimico di valorizzazione degli scarti, la sicurezza ne costituisce le fondamenta: in quanto un processo che non soddisfa i requisiti di tutela per le persone, ambiente, asset e produzione, non può essere realizzato.

1.3 Scopo della Tesi

Nell'ottica della transizione energetica, i progetti di riconversione delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie rappresentano un punto chiave per l'economia circolare. In questo contesto, la sicurezza non può essere considerata un mero adempimento normativo ma un vero e proprio vincolo progettuale intrinseco per la tutela delle persone, ambiente, asset e produzione. Il presente lavoro di tesi si pone l'obiettivo di verificare come, partendo dall'analisi delle problematiche specifiche legate alle sostanze della bioraffineria, sia possibile progettare un sistema integrato di sicurezza. Si identificheranno i rischi caratteristici: rischio esplosione, incendio e tossico e si verificherà come l'applicazione delle norme e la progettazione delle

misure impiantistiche di sicurezza siano in grado di garantire la tutela delle persone, dell'ambiente e la continuità operativa.

1.4 Struttura della Tesi

Il presente lavoro è articolato in 6 capitoli principali, organizzati nel seguente modo: nel capitolo 2 vengono descritti gli aspetti impiantistici peculiari di una bioraffineria, e i problemi legati alla sicurezza di questi impianti, principalmente al rischio esplosione, incendio e tossico. A valle di questo capitolo verranno illustrate le aree analizzate nelle valutazioni che verranno effettuate. Data la complessità e l'estensione di una bioraffineria, il lavoro si è focalizzato su una zona nevralgica dell'impianto, ovvero il Parco Generale Serbatoi: un'area per lo stoccaggio delle materie prime, prodotti intermedi e soprattutto dei prodotti finiti provenienti dall'unità di produzione di biofuel. Considerata la complessità delle aree, si è scelto di focalizzare la trattazione su casi studio selezionati per la loro criticità in questo modo verranno delineate le principali vulnerabilità del sistema per poi far emergere le soluzioni più efficaci.

Il capitolo 3 introduce l'approccio integrato alla sicurezza che guida l'intero studio. Il capitolo 4 è dedicato alla valutazione del rischio esplosione: lo studio ATEX e la progettazione dei sistemi di rilevazione; il capitolo 5 è dedicato all'attività di ingegneria per il dimensionamento dei sistemi di protezione attiva contro l'incendio. Il capitolo 6 affronta la gestione dell'esodo e il dimensionamento di docce e lavaocchi di emergenza come ultima barriera di protezione qualora le precedenti venissero superate.

Il lavoro si conclude nel sesto capitolo in cui, facendo una sintesi dei risultati, si mette in rilievo come il pensiero critico dell'ingegnere della sicurezza sia l'elemento chiave per integrare normative e analisi tecnica in una bioraffineria.

2 Bioraffineria

Le bioraffinerie costituiscono una realtà concreta e fondamentale per l'indipendenza dalle fonti fossili. Riescono ad unire due concetti chiave per la transizione energetica: la decarbonizzazione e la valorizzazione degli scarti (animali, vegetali e residui organici) promuovendo un modello di economia circolare.

La bioraffineria nasce per analogia con la raffineria di petrolio tradizionale, ma con differenze sostanziali nella materia prima e nell'impatto ambientale. La raffineria tradizionale è un impianto industriale che, a partire dal petrolio greggio, attraverso processi chimici come distillazione e cracking, si arriva formazione di diversi carburanti come benzina diesel, cherosene e GPL e prodotti petrolchimici come i lubrificanti. La bioraffineria, analogamente, processa una materia prima per ottenere prodotti finiti, ma utilizza esclusivamente biomasse: l'obiettivo è la produzione di biocarburanti a partire dagli scarti organici con un'impronta carbonica significativamente ridotta.

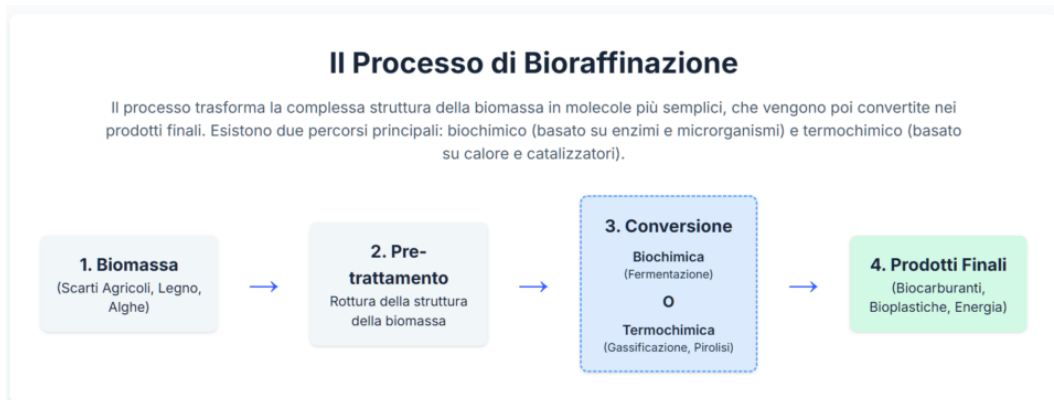


Figura 2.1 Processo di Bioraffinazione [17]

Il processo di trasformazione della biomassa in bioprodotto può essere schematizzato in quattro fasi fondamentali e sono illustrati in Figura 2.1:

- Biomassa: la materia prima utilizzata comprende: scarti agricoli, residui legnosi, oli vegetali esausti, grassi animali e anche colture specifiche come le alghe.

- **Pre-trattamento:** mentre nelle raffinerie tradizionali il pre-trattamento si limita alla rimozione di acqua, sabbia e sali dal petrolio greggio, nelle bioraffinerie questa fase assume un ruolo ancora più critico. Il pre-trattamento è essenziale per garantire un'alta qualità del feed e il corretto funzionamento di tutto il sistema attraverso la rimozione dei contaminanti come solidi sospesi ed inquinanti.
- **Conversione:** questa fase rappresenta il cuore di tutta la bioraffineria in cui le molecole complesse vengono convertite in prodotti finali. La conversione può essere di tipo termochimica (gassificazione o pirolisi) o biochimica (fermentazione). La conversione termochimica serve per ottenere gas di sintesi o bio-oil, mentre la conversione biochimica è utilizzata per la produzione di alcoli e zuccheri.
- **Prodotti finali:** rappresenta l'output della bioraffineria. La Figura 2.2, con i relativi processi indicati in Tabella 2.1, rappresenta le tante vie di sintesi e prodotti derivanti da biomasse attraverso i diversi processi di conversione: si possono ottenere infatti sia idrocarburi a catena corta, lunga, biogas, biobenzina, bionafta ecc.

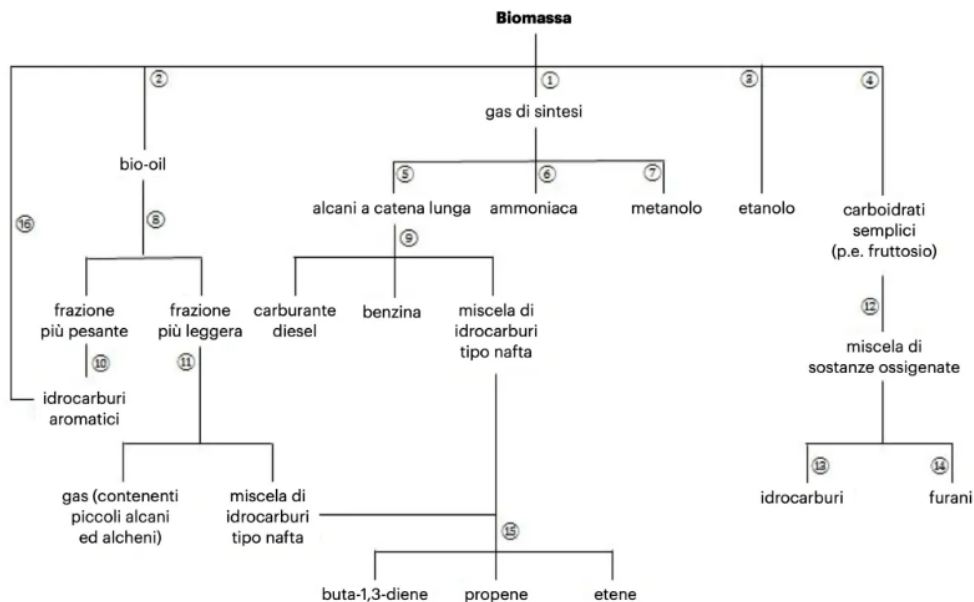


Figura 2.2 – Processi di conversione della biomassa in prodotti finiti[18].

Tabella 2.1 – Legenda dei processi di conversione della biomassa rappresentati in Figura 2.2[18].

1	Gasificazione ad alta temperatura	9	Idrocracking
2	Pirolisi rapida	10	Catalizzatore riscaldato
3	Fermentazione	11	Cracking Catalitico
4	Idrolisi Acida	12	Bioforming
5	Processo Fisher-Tropsch (Shell Middle Distillate)	13	Riduzione Catalitica
6	Processo di Haber	14	Deidratazione
7	Alta temperatura e pressione con catalizzatore	15	Steam cracking
8	Distillazione	16	Segatura riscaldata sopra un catalizzatore

In questo contesto, la collaborazione fra Eni e Honeywell UOP ha portato allo sviluppo di tecnologie all'avanguardia come Ecofining TM per la trasformazione di oli vegetali in HVO Diesel e SAF Product [19][20] permettendo la riconversione di siti industriali tradizionali in bioraffinerie. Per questa ragione, nella presente analisi, verranno trattate questi tipi di sostanze, ad oggi considerate leader nel settore dei biocombustibili.

Anche se non presente in Figura 2.1, un ruolo logistico cruciale è rappresentato dalla fase di supporto, in particolar modo ai parchi stoccaggio. Questi sistemi non sono semplici depositi, ma garantiscono la continuità operativa dell'impianto e assicurano la corretta conservazione delle materie prime, prodotti intermedi e prodotti finiti.

2.1 Sicurezza nelle Bioraffinerie

Seppur, come visto nel capitolo precedente, le bioraffinerie rappresentino un'alternativa “*green*” alle raffinerie, la progettazione dei sistemi di sicurezza di questi impianti dev'essere fatta tenendo conto dei rischi che possono verificarsi. I rischi principali sono di 3 tipi:

- Rischio tossico: dovuto a sostanze tossiche ed agenti biologici.
- Rischio ambientale: legato alla contaminazione dell'ambiente (acqua, suolo ed aria).
- Rischio esplosione e incendio: derivante dalla natura infiammabile delle sostanze.

Le bioraffinerie trattano sostanze tossiche come l'idrogeno solforato H₂S e monossido di carbonio CO. La criticità principale risiede nella possibilità che tali sostanze vengano inalate, ingerite o assorbite attraverso la pelle, con effetti che possono manifestarsi a concentrazioni molto basse [21]. I danni inoltre possono derivare da esposizioni prolungate nel tempo ed è quindi fondamentale monitorare, non solo la concentrazione del gas ma anche la durata totale del contatto, tenendo in considerazione anche il fenomeno del sinergismo, in cui l'interazione tra diverse sostanze produce effetti peggiori rispetto a quello dei singoli componenti[21]. Da non sottovalutare inoltre gli effetti degli agenti biologici: l'esposizione ai microorganismi, endotossine e polveri organiche disperse in aria possono causare seri problemi di salute[21].

Per quanto riguarda il rischio ambientale, è fondamentale considerare che la sostenibilità del processo non garantisce l'assenza di rischi per l'ecosistema. In caso di perdite o sversamenti accidentali, le bioraffinerie possono rilasciare sostanze chimiche o biologiche capaci di alterare gli equilibri locali. Un esempio è quello delle bioraffinerie microalgali (impianti dove vengono utilizzate come materie prime le microalghie): in questi stabilimenti, un possibile sversamento può causare un'eccessiva crescita della vegetazione nei fiumi e nei laghi, rischiando di soffocare la vita acquatica o favorire la diffusione di specie non autoctone, mettendo a serio rischio la biodiversità locale [22].

Per quanto riguarda il rischio esplosione e incendio, i pericoli riguardano la presenza ed il trattamento di sostanze infiammabili. Di sotto sono riportati alcuni esempi di incidenti avvenuti in impianti che trattano biomasse:

- Redlingen (2007): un'esplosione ha causato lo sversamento di migliaia di metri cubi di substrato e liquami, con detriti proiettati fino a 200 metri di distanza, causando gravi danni all'ambiente [23][24].
- Gehlenberg (2008): un'esplosione di un digestore, causata da errori nelle operazioni di saldatura, ha distrutto diverse unità dell'impianto e un edificio adiacente alla struttura, con danni che ammontano a diverse centinaia di migliaia di euro[23][25].
- Oxford (2023): un fulmine ha colpito un serbatoio di biogas in un impianto di riciclaggio, innescando un incendio di vaste proporzioni, danneggiando 3 serbatoi e interrompendo la corrente nella città per diverso tempo[26].

Questi eventi dimostrano come la natura “*green*” della materia prima non esclude la possibilità di disastri. Per ridurre tali rischi, è indispensabile adottare una strategia di sicurezza integrata, attraverso la classificazione delle zone pericolose dovuta alla presenza di atmosfere esplosive (valutazione ATEX), le attività di ingegneria per il dimensionamento dei sistemi di rilevazione Fire & Gas e i sistemi di protezione attiva contro l'incendio. Tuttavia, l'efficacia di questa strategia dipende da un elemento fondamentale: la caratterizzazione delle sostanze. Se nelle raffinerie tradizionali il rischio è legato alle sostanze le cui proprietà, come punto di infiammabilità e temperatura di autoaccensione, sono consolidate da decenni di letteratura, per le bioraffinerie bisogna capire se le bio-sostanze siano pericolose (infiammabili o tossiche) oppure no nelle condizioni di processo e nei casi di scenari incidentali: variazioni impreviste di temperatura o di pressione, per esempio, potrebbero portare ad avere conseguenze critiche.

2.2 Caso studio: Parco Generale Serbatoi

L'applicazione degli studi delineati nel paragrafo 1.4 viene illustrata attraverso l'analisi del Parco Generale Serbatoi. Questa infrastruttura rappresenta il fulcro

logistico della nuova bioraffineria, adibito allo stoccaggio di materie prime, prodotti intermedi e prodotti finiti.

Il paragrafo è strutturato per fornire inizialmente una visione d'insieme del layout impiantistico; seguirà poi una descrizione delle sostanze trattate ed un'analisi dettagliata di alcune zone specifiche del parco e delle loro peculiarità tecniche. Infine verranno evidenziate le modifiche apportate nel passaggio dalla configurazione di raffineria tradizionale in bioraffineria.

2.2.1 Descrizione Generale del layout

Il Parco Generale Serbatoi è un'area estesa della nuova bioraffineria concepita per lo stoccaggio di materie prime, come oli vegetali, oli esausti e grassi animali, prodotti intermedi e prodotti finiti come HVO Diesel e SAF Product. Questi sistemi non sono semplici depositi statici, ma garantiscono continuità operativa, comunicando con gli altri settori della bioraffineria.

Sotto il profilo della sicurezza, la nuova configurazione prevede i seguenti sistemi di protezione:

- Un sistema antincendio e un sistema di rilevazione ed allarme il cui dimensionamento sarà oggetto del presente lavoro;
- Un sistema di depressurizzazione di emergenza opportunamente integrato con i sistemi di monitoraggio;
- Un sistema di *blowdown*.

Il Parco Generale Serbatoi di circa 200.000 m² contiene 49 serbatoi ed è diviso in 3 aree collocate in zone diverse dell'impianto:

- Area 1 mostrata in Figura 2.3;
- Area 2 mostrata in Figura 2.4 (per maggiore chiarezza visiva è riportata anche in **Allegato 1**);
- Area 3 mostrata in Figura 2.5.

Le 3 aree si sviluppano all'aperto su una superficie molto vasta e con una pavimentazione di tipo non poroso. Trattandosi di unità di stoccaggio, non sono

presenti apparecchiature di processo; infatti sono costituite principalmente da serbatoi di stoccaggio (T-XX) che possono essere a tetto fisso o galleggiante e da pompe. Esse sono dotate di doppia tenuta meccanica, sono utilizzate per la movimentazione delle cariche e per l'export dei prodotti e sono contraddistinte dal tag P-XX. Nelle tre figure sono evidenziate in giallo le Zone le cui caratteristiche verranno evidenziate nel corso del presente paragrafo.

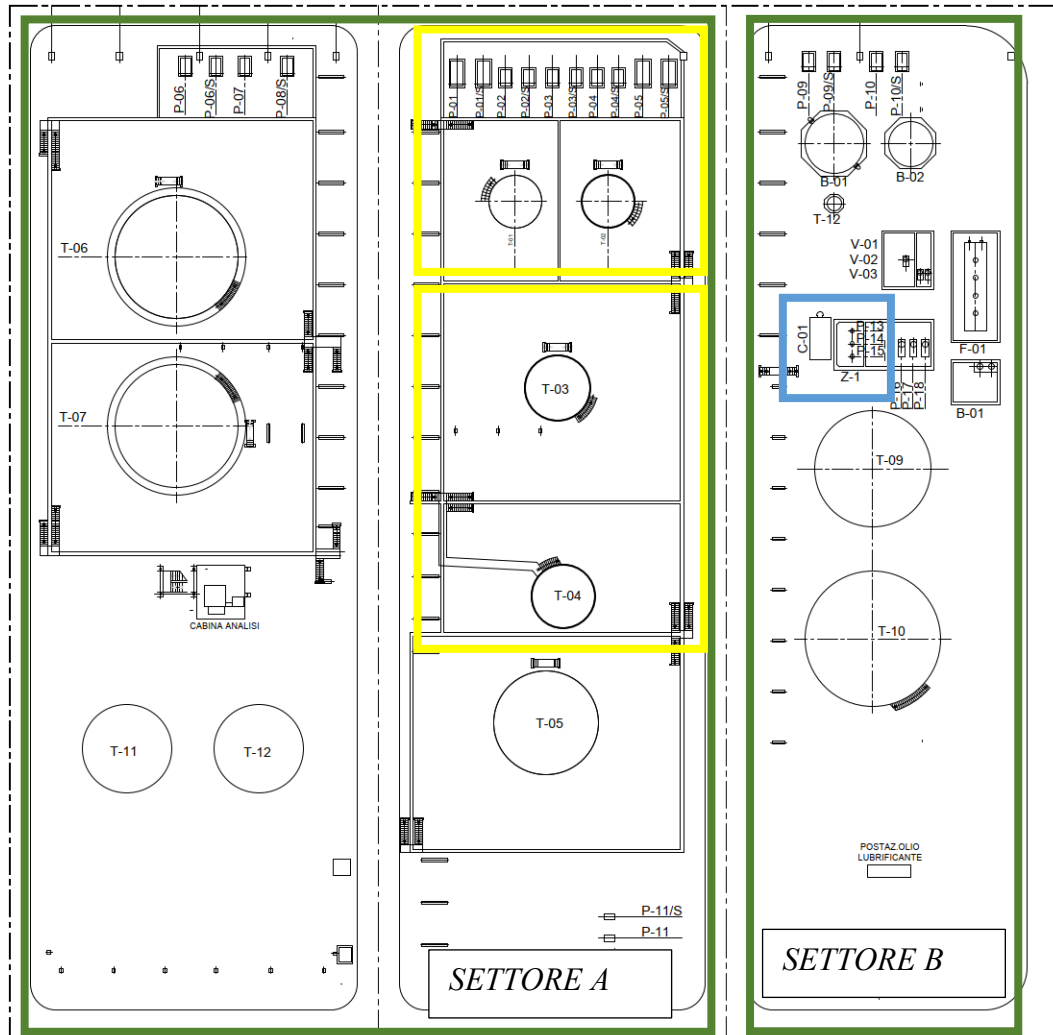


Figura 2.3 – Area 1 del Parco Generale Serbatoi

In Figura 2.3 è rappresentata l'Area 1, un'area vasta all'aperto di circa 15.000 m² costituita da 23 pompe di movimentazione e 12 serbatoi. Sono previsti anche altri tipi di attrezzature come i bacini di raccolta dell'acqua piovana e le *flare* KOD Drum, ovvero vessel di raccolta progettati per intercettare e accumulare liquidi presenti negli scarichi diretti alla torcia. L' Area 1 è stata a sua volta divisa in 2

settori, A e B, delimitati in Figura 2.3 di colore verde. Il primo settore è costituito principalmente da serbatoi, aventi il proprio bacino di contenimento adibito allo stoccaggio di biofuel e prodotti fuori-specifica (prodotti che non rientrano nei parametri qualitativi richiesti) serviti dalle proprie pompe di movimentazione. Per esempio nel settore A le pompe P-01 e P-01/S sono pompe a servizio del serbatoio T-03 che stocca HVO Diesel oppure le pompe P-05 e P-05/S sono a servizio dell'HVO Nafta. Il settore B invece è adibito al trattamento delle acque e recupero oli. Include i serbatoi T-09 e T-10 (polmoni di raccolta acque piovane) e la vasca di raccolta acqua piovana Z-01, collegata alle pompe P-13, P-14 e P-15 e al separatore acqua-olio "C-01", per il recupero oli. Tutto questo è visibile nel rettangolo blu all'interno del settore B. Quest'area è anche collegata con il sistema di *blowdown* della bioraffineria: B-01 e B-02 sono i *flare* KOD, serviti dalle pompe P-09/S – P-10/S, ed hanno il compito di separare la fase liquida da quella gassosa prima dell'invio alle torce, situate esternamente al parco serbatoi.

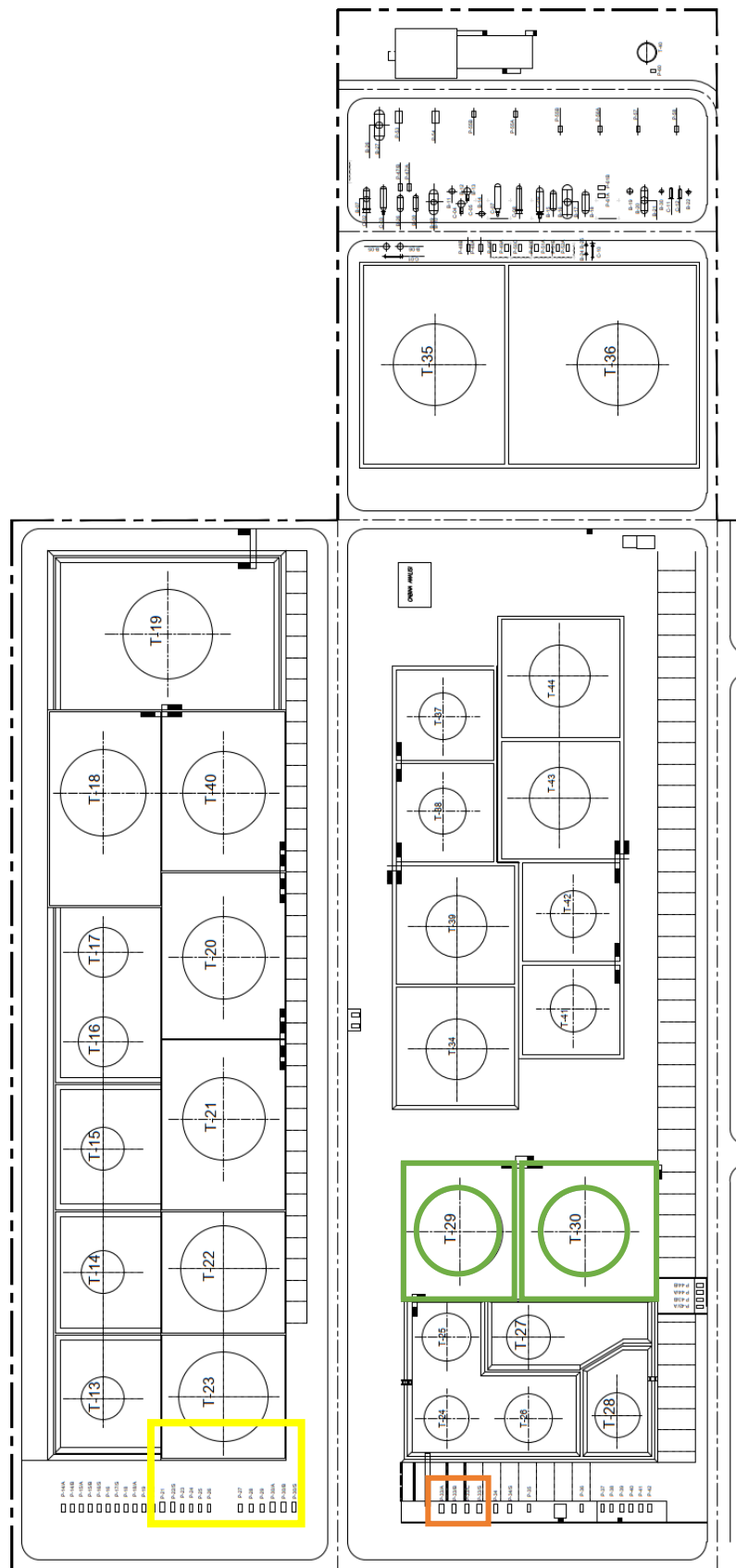


Figura 2.4 – Area 2 del Parco Generale Serbatoi.

In Figura 2.4 è raffigurata l'Area 2 che risulta essere la parte più grande del Parco Serbatoi in quanto si estende per oltre 100.000 m² ed è caratterizzata dalla presenza di 29 serbatoi e 60 pompe di movimentazione. La peculiarità di quest'area risiede nella gestione di una vasta gamma di *feedstock* di origine bio che spaziano fra gli oli vegetali e oli di ricino fino ai grassi animali e agli oli esausti, come per esempio il T-29 E T-30, (capacità di 5000 m³) evidenziati in verde, trattano oli di origine vegetale e sono serviti dalle pompe P-33/A, P-33/B, P-33/C, P-33/S evidenziate in arancione.

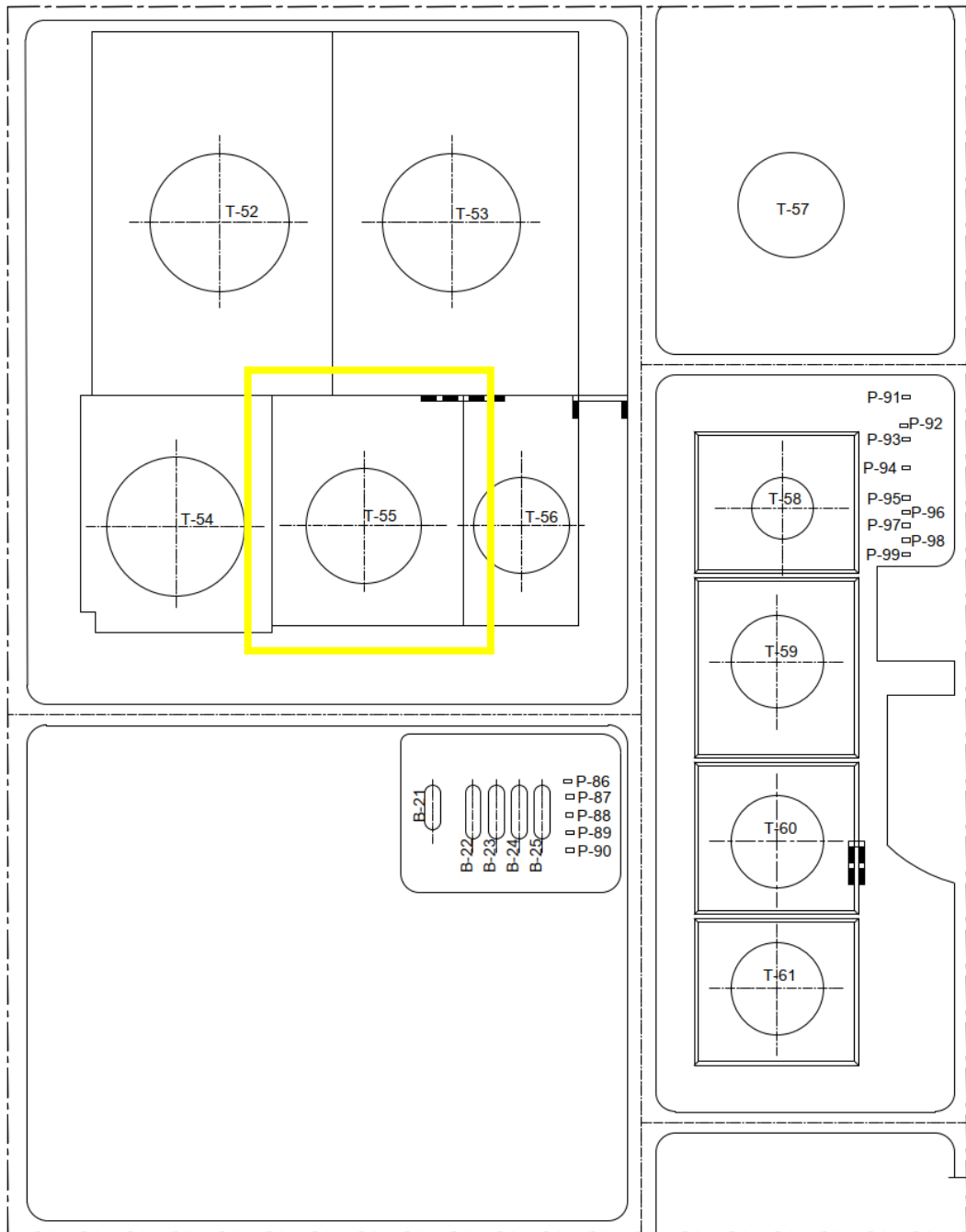


Figura 2.5 – Area 3 del Parco Generale Serbatoi.

A completamento del parco Generale Serbatoi c'è l'Area 3, che copre una superficie di circa 80.000 m² area destinata allo stoccaggio di materie prime come grassi animali e SAF product, costituita da 13 pompe e 10 serbatoi.

2.2.2 Sostanze trattate e apparecchiature coinvolte

Il Parco Generale Serbatoi ospita una vasta gamma di sostanze: si passa dalle materie prime grezze, come oli vegetali e grassi animali, ai prodotti finiti come HVO Diesel e il SAF Product. Sono inoltre presenti sotto-prodotti del processo come HVO Nafta che viene solitamente reimpiegata come carica per la produzione di idrogeno all'interno di un'altra parte della bioraffineria, pur mantenendo una certa flessibilità per essere esportata fuori dall'impianto in casi specifici.

Ai fini del presente lavoro di studio, non sono state analizzate indistintamente tutte le sostanze presenti nel parco. Si è scelto di operare una selezione mirata concentrando l'analisi esclusivamente su quelle sostanze trattate dalle attrezzature scelte per mostrare i risultati che presentano criticità rilevanti per il rischio di incendio ed esplosione e tossico. Tuttavia, nel presente studio, nelle aree che verranno analizzate, non sono presenti rischi tossici o biologici, di conseguenza nella trattazione non verrà approfondito questo tipo di pericolo.

In Tabella 2.2 sono riportate le proprietà chimico fisiche fondamentali delle sostanze trattate in questo lavoro di tesi, come tensione di vapore, densità e temperatura di flash point.

Tabella 2.2- Caratteristiche chimico fisiche delle principali sostanze trattate.

Sostanza	Massa molare (kg/kmol)	Densità relativa Gas/Aria	Temperatura di Flash-Point (°C)	Temperatura di Autoignizione (°C)	Tensione di vapore (Pa)	LFL vol (%)	LFL (kg/m ³)
HVO Diesel	250 ÷ 255.1	8.63 ÷ 8.81	> 56	>225*	400	1*	0,104*
HVO Nafta	85.6 ÷ 97.3	2.96 ÷ 3.36	< 0	225*	51975,25	1,2*	0,0427*
Heavy Offspec	250 ÷ 255.1	8.63 ÷ 8.81	> 56	>225*	400	1*	0,104*
SAF Product	183.8 ÷ 185.1	6.35 ÷ 6.39	< 60	220*	980,67	1,2*	0,0918*

I parametri di temperatura di autoignizione e Limite di Esplosività, quelli che in tabella sono contraddistinti con l'asterisco, nell'attuale fase di progetto non erano

presenti. Per questo si è adottato un approccio basato sull'analogia chimico-fisica, con i combustibili fossili equivalenti. Attraverso i risultati dei test chimico-fisici, si è visto che possono essere considerati equivalenti e quindi, per la temperatura di autoignizione e Limite di esplosività sono state fatte le seguenti assunzioni:

- HVO Diesel è stato considerato come il Diesel[27];
- HVO nafta è stata considerata come Nafta[28];
- Offspec Pesante è stato considerato come il Diesel[27];
- SAF Product è stato considerato come Cherosene[29];.

In tabella quindi i valori asteriscati sono stati presi in accordo con le schede di sicurezza sopra citate. Per capire se una sostanza è infiammabile oppure no, è necessario confrontare la temperatura di infiammabilità (Flash-Point) con la temperatura operativa di processo. Per fare ciò è necessario considerare quindi le temperature operative delle attrezzature coinvolte nel presente lavoro e confrontarle con la temperatura di flash-point delle sostanze che trattano. Nel caso delle pompe il confronto è diretto in quanto ogni pompa è dedicata al trasferimento di una specifica sostanza, invece nei serbatoi possono essere presenti più sostanze. In questi casi sono state considerate per il confronto le sostanze più pericolose, ovvero quelle con la temperatura di flash point più bassa. Un esempio è quello del serbatoio T-03 che è caratterizzato dalla presenza sia dell'HVO Diesel sia di olio greggio. In questo caso è stato preso HVO Diesel in quanto la temperatura di flash point è molto bassa dell'olio (maggiore di 300°C). In Tabella 2.3 viene riassunto questo confronto per le apparecchiature oggetto dello studio:

Tabella 2.3 Classificazione di infiammabilità per i fluidi di processo.

Attrezzatura	Sostanza trattata	Temp. di Flash-point (°C)	Temp. Operativa (°C)	Infiammabile (SI/NO)
P-01 – P-01/S	HVO Diesel	>56	35	NO
P-02 – P-02/S	HVO Nafta	<0	35	SI
P-03 – P-03/S	Offspec Pesante	>56	55	NO
P-04 – P-04/S	HVO Nafta	<0	35	SI
P-05 – P-05/S	SAF Product	<60	35	SI
P-25	SAF Product	<60	35	SI
P-26	SAF Product	<60	35	SI
T-01	SAF product	<60	35	SI
T-02	SAF product	<60	35	SI
T-03	HVO Diesel	>56	35	NO
T-04	HVO Nafta	<0	35	SI
T-55	SAF product	<60	35	SI
P-25	SAF product	<60	35	SI
P-26	SAF product	<60	35	SI

Per quanto riguarda il caso del SAF product, sebbene la temperatura operativa sia inferiore al limite superiore del Flash point indicato, in assenza di un dato puntuale, si è scelto, in via cautelativa, di classificare la sostanza come infiammabile.

Tale approccio permette di avere tutte le informazioni necessarie per affrontare le valutazioni contro il rischio esplosione ed incendio.

2.2.3 Descrizione delle Zone dello studio

Le valutazioni effettuate, descritte nel paragrafo 1.4, sono state condotte su tutto il parco Serbatoi, ma nel presente lavoro di tesi, le analisi tecniche saranno condotte sulle zone maggiormente critiche: considerata infatti la complessità e l'estensione

delle 3 aree, si è scelto di focalizzare la trattazione su cinque specifici casi studio selezionati per la loro criticità ed evidenziate dai rettangoli colorati in giallo nelle figure delle tre aree del Parco Serbatoi:

- Zona 1 e 2 all'interno dell'Area 1;
- Zona 3 all'interno dell'Area 3;
- Zona 4 e 5 all'interno dell'Area 2.

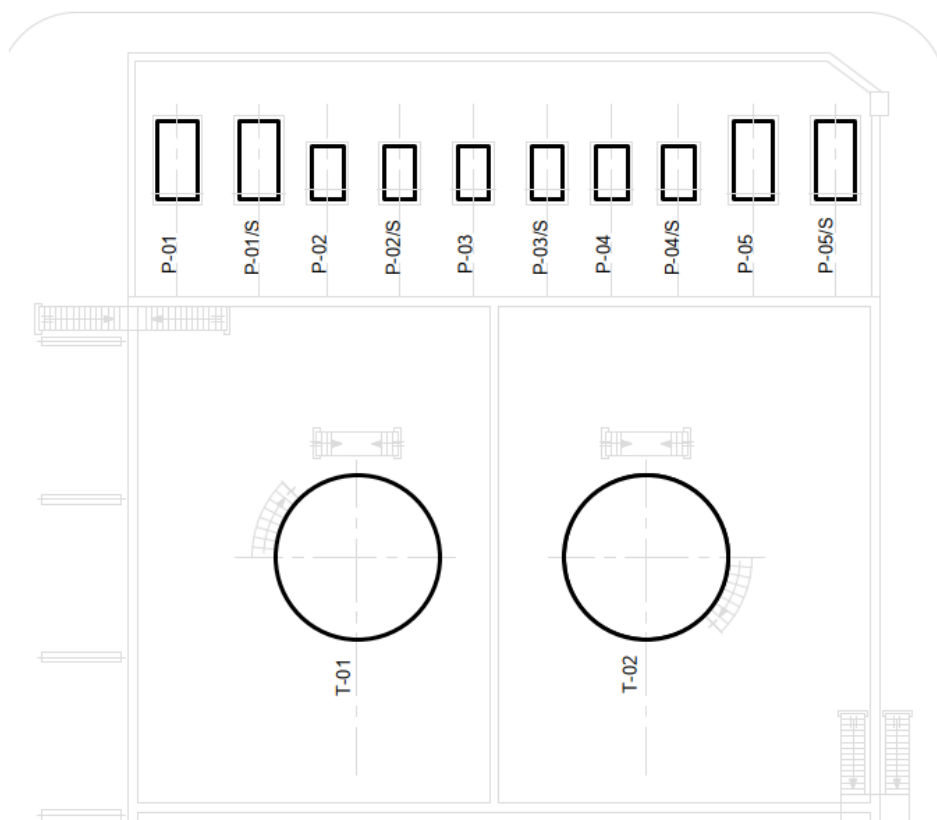


Figura 2.6 – Planimetria Zona 1.

In Figura 2.6 è rappresentata la Zona 1, corrispondente a una porzione dell'Area 1: essa comprende dieci pompe, e due serbatoi a tetto galleggiante, entrambi con capacità di 250 m^3 , altezza di 9,8 m e diametro di 6m. Ciascun tank è collocato all'interno del proprio bacino di contenimento alto 1,2 m.

Riprendendo la Tabella 2.3, si riportano in Tabella 2.4 solo le attrezzature e le sostanze trattate per la Zona 1, con l'aggiunta delle dimensioni del basamento su cui sono montate le pompe:

Tabella 2.4 – Specifiche delle attrezzature trattate Zona 1.

Attrezzatura	Sostanza trattata	Lunghezza (m)	Larghezza (m)
P-01 – P-01/S	HVO Diesel	1,9	3,4
P-02 – P-02/S	HVO Nafta	1,6	2,4
P-03 – P-03/S	Offspec Pesante	1,6	2,4
P-04 – P-04/S	HVO Nafta	1,6	2,4
P-05 – P-05/S	SAF Product	1,9	3,4
T-01	SAF product	-	-
T-02	SAF product	-	-

La zona mostrata in Figura 2.7, la Zona 2, corrispondente alla parte sottostante della Zona 1, nell'Area 1, è caratterizzata dalla presenza di due serbatoi a tetto galleggiante:

- Il tank T-03 con capacità di 550 m³, altezza 12,2 m e diametro 7,2 m, deputato allo stoccaggio di HVO Diesel, il cui bacino di contenimento è alto 0,9 metri.
- Il tank T-04 con capacità di 550 m³, altezza 12,2 m e diametro 7,2 m, deputato allo stoccaggio di HVO Nafta, il cui bacino di contenimento è alto 1,3 m.

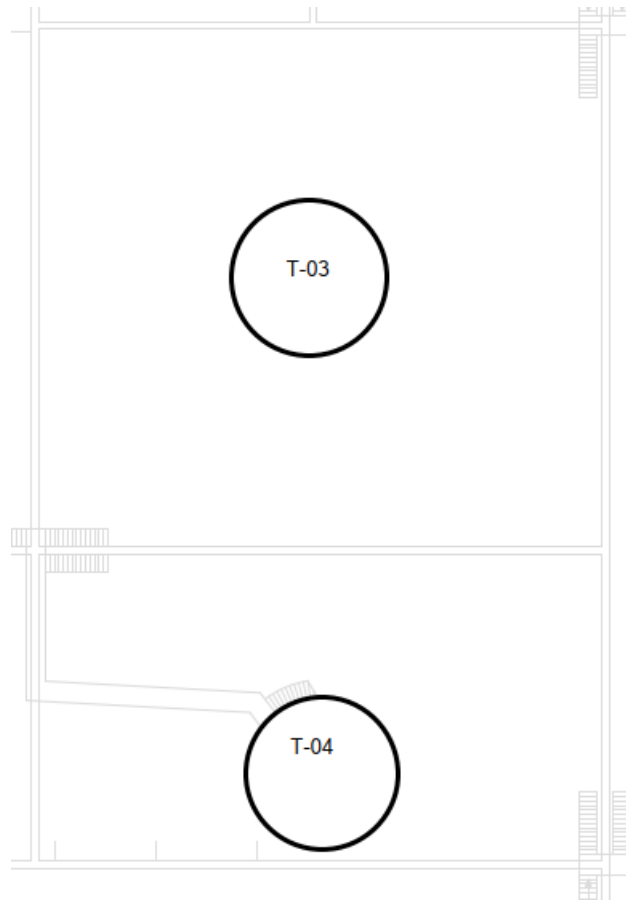


Figura 2.7 – Planimetria Zona 2.

In Figura 2.8, corrispondente alla Zona 3 dell'Area 3, è presente il serbatoio a tetto galleggiante adibito allo stoccaggio di SAF Product, con capacità di 10000 m³, altezza 14,6 m e diametro di 29,8 m con un bacino alto 4,3 m.

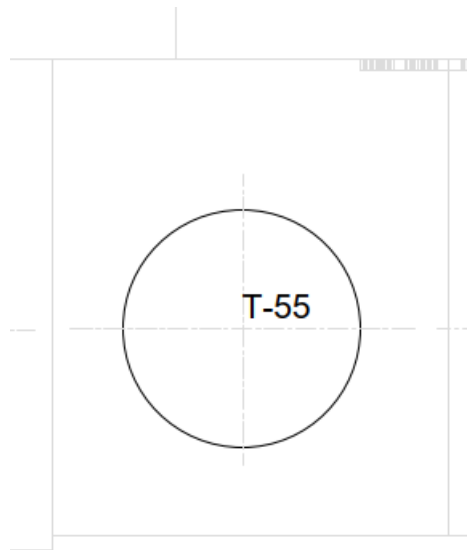


Figura 2.8 – Planimetria Zona 3.

In Figura 2.9, sono presenti due pompe: P-25, P26 destinati alla movimentazione del SAF Product. Le dimensioni del basamento su cui esse sono state montate sono riportate in Tabella 2.5 sottostante:

Tabella 2.5 – Dimensioni basamento pompe P-25, P-26.

Attrezzatura	Lunghezza (m)	Larghezza (m)
P-25	1,9	3,4
P-26	1,6	2,4

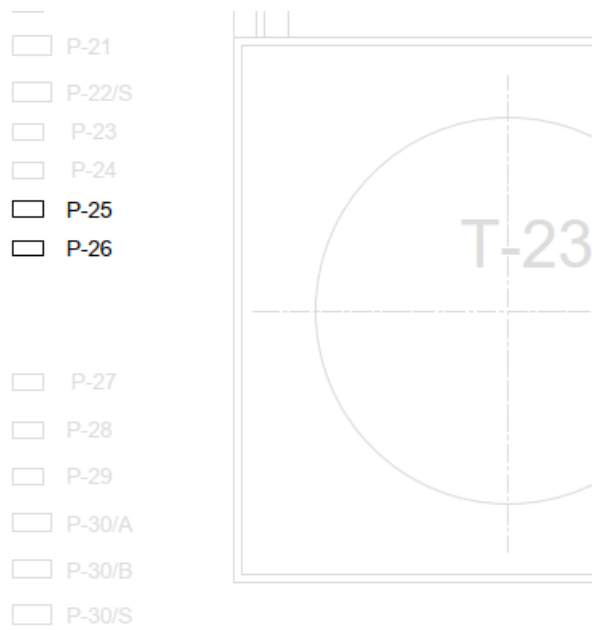


Figura 2.9 – Planimetria Zona 4.

Infine in Figura 2.10 è presente un'area particolarmente congestionata del Parco Generale Serbatoi, nello specifico nell' Area 2, caratterizzata da un'elevata densità di attrezzature come compressori, scambiatori e vessel, oltre alla presenza di pompe e serbatoi.

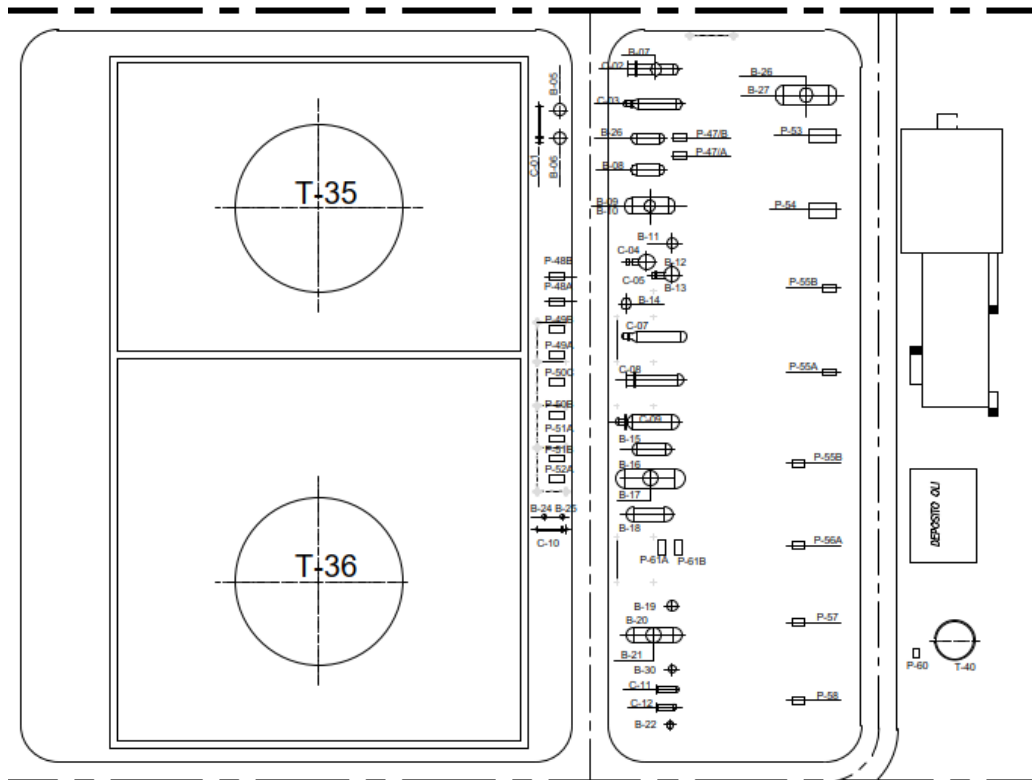


Figura 2.10 – Planimetria Zona 5.

2.2.4 Differenze fra l'impianto esistente e la nuova bioraffineria

La configurazione attuale del parco Serbatoli, quella vista nelle planimetrie dei paragrafi precedenti, è il risultato di un intervento di retrofitting e integrazione, necessario per trasformare un sito originariamente progettato per la raffinazione di petrolio in una bioraffineria che trasforma scarti vegetali in bioprodotto.

Nella configurazione originaria della vecchia raffineria, il parco Generale Serbatoli era adibito allo stoccaggio di idrocarburi di origine fossile come gasolio, Nafta vergine e benzina. Sebbene l'infrastruttura di base sia stata mantenuta per massimizzare l'utilizzo degli asset esistenti, il cambiamento radicale risiede nella destinazione d'uso: si è passati dallo stoccaggio di combustibili fossili allo stoccaggio di materie prime: per esempio i serbatoli di T-03 e T-04, che adesso stoccano rispettivamente HVO Diesel e HVO Nafta, prima ospitavano benzina.

Dal punto di vista strutturale, l'area ha mantenuto gran parte del suo *layout* originale, ma i cambiamenti più significativi al fine del presente lavoro sono:

- La sostituzione delle pompe P-01 e P-01/S;
- L'implementazione di un bacino di contenimento per il Serbatoio T-55 (precedentemente sprovvisto, come mostrato in Figura 2.11).

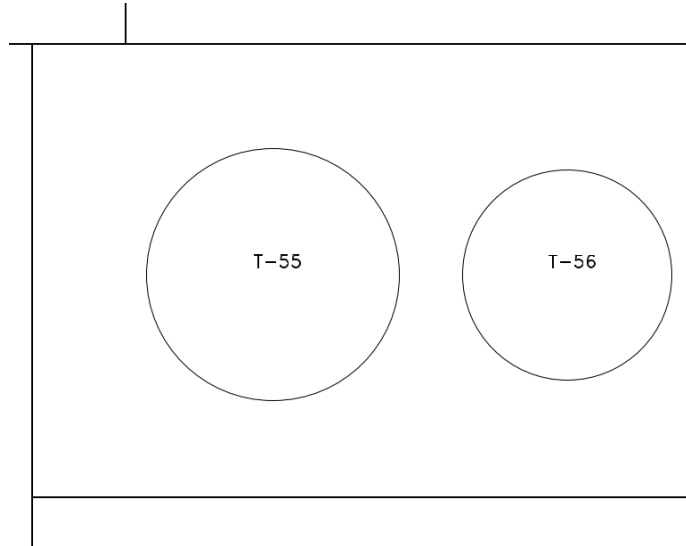


Figura 2.11 Planimetria dei serbatoi T-55 e T-56 nella configurazione di pre-conversione.

L'impianto preesistente disponeva già sistemi di sicurezza come:

- Sistemi antincendio;
- Sistemi di rilevamento (gas infiammabili, tossici e incendio);
- Sistemi di depressurizzazione e ESD.

Il dimensionamento dei sistemi descritti nel paragrafo 1.4 prevede che, ove possibile, essi vengano integrati con i sistemi preesistenti al fine di ottimizzare il più possibile le risorse già presenti. In questo contesto infatti i sistemi antincendio e i sistemi di rilevazione gas infiammabile verranno integrati con i nuovi sistemi.

3 Gestione del rischio

La complessità tecnica e operativa del caso studio analizzato, richiede un approccio rigoroso e sistematico per l'identificazione e la gestione del rischio di incendio ed esplosione. In quest'ottica la metodologia di lavoro applicata si inserisce nel quadro metodologico internazionale del Risk Management in cui il riferimento internazionale è la norma ISO 31000 (*International Organization for Standardization*) che fornisce le linee guida e i principi sulla gestione del rischio applicabili non solo al settore della sicurezza energetica, ma a tutti i settori come quelli pubblici o privati [15]. La Figura 3.1, che rappresenta il fulcro di tutta la norma, illustra tutto il ciclo operativo del *risk management*.

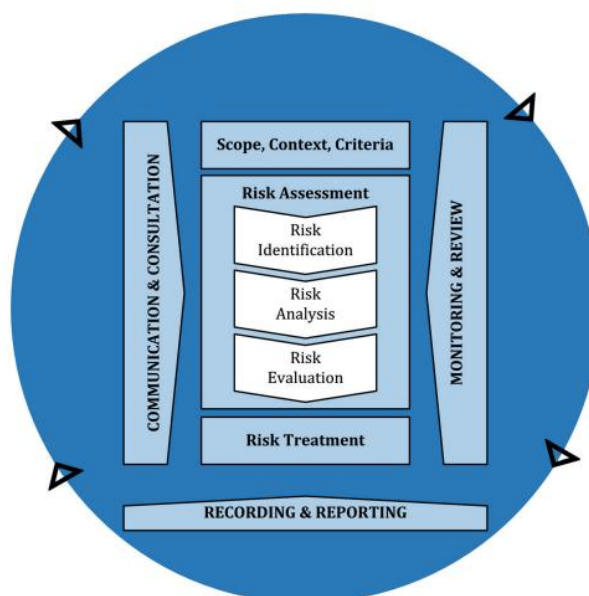


Figura 3.1 – Schema delle fasi operative del risk management secondo la ISO 31000 [15].

Tutto parte dalla definizione del contesto: è fondamentale infatti stabilire l'ambito di applicazione e i criteri decisionali. Una volta stabilite "le regole del gioco" si entra nel vivo con la fase di valutazione del rischio, che si articola in tre step sequenziali:

- Identificazione: si procede con il rilevamento delle fonti di pericolo.
- Analisi: si esamina il livello di pericolosità considerando la probabilità con cui esso possa accadere e le possibili conseguenze.

- Valutazione: si confrontano i risultati emersi dall’ analisi con i criteri prestabiliti, per determinare se il rischio sia accettabile o no.

Qualora il rischio non sia accettabile, si procede con la fase di “*Trattamento del Rischio*” dove si attuano tutte le misure possibili per mitigare o eliminare gli eventi dannosi. Il processo centrale è accompagnato dalle attività di comunicazione, consultazione monitoraggio e revisione che fungono da supporto costante, durante ogni stadio della valutazione del rischio.

La ISO 31000 rappresenta quindi la base della gestione del rischio, ma nel contesto della sicurezza energetica, nello specifico nel settore *Oil & Gas*, nella norma ISO 13702, viene descritto in maniera chiara e schematica la metodologia di lavoro per il *risk management*, nel controllo degli incendi ed esplosioni[16]. Sebbene la norma faccia riferimento agli impianti offshore, la sua metodologia è applicabile alla gestione di qualsiasi evento pericoloso. La Figura 3.2 ne illustra l’iter operativo.

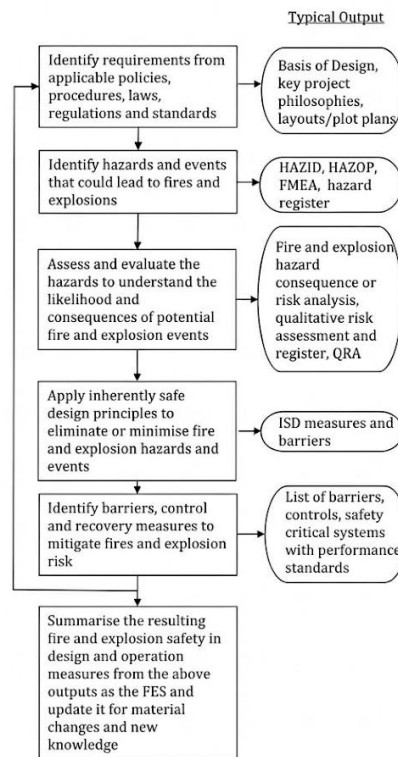


Figura 3.2 – Workflow per la valutazione e mitigazione del rischio incendio ed esplosione [16].

Nella ISO 13702 vengono forniti gli strumenti tecnici concreti per effettuare una valutazione del rischio: nel “*contesto*” infatti viene specificato che bisogna fare riferimento a documenti tecnici come plot plan, filosofie di progetto e disegni

tecnici. Analogamente, la fase di identificazione dei pericoli dev'essere effettuata attraverso tecniche come l'HAZOP, l'HAZID e l'FMEA, mentre per l'analisi di rischio si procede con valutazioni quantitative come la QRA. Si applicano poi i principi dell'ISD per minimizzare o eliminare gli eventi pericolosi e successivamente le barriere e i controlli necessari per mitigare il rischio di incendio o esplosione.

L'aspetto più importante di questo processo, come evidenziato anche nella ISO 31000, è la sua natura non lineare ma iterativa: ogni modifica al progetto impone che tutto l'iter operativo dev'essere ripercorso, per verificare se non sono stati introdotti nuovi rischi o altri esistenti sono aumentati a seguito di una modifica. Di conseguenza la gestione del rischio diventa un elemento intrinseco alla progettazione: ogni variazione dev'essere costantemente validata sotto il profilo della sicurezza.

3.1 Approccio integrato alla Sicurezza

In questo quadro metodologico, il presente lavoro di tesi si propone di fornire un approccio integrato alla sicurezza, andando a operare specificamente nella fase di Trattamento del rischio (secondo la ISO 31000) e nella definizione delle barriere di prevenzione e mitigazione (secondo la ISO 13702).

Adottare un approccio integrato significa che, durante lo stato di avanzamento della progettazione, le barriere non vengano considerate come elementi isolati ma vengano dimensionate e coordinate in maniera sinergica.

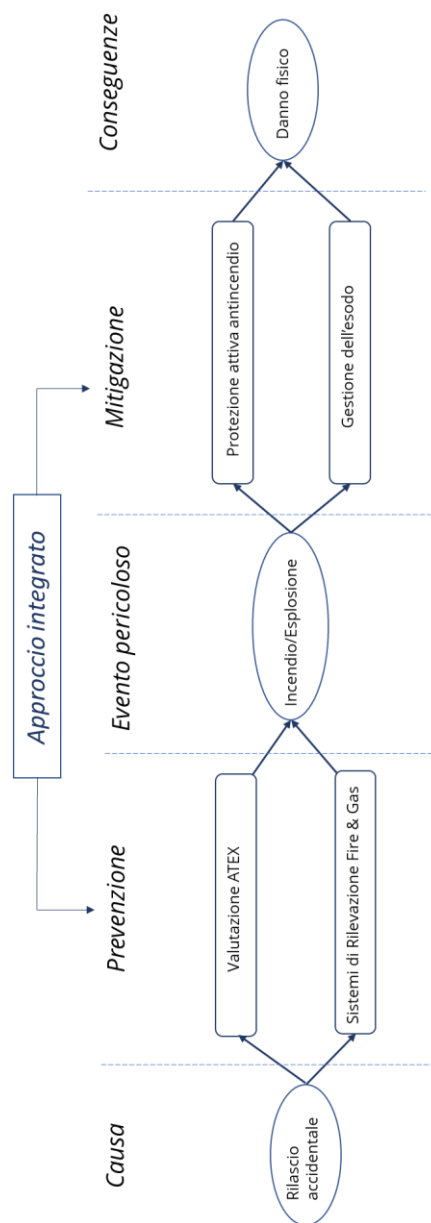


Figura 3.3 – Workflow per l'approccio integrato: interazione fra le barriere di prevenzione e mitigazione nel processo di gestione del rischio.

Il workflow in Figura 3.3 illustra come gli studi specifici, svolti in questo lavoro, si inseriscano nel processo di gestione del rischio:

- **Prevenzione:** In questa fase si collocano la valutazione ATEX e i sistemi di rilevazione Fire & Gas. Queste barriere agiscono a monte dell'evento pericoloso, focalizzandosi sul controllo delle sorgenti di pericolo riducendo la probabilità che accadano.

- Mitigazione: Le barriere di protezione attiva antincendio e gestione dell'esodo intervengono a valle della manifestazione dell'evento pericoloso. La loro funzione è limitare l'escalation dell'incidente e contenere o evitare possibili danni fisici causati da sovrappressione o irraggiamento termico.

4 *Rischio Esplosione*

In questo capitolo si andranno a mostrare quale sono le soluzioni tecniche ed impiantistiche per contrastare il rischio di esplosione. Come anche spiegato nel paragrafo 2.1, nelle bioraffinerie questo pericolo non dev'essere sottovalutato, nonostante la natura “*green*” delle bio-sostanze; al contrario, richiede un'analisi che integri due approcci distinti ma complementari:

- Valutazione ATEX (prevenzione): un processo che, ripercorre tutti gli step del workflow mostrato in Figura 3.2, partendo dall'identificazione del pericolo (individuazione delle sorgenti di emissione), fino alla definizione delle barriere di protezione (classificazione delle aree e requisiti di sicurezza per le apparecchiature).
- Sistema di rilevamento *Fire & Gas* (prevenzione): l'attività di ingegneria dedicata al dimensionamento del sistema di rilevamento rappresenta una barriera di protezione volta a intercettare i rilasci accidentali.

4.1 *Valutazione ATEX*

Per rispondere alla necessità di proteggere i lavoratori dai pericoli derivanti da un'atmosfera esplosiva e quindi per gestire in modo sistematico tale rischio, L'Unione europea ha introdotto la Direttiva 1999/92/CE [30], “*ATEX Lavoratori*”, per la protezione dei lavoratori che operano in zone pericolose e la Direttiva/2014/34/UE [31], “*ATEX Prodotti*” che regolarizza l'uso delle attrezzature in queste aree. La prima direttiva è rivolta ai datori di lavoro [30] ed impone la valutazione del rischio delle atmosfere esplosive attraverso la classificazione delle aree pericolose e l'adozione di misure tecniche e organizzative per prevenire l'innesco e la propagazione di esplosioni. La seconda direttiva è rivolta ai produttori [31] e stabilisce i requisiti essenziali di sicurezza che le attrezzature devono rispettare per poter essere immessi sul mercato e utilizzati in zone con rischio di esplosione. In Italia la direttiva “*ATEX Lavoratori*” è stata recepita attraverso il D.Lgs. 81/2008 (Titolo XI) [13] che impone al datore di lavoro di prevenire la formazione di atmosfere esplosive e qualora la natura dell'attività

non lo consenta egli ha l'obbligo di evitarne l'accensione gli effetti pregiudizievoli, per garantire la sicurezza dei lavoratori. L' Articolò 290 del titolo XI [13] impone al datore di lavoro di valutare il rischio esplosione tenendo conto di:

- «a) probabilità e durata della presenza di atmosfere esplosive;
- b) probabilità che le fonti di accensione, comprese le scariche elettrostatiche, siano presenti e divengano attive ed efficaci;
- c) caratteristiche dell'impianto, sostanze utilizzate, processi e loro possibili interazioni;
- d) entità degli effetti prevedibili.» [13].

L'applicazione pratica di questi obblighi appena citati si basa su norme tecniche che forniscono criteri per l'identificazione e classificazione delle aree pericolose: a livello internazionale il riferimento è la IEC 60079-10-1, pubblicata in Italia come CEI EN IEC 60079-10-1 [32]. Essa stabilisce i principi generali per la classificazione delle aree in cui possono formarsi atmosfere esplosive, introducendo i concetti di diluizione, ventilazione ed emissione.

In questo paragrafo si andranno a descrivere tutti gli step metodologici per effettuare una valutazione ATEX, mettendo a confronto l'utilizzo di due norme: la CEI EN IEC 60079-10-1 e lo standard americano API RP 505 (*“Recommended Practice for classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1 and Zone 2”*) [33].

Si illustreranno quindi tutti i passaggi, a partire dall'identificazione delle sostanze pericolose fino alla classificazione delle zone e al calcolo delle distanze di pericolo secondo la CEI EN IEC 60079-10-1, successivamente si descriverà l'approccio adottato dall'API RP 505, per la classificazione delle zone ed infine si farà un confronto fra le due norme, illustrando i risultati ottenuti.

4.1.1 CEI EN IEC 60079-10-1

La norma fornisce il quadro metodologico per la classificazione delle aree pericolose. Il punto di partenza è la definizione di atmosfera esplosiva: «miscela

con aria, in condizioni atmosferiche, di sostanze infiammabili sottoforma di gas, vapore o polvere, la quale dopo l'accensione permette l'autosostentamento della propagazione» [32]. In generale, ove esista la possibilità di formare un'atmosfera esplosiva, si debba agire per eliminarne la formazione o le sorgenti di accensione che potrebbero innescarla. Quando invece non è possibile farlo è necessario adottare misure di protezione ed apparecchiature in grado di ridurre al minimo la probabilità di rischio esplosione. Per questo motivo la norma introduce il concetto di zonatura che permette di delimitare aree in cui la probabilità di presenza di atmosfera esplosiva è classificata e quantificata.

La norma definisce tre zone per i gas vapori e nebbie infiammabili:

- Zona 0: «Luogo in cui un'atmosfera esplosiva per la presenza di gas è presente continuativamente o per lunghi periodi o frequentemente» [32].
- Zona 1: «Luogo per cui è probabile che si verifichi occasionalmente la presenza di un'atmosfera esplosiva per la presenza di gas, durante il funzionamento normale» [32].
- Zona 2: «Luogo in cui è improbabile che si verifichi la presenza di un'atmosfera esplosiva per la presenza di un gas durante il funzionamento normale ma, se ciò avviene è possibile che esista solo per un breve periodo» [32].

Se invece, qualora si verificasse l'innescò, le conseguenze possono essere trascurate, allora la zona viene identificata come Zona NE. Dal punto di vista operativo la classificazione avviene eseguendo in maniera sequenziale i seguenti step:

1. Identificazione delle sostanze pericolose: analisi delle proprietà fisico-chimiche (es. temperatura di infiammabilità, LEL, ecc) delle sostanze trattate.
2. Identificazione delle sorgenti di emissione: analisi dei punti dell'impianto (flange, valvole, ecc) da cui il materiale potrebbe fuoriuscire.

3. Determinazione del grado di emissione: classificazione di ciascuna sorgente, a seconda del tipo di emissione
4. Valutazione della ventilazione: analisi critica dell'efficacia della ventilazione naturale o artificiale nel diluire e disperdere le emissioni.
5. Determinazione del tipo di zona (0, 1, 2, NE): scelta in base al tipo di ventilazione, grado di emissione e tipo di sorgente.
6. Determinazione dell'estensione della zona: confine fisico del tipo di zona classificata.

4.1.1.1 Identificazione delle sostanze pericolose

Il primo step della metodologia è quello di identificare e caratterizzare tutte le sostanze presenti, definendo quali sono le sostanze infiammabili e quali no. Secondo la norma una sostanza è considerata infiammabile se:

- Per i gas o vapori: «gas o vapore che, quando miscelato con l'aria in determinate proporzioni, originerà un'atmosfera esplosiva per la presenza di gas»[32].
- Per i liquidi: «liquido in grado di produrre un vapore infiammabile in una qualsiasi condizione operativa prevedibile, un esempio è quella nella quale il liquido infiammabile è utilizzato a temperature prossime o superiori alla sua temperatura di infiammabilità»[32].

Dove per punto di infiammabilità si intende «la più bassa temperatura di un liquido alla quale, in determinate condizioni normalizzate il liquido emette vapori in una quantità sufficiente a formare con l'aria una miscela in grado di essere accesa»[32].

Oltre ad identificare la presenza di una sostanza infiammabile, è cruciale determinarne due parametri chiave:

- Classe di temperatura: indice, classificato da T1 a T6, che rappresenta la massima temperatura superficiale che un'apparecchiatura può raggiungere durante il normale funzionamento senza innescare l'atmosfera esplosiva

circostante. La classe è assegnata confrontando questa temperatura con la temperatura di autoaccensione della sostanza: più bassa è la temperatura di autoaccensione, più bassa e quindi più restrittiva sarà la classe di temperatura richiesta. La norma IEC 60079-0 [34] fornisce la corrispondenza fra la classe e i valori della temperatura e sono rappresentati in tabella sottostante (Tabella 4.1).

Tabella 4.1 – Corrispondenza tra le classi di temperatura e temperature massime ammissibili [34].

Temperature class	Maximum surface temperature °C
T1	≤ 450
T2	≤ 300
T3	≤ 200
T4	≤ 135
T5	≤ 100
T6	≤ 85

- Gruppo Gas: Questo parametro classifica i gas ed i vapori in base alla loro facilità di accensione: vengono classificati come IIA i gas meno pericolosi, ovvero quelli che sono più difficili da accendere, mentre le sostanze classificate come IIC sono quelle che sono più facilmente accendibili. Le sostanze invece targate IIB hanno caratteristiche intermedie.

Di sotto, in Tabella 4.2 sono riportate, per ogni sostanza, la relativa classe di temperatura e il gruppo gas.

Tabella 4.2 – Gruppo gas e classe di temperatura per le sostanze della Zona 1.

Sostanza	Gruppo gas	Classe di temperatura
HVO Diesel	IIA	T3
HVO Nafta	IIA	T3
Offspec Pesante	IIA	T3
SAF Product	IIA	T3

Dunque, questa fase iniziale non si limita ad un semplice elenco di sostanze pericolose, ma fornisce elementi critici e fondamentali per selezionare correttamente le apparecchiature di processo idonee per ciascuna zona classificata.

4.1.1.2 Sorgenti e grado di emissione

Una volta individuate e caratterizzate le sostanze pericolose, si procede con l'individuazione di tutte le potenziali sorgenti di emissione della sostanza infiammabile. Successivamente, per ogni sorgente si classifica il grado di emissione. Questo parametro definisce la frequenza e la durata del rilascio ed è fondamentale per la successiva determinazione del tipo di zona. La norma IEC 60079-10-1 distingue tre gradi:

- Grado di emissione continuo: il rilascio della sostanza infiammabile è continuo e frequente per lunghi periodi, come il caso di superfici di liquido esposte all'aperto in bacini o i gas emessi dagli sfiati permanenti dei serbatoi di stoccaggio[32].
- Grado di emissione primo: il rilascio avviene periodicamente o occasionalmente durante il normale funzionamento delle apparecchiature. Esempi di emissione sono le fuoriuscite dalle tenute delle pompe e dei compressori in servizio[32].
- Grado di emissione secondo: il rilascio non è previsto in condizioni di normale funzionamento. Si verifica quindi solo in caso di guasto, come la fuoriuscita da un accoppiamento flangiato o da una tenuta meccanica[32].

Stabilito il grado di emissione è necessario stimare quantitativamente la portata di emissione che dipende dalla dimensione equivalente del foro da cui fuoriesce la sostanza. Per le emissioni di grado continuo e primo le dimensioni del foro sono determinate in base alla geometria reale del punto di rilascio, invece per le emissioni di grado secondo la norma fornisce dei valori convenzionali per l'area del foro equivalente e sono mostrati in Tabella 4.3.

Tabella 4.3 – Sezioni dei fori suggerite per le emissioni di grado secondo [32].

Tipo di componente	Componente	Considerazioni sulle perdite		
		Valori tipici per le condizioni nelle quali l'apertura di emissione non si espanderà	Valori tipici per le condizioni nelle quali l'apertura di emissione può espandersi, per es. in caso di erosione	Valori tipici per le condizioni nelle quali l'apertura di emissione può espandersi fino a diventare un guasto grave, per es. una rottura improvvisa
		S (mm ²)	S (mm ²)	S (mm ²)
Elementi di tenuta con parti fisse	Flange con guarnizioni in fibra compressa o similari	≥ 0,025 fino a 0,25	> 0,25 fino a 2,5	(settore tra due bulloni) × (spessore della guarnizione) tipicamente ≥ 1 mm
	Flange con guarnizioni avvolte a spirale o similari	0,025	0,25	(settore tra due bulloni) × (spessore della guarnizione) tipicamente ≥ 0,5 mm
	Connessioni ad anello	0,1	0,25	0,5
	Connessioni di piccolo diametro fino a 50 mm ^(a)	≥ 0,025 fino a 0,1	> 0,1 fino a 0,25	1,0
Elementi di tenuta con parti in movimento a bassa velocità	Tenute a pacchetto di alberi di valvole	0,25	2,5	Da definire in accordo ai dati del fabbricante dell'apparecchiatura, ma non meno di 2,5 mm ² ^(d)
	Valvole di scarico della pressione ^(b)	0,1 × (sezione dell'orifizio)	Non Applicabile	Non Applicabile
Elementi di tenuta con parti in movimento ad alta velocità	Pompe e compressori ^(c)	Non Applicabile	≥ 1 fino a 5	Da definire in accordo ai dati del fabbricante dell'apparecchiatura e/o alla configurazione dell'unità di processo, ma non meno di 5 mm ² ^(d ed e)

(a) Sezioni dei fori suggerite per giunti ad anello, connessioni filettate, giunti a compressione (per es. componentistica metallica a compressione) e giunti rapidi, su tubazioni di piccolo diametro.
(b) Per questo componente non ci si riferisce all'apertura completa della valvola, ma a perdite di varia natura dovute al malfunzionamento dei componenti della valvola. Applicazioni specifiche potrebbero richiedere una sezione del foro più grande di quella suggerita.
(c) Compressori alternativi – La struttura del compressore e dei cilindri non sono solitamente i componenti che perdono, ma le tenute della camera valvole e le connessioni sulle tubazioni del sistema di processo.
(d) Dati del fabbricante dell'apparecchiatura – Per valutare gli effetti di un guasto atteso, è richiesta la cooperazione del fabbricante dell'apparecchiatura (per es. la disponibilità di un disegno coi dettagli relativi ai dispositivi di tenuta).
(e) Configurazione dell'unità di processo – In alcune circostanze (per es. uno studio preliminare), un'analisi operativa per definire la portata di emissione massima ammissibile di sostanza infiammabile può compensare la mancanza dei dati di pertinenza del fabbricante dell'apparecchiatura.
NOTA. Altri valori tipici o indicazioni per guasti e fenomeni di erosione possono essere trovati in regolamenti nazionali o industriali relativi a specifiche applicazioni.

Una volta definita la geometria del foro, è possibile procedere con il calcolo della portata di rilascio. L'approccio cambia a seconda che la sostanza sia emessa in fase gassosa o liquida. Considerando che le sostanze trattate si trovano allo stato liquido, si farà vedere il calcolo per i rilasci in fase liquida.

Per tali rilasci si usa la seguente approssimazione, che tiene conto della densità del liquido, della sezione di rilascio e del salto di pressione:

$$W = Cd * S * \sqrt{2 * \rho * \Delta p} \quad [\text{kg/s}]$$

Dove:

- Cd è il *Discharge coefficient*, il coefficiente di efflusso che tiene conto della geometria del foro di emissione e delle perdite di carico localizzate. Tale coefficiente assume valori compresi fra 0,62 (Superfici irregolari) ed 1 (superfici Rifinite); in questo studio è stato assunto un valore intermedio di 0,75.
- S è la sezione di passaggio.
- ρ è la densità del fluido.
- Δp è la differenza fra la pressione interna al tubo ed esterna.

Dopo aver definito la portata di rilascio si calcola la portata di evaporazione, che dipende dalla tensione di vapore del fluido (p_v) rispetto alla pressione ambiente (p_{amb}):

- Per $p_v > p_{amb}$: Il rilascio viene modellato considerando un'evaporazione completa, senza formazione di una pozza, utilizzando quindi la formula per calcolare W
- Per $p_v < p_{amb}$: Il rateo di evaporazione da pozza viene calcolato attraverso la formula:

$$We = \frac{18,3 \cdot 10^{-3} \cdot u_w^{0,78} \cdot A_p \cdot p_v \cdot M^{0,667}}{R \cdot T} \quad [\text{kg/s}]$$

Per il calcolo del termine A_p , che rappresenta l'area della pozza, si è fatto affidamento alla Guida CEI 31-35 [35], un documento tecnico che fornisce le linee guida per la classificazione dei luoghi con pericolo esplosione. Questo standard infatti fornisce esempi concentri e parametri necessari per affrontare in maniera corretta la classificazione delle aree utilizzando la norma CEI EN IEC 60079-10-1. L'area quindi viene calcolata nel seguente modo:

$$A_{p\ int} = \frac{W * t_{int}}{h_m}$$

Dove:

- W è la portata di rilascio del liquido;
- t_{int} è il tempo di intervento che è pari a 5400 secondi (90 minuti); tale valore è in accordo alla Guida CEI 31-35 [35] per gli impianti sotto sorveglianza generica, in quanto garantisce, durante le normali attività il rilevamento dell'anomalia e l'intervento per far cessare la perdita;
- h_m rappresenta la profondità della pozza, pari a 5×10^{-3} in accordo alla Guida CEI 31-35[35] in quanto la pavimentazione risulta essere non porosa, come detto nel paragrafo 2.2.

A questo punto si può calcolare la portata caratteristica Q_c utilizzando la relazione:

$$Q_c = \frac{We}{\rho} \quad [m^3/s]$$

4.1.1.3 Valutazione della ventilazione

La ventilazione rappresenta un elemento fondamentale nella determinazione valutazione delle zone pericolose in quanto è in grado di:

- favorire la diluizione e la dispersione della sostanza rilasciata, riducendo così l'estensione della zona pericolosa;
- ridurre la persistenza di un'atmosfera esplosiva, influenzando di conseguenza la tipologia della zona.

La ventilazione può essere di tipo naturale o artificiale a seconda di come è generata. La ventilazione naturale è dovuta al moto spontaneo dell'aria generato dal vento o da differenze termiche e generalmente è in grado di garantire la dispersione di eventuali rilasci; la ventilazione artificiale è ottenuta mediante sistemi di aspirazione o immissione d'aria, spesso usati in ambienti chiusi. È opportuno però considerare che la ventilazione, naturale o forzata, può in alcuni casi incrementare la portata di emissione di vapori, in quanto favorisce l'evaporazione dalle superfici liquide esposte, ma nella maggior parte delle situazioni, i benefici derivanti da una

ventilazione superano ampiamente l'aumento della portata di evaporazione in quanto migliorano la dispersione e la diluizione del gas o del vapore infiammabile.

Un ruolo determinante è svolto anche dalla disponibilità della ventilazione, parametro che nella norma viene classificato come: buona, adeguata, scarsa [32]. Questo indice esprime la continuità e l'affidabilità del moto dell'aria ed è particolarmente incisivo nella classificazione delle aree perché influenza la frequenza e la durata di un'atmosfera esplosiva. Una ventilazione di tipo “Buona” è continua e costante nel tempo e tende ad evitare l'accumulo di gas o vapori infiammabili, riducendo la probabilità che si formi un'atmosfera esplosiva. Al contrario una ventilazione discontinua e inaffidabile, classificata come “Scarsa”, comporta una maggiore possibilità che l'atmosfera pericolosa rimanga nel tempo.

Per la valutazione della velocità dell'aria si fa riferimento ai valori indicati nella Tabella 4.4, che riporta le velocità tipiche all'aperto in funzione della modalità di emissione e dell'altezza rispetto al suolo.

Tabella 4.4 – Velocità indicative dell'aria di ventilazione all'aperto [32].

Elevazione rispetto al livello del terreno Modalità di emissione	Luoghi privi di ostacoli			Luoghi con ostacoli		
	≤ 2 m	> 2 m fino a 5 m	> 5 m	≤ 2 m	> 2 m fino a 5 m	> 5 m
Gas o vapori più leggeri dell'aria	0,5 m/s	1 m/s	2 m/s	0,5 m/s	0,5 m/s	1 m/s
Gas o vapori più pesanti dell'aria o con comportamento neutro	0,3 m/s	0,6 m/s	1 m/s	0,15 m/s	0,3 m/s	1 m/s
Portata di evaporazione da pozze di liquido a qualsiasi elevazione	> 0,25 m/s			> 0,1 m/s		
Tipicamente, i valori indicati nella Tabella conducono a una disponibilità della ventilazione adeguata (vedi Articolo D.2). Le velocità indicative dell'aria di ventilazione non intendono suggerire che la velocità reale dell'aria varierà in base alla densità del gas/vapore, ma tengono conto dell'influenza della galleggiabilità del gas o del vapore quando si considera la velocità apparente dell'aria che può essere considerata nella valutazione della diluizione.						

4.1.1.4 Grado di diluizione

Per valutare l'efficacia della ventilazione nel disperdere gas o vapori pericolosi, la norma introduce al concetto di grado di diluizione. Questo parametro è classificato come Alto, Medio o Basso [32]. Un grado “Alto” implica che l'emissione pericolosa sia dispersa rapidamente, prevenendo la formazione di concentrazioni persistenti. Un grado di diluizione “Medio” permette la formazione temporanea di atmosfere

pericolose limitate nel tempo e nello spazio mentre un grado “*Basso*” non garantisce una diluizione efficace, consentendo una permanenza prolungata di gas o vapori in concentrazioni pericolose.

Il grafico mostrato in Figura 4.1 mostra che il grado di diluizione è stabilito mediante il confronto tra la portata caratteristica del gas e la velocità dell’aria di ventilazione: le linee presenti delimitano le 3 diverse aree e il punto di intersezione delle coordinate determina il grado di diluizione.

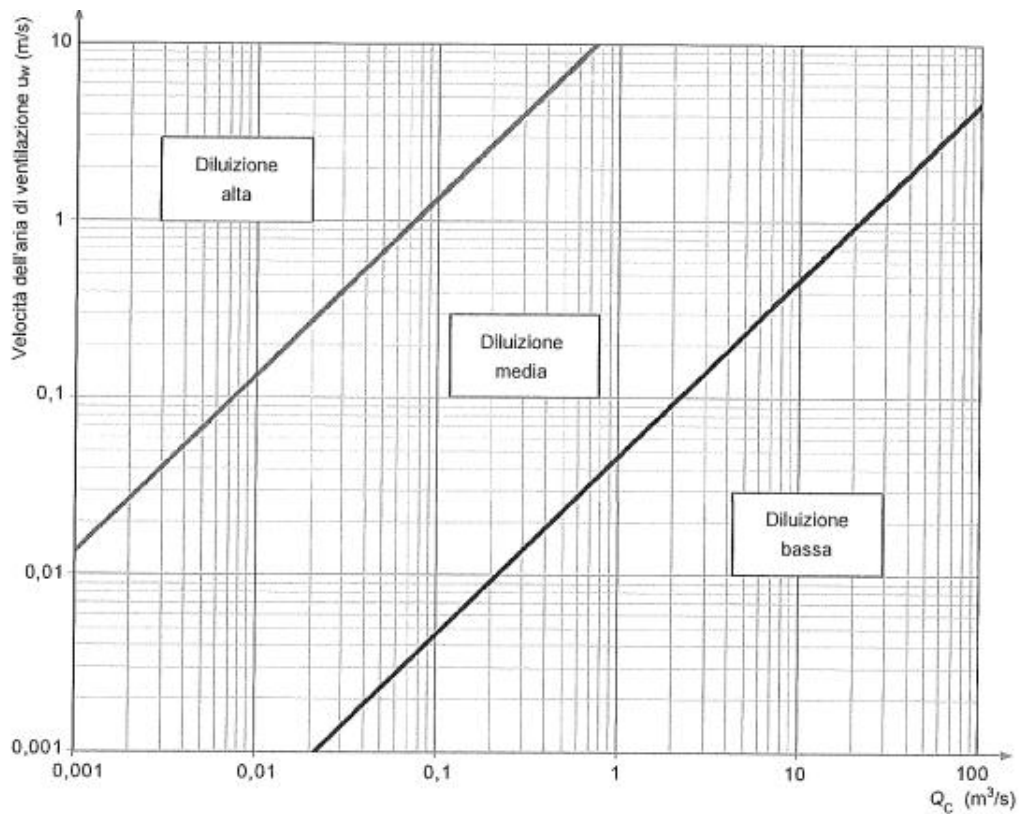


Figura 4.1 – Diagramma per la valutazione del grado di diluizione [32].

Da questa figura si riesce a capire l’importanza della ventilazione delle aree: a parità di portata di emissione, una maggiore velocità dell’aria comporta un grado di diluizione più alto quindi una più rapida dispersione della nube pericolosa.

4.1.1.5 Estensione e tipo di zona

Adesso, determinati tutti i parametri descritti nei paragrafi precedenti si può stabilire il tipo di zona. La norma infatti fornisce una tabella (Tabella 4.5) in cui il tipo di zona dipende dal grado di emissione della sorgente, il grado di diluizione e la disponibilità della ventilazione.

Tabella 4.5 – Zone in relazione al grado di emissione e all'efficacia della ventilazione [32].

Grado di emissione	Efficacia della Ventilazione						
	Diluizione Alta			Diluizione Media			Diluizione Bassa
	Disponibilità della ventilazione						
	Buona	Adeguate	Scarsa	Buona	Adeguate	Scarsa	Buona, adeguata o scarsa
Continuo	Non pericolosa (Zona 0 NE) ^(a)	Zona 2 (Zona 0 NE) ^(a)	Zona 1 (Zona 0 NE) ^(a)	Zona 0	Zona 0 + Zona 2 ^(c)	Zona 0 + Zona 1	Zona 0
Primo	Non pericolosa (Zona 1 NE) ^(a)	Zona 2 (Zona 1 NE) ^(a)	Zona 2 (Zona 1 NE) ^(a)	Zona 1	Zona 1 + Zona 2	Zona 1 + Zona 2	Zona 1 oppure Zona 0 ^(d)
Secondo^(b)	Non pericolosa (Zona 2 NE) ^(a)	Non pericolosa (Zona 2 NE) ^(a)	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 1 e persino Zona 0 ^(d)

(a) Zona 0 NE, 1 NE oppure 2 NE indica una zona teorica nella quale, in condizioni normali, l'estensione sarebbe trascurabile.
(b) Il luogo classificato Zona 2 creato da una sorgente di emissione di grado secondo può eccedere quanto attribuito a un'emissione di grado primo o continuo; in questo caso, dovrebbe essere applicata la distanza maggiore.
(c) Qui la Zona 1 non è necessaria. Cioè una piccola Zona 0 si trova nel luogo nel quale l'emissione non è controllata dalla ventilazione e una Zona 2 più grande per quando la ventilazione viene meno.
(d) Sarà Zona 0 se la ventilazione è così debole e l'emissione è tale che, in pratica, un'atmosfera esplosiva per la presenza di gas esiste virtualmente in continuazione (avvicinandosi cioè a una condizione di "assenza della ventilazione").

+ significa "circondata da".
La disponibilità della ventilazione negli spazi chiusi naturalmente ventilati non è comunemente considerata buona.

La tabella mostra come il tipo di sorgente e la ventilazione modificano sostanzialmente il tipo di zona: una ventilazione con il grado di diluizione “Alto” e una buona disponibilità è in grado di ridurre drasticamente la classificazione. Una sorgente di grado continuo, che tipicamente sarebbe di zona 0, può ridursi a semplice zona 0 NE, e quindi con estensione trascurabile, con una ventilazione ottimale. Al contrario, in condizione di bassa diluizione e scarsa ventilazione, sono sempre associate le zone più pericolose, a dimostrazione del fatto che la capacità di disperdere i gas influisce tanto quanto la sorgente stessa: se la nube non viene opportunamente diluita in ambiente, essa permane per tempi prolungati e quindi verrà classificata come zona 0 o 1.

Per determinare invece l'estensione della zona si fa riferimento alla Figura 4.2 che illustra come essa dipende dalla portata caratteristica Q_c e dalla natura del rilascio (getto, diffusivo o gas pesante).

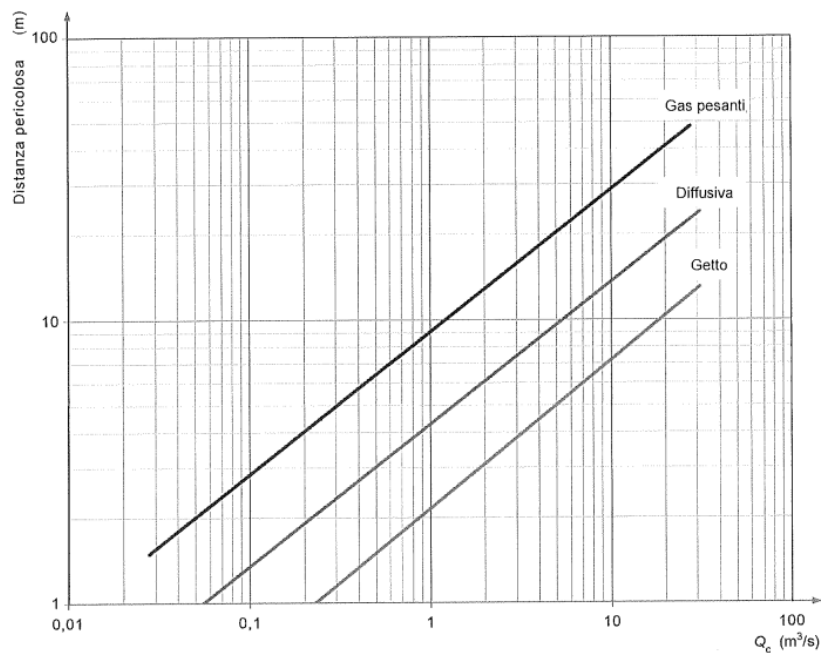


Figura 4.2 – Diagramma per la stima delle distanze pericolose [32].

Il gas pesanti rappresentano lo scenario più gravoso, infatti, a causa di una densità maggiore rispetto all'aria, essi tendono a stratificare verso il basso, opponendosi al miscelamento con l'aria. Per elevate portate di rilascio l'estensione può arrivare fino a diverse decine di metri più lontano rispetto alla sorgente.

4.1.2 API RP 505

L' API RP 505 è uno standard consolidato in Nord America, rivolta quasi esclusivamente al settore oil & gas, e fornisce le linee guida per la classificazione delle zone pericolose e la scelta ed installazione dei dispositivi elettrici in queste aree. Insieme alla IEC 600079 rappresenta lo standard più riconosciuti ed usati in ambito di una valutazione ATEX perché entrambe mirano a ridurre i rischi dovuti ad un'esplosione andando a classificare le aree in Zone 0, 1 o 2. Entrambe le norme infatti prevedono una classificazione delle aree in funzione della frequenza e della durata del rilascio, identificano le sorgenti di emissione e l'impatto che la ventilazione ha nella permanenza delle atmosfere esplosive. L'API RP 505 è una norma prescrittiva in quanto fornisce la classificazione e l'estensione della zona utilizzando scenari standardizzati. Invece di richiedere calcoli analitici complessi per ogni singolo punto di rilascio, lo standard mette a disposizione modelli

predefiniti, come quello mostrato in Figura 4.3 che stabiliscono l'estensione delle zone pericolose in base alla tipologia di apparecchiatura analizzata al tipo di ventilazione e se l'attrezzatura si trova o no in un'area all'aperto.

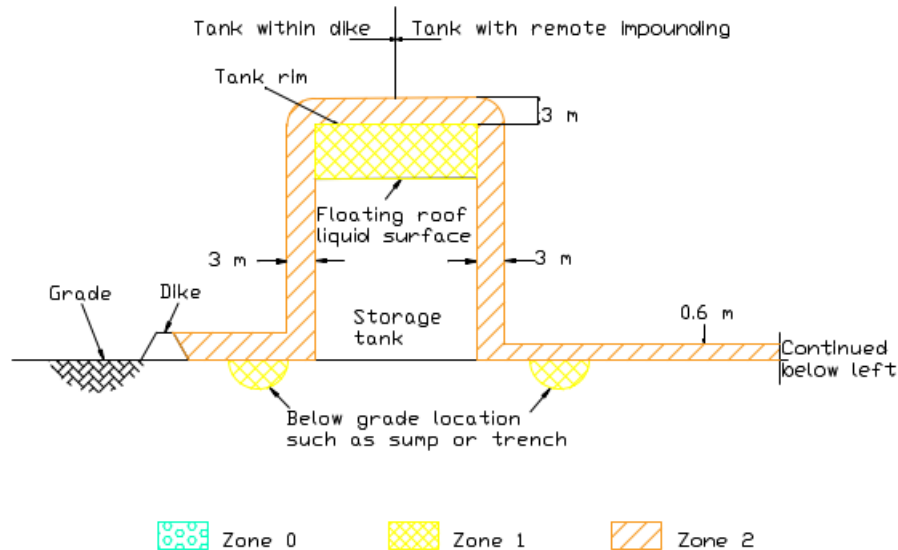


Figura 4.3 – Classificazione delle aree pericolose per serbatoio a tetto galleggiante. Rielaborazione basata su API RP 505 [33].

Si vede infatti che, per il serbatoio rappresentato in figura vengono fornite delle distanze fisse (3 metri sopra e lateralmente al tetto, e 0,6 metri sopra il livello del suolo nel bacino di contenimento), indipendentemente dai calcoli basati sul rilascio della sostanza stoccata. Questi valori sono determinati a priori dalla norma, in base all'esperienza ingegneristica nel settore Oil & Gas, rendendo la valutazione speditiva e cautelativa.

4.1.3 Differenze fra API RP 505 E CEI EN IEC 60079-10-1

Le differenze sostanziali, fra le due norme descritte, come anche mostrato in Tabella 4.6, risiedono in due particolari aspetti: il campo di applicazione ed il tipo di approccio. Seppur riferita al contesto dell'Oil & Gas e quindi adatto per essere applicata in un contesto come quello della bioraffineria, l'API RP 505 nasce come norma settoriale, a differenza della IEC che è uno standard rivolto all'industria globale, non solo a quella dell'Oil & Gas e ciò permette di avere un campo di

applicazione molto più ampio. La differenza più critica risiede nel tipo di approccio: l'API RP 505 fornisce la classificazione e l'estensione della zona utilizzando scenari standardizzati come quello mostrato in Figura 4.3. Questo approccio fornisce un'analisi semplificata rispetto a quello adottato dalla CEI EN IEC- 60079-10-1 che invece richiede una valutazione del rischio completa. Bisogna infatti determinare la classificazione basandosi sulla sorgente di emissione, sulla ventilazione, sul grado di dispersione e il calcolo della portata di rilascio, richiedendo calcolo specifici caso per caso aumentando la mole e la complessità del lavoro per avere però una maggiore precisione.

Tabella 4.6 – Confronto fra RP 505 e la IEC 60079-10

Criteria	API RP 505	IEC 60079-10
Origin & Application	Mainly used in North America, particularly in petroleum industries	Used globally, across multiple industries
Industry Focus	Oil & Gas only	Oil & Gas, Chemicals, Food, and other industries
Scope	Flammable gases and vapors	IEC 60079-10-1: Flammable gases and vapors IEC 60079-10-2: Combustible dust
Basis of Classification	Based on NFPA 70 (NEC Article 505)	Based on IEC principles, aligned with EU ATEX regulations
Use of National Codes	Integrates U.S. national codes such as NFPA 497 for gas classification	Refers to global industry codes but allows adaptation to national regulations
Classification Approach	Allows the use of both Division and Zone systems, providing flexibility in U.S. applications	Uses only the Zone system, harmonized with global explosion safety standards
Flammable Substance Handling	Focuses on petroleum facilities, often assuming hydrocarbon-based hazards	Covers a broader range of industries, including chemical plants and offshore installations
Documentation Requirements	Provides detailed tables for different petroleum-related scenarios	Requires comprehensive risk assessment documentation based on source of release and ventilation

4.2 Applicazione al caso studio

In questo paragrafo si vedrà l'applicazione pratica delle norme al caso studio raffigurato in Figura 2.6, in cui sono presenti 10 pompe e 2 serbatoi a tetto galleggiante. Quest'area risulta essere critica per la valutazione ATEX perché permette di effettuare un confronto per la classificazione delle aree pericolose,

applicando le norme CEI EN IEC 60070-10-1 e API RP 505. La scelta di diversificare le norme deriva dalla diversa natura del componente:

- Per le pompe è stata utilizzata la CEI EN IEC 60079-10-1, trattandosi di componenti con le sorgenti di emissione ben identificate, come le tenute meccaniche. L'applicazione di tale norma sarà mostrata nella sezione 4.2.1.
- Per i serbatoi invece si è scelto di adottare lo standard americano API RP 505, considerato un metodo speditivo e pragmatico adatto per i serbatoi che, essendo dotato di parecchi punti di emissione (valvole di sicurezza, sfiati), richiederebbero calcoli molto onerosi. L'applicazione di tale norma sarà mostrata nella sezione 4.2.2.

Il primo passo ha riguardato l'identificazione le sostanze infiammabili che si andranno a trattare in questa analisi, partendo dalla Tabella 2.3 in cui sono elencate tutte le sostanze infiammabili utilizzate nel presente lavoro di tesi, si è scelto di riportare in Tabella 4.7 solo quelle presenti specificatamente per la valutazione ATEX.

Tabella 4.7 – Sostanze infiammabili per la valutazione ATEX.

Attrezzatura	Sostanza trattata	Temp. di Flash-point (°C)	Temp. Operativa (°C)	Infiammabile (SI/NO)
P-01 – P-01/S	HVO Diesel	>56	35	NO
P-02 – P-02/S	HVO Nafta	<0	35	SI
P-03 – P-03/S	Offspec Pesante	>56	55	NO
P-04 – P-04/S	HVO Nafta	<0	35	SI
P-05 – P-05/S	SAF Product	<60	35	SI
T-01	SAF product	<60	35	SI
T-02	SAF product	<60	35	SI

4.2.1 Pompe

4.2.1.1 Sorgenti e grado di emissione

Definite le sostanze infiammabili, Lo step successivo è quello di definire il tipo di sorgenti di emissione. Nella presente analisi, le tenute meccaniche delle pompe saranno considerate sorgenti di secondo grado: non sono previste emissioni durante il funzionamento normale, ma sono prevedibili solo emissioni in caso di guasti. Considerando i valori riportati in Tabella 4.3 è stata considerata un'area del foro di 2,5 mm².

In tabella sottostante sono riportati a seconda del tipo di attrezzatura quali sono le sorgenti di rilascio, il grado la portata e la portata caratteristica, quest'ultima necessaria per il calcolo dell'estensione della zona, calcolate seguendo gli step seguiti nel paragrafo 4.1.1.2

Tabella 4.8 – Caratteristiche delle sorgenti di rilascio.

Attrezzatura	Sostanza trattata	Sorgente di rilascio	Grado di rilascio	Portata di rilascio [kg/s]	Portata caratteristica [m³/s]
P-01 – P-01/S	HVO Diesel	Tenuta doppia	Secondo	-	-
P-02 – P-02/S	HVO Nafta	Tenuta doppia	Secondo	0,056	1,31
P-03 – P-03/S	Offspec Pesante	Tenuta doppia	Secondo	-	-
P-04 – P-04/S	HVO Nafta	Tenuta doppia	Secondo	0,052	1,22
P-05 – P-05/S	SAF Product	Tenuta doppia	Secondo	0,007	0,077

4.2.1.2 Tipo di ventilazione

Successivamente si va a determinare il tipo di ventilazione. Nel presente caso studio, l'Area 1, situata all'aperto, è stata considerata come luogo privo di ostacoli

per la circolazione dell'aria: in accordo con la Tabella 4.4 si è adottata una velocità del vento pari a 0,25 m/s, valore riferito per le sorgenti di emissione da pozze. La disponibilità della ventilazione è stata classificata come “Buona”, data la capacità dell'ambiente di garantire una diluizione continua e costante.

4.2.1.3 *Grado di diluizione*

Lo step successivo è quello di determinare il grado di diluizione. Utilizzando il grafico riportato in Figura 4.1, si confronta la portata caratteristica di rilascio di ogni attrezzatura, riportata in Tabella 4.8 con la velocità di ventilazione (velocità del vento) stabilita nel paragrafo 4.2.1.2. Incrociando tali valori si vede che ricadono tutti nell'area identificata come “*Diluizione Media*”.

4.2.1.4 *Estensione e tipo di Zona*

Determinati tutti i parametri descritti nei paragrafi precedenti si può stabilire il tipo di zona. La norma infatti fornisce una tabella (Tabella 4.5) in cui il tipo di zona dipende dal grado di emissione della sorgente, il grado di diluizione e la disponibilità della ventilazione. Per determinare invece l'estensione della zona si fa riferimento alla Figura 4.2 che illustra come essa dipende dalla portata caratteristica Q_c e dalla natura del rilascio (getto, diffusivo o gas pesante).

La Tabella 4.9 riporta per ogni componente il tipo di zona, grado di diluizione e l'estensione:

Tabella 4.9 – Elenco del grado di diluizione, tipo di zona ed estensione per ogni attrezzatura dell'area.

Attrezzatura	Sostanza	Grado di Diluizione	Tipo di zona	Estensione orizzontale [m]
P-01 – P-01/S	HVO Diesel	Medio	-	-
P-02 – P-02/S	HVO Nafta	Medio	Zona 2	13
P-03 – P-03/S	Offspec Pesante	Medio	-	-
P-04 – P-04/S	HVO Nafta	Medio	Zona 2	13
P-05 – P-05/S	SAF Product	Medio	Zona 2	8

Rispetto ai risultati ottenuti si possono fare le seguenti considerazioni:

- P-01, P-01/S, P-03, P-037S: Le pompe, non trattando sostanze infiammabili nelle condizioni di processo, non sono soggette a classificazione ATEX, semplificando la scelta dei componenti da usare.
- P-02, P-02/S, P-04, P-04/S: Le zone associate alle pompe sono state classificate come Zona 2, visto il tipo di grado di rilascio, l'atmosfera esplosiva non è prevista durante il normale funzionamento, ma solo in caso di guasto alla doppia tenuta meccanica. L'estensione di 13 m è dovuta all'elevata volatilità della nafta, la temperatura di flash point significativamente bassa significa che a temperatura ambiente emette costantemente vapori infiammabili.
- P-05, P-05/S: Le zone hanno un'estensione più contenuta rispetto al caso precedente a causa di una minore portata caratteristica. Essendo Q_c direttamente proporzionale al rateo di evaporazione W_e e quest'ultimo essendo a sua volta direttamente proporzionale alla tensione di vapore, l'impiego di sostanze con p_v inferiore riduce la quantità di vapori emessi, limitando di conseguenza l'estensione della zona classificata.

I risultati ottenuti dimostrano l'importanza della ventilazione: la diluizione “*Media*” infatti questa fa sì che le zone siano classificate almeno come Zona 2 e non Zona 0 o 1, quindi, in caso di rilascio accidentale, l'atmosfera esplosiva viene dissipata rapidamente, impedendo accumuli pericolosi di gas.

I risultati qui ottenuti definiscono la natura teorica delle zone (tipo ed estensione). Tuttavia, la classificazione finale non si limita a un numero o a una distanza, ma si concretizza nella mappatura grafica dell'area: nel paragrafo 4.2.3, questi dati verranno trasposti in planimetria. Questa fase è cruciale perché permetterà di visualizzare le possibili sovrapposizioni delle zone tra pompe adiacenti e serbatoi, definendo l'area entro il quale ogni apparecchiatura elettrica dovrà essere certificata ATEX.

4.2.2 Serbatoi

Per la classificazione dei serbatoi T-01 e T-02 è stata usata la norma API RP 505. Nello specifico è stato usato proprio il modello presente in Figura 4.3 relativo a un serbatoio a tetto galleggiante, all'aperto con ventilazione “buona”, coerentemente con quanto stabilito per le pompe.

4.2.3 Classificazione delle aree

La Figura 4.4 con relativa legenda (Tabella 4.10) mostra i risultati di tutto lavoro svolto, ovvero la classificazione delle zone pericolose, associate alla classe di temperatura e gruppo gas, applicando in maniera congiunta le due norme.

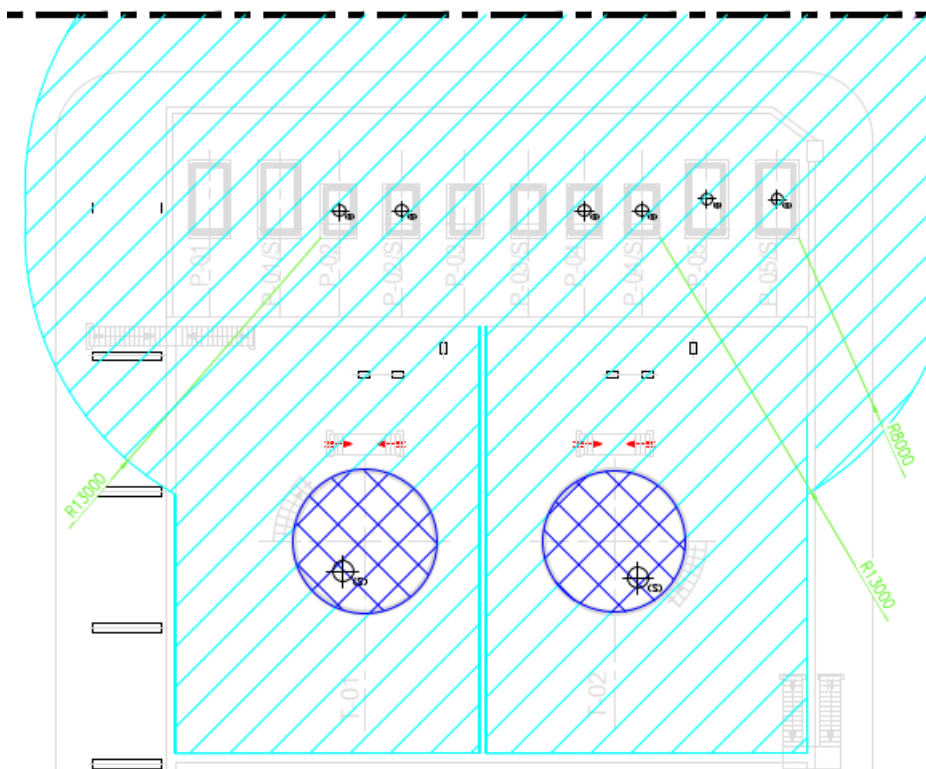


Figura 4.4 – Classificazione delle aree pericolose dell'Area 1.

Tabella 4.10 – Legenda per la classificazione delle aree pericolose.

SIMBOLO	DESCRIZIONE
	SORGENTE DI EMISSIONE SECONDARIA
	ZONA 1 IAT3
	ZONA 2 IAT3

La planimetria evidenzia come le estensioni (R1300 = 13m, R8000 = 8m) si sovrappongono alle infrastrutture circostanti e fra di loro definendo i requisiti per le apparecchiature elettriche che devono essere rigorosamente certificate di classe IIA T3. Lo spazio interno ai serbatoi viene classificato come Zona 1 dove la presenza di atmosfere pericolose è probabile che si verifichi occasionalmente durante il normale funzionamento. Esternamente invece la zona è stata classificata come Zona 2 ovvero un'area in cui la presenza di un'atmosfera esplosiva risulti

improbabile durante il normale funzionamento, se non appunto in presenza di guasto.

4.3 Considerazioni sulla valutazione ATEX

La valutazione ATEX condotta sull'Area 1 ha permesso di definire la classificazione delle aree a rischio di esplosione basandosi sull'integrazione di due standard differenti, evidenziando come la scelta della norma sia una decisione ingegneristica con impatti diretti sulla sicurezza dell'impianto. L'applicazione della CEI EN IEC 600079-10-1 per le 10 pompe ha garantito un approccio analitico e puntuale, permettendo di mappare le zone pericolose (Zona 2 con estensione di 8m e 13 m) sulla base delle portate di rilascio calcolate. Tuttavia, questa precisione ha richiesto una conoscenza molto dettagliata del processo, per questa ragione su alcuni parametri, come il tempo di intervento T_{int} si è fatto ricorso a linee guida come la Guida CEI 31-35, che forniscono degli esempi concreti dell'applicazione della norma, con annessi parametri.

Parallelamente l'adozione dell'API RP 505 per i serbatoi a tetto galleggiante ha risposto alla necessità di un metodo speditivo e pragmatico per componenti caratterizzati da una molteplicità di punti di emissione. L'analisi critica condotta evidenzia però un importante "*trade off*": se da un lato lo standard semplifica i calcoli in fase progettuale, dall'altro tende ad essere conservativo. Se si fosse scelto di estendere l'approccio API anche alle pompe, i risultati avrebbero portato ad una classificazione meno rappresentativa del caso reale.

4.4 Dimensionamento del sistema di Rilevamento Fire and Gas

Seguendo l'approccio integrato illustrato in Figura 3.2, la classificazione delle aree pericolose costituisce un requisito obbligatorio e fondamentale ma non sufficiente. Sebbene la valutazione ATEX operi sulla prevenzione limitando le fonti d'innesco (uno dei tre elementi necessari per l'esplosione insieme a combustibile e ossidante) essa non è in grado di gestire la causa primaria, ovvero il rilascio accidentale della sostanza. Proprio per sopperire a tale limite, è necessario l'implementazione di

sistemi di monitoraggio attivo in grado di rilevare tempestivamente la fuoriuscita di gas e, interfacciandosi con i sistemi di protezione attiva e/o ESD, riescano a mitigare o eliminare tale rischio. In questo contesto l'attività di ingegneria per il dimensionamento di sistemi di rilevamento Fire & Gas è indispensabile e risulta essere una barriera di protezione necessaria: in una bioraffineria infatti, il rilascio, a seconda della natura della sostanza, può portare a tre scenari differenti: incendio, esplosione o contaminazione tossica. Di conseguenza l'efficacia del sistema di rilevazione ed allarme non dev'essere valutata solo in ottica ATEX, ma come misura di difesa integrata anche contro il rischio incendio. Nei paragrafi successivi, verrà inizialmente analizzato il funzionamento del sistema ed il quadro normativo di riferimento, successivamente verranno mostrati i criteri di progettazione adottati per il posizionamento dei rilevatori gas infiammabili, gas tossici e fiamme in funzione delle caratteristiche chimico-fisiche delle sostanze ed in funzione della configurazione del sito. L'intero dimensionamento sarà poi applicato alla Zona 2 (Figura 2.7) dell'Area 1 del parco Generale serbatoi.

4.4.1 Funzioni del sistema e quadro normativo

Un sistema di rilevazione svolge 3 funzioni interconnesse fra di loro:

- Monitoraggio: Rileva l'insorgenza di incendi o il rilascio di gas potenzialmente pericolosi.
- Protezione attiva: Invia tempestivamente segnali ad altri sistemi di protezione come i sistemi ESD e/o sistemi antincendio in modo da ridurre al minimo le conseguenze degli scenari pericolosi.
- Allarme: Sistema di allarme sonoro e visivo in grado di avvisare il personale in caso di incendio o di accumulo pericoloso di gas.

L'obbligatorietà di ridurre il rischio legato al rilascio di sostanze tossiche o infiammabili, con conseguente rischio esplosione, incendio e tossico, viene sancita all'interno del decreto 81/2008 sulla sicurezza dei lavoratori.

L'articolo 225 stabilisce che «Il datore di lavoro, sulla base dell'attività e della valutazione dei rischi di cui all'articolo 223, provvede affinché il rischio sia

eliminato o ridotto mediante la sostituzione, qualora la natura dell'attività lo consenta, con altri agenti o processi che, nelle condizioni di uso, non sono o sono meno pericolosi per la salute dei lavoratori. Quando la natura dell'attività non consente di eliminare il rischio attraverso la sostituzione il datore di lavoro garantisce che il rischio sia ridotto mediante l'applicazione delle seguenti misure da adottarsi nel seguente ordine di priorità:

- a) progettazione di appropriati processi lavorativi e controlli tecnici, nonché uso di attrezzature e materiali adeguati;
- b) appropriate misure organizzative e di protezione collettive alla fonte del rischio;
- c) misure di protezione individuali, compresi i dispositivi di protezione individuali, qualora non si riesca a prevenire con altri mezzi l'esposizione;
- d) sorveglianza sanitaria dei lavoratori a norma degli articoli 229 e 230»[13].

Per la prevenzione antincendio il decreto 81/2008 prevede, secondo l'articolo 46: «Nei luoghi di lavoro soggetti al presente decreto legislativo devono essere adottate idonee misure per prevenire gli incendi e per tutelare l'incolumità dei lavoratori»[13].

Per quanto riguarda la segnaletica di allarme l'articolo 226 sancisce che: « 4. Il datore di lavoro adotta le misure necessarie per approntare sistemi d'allarme e altri sistemi di comunicazione necessari per segnalare tempestivamente l'incidente o l'emergenza»[13].

4.4.2 Zone F&G

Il primo step per effettuare la progettazione dei sistemi di rilevazione è identificare e definire le zone F&G: sono delle zone d'impianto in cui la potenziale formazione di atmosfere esplosive, tossiche o asfissianti, richiede l'attivazione tempestiva dei sistemi di protezione attiva come gli impianti a pioggia e i segnali di allarme acustici e visivi per il personale. Ogni zona individuata risulta essere indipendente dalle altre zone, in modo da garantire un isolamento tempestivo in caso di necessità.

4.4.3 Rilevazione Gas

I sistemi di rilevamento gas hanno il compito di monitorare in maniera continuativa gli ambienti dove può esserci la presenza di gas o vapori infiammabili e/o tossici e devono avvisare qualora la loro concentrazione superi una soglia prestabilita. Questi dispositivi quantificano la concentrazione delle sostanze rilevate misurando:

- ppm (parti per milione) per i gas tossici.
- %LIE (limite inferiore di esplosività) per gas o vapori infiammabili.

I rilevatori comandano l'attivazione dei sistemi di *Emergency Shutdown* e sistemi di depressurizzazione, andando a limitare la quantità di sostanza rilasciata.

La progettazione di un sistema di rilevamento, che comprende la selezione della tecnologia del sensore ed il posizionamento strategico, sono disciplinate a livello internazionale dalle norme IEC 60079-29, in particolar modo:

- IEC 60079-29-1: definisce i requisiti di prestazione per i rilevatori di gas infiammabili.[37]
- IEC 60079-29-2: fornisce le linee guida pratiche per la selezione, l'installazione, l'uso e la manutenzione dei rilevatori di gas infiammabili e ossigeno [38].
- IEC 60079-29-3: fornisce le linee guida per la sicurezza funzionale dei sistemi fissi di rilevazione gas in atmosfere esplosive, specificando come progettare e installare questi sistemi [39].

L'installazione dei sensori, per tipologia, numero e posizionamento deve quindi garantire:

- Monitoraggio continuo di rilasci.
- Rilevamento precoce delle sostanze pericolose.
- Monitoraggio della migrazione e della diffusione dei gas all'interno dell'impianto e verso aree naturalmente ventilate.
- Protezione dei confini delle aree non pericolose.

4.4.3.1 Installazione dei rilevatori gas infiammabili

Questi tipi di rilevatori monitorano la presenza di gas o vapori esplosivi misurando la concentrazione in percentuale del Limite Inferiore di Esplosività. A seconda del tipo di tecnologia possono essere:

- Rilevatori ad infrarossi: dispositivi che misurano l'assorbimento della radiazione infrarossa attraverso un volume di gas[40].
- Rilevatori catalitici: dispositivi il cui funzionamento si basa sull'ossidazione del gas che, producendo calore, modifica la resistenza interna che a sua volta viene misurata per determinare la concentrazione del gas pericoloso [41].
- Rilevatori ad ultrasuoni: dispositivi che utilizzano sensori acustici per rilevare il rumore ad alta frequenza generato dalla perdita di gas[42].

Il posizionamento dei rilevatori deve tener conto di diversi fattori quali:

- Le sorgenti di perdita: Identificazione dei punti in cui è più probabile la perdita di gas.
- Le proprietà chimico-fisiche: La densità e la composizione influenzano l'altezza di installazione.
- La geometria dell'area.
- Condizioni meteo: La direzione e velocità del vento influenzano il percorso della nube di gas infiammabili.
- Condizioni ambientali.
- Accesso per la manutenzione: Questi dispositivi devono essere facilmente raggiungibili per essere calibrati e per effettuare operazioni di manutenzione.

L'altezza di installazione è definita in base alla densità del gas rispetto all'aria in modo tale che il rilevatore possa intercettare il gas dov'è più probabile che si accumuli. Per i gas più leggeri dell'aria (densità relativa $< 0,9$) il posizionamento dev'essere effettuato a 1,5/ 2 m al di sopra della possibile sorgente di rilascio, invece per i gas più pesanti dell'aria (densità relativa $> 1,1$) il posizionamento del rilevatore dev'essere 0,5 m sopra il livello del suolo. I gas con densità neutra invece neutra il

dispositivo deve trovarsi a 1,5 metri sopra il livello del suolo, quindi ad altezza uomo.

Oltre al corretto posizionamento fisico, l'efficacia di rilevazione dipende anche dall'applicazione di una logica di votazione appropriata che serve a ridurre l'inaffidabilità del sistema e a ridurre l'indisponibilità dell'impianto, in modo da limitare i falsi allarmi che possono causare *shutdown* indesiderati.

4.4.3.2 *Installazione dei rilevatori gas tossici*

La rilevazione dei gas tossici avviene mediante dispositivi diversi rispetto a quelle utilizzate per i gas infiammabili, a causa della diversità delle soglie di rischio. Così come anche specificato nella norma IEC 60079-29-2, alcune sostanze, come per esempio l'ammoniaca o il monossido di carbonio che risultano essere infiammabili presentano però dei livelli di tossicità critica a concentrazioni ridotte, non rilevabili però dai dispositivi per i gas infiammabili. Proprio per questa ragione c'è la necessità di distinguere la rilevazione fra gas tossici e infiammabili. Inoltre esistono molte sostanze, come il cloro o il solfuro di idrogeno che sono estremamente tossiche ma non infiammabili e quindi c'è la necessità di prevedere un sistema di rilevamento dedicato.

Tuttavia, sulla base delle caratteristiche chimico-fisiche delle sostanze analizzate nell'area 2, ma anche in generale in tutto il limite di batteria dello studio svolto, non si riscontra la presenza di tali rischi; per questa ragione non è prevista l'installazione di rilevatori e allarmi per il rischio tossico.

4.4.4 Rilevazione incendio

Parallelamente ai sistemi di monitoraggio gas, dev'essere previsto anche un sistema di rilevazione incendio. Questo sistema, così come anche quello per il gas, deve garantire l'identificazione tempestiva del pericolo e l'attivazione immediata delle procedure di emergenza che comprendono la segnalazione acustica e visiva per il personale e l'attivazione dei sistemi di protezione attiva analizzati nel prossimo paragrafo.

La progettazione dei sistemi antincendio è regolamentata dalla serie di norme ISO 7240, in particolare:

- Rilevatori di fumo: sono regolamentati dalla norma ISO 7240-7 [43], per i modelli puntiformi, mentre la ISO 7240-12 [44] per i modelli lineari a raggio ottico. Questi dispositivi sono molto rapidi nel rilevare incendi ma sono adattati solo ad ambienti chiusi, inoltre, in aree aperte, la dispersione del fumo potrebbe causare frequenti falsi allarmi. Nel presente lavoro, trovandoci in un ambiente all'aperto, questi rilevatori non verranno considerati.
- Rilevatori di calore: sono dispositivi che rilevano la presenza di un incendio, misurando l'aumento di temperatura. Esistono due tipi di dispositivi: rilevatori di calore puntiformi (ISO 7240-5 [45]) e quelli lineari, che si dividono a sua volta in ripristinabili (ISO 7240-31[46]) e non ripristinabili (ISO 7240-32[47]).
- Rilevatori di fiamma: dispositivi che sono in grado di rilevare l'incendio basandosi sulla temperatura e il movimento dell'aria, garantendo una risposta molto rapida. Sono regolamentati dalla ISO 7240-10 [48].

Il sistema di rilevazione è costituito anche dai punti di chiamata manuale: sono dispositivi che permettono l'attivazione manuale dell'allarme in caso di emergenza. La norma ISO 7240-11 [49] definisce le caratteristiche costruttive, invece la norma italiana UNI 9795 [50], sia per i punti di chiamata manuali, sia per i rilevatori, stabilisce i criteri di posizionamento per garantire la massima tempestività di intervento. I pulsanti devono essere posizionati ad un'altezza di 1,4 m e disposti in modo che la distanza massima di percorrenza per raggiungerne uno non superi i 30 metri da qualsiasi punto dell'area.

Infine il sistema di rilevazione è completato dalla presenza dei pulsanti di manuali per le valvole a diluvio. Questi dispositivi consentono l'attivazione immediata del sistema antincendio, indipendentemente dal rilevamento automatico e, così come i pulsanti manuali di chiamata, anch'essi devono trovarsi in punti strategici, come lungo le strade e in posti facilmente accessibili.

4.4.5 Sistema di allarme

Il sistema di rilevazione gas e incendio è strettamente legata alla presenza di dispositivi acustici e sonori di segnalazione del pericolo: l'eventuale fuoriuscita di gas o la presenza di un incendio, dev'essere tempestivamente segnalata mediante gli appositi dispositivi. L'area sarà equipaggiata con dispositivi conformi ai requisiti minimi imposti dalla direttiva 92/58/CEE [51].

I criteri di installazione applicati includono:

- Il posizionamento e il numero dei dispositivi sono determinati dall'estensione dell'area e dall'entità dei rischi presenti.
- Il segnale acustico dev'essere udibile in tutti i locali di lavoro e il livello sonoro dev'essere superiore al rumore di fondo. In ambienti molto rumorosi dev'essere accompagnato da dispositivi di segnalazione visiva.
- La segnaletica dev'essere posizionata in punti strategici e chiaramente visibile come le vie di esodo.
- I segnali che richiedono una fonte di alimentazione devono avere un sistema di alimentazione di emergenza in caso di improvvisa interruzione di energia.

Per la segnaletica visiva sono stati usati questi colori:

- Pericolo gas infiammabili: La segnalazione visiva di colore blu, è stato utilizzato per distinguere il rischio di gas infiammabili dalla segnaletica antincendio.
- Pericolo gas tossici: Segnalazione visiva di colore giallo.
- Pericolo incendio: colore blu.

4.5 Applicazione al caso studio

In questo paragrafo viene illustrata l'applicazione pratica della metodologia di lavoro descritta in precedenza per il dimensionamento dei sistemi di rilevazione gas e incendio e relativi sistemi di allarmi. Al fine di ottimizzare le risorse disponibili, il progetto prevede l'integrazione dei sensori per gas infiammabili già esistenti con i nuovi, mentre i sistemi di rilevazione incendio e allarmi sono stati progettati integralmente da zero. L'analisi si concentra specificatamente sulla Zona 2 del

parco Generale Serbatoi (Figura 2.7), un'area caratterizzata dalla presenza di due serbatoi a tetto galleggiante destinati allo stoccaggio di HVO Diesel e HVO Nafta. La scelta di questo specifico settore risulta particolarmente significativa per comprendere come i criteri di progettazione e posizionamento dei rilevatori cambi in base alla tipologia di sostanza trattata, se è infiammabile o no.

4.5.1 Zone F&G

Per la Zona 2 sono state individuate due distinte zone F&G, mostrate in Figura 4.5 posizionate in corrispondenza dei due bacini di contenimento dei serbatoi, in modo tale da monitorare in modo puntuale le criticità di ciascun bacino assicurando che le contromisure siano attivate in modo specifico per l'area effettivamente interessata dall'evento pericoloso.

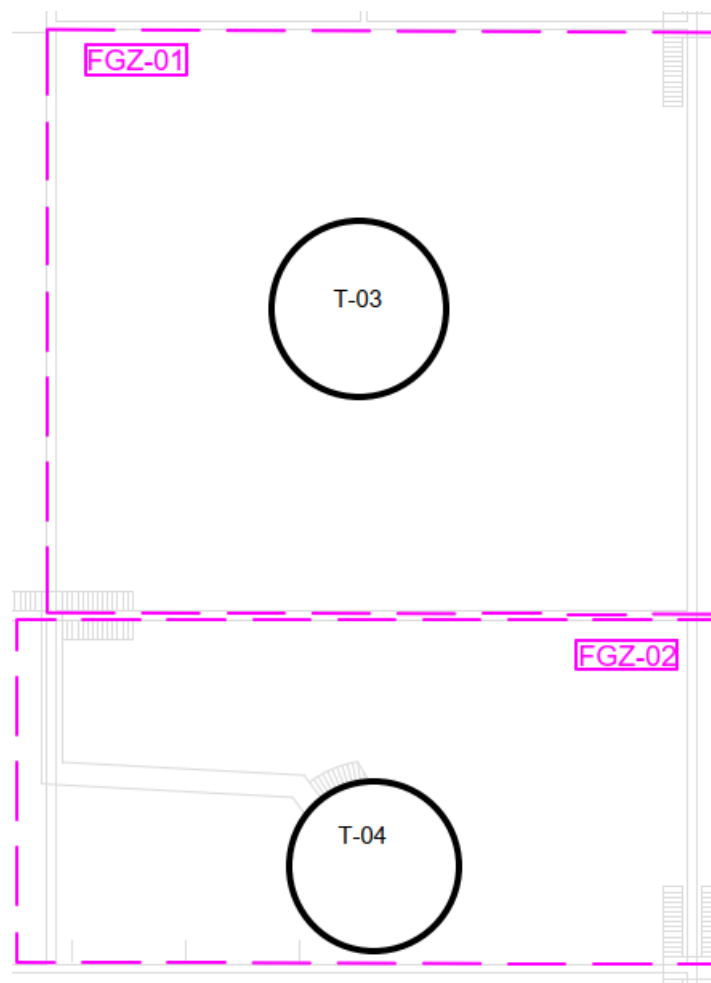


Figura 4.5 – Zone F&G identificate per l'area 2.

4.5.2 Sistema di rilevazione gas infiammabili

L'applicazione pratica dei criteri citati nel paragrafo 4.4.3.1 è illustrata in Figura 4.6 e in Tabella 4.11 è riportata la relativa legenda. Trattandosi di un progetto di riconversione, la strategia di installazione combina i nuovi dispositivi con quelli già presenti catalitici. I nuovi rilevatori di gas saranno posizionati in prossimità dei tank nei punti in cui la probabilità di perdita è maggiore, come in prossimità di valvole o flange. Non avendo la posizione specifica, il loro posizionamento in figura è indicativo.

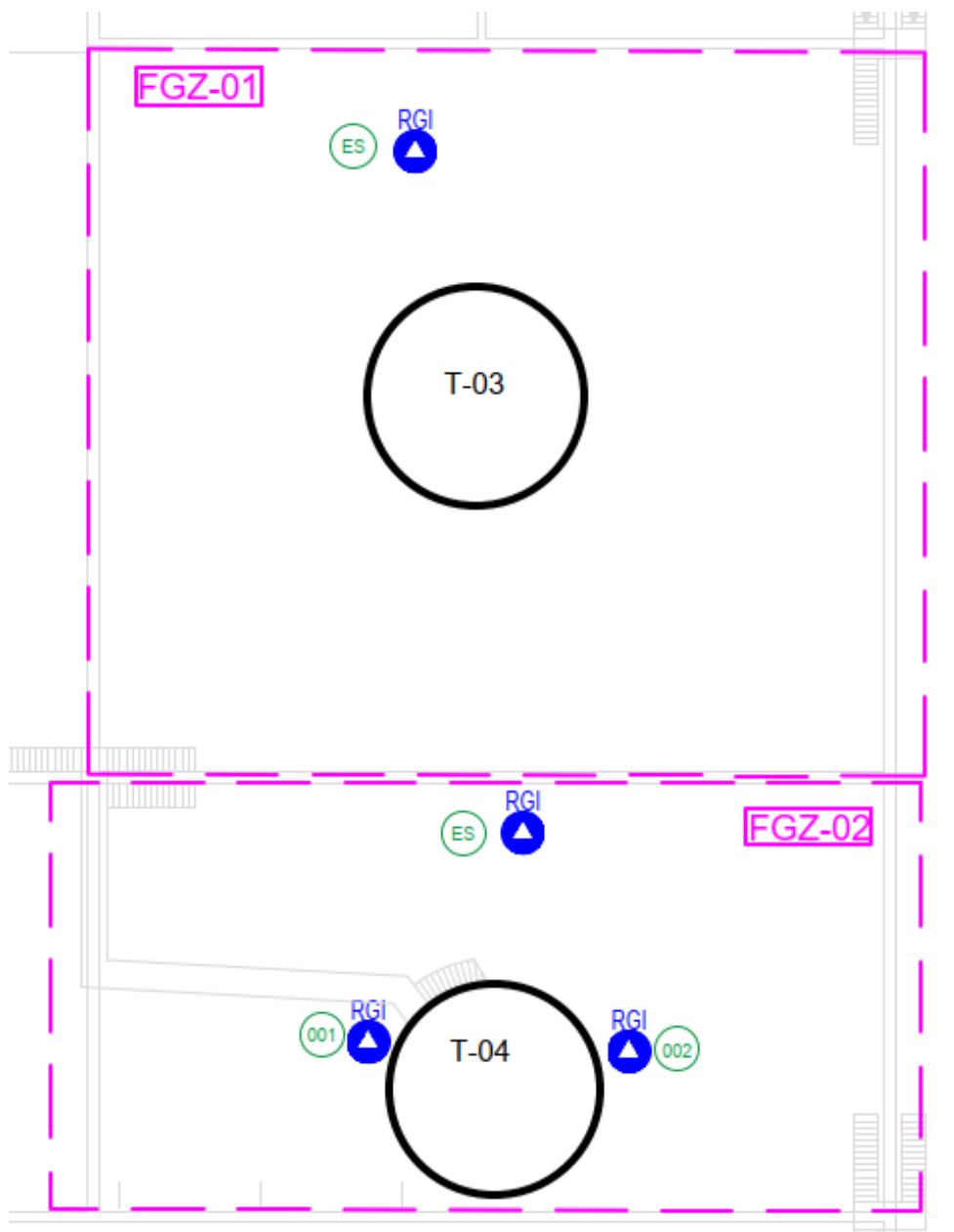


Figura 4.6 – Sistema di rilevazione gas infiammabili Zona 2.

Tabella 4.11 Legenda relativa la sistema di rilevazione gas infiammabili.

SIMBOLO	DESCRIZIONE
	RILEVATORI DI GAS INFIAMMABILE
	RILEVATORE ESISTENTE
	NUMERO DI RIFERIMENTO PER I NUOVI RILEVATORI
	ZONE F&G

Dall'analisi dei layout si possono trarre le seguenti considerazioni:

- Zona FGZ-01 (serbatoio T-03): In quest'area non sono stati installati nuovi sensori in quanto la sostanza stoccata, HVO Diesel, nelle condizioni di progetto, non è stata considerata come sostanza infiammabile. È presente solo il rilevatore catalitico esistente che è stato mantenuto per una politica più cautelativa e conservativa.
- Zona FGZ-02 (serbatoio T-04): in quest'area la sostanza stoccata è infiammabile, per questa ragione sono previsti 3 rilevatori, per soddisfare la logica di votazione 2003. Sono stati implementati 2 rilevatori nuovi in quanto era già presente il rilevatore esistente catalitico.

La figura mostra come, i rilevatori esistenti, riferiti quindi alla vecchia configurazione dell'impianto, non seguano i criteri di posizionamento strategico spiegati precedentemente.

Le specifiche di ciascun dispositivo, inclusi i riferimenti alla strumentazione protetta, le altezze di installazione e le zone di appartenenza sono mostrate in tabella sottostante.

Tabella 4.12 – Specifiche progettuali per ogni rilevatore gas infiammabile.

REF. No.	DESCRIZIONE DEL DISPOSITIVO	AREA DI RIFERIMENTO	NUOVO/ESISTENTE	ELEVAZIONE	ATTREZZATURA PROTETTA	SOSTANZA STOCCATA
ES	RILEVATORI DI GAS INFIAMMABILE	FGZ-01	ESISTENTE	+0,5 m	T-03	HVO DIESEL
ES	RILEVATORI DI GAS INFIAMMABILE	FGZ-02	ESISTENTE	+0,5 m	T-04	HVO NAFTA
001	RILEVATORI DI GAS INFIAMMABILE	FGZ-02	NUOVO	+0,5 m	T-04	HVO NAFTA
002	RILEVATORI DI GAS INFIAMMABILE	FGZ-02	NUOVO	+0,5 m	T-04	HVO NAFTA

4.5.3 Sistema di rilevazione incendio

La Figura 4.7 mostra i risultati del dimensionamento del sistema di rilevazione incendio e la Tabella 4.13 ne mostra la legenda.

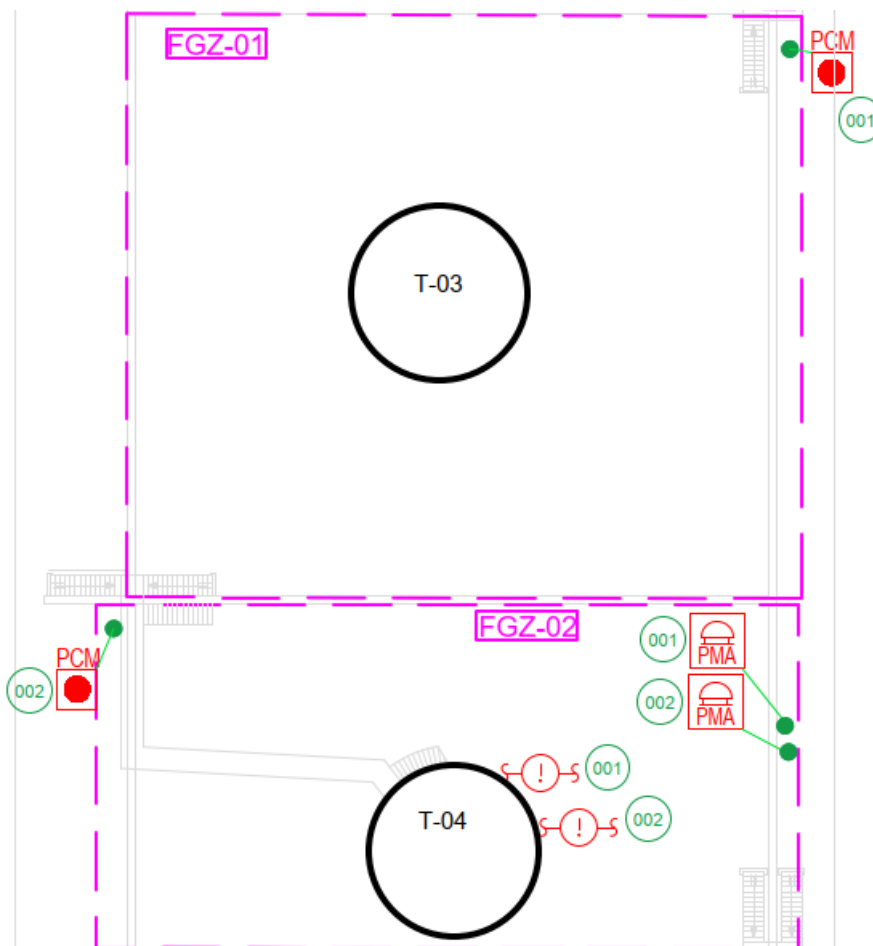







Figura 4.7 – Sistema rilevazione incendio per la Zona 2.

Tabella 4.13 – Legenda relativa al sistema antincendio.

SIMBOLO	DESCRIZIONE
	RILEVATORI DI CALORE LINEARI
	PUNTO DI CHIAMATA MANUALE
	PULSANTE MANUALE PER L'ATTIVAZIONE DELLA VALVOLA A DILUVIO
	NUMERO DI RIFERIMENTO PER I NUOVI RILEVATORI
	ZONE F&G

Dall'analisi dei layout si possono trarre le seguenti considerazioni:

- FGZ 01 (Tank T-03): così come analizzato nel caso della rilevazione gas, la zona è caratterizzata dall'assenza di gas infiammabili che porta a non avere nessun tipo di rilevatori antincendio. Il pulsante manuale di chiamata è stato posizionato in modo tale che un operatore possa raggiungerlo percorrendo al massimo 30 metri. Inoltre, per essere facilmente raggiungibili tutti i pulsanti sono stati posizionati in prossimità delle scale di accesso ai bacini e/o prossimità della strada in modo tale che anche il personale all'interno del bacino di contenimento abbia la possibilità di attivare tempestivamente l'allarme.
- FGZ – 02 (Tank 04): l'attrezzatura tratta la sostanza infiammabile, quindi è stata prevista l'installazione di 2 cavi termosensibili la cui altezza di installazione dipende dalla geometria del tank. Sebbene i rilevatori di fiamma offrano risposte rapide, in quest'area non sono stati considerati in a causa del congestionamento e dell'ostruzione del cono di visione. Nell'area è prevista anche la presenza di due pulsanti manuali di attivazione della valvola a diluvio e anche di un punto di chiamata manuale.

In generale è prevista l'installazione di almeno un PCM per ogni zona indipendentemente dalla presenza di rilevazione automatica. Inoltre, per

minimizzare i falsi allarmi, è stata adottata una configurazione di voto 2oo2 per il sistema di rilevazione lineare.

Le specifiche di ciascun dispositivo, inclusi i riferimenti alla strumentazione protetta, le altezze di installazione e le zone di appartenenza sono mostrate in tabella sottostante.

Tabella 4.1.4 – Specifiche progettuali per il sistema rilevazione incendio

REF. No.	DESCRIZIONE DEL DISPOSITIVO	AREA DI RIFERIMENTO	NUOVO/ ESISTENTE	ELEVAZIONE	ATTREZZATURA PROTETTA	SOSTANZA STOCCATA
001	RILEVATORE DI CALORE LINEARE	FGZ-02	NUOVO	TETTO DEL TANK FLOTTANTE 5 m	T-03	HVO NAFTA
002	RILEVATORE DI CALORE LINEARE	FGZ-02	NUOVO	5 m	T-03	HVO NAFTA
001	PUNTO DI CHIAMATA LINEARE	FGZ-01	NUOVO	1,4 m	T-02	-
002	PUNTO DI CHIAMATA LINEARE	FGZ-02	NUOVO	1,4 m	T-03	-
001	PULSANTE MANUALE PER L'ATTIVAZIONE DELLA VALVOLA A DILUVIO	FGZ-02	NUOVO	1,5 m	T-03	-
002	PULSANTE MANUALE PER L'ATTIVAZIONE DELLA VALVOLA A DILUVIO	FGZ-02	NUOVO	1,5 m	T-03	-

4.5.4 Sistema di allarmi

In figura sottostante è rappresentato il *layout* del sistema di allarmi.

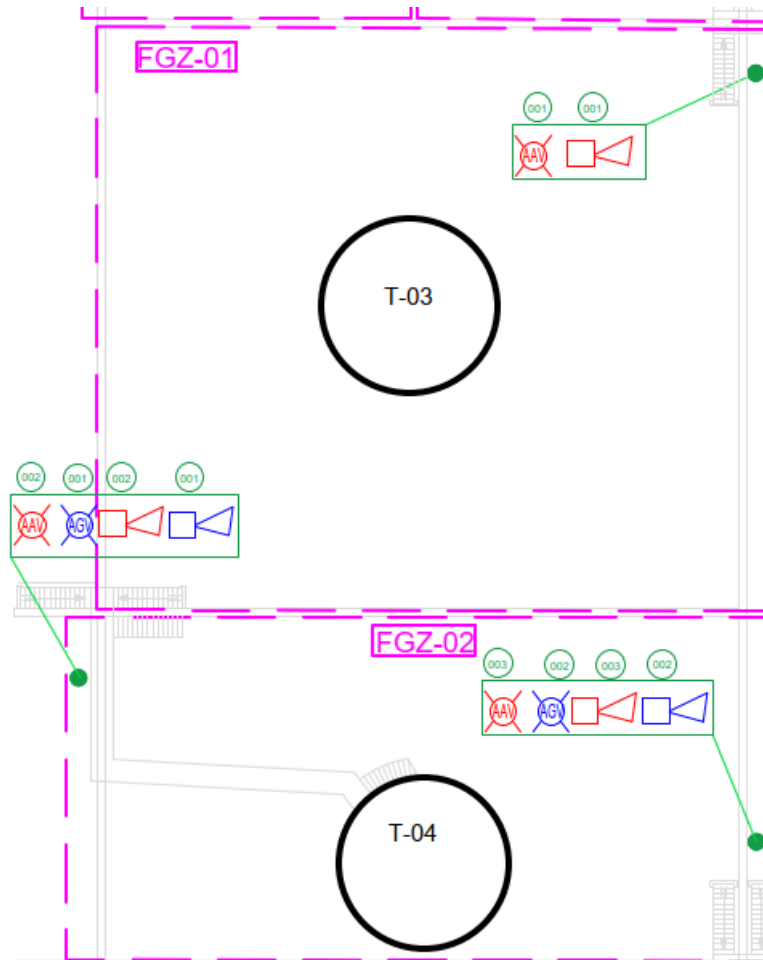








Figura 4.8 – Sistema allarme per l'area 2.

Tabella 4.15 - Legenda relativa al sistema allarme.

SIMBOLO	DESCRIZIONE
	ALLARME ANTICENDIO VISIVO
	ALLARME GAS VISIVO
	ALLARME ANTICENDIO ACUSTICO
	ALLARME GAS ACUSTICO
	NUMERO DI RIFERIMENTO PER I NUOVI ALLARMI
	ZONE F&G

Dalla Figura 4.8 si possono trarre le seguenti indicazioni:

- Zona F&G 1: in quest'area non è prevista l'installazione di allarmi gas, in quanto sono stoccate nei serbatoi sostanze non infiammabili. Tuttavia a scopo cautelativo, è stato previsto un sistema di allarme antincendio, per avvisare il personale di eventuali rischi legati alla propagazione di un eventuale incendio proveniente dalle altre zone del parco serbatoi.
- Zona F&G 2: la figura mostra la presenza di due dispositivi di allarme acustici e due sonori (distribuiti fra segnalazioni incendio e gas) rispettando così la politica di garantire almeno 2 gruppi di allarmi visivi e acustici per ogni F&G.

Di sotto, in Tabella 4.16, sono riportate tutte le specifiche legate al sistema di allarmi.

Tabella 4.16 – Specifiche progettuali per il sistema di allarmi.

REF. No.	DESCRIZIONE DEL DISPOSITIVO	AREA DI RIFERIMENTO	NUOVO/ ESISTENTE	ELEVAZIONE	ATTREZZATURA PROTETTA	SOSTANZA STOCCATA
001	ALLARME GAS VISIVO	FGZ-02	NUOVO	2,4 m	T-04	HVO NAFTA
001	ALLARME GAS SONORO	FGZ-02	NUOVO	2,4 m	T-04	HVO NAFTA
002	ALLARME GAS SONORO	FGZ-02	NUOVO	2,4 m	T-04	HVO NAFTA
001	ALLARME ANTICENDIO VISIVO	FGZ-01	NUOVO	2,4 m	T-03	HVO DIESEL
002	ALLARME ANTICENDIO VISIVO	FGZ-02	NUOVO	2,4 m	T-04	HVO NAFTA
003	ALLARME ANTICENDIO VISIVO	FGZ-02	NUOVO	2,4 m	T-04	HVO NAFTA
001	ALLARME ANTICENDIO SONORO	FGZ-01	NUOVO	2,4 m	T-03	HVO DIESEL
002	ALLARME ANTICENDIO SONORO	FGZ-02	NUOVO	2,4 m	T-04	HVO NAFTA
003	ALLARME ANTICENDIO SONORO	FGZ-02	NUOVO	2,4 m	T-04	HVO NAFTA

4.6 Considerazioni sul sistema di rilevamento e allarme

L'analisi condotta evidenzia come l'efficacia di un sistema Fire & Gas non risieda nella semplice installazione di sensori, ma nella sua capacità di operare come elemento centrale in un sistema di sicurezza integrato. Infatti, uno degli aspetti più significativi emersi in fase di progettazione è che la rilevazione, se isolata, risulta del tutto insufficiente: la sua utilità si manifesta attraverso con l'interfacciamento con i sistemi di emergenza (ESD) nel caso dei sistemi di rilevazione gas infiammabili e con i sistemi di protezione attiva, che verranno approfonditi nel capitolo successivo, nel caso dei sistemi di rilevazione incendio. Il dimensionamento non deve limitarsi al numero di sensori, ma deve basarsi anche sulle proprietà chimico-fisiche delle sostanze, in particolar modo sulla loro densità relativa rispetto all'aria, parametro fondamentale per determinare la quota d'installazione dei rilevatori. In questo contesto è essenziale abbinare i sensori a logiche maggioritarie che permettono di bilanciare la sicurezza con la continuità operativa.

Un punto cruciale della strategia è stata l'adozione di politiche cautelative: la scelta di installare dispositivi di allarme anche in zone classificate come non infiammabili è una misura fondamentale per allertare il personale nel caso della propagazione dell'incendio nelle aree limitrofe.

Infine si è visto come il dimensionamento ha dimostrato come la protezione automatica dev'essere sempre accompagnata da sistemi manuali, posizionati in modo che l'operatore nelle situazioni di emergenza sia in grado di attivare i sistemi di allarme o di protezione attiva antincendio.

5 *Rischio Incendio*

Il sistema di rilevazione Fire & Gas, nello specifico i sistemi di rilevazione incendio, costituiscono l'input fondamentale per l'attivazione dei sistemi di protezione attiva che rappresentano la vera e propria difesa operativa dell'impianto contro il rischio incendio. In un contesto come quello della bioraffineria, la gestione costante di fluidi infiammabili rende concreta la possibilità che i tre elementi del triangolo del fuoco (combustibile comburente ed innesco) interagiscono, dando origine a un incendio, quindi, partendo da questo presupposto, in questo capitolo vengono delineate le attività di ingegneria necessarie per il dimensionamento dei sistemi di protezione attiva contro il rischio incendio nella bioraffineria. Sebbene la strategia antincendio includa anche la protezione passiva, intesa come barriera "statica", progettata per garantire la resistenza al fuoco dei componenti, il presente studio si focalizzerà esclusivamente sui sistemi di protezione attiva.

Questi tipi di sistemi rappresentano l'insieme dei dispositivi che intervengono a seguito di un incendio e hanno il compito di:

- Limitare e contenere lo sviluppo delle fiamme per impedirne la propagazione;
- Sopprimere l'incendio e diminuire la temperatura delle attrezzature coinvolte, tramite l'erogazione di acqua o miscele di acqua- schiuma;
- Prevenire l'effetto domino, proteggendo le apparecchiature adiacenti da un altro apparecchio in fiamme;
- Salvaguardare il personale, garantendo l'incolumità dei lavoratori e facilitare l'intervento delle squadre di emergenza.

In questo capitolo, dopo aver fatto una panoramica della normativa di riferimento e descritto il funzionamento generale del sistema antincendio, verrà illustrata la metodologia per il dimensionamento dei sistemi di protezione attiva a tutela dei singoli componenti, e poi verrà fatta vedere l'applicazione pratica al caso studio di tale metodologia.

5.1 Quadro normativo di riferimento

Il quadro normativo di riferimento per lo sviluppo del presente lavoro integra obblighi normativi e standard tecnici del settore. Come anticipato nel paragrafo 4.4.1, il pilastro legislativo è costituito dal D.Lgs 81/2008, il quale, attraverso l'articolo 46, impone l'adozione di misure idonee a prevenire gli incendi e a tutelare l'incolumità dei lavoratori. In materia di prevenzione incendi il contesto normativo italiano è molto articolato e comprende, tra i principali riferimenti, il D.M 3 agosto 2015 (Codice di Prevenzione Incendi)[52] che ha introdotto un approccio prestazionale, proporzionale al rischio reale, rispetto al precedente approccio prescrittivo basato su molteplici regole tecniche. Sono state inoltre prese in considerazione, a titolo di inquadramento generale, ulteriori disposizioni nazionali quali il D.M 31/07/1934 [53] relativo agli oli minerali, il D.P.R 1 agosto 2011, n. 151 [54] in materia di procedimenti di prevenzione incendi, e il D.M 20 dicembre 2012 [55] relativo agli impianti di protezione attiva. Tali riferimenti normativi sono stati presi di riferimento al fine di garantire coerenza con il quadro regolatorio italiano; tuttavia, essi non sono stati assunti come base progettuale, in quanto lo sviluppo del progetto antincendio non rientra tra gli obiettivi del presente lavoro. Sotto il profilo tecnico-progettuale, lo studio si è basato sugli standard NFPA, che rappresentano le norme d'eccellenza per la progettazione dei sistemi di protezione attiva e su uno standard aziendale, che pur recependo le direttive NFPA, definisce i criteri di progettazione e i requisiti minimi di sicurezza necessari per rispondere alle specifiche esigenze operative dell'impianto trattato.

5.2 Sistema antincendio

Prima di poter procedere con il dimensionamento dei sistemi di protezione attiva antincendio, è utile analizzare l'impianto come un "*percorso*" che porta l'agente estinguente dalla sorgente in cui è stoccato fino al punto in cui viene erogato sulle fiamme. Tale configurazione risponde ai requisiti minimi stabiliti dallo standard aziendale utilizzato per questa tipologia di impianti industriali.

Alla base di ogni sistema antincendio c'è la riserva d'acqua: essa deve garantire un'autonomia minima di due ore e un tempo di ricarica per il serbatoio di meno di

8 ore. Per muovere le grandi masse d'acqua, il sistema è dotato di pompe antincendio, progettate con una configurazione n+1, ovvero dotate di un'unità di riserva in caso di guasto di una delle pompe. Esse sono alimentate separatamente rispetto al resto dell'impianto, in modo da garantire il funzionamento anche in totale assenza di corrente elettrica. L'acqua viene spinta in una rete ad anello che circonda l'interno impianto; lungo tutta la rete sono posizionate le valvole di sezionamento che hanno il compito di isolare i singoli tratti, così, in caso di rotture o guasti, si possa intervenire solo su zone specifiche.

Un componente fondamentale del sistema antincendio è rappresentato dalle valvole a diluvio che comandano il rilascio dell'acqua nella zona investita dalle fiamme. La valvola si apre a seguito di un segnale automatico inviato dal sistema di rilevazione incendio o tramite un'attivazione manuale di un pulsante locale (come anche visto in Figura 4.7) liberando il flusso d'acqua (la rete antincendio rimane costantemente piena d'acqua fino alle valvole a diluvio). In base alla strategia antincendio adottata, si distinguono due tipologie di configurazione:

- Valvola a diluvio ad acqua: alimenta i sistemi ad acqua. Questi sistemi operano principalmente per raffreddamento, prevenendo aumenti incontrollati di temperatura e possibili collassi strutturali.
- Valvola a diluvio acqua- schiuma: alimenta i sistemi a schiuma. E' un componente più complesso rispetto al primo, in quanto è accompagnato da un premiscelatore: all'apertura della valvola il flusso d'acqua entra in questo componente e ne devia una parte all'interno di un serbatoio a membrana contenente schiumogeno. La pressione dell'acqua agisce sulla membrana causando l'espulsione dello schiumogeno che viene mandato ad un miscelatore per essere diluito in acqua. La miscela così ottenuta è fondamentale per i rischi legati ai combustibili liquidi, poiché permette di creare un velo protettivo che separa il comburente dal combustibile.

Una volta che si è aperta la valvola, l'agente estinguente (acqua o miscela acqua schiuma) percorre la rete di tubazione fino ai presidi finali. A seconda del tipo di agente estinguente che viene erogato, i sistemi antincendio, a servizio delle attrezzature da proteggere, si dividono in:

- Sistema ad acqua: sistema in cui l'agente estinguente è l'acqua;
- Sistema ad acqua e schiuma: sistema in cui l'agente estinguente è la miscela acqua-schiuma;
- Sistema misto: sistema misto in cui l'agente estinguente sia la miscela acqua-schiuma sia l'acqua.

Nelle due sezioni successive verranno trattati i sistemi acqua e acqua-schiuma usati nel presente lavoro.

5.2.1 Sistemi ad acqua

In questa tipologia di impianti, l'acqua rappresenta l'unico agente estinguente e viene utilizzata principalmente per il raffreddamento. L'erogazione avviene attraverso due modalità che possono essere complementari: i sistemi fissi spray e gli idranti.

I sistemi fissi spray sono automatici e rappresentano la protezione principale per le apparecchiature e consistono in un insieme di ugelli erogatori montati attorno alla macchina. Questi ugelli sono posizionati e calibrati in modo tale che i getti d'acqua si sovrappongano fra loro, in modo da garantire che l'intera superficie dell'attrezzatura sia costantemente bagnata e raffreddata capace di assorbire costantemente il calore impedendo collassi strutturali.

Gli idranti invece rappresentano i punti di accesso manuali alla rete antincendio, permettendo alle squadre di emergenza ed ai vigili del fuoco di intervenire. Gli idranti che saranno utilizzati sono a colonna umida, in quanto essa è sempre piena d'acqua per un intervento immediato. Come ulteriore strumento di protezione sono presenti anche i cannoncini, ovvero dei dispositivi di erogazione orientabili ad alta portata.

5.2.2 Sistemi acqua- schiuma

Nei sistemi acqua-schiuma l'agente estinguente separa fisicamente il comburente dal combustibile: l'acqua viene miscelata con un concentrato schiumogeno in una

percentuale specifica, solitamente il 3%. Questi sistemi devono essere dotati di un apposito premescolatore con serbatoio di stoccaggio dello schiumogeno per permettere che il dosaggio del concentrato avvenga correttamente.

La protezione può avvenire in diverse modalità:

- Sistemi fissi localizzati: la miscela acqua-schiuma viene riversata al di sopra dell'apparecchiatura da proteggere, in modo da creare una vera e propria barriera schiumosa;
- I monitori (possono anche essere a sola acqua) sono terminali ad alta portata (generalmente hanno una portata di 2000 l/min) e dotati di una gittata molto lunga che permette di colpire i focolari mantenendo comunque una distanza di sicurezza. Essi fungono da protezione supplementare, per integrare i sistemi fissi.
- Versatori: questi dispositivi sono utilizzati per la protezione di superfici molto estese: vengono installati lungo il perimetro delle aree e sono direttamente collegati con il sistema della rete antincendio. I versatori, in caso di incendio, rilasciano la miscela acqua-schiuma sulla superficie da proteggere, creando un tappo isolante che isola il combustibile dal comburente.

5.3 Dimensionamento dei sistemi di protezione attiva

La metodologia seguita per il dimensionamento non si limita alla sola installazione dei nuovi presidi antincendio ma integra i componenti della rete esistente con i requisiti di sicurezza più moderni. Il dimensionamento segue 5 diverse fasi articolate nel seguente modo:

1. Censimento delle apparecchiature: identificare quali sono le attrezzature critiche che richiedono protezione.
2. Scelta della strategia di protezione: definire il sistema di protezione (sistema ad acqua/acqua-schiuma/misto) più idoneo in base al tipo di componente e alla natura del rischio.

3. Analisi della rete esistente: capire come ottimizzare il sistema antincendio esistente con quello nuovo.
4. Determinazione delle portate idriche e delle miscele acqua- schiuma necessarie.
5. Progettazione del layout finale: definizione della configurazione finale degli impianti antincendio (impianti spray, monitori e idranti).

5.4 Applicazione al caso studio

Poiché il sistema antincendio è strettamente legato al tipo di attrezzatura che deve proteggere, l'analisi si concentrerà su due casi: sui sistemi a presidio delle pompe della Zona 4 che sono rappresentate in Figura 2.9 e sui sistemi a presidio del serbatoio e del suo bacino di contenimento, in Zona 3, illustrati in Figura 2.8. Nel caso analizzato, la Zona 3 comprende un serbatoio di stoccaggio T-55 con il relativo bacino di contenimento, mentre nella Zona 4 sono presenti due pompe P-25 e P-26. Nella Tabella 2.3 si vede come entrambe le attrezzature trattino HVO Nafta, sostanza infiammabile, e quindi entrambe richiedono un sistema di protezione attiva. Per entrambi i casi, il dimensionamento ha previsto di sfruttare la rete esistente laddove possibile, implementando nuovi presidi e tubazioni solo dove i dispositivi esistenti non prevedevano la copertura richiesta.

5.4.1 Scelta dei sistemi di protezione

Una volta stabilite le attrezzature da proteggere, lo step successivo è quello di stabilire la strategia di protezione che viene scelta in base a norme internazionali, nello specifico NFPA 11 e 15 che regolano la scelta dei sistemi di protezione, e i risultati dello studio FERA. La FERA è un'analisi sistematica finalizzata ad identificare i pericoli di incendio ed esplosione, e a valutare la frequenza degli eventi accidentali per determinare il rischio dell'impianto.

La tabella sottostante rappresenta il fulcro del dimensionamento in quanto elenca, per ogni attrezzatura presente in questa analisi, come dev'essere protetta e la densità di scarica dell'acqua o della miscela acqua-schiuma. La densità di scarica, scelta in

accordo con gli standard NFPA 15 (per i sistemi acqua-schiuma) e 11 (per i sistemi ad acqua) rappresenta la quantità di agente estinguente erogata per unità di superficie da proteggere nell'unità di tempo ed è fondamentale per garantire che l'apporto di acqua o miscela schiumogena sia sufficiente per mitigare o eliminare il rischio incendio, sottraendo calore o soffocando le fiamme. La modalità di applicazione ed i tempi di erogazione invece sono stati definiti in base ai criteri dello standard aziendale.

Tabella 5.1 – Criteri di progetto e parametri di erogazione per i sistemi di protezione antincendio

Attrezzatura da proteggere	Densità di scarica	Applicazione
Pompe	20,4 l/min/m ²	Sistema automatico acqua-schiuma Protezione della superficie aumentata di 1,2m per lato. Tempo di applicazione dell'acqua: 120 minuti Tempo di scarica della miscela acqua-schiuma: 15 minuti
Tank a tetto galleggiante	12,2 l/min/m ² (miscela acqua-schiuma) 36 l/min/m (acqua)	Sistema misto automatico acqua-schiuma e acqua sistema acqua-schiuma: Applicato lungo il bordo della guarnizione del tank a tetto galleggiante, per 20 minuti Sistema ad acqua: applicato al di sopra del tank, lungo tutta la circonferenza. Per 120 minuti
Bacino di contenimento	4,1 l/min/m ²	Sistema misto acqua schiuma, applicato lungo il perimetro del bacino, tempo di applicazione di 30 minuti.

Per le pompe è stato scelto un sistema automatico acqua-schiuma la cui struttura circonda il componente; in accordo con lo standard NFPA 15 [56] è stata adottata una densità di scarica di 20,4 l/min/m². L'autonomia di 15 minuti per la schiuma fa sì che la miscela possa agire per spegnere l'incendio, mentre i 120 minuti di getto d'acqua servono invece a raffreddare la pompa, preservandone l'integrità.

Per il serbatoio a tetto galleggiante invece è stato previsto un sistema misto (acqua e miscela acqua-schiuma). Il sistema acqua-schiuma è previsto lungo la corona circolare (spazio fra tetto e parete), dove è più probabile che ci possa essere il rischio incendio. In accordo con NFPA 11 [57] è stato preso un valore di 12,2. Parallelamente, le pareti esterne sono protette da un sistema di raffreddamento ad acqua con una densità di 36 l/min/m.

Infine per la protezione del bacino di contenimento sono previsti dei versatori fissi posizionati lungo le pareti del bacino che, in caso di Pool Fire (incendio da pozza), rilasciano la miscela acqua-schiuma con una densità di scarica di 4,1 l/min/m², atta a separare il combustibile dal comburente.

5.4.2 Ruolo della FERA

LA FERA costituisce il pilastro metodologico per la quantificazione dei rischi di incidente rilevante, per fornire informazioni per una progettazione sicura, andando a stimare quali possono essere gli effetti di incendi ed esplosioni su attrezzature e strutture. Le informazioni fornite sono profili di rischio per gli effetti di irraggiamento termico e questo è stato importante per definire l'altezza dei sistemi di protezione attiva. Le mappature del calore e le simulazioni degli eventi indicano che il pericolo maggiore si concentra entro i primi 12 metri di altezza dal suolo. Per tale ragione la protezione automatica fissa viene limitata a questa quota. Se le attrezzature superano i 12 metri di altezza, il progetto prevede che la protezione sia affidata all'intervento manuale tramite monitori o estensioni del sistema acqua-schiuma.

5.4.3 Analisi della rete esistente

In questo paragrafo si analizza l'interazione tra i nuovi sistemi di protezione e la rete antincendio esistente: ciò risulta essere un passaggio fondamentale per ottimizzare le risorse già presenti, assicurando che le tubazioni siano in grado di fornire le portate richieste senza compromettere le prestazioni del sistema.

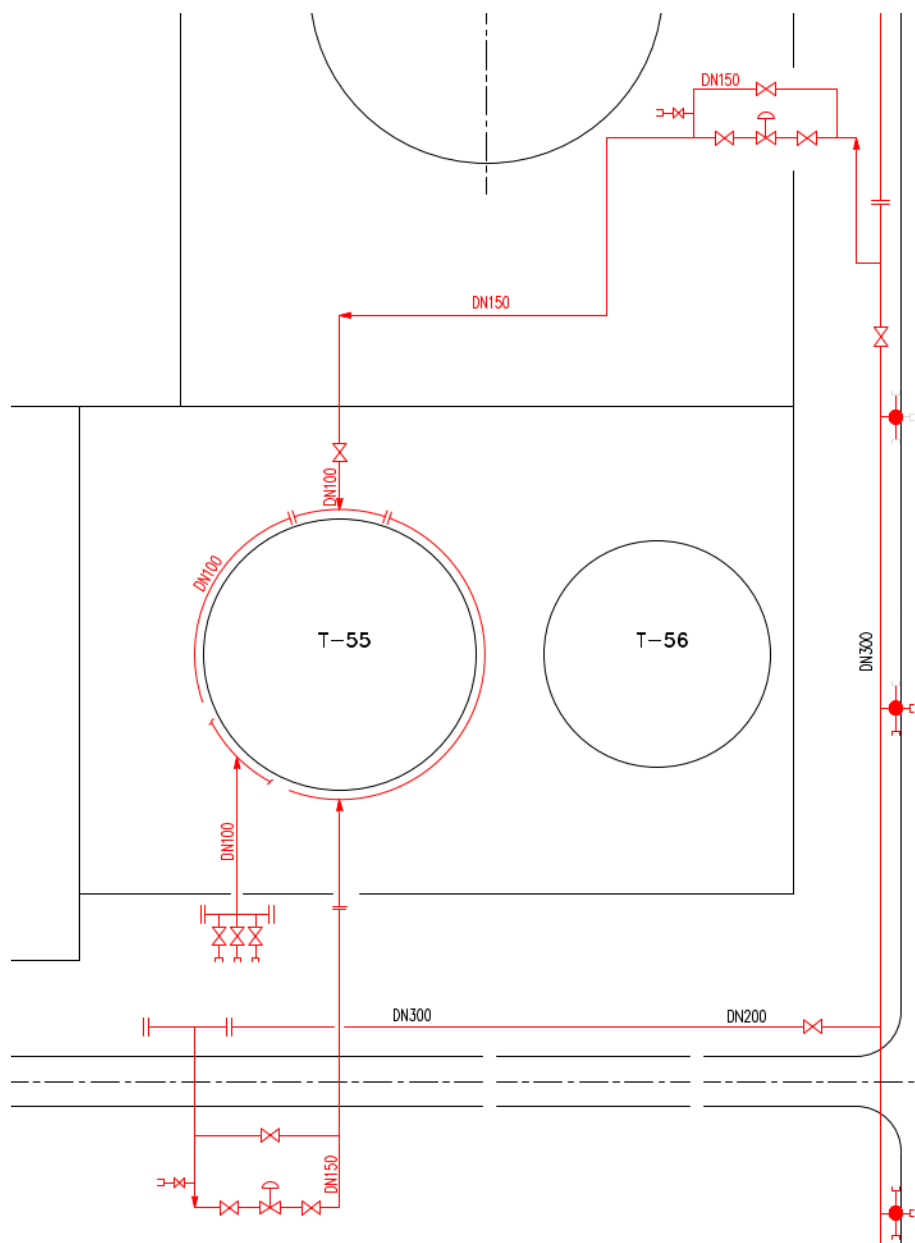






Figura 5.1 – Rete antincendio esistente per la Zona 3.

Tabella 5.2 – Legenda per la rete antincendio esistente.

SIMBOLO	DESCRIZIONE
	IDRANTE ESISTENTE
	IDRANTE ESISTENTE CON CANNONCINO
	RETE FUORITERRA ANTINCENDIO ESISTENTE
	CANNONCINO

Osservando la Figura 5.1, che rappresenta la planimetria della rete esistente, per la Zona 3 si nota come l'area sia servita da una dorsale principale con un diametro nominale di 300 mm da cui si diramano due sotto dorsali a servizio del serbatoio T-55.

Nella vecchia configurazione era previsto un doppio raffreddamento ad acqua con anche la presenza di tre valvole di attacco per gli automezzi dei vigili del fuoco. Tuttavia nella configurazione originale della raffineria non era previsto un bacino di contenimento, né un relativo sistema di protezione. Nel progetto di riconversione invece è stato inserito un bacino di contenimento, che richiede l'implementazione di un sistema a schiuma dedicato (come riportato dalla Tabella 5.1).

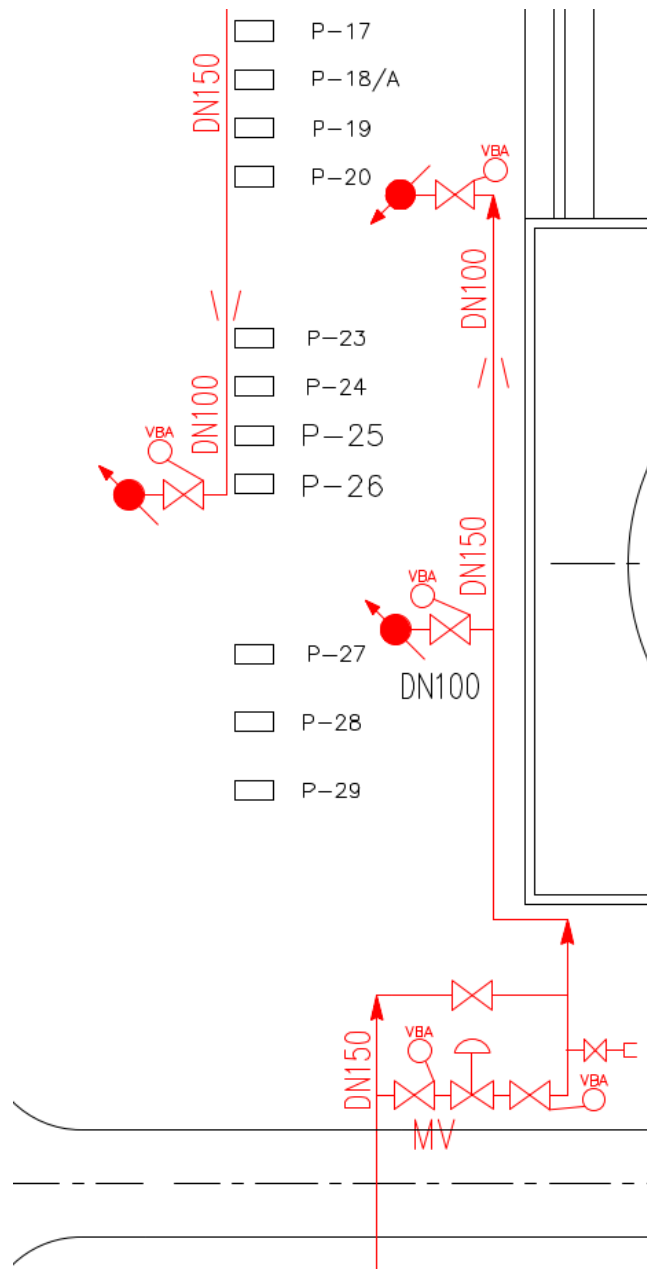


Figura 5.2 – Rete antincendio esistente per la Zona 4.

In Figura 5.2 è rappresentata la vecchia configurazione del sistema antincendio per le pompe P-25 e P-26 dove non era presente nessuna protezione specifica, bensì, erano previsti solamente dei cannoncini per la protezione dell'intera area.

5.4.4 Calcolo del fabbisogno d'acqua e acqua schiuma

Lo standard aziendale fornisce anche gli step per il calcolo del fabbisogno d'acqua e acqua schiuma del sistema di protezione delle pompe dei serbatoi e del bacino di contenimento.

Per le pompe è stata definita la superficie da proteggere, che è pari alla superficie del basamento della pompa considerando però un incremento cautelativo di 1,2 m per lato, come previsto dalla Tabella 5.1. La portata della miscela schiumogena per il sistema di protezione automatico è stata ottenuta moltiplicando tale superficie per la densità di applicazione presente in Tabella 5.1. La portata dello schiumogeno è pari a 345 l/min.

Il premescolatore invece è dimensionato per fornire schiumogeno, stoccato nell'apposito serbatoio, per la formazione della miscela con la schiuma al 3 %, per un tempo di 20 minuti, in accordo con lo standard aziendale. La quantità di schiumogeno che dev'essere fornita per soddisfare tale requisito è data dal prodotto della portata acqua-schiuma, dalla percentuale di schiumogeno e dal tempo di applicazione. La capacità totale del serbatoio è di 200 litri.

Per il serbatoio a tetto galleggiante sono stati calcolati distintamente il fabbisogno di acqua per il raffreddamento e quello della miscela acqua-schiuma. Le portate sono state determinate in base alle rispettive densità di scarica previste dalla Tabella 5.1, moltiplicate rispettivamente per il perimetro e la superficie da proteggere. I risultati sono mostrati nella tabella sottostante. Anche per questo impianto a schiuma, la quantità di schiumogeno per dimensionare il serbatoio è data dal prodotto della portata acqua-schiuma, dalla percentuale di schiumogeno e dal tempo di applicazione. La capacità totale del serbatoio è di 604 litri.

Tabella 5.3 - Fabbisogno serbatoio a tetto galleggiante.

PORTATA ACQUA (l/min)	PORTATA MISCELA ACQUA-SCHIUMA (l/min)	FABBISOGNO TOTALE (l/min)
3369	1007	4376

La protezione dei bacini di contenimento viene effettuata attraverso i versatori della miscela acqua-schiuma. Il fabbisogno è pari al prodotto della superficie del bacino di contenimento moltiplicato per la densità di scarica ed è uguale a 3369 l/min. Per il numero dei versatori è stata applicata la norma NFPA 11 [57], la quale stabilisce che, per garantire una copertura uniforme della superficie, la distanza massima fra due versatori non deve superare i 18 metri. Al fine di garantire ciò, lungo il perimetro del bacino, sono stati previsti 16 versatori con capacità nominale di 600 l/min (taglia commerciale standard). Seguendo le stesse modalità di calcolo, usate per i precedenti sistemi, la capacità totale del serbatoio è pari a 8640 litri.

In questa fase di analisi, il parametro importante risulta essere la velocità del fluido: per evitare perdite di carico eccessive, garantendo quindi l'efficienza nell'erogazione dell'agente estinguente, si è imposto un valore limite di 4,5 m/s.

Per ogni sistema antincendio è stata verificata la conformità tramite il rapporto tra la portata di progetto e la sezione di passaggio. Dai risultati dello studio è emerso che:

- Per il sistema ad acqua e acqua-schiuma a protezione del serbatoio a tetto galleggiante verrà utilizzata la rete antincendio esistente senza apportare modifiche alle sezioni delle tubazioni;
- Per i sistemi acqua e schiuma a protezione del bacino e delle pompe, trattandosi di nuovi impianti da implementare, la scelta del diametro della tubazione terrà conto del limite della velocità precedentemente indicato.

5.4.5 Progettazione e posizionamento

Una volta definiti i fabbisogni dell'agente estinguente, si è proceduto alla fase di progettazione del sistema antincendio. Il dimensionamento inizia con l'individuazione della posizione ottimale delle valvole a diluvio. In conformità con lo standard NFPA 15 [56], le valvole sono state posizionate a una distanza di almeno 15 metri dalle apparecchiature da proteggere. I risultati sono mostrati in Figura 5.3 e in Figura 5.4. Nello specifico:

- le linee viola rappresentano le tubazioni dei nuovi tratti di rete, mentre quelle rosse indicano la rete esistente.
- I punti Tie-in rappresentano i punti di stacco, ovvero le sezioni dove la nuova rete viene fisicamente collegata a quella preesistente.

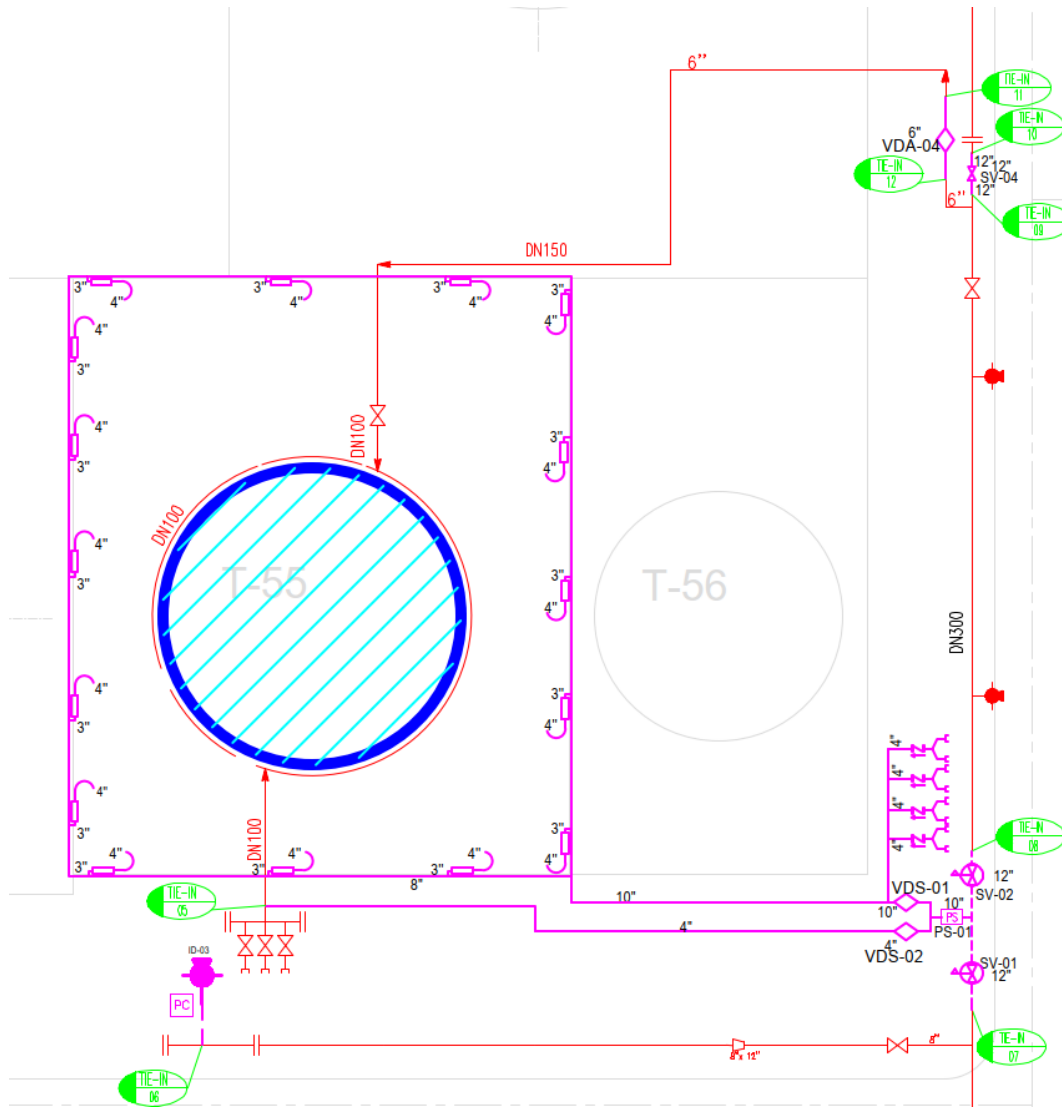

















Figura 5.3 – Nuovo sistema Antincendio per la Zona 3.

Tabella 5.4 – Legenda relativa ai nuovi sistemi antincendio

SIMBOLO	DESCRIZIONE
	NUOVA VALVOLA DI SEZIONAMENTO FUORI TERRA
	NUOVO IDRANTE CON MONITORE SCHIUMA (IMS)
	NUOVO IDRANTE (ID)
	NUOVA RETE FUORITERRA ANTINCENDIO
	NUOVA RETE INTERRATA ANTINCENDIO
	NUOVA VALVOLA A DILUVIO ACQUA (VDA)
	NUOVA VALVOLA A DILUVIO SCHIUMA (VDS)
	SERBATOIO SCHIUMOGENO DA 1800 LITRI
	PREMESCOLATORE SCHIUMA (PS)
	ESTINTORE PORTATILE POLVERE (EPP)
	ESTINTORE CARRELLATO POLVERE (EPC)
	CASSETTA PORTA MANICHETTA (HB)
	APPARECCH. PROTETTA CON SISTEMA FISSO ACQUA/SCHIUMA SPRAY
	VERSATORI (600 L/MIN)
	NUOVA VALVOLA DI SEZIONAMENTO INTERRATA

La Figura 5.3 mostra nel dettaglio il sistema di protezione attiva dedicato al serbatoio T-55 e al suo bacino di contenimento. L'operatività del sistema è garantita da una doppia attivazione: automatica, tramite i segnali inviati dal sistema di rilevazione incendio, o manuale, mediante pulsanti di emergenza, come quelli rappresentati in Figura 4.7 che comandano l'apertura delle valvole a diluvio.

Nello specifico si possono fare le seguenti considerazioni:

- La valvola a diluvio VDA-04 comanda la linea di solo raffreddamento ad acqua per il corpo del serbatoio: questa linea è rimasta la stessa della rete esistente, solo con l'aggiunta della nuova valvola a diluvio;
- la valvola VDS-02 gestisce la mandata della miscela acqua-schiuma per la protezione del serbatoio T-55. Il dimensionamento ha previsto l'installazione di una nuova linea (indicata in viola) che si stacca dalla dorsale esistente e su questa è stata aggiunta la valvola a diluvio VDS- 02. Il tratto è stato progettato per raccordarsi alla tubazione esistente che

inizialmente fungeva da attacco per gli automezzi dei vigili del fuoco in quanto il diametro della tubazione esistente è risultato idoneo per mantenere la velocità del fluido entro il limite dei 4,5 m/s. Di conseguenza il vecchio impianto ad acqua è stato dismesso e rimosso dalla planimetria. In caso di incendio, con conseguente fuoriuscita di liquido, il sistema attiva entrambe le valvole, la VDA-04 e la VDS-02, garantendo una doppia protezione (raffreddamento + estinzione).

- Per contrastare eventuali rilasci di materiale infiammabile all'interno del bacino di contenimento, interviene la valvola VDS-01. Una volta ricevuto il segnale di allarme, questa valvola alimenta i versatori che distribuiscono la miscela acqua-schiuma sulla superficie del bacino per il tamponamento dei vapori infiammabili.
- A completamento della protezione attiva, l'idrante ID-03 montato a bordo strada sarà dotato di una cassetta porta-manichetta con due manichette aventi due bocchelli a getto variabile (pieno/nebulizzato). Inoltre al di sopra della valvola VDS-01 sono previsti quattro attacchi per gli automezzi dei vigili del fuoco, fungendo da presidio ridondante: permettono alle squadre di soccorso di immettere l'agente estinguente direttamente nella rete dedicata al serbatoio T-55.

In Figura 5.4 è rappresentato il sistema antincendio dedicato alla protezione delle pompe P-25, P-26.

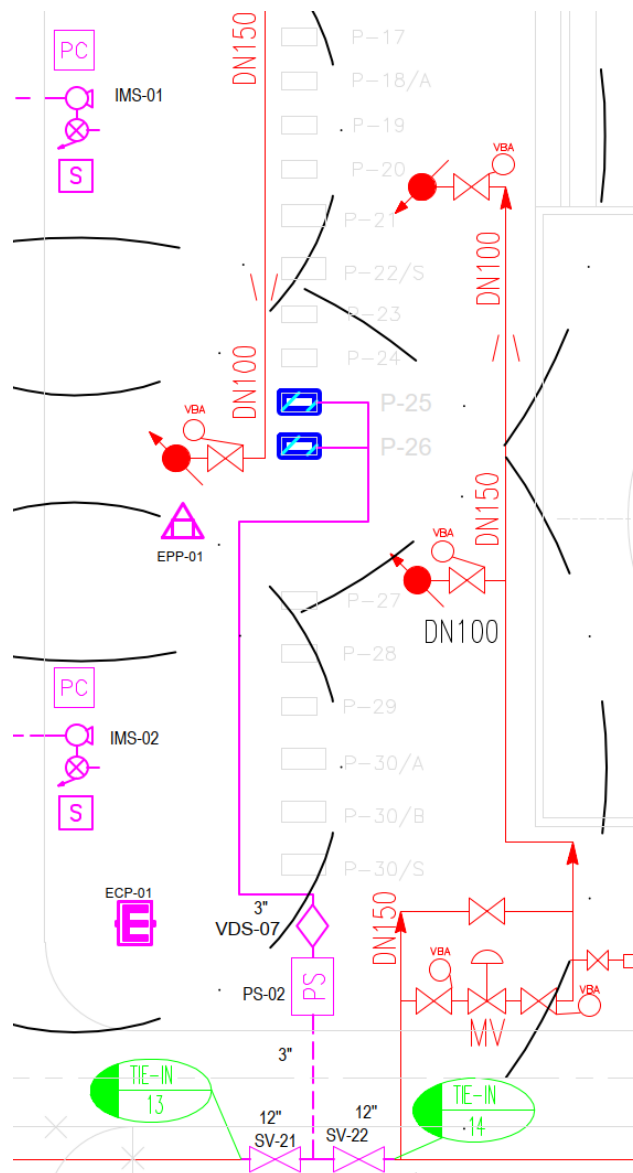


Figura 5.4 - Nuovo sistema Antincendio per la Zona 4.

Si possono fare le seguenti considerazioni:

- Per la protezione delle pompe è stato previsto un nuovo impianto acqua-schiuma, in accordo con la Tabella 5.1, comandato dalla valvola a diluvio a schiuma VDS-07. L'attivazione può essere sia manuale tramite il pulsante di attivazione della valvola a diluvio sia automatica, mediante il sistema di rilevazione incendio.
- L'inserimento delle valvole di sezionamento SV-21 e SV-22 in prossimità dei due punti di stacco Tie-in 13 e Tie-in 14 è fondamentale perché permette

di isolare specifici tratti della rete in caso di manutenzione o guasto, senza dover disalimentare l'intero anello antincendio.

- Come sistemi di supporto cautelativamente sono stati mantenuti gli idranti con lancia esistenti e a questi sono stati aggiunti due idranti con monitore schiuma posizionati in modo da garantire un “*doppio coverage*” sulle pompe. Ogni monitore è equipaggiato con un serbatoio di schiumogeno da 1800 litri e con un porta-manichette dedicata.

A completamento della strategia di difesa attiva è stato posizionato sia un estintore portatile (EPP-01) in modo che un operatore non debba percorrere più di 15 metri da qualsiasi punto dell'area da proteggere che estintore carrellato (ECP-01), dispositivo solitamente posizionato vicino alle pompe in modo da permettere un attacco massivo alle fiamme.

5.5 Considerazioni sui sistemi di protezione attiva

La progettazione della protezione attiva per le Zone 3 e 4 ha rappresentato una sfida ingegneristica complessa, poiché l'intervento su un impianto preesistente richiede un approccio diverso dalla semplice installazione di nuovi dispositivi. A differenza dei sistemi di rilevazione gas, l'integrazione dei sistemi estinguenti ha imposto una verifica rigorosa della compatibilità idraulica, dove non è stato sufficiente aggiungere nuovi componenti ma è stato necessario confrontare le nuove portate di progetto con le sezioni delle tubazioni esistenti. Il rispetto del limite di velocità di 4,5 m/s è stato un parametro tecnico fondamentale per evitare perdite di carico eccessive e garantire l'efficacia di erogazione. Questo approccio ha permesso l'ottimizzazione strategica delle risorse: nel caso del serbatoio T-55: a fronte dei due vecchi sistemi di raffreddamento ad acqua, la nuova strategia ha previsto la dismissione di uno di essi e il recupero funzionale delle tubazioni precedentemente dedicate agli attacchi dei vigili del fuoco e l'utilizzo dell'altra linea di raffreddamento con l'aggiunta della nuova valvola a diluvio. Nel caso delle pompe, si è adottata una politica cautelativa scegliendo di mantenere i presidi esistenti, integrandoli con i nuovi sistemi di protezione automatica e manuale.

In questo contesto l'applicazione dello standard aziendale è stata fondamentale perché ha fornito tutti gli strumenti necessari, come la densità di scarica e il tipo di applicazione del sistema di protezione, per dimensionare i nuovi presidi antincendio. Il contributo aggiuntivo quindi è stato quello di trovare il modo di ottimizzare al meglio le risorse esistenti con quelle nuove.

6 Aspetti di completamento

Negli studi precedenti si è analizzato il ruolo delle barriere di sicurezza contro il rischio esplosione ed incendio come la valutazione ATEX, i sistemi di rilevamento gas infiammabili e incendio e i sistemi di protezioni attiva. Tuttavia, per quanto queste misure siano necessarie e fondamentali per prevenire e mitigare questi tipi di rischi, non sono però sufficienti per garantire la tutela del personale, tenendo conto che non sono in grado di eliminare completamente il rischio residuo, ovvero quel pericolo che persiste anche dopo aver applicato tutte le misure di sicurezza. In questo contesto quindi la corretta progettazione delle vie di fuga e dei sistemi di decontaminazione di emergenza (docce e lavaocchi di emergenza) rappresentano l'ultima barriera di protezione tra il personale e il danno fisico.

L'obbligo di garantire l'evacuazione del personale è sancito dal D.Lgs 81/2008 [13]; nello specifico l'articolo 43 afferma che il datore di lavoro «programma gli interventi, prende i provvedimenti e dà istruzioni affinché i lavoratori, in caso di pericolo grave e immediato che non può essere evitato, possano cessare la loro attività, o mettersi al sicuro, abbandonando immediatamente il luogo di lavoro» [13]; inoltre, nell'allegato IV punto 1.5 del medesimo documento, vengono sanciti i requisiti tecnici obbligatori per le vie di fuga, tra cui:

- 1.5.2. «Le vie e le uscite di emergenza devono rimanere sgombre e consentire di raggiungere il più rapidamente possibile un luogo sicuro»[13].
- 1.5.3. «In caso di pericolo tutti i posti di lavoro devono poter essere evacuati rapidamente e in piena sicurezza da parte dei lavoratori»[13].
- 1.5.4. «Il numero, la distribuzione e le dimensioni delle vie e delle uscite di emergenza devono essere adeguate alle dimensioni dei luoghi di lavoro, alla loro ubicazione, alla loro destinazione d'uso, alle attrezzature in essi installate, nonché al numero massimo di persone che possono essere presenti in detti luoghi»[13].
- 1.5.10. «Le vie e le uscite di emergenza devono essere evidenziate da apposita segnaletica, conforme alle disposizioni vigenti, durevole e collocata in luoghi appropriati»[13].

Nel presente capitolo si mostrerà come avviene la progettazione delle vie di fuga, nella Zona 5, rappresentata in Figura 2.10 della bioraffineria. Questa zona risulta essere un'area particolarmente congestionata dell'impianto in cui sono presenti pompe, vessel, serbatoi compressori e scambiatori di calore. Il posizionamento di docce e lavaocchi di emergenza verrà illustrato per la Zona 4 (Figura 2.9).

6.1 Vie di fuga

Lo scopo principale delle vie di fuga è quello di garantire che, in caso di una situazione di emergenza, tutto il personale possa abbandonare le aree in modo sicuro, rapido e sistematico. La progettazione delle vie di esodo deve permettere il raggiungimento di un punto di raccolta designato all'interno dell'impianto, facilitando quindi le operazioni di salvataggio.

I requisiti minimi di fuga devono essere:

- La lunghezza dei vicoli ciechi non deve superare i 7 metri[58];
- Le vie devono essere in grado di consentire una fuga sicura per tutte le persone previste;
- Le vie di fuga devono avere una larghezza minima di 1 metro ed un'altezza minima di 2,3 metri [58];
- Devono essere sempre tenute libere da ostacoli durante le normali condizioni operative;
- Le vie di fuga devono essere adeguatamente illuminate e facilmente identificabili dal personale in caso di emergenza;
- il sistema di illuminazione deve fornire un'illuminazione sufficiente, anche in mancanza dell'alimentazione principale e dell'eventuale generatore diesel di emergenza;

In figura sottostante è riportato la pianificazione delle vie di fuga all'interno della Zona 5.

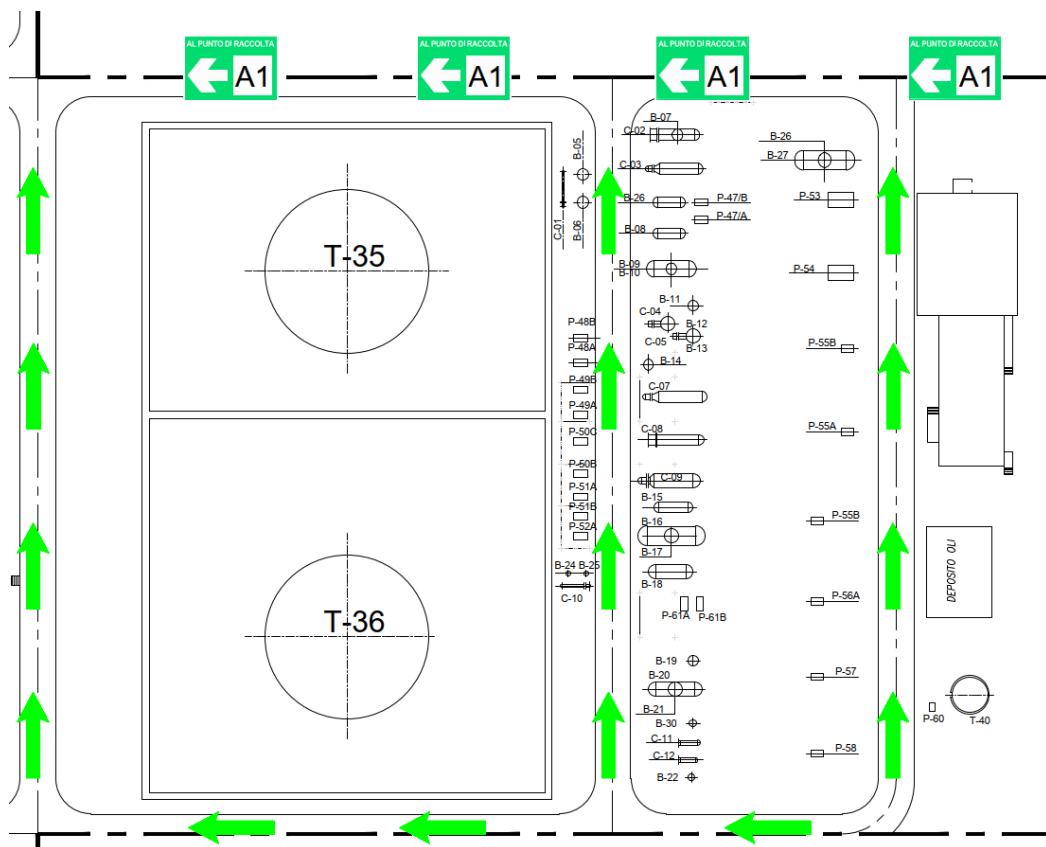


Figura 6.1 – Vie di fuga per la Zona 5.



Figura 6.2 – Segnale del punto di raccolta.

La pianificazione delle vie di fuga è stata realizzata utilizzando il Piano di Emergenza Interno (PEI) della vecchia raffineria, dove erano indicati i percorsi principali verso i punti di raccolta sicuri dell'impianto. Poiché la planimetria analizzata è rimasta invariata nel passaggio a bioraffineria, è stato possibile individuare nel vecchio PEI il punto di raccolta sicuro più vicino alla Zona 5, ovvero il punto A1. La direzione da seguire per raggiungere tale punto di raccolta è indicata dalla segnaletica rappresentata in Figura 6.2. Successivamente sono stati tracciati i percorsi di fuga primari (le frecce verdi), progettati secondo i criteri prestabiliti, che convogliano il personale alla via di fuga principale che porta al punto di raccolta A1.

6.2 Docce e lavaocchi

La sicurezza del personale dipende anche dalla disponibilità dei sistemi di decontaminazione immediata. In questo contesto, docce e lavaocchi di emergenza, attraverso il lavaggio immediato per il corpo e gli occhi, limitano i danni derivanti dal contatto accidentale con gli agenti contaminati.

Il D.Lgs. 81/2008 impone al datore di lavoro di adottare misure atte a proteggere i lavoratori da contaminazioni fisiche e chimiche [13]. L'installazione di docce e lavaocchi è necessaria in presenza di:

- Sostanze irritanti per la pelle o per gli occhi che sono tossiche per assorbimento;
- Materiali manipolati a temperature elevate;
- Sostanze chimiche tossiche.

Nel presente studio, non essendo previsti materiali manipolati a temperature elevate o sostanze tossiche, questi dispositivi verranno installati per sostanze irritanti per gli occhi e la pelle.

La progettazione e il posizionamento dei dispositivi è regolamentato da due specifiche norme: UNI EN 15154-5 [59] per le docce di emergenza e la UNI EN 15154-2 [60] per i lavaocchi. Il posizionamento è cruciale per garantire la rapidità di raggiungimento. Le norme infatti specificano che:

- Il percorso dev'essere privo di ostacoli;
- Percorribile in un tempo inferiore a 10 secondi.;
- Posto ad una distanza lineare non superiore ai 20 metri.

Per raggiungere in tempi più ridotti questi dispositivi di emergenza, è stata stabilita una distanza cautelativa di 15 metri dalle apparecchiature critiche.

Un esempio di posizionamento, secondo i criteri appena prestabiliti, è raffigurato in Figura 6.3.

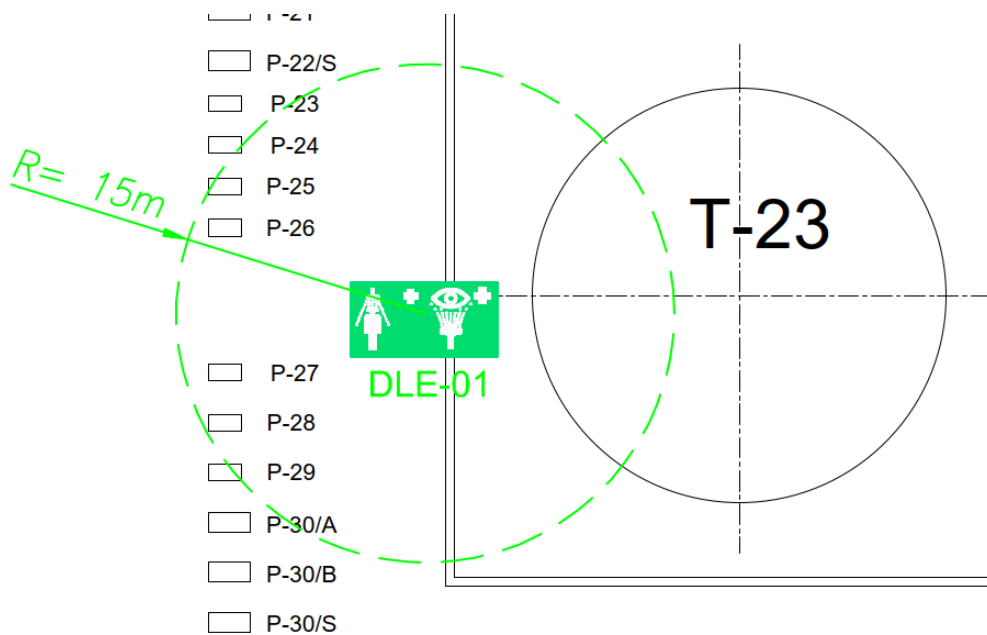


Figura 6.3 – Posizionamento di docce e lavaocchi.

I dispositivi di emergenza, raffigurati con l’acronimo “DLE-01” (Docce e lavaocchi), sono a servizio delle pompe P-25 e P-26 in quanto sono deputate al pompaggio dell’HVO Nafta (equivalente del cherosene). Come riportato nella scheda di sicurezza [29], questa sostanza può provocare irritazione cutanea, pertanto la presenza di tali dispositivi di emergenza risulta necessaria. I simboli riportati in Figura 6.3 sono stati presi in conformità con la ISO 7010 [61]: il pittogramma di sinistra si riferisce alla doccia di emergenza, quello di destra al lavaocchi.

7 Conclusioni

Il presente lavoro di tesi si è posto l'obiettivo di verificare come, partendo dall'analisi delle problematiche legate alle sostanze trattate in una bioraffineria, sia possibile progettare un sistema integrato di sicurezza. Lo studio ha dimostrato come la sicurezza rappresenti un criterio progettuale imprescindibile e non un semplice mero adempimento normativo. Attraverso l'analisi del Parco Generale Serbatoi della bioraffineria è emerso che bisogna adottare un approccio ingegneristico trasversale: la sicurezza non è garantita da una singola norma, ma da un sistema integrato di barriere di natura tecnica e gestionale che possono operare parallelamente, al fine di garantire una protezione *risk-based*.

La base di ogni misura di protezione deve affondare le sue radici in primo luogo nella conoscenza dei rischi intrinseci delle sostanze: infiammabilità e tossicità. In quest'ottica la caratterizzazione delle biosostanze è risultato un passo necessario per poter affrontare le successive valutazioni: in assenza di schede di sicurezza consolidate per i nuovi prodotti *bio-based*, l'ingegnere deve ricorrere all'analogia chimico-fisica delle sostanze, come equiparare HVO Diesel al Diesel fossile. Un'ulteriore sfida che l'ingegnere deve saper affrontare è quella di interpretare e scegliere normative differenti in base alla criticità dell'impianto. Lo studio del rischio esplosione ha messo a confronto due norme differenti: l'analitica CEI EN IEC 60079-10-1 e la speditiva API RP 505. Il pensiero critico si manifesta nella scelta di diversificare l'approccio: utilizzare il metodo analitico per le pompe, dove le sorgenti di emissione sono riferite alle tenute meccaniche e il metodo pragmatico e speditivo per i serbatoi. Questa scelta ha consentito di ottimizzare il lavoro laddove il calcolo risulta essere molto più complesso come appunto per i serbatoi, dove le sorgenti di emissione risultano essere molteplici.

Un altro dei pilastri della tesi è la dimostrazione che i sistemi di sicurezza non operano isolati ma come una barriera integrata in cui ogni elemento comunica con l'altro: un esempio è la connessione fra i sistemi di rilevamento e i sistemi di protezione attiva contro il rischio incendio.

Per quanto riguarda la progettazione del sistema di rilevamento, il dimensionamento non dipende solo dal numero di sensori, ma dal loro posizionamento strategico, basato sulle proprietà chimico-fisiche (densità del gas rispetto all'aria). Inoltre l'adozione di logiche maggioritarie (2003), fa capire come ci sia la necessità di bilanciare la protezione con la continuità operativa, evitando *shutdown* indesiderati causati da falsi allarmi.

L'analisi approfondita del dimensionamento dei sistemi di protezione attiva ha messo in rilievo come l'ingegnere debba avere la capacità di ottimizzare le infrastrutture presenti nella vecchia raffineria e integrare con le nuove, permettendo di adattare l'impianto con i rischi specifici dei biocarburanti. Infine, nonostante l'implementazione di molteplici barriere di protezione, la gestione del rischio residuo impone una progettazione accurata delle vie di fuga che include anche la definizione di alcuni elementi cruciali al fine di garantire l'attuazione del Piano di emergenza, ovvero le docce e lavaocchi di emergenza come ultima barriera per la tutela del personale.

In conclusione la riconversione "*green*" di un impianto industriale è un processo che trova basi solide solo se supportato dalla sicurezza. Il contributo dell'ingegnere della sicurezza risiede proprio nella capacità di interpretare le norme non solo come norme rigide ma come strumenti da adattare ad un contesto tecnologico in continua evoluzione, garantendo che l'innovazione proceda di pari passo con la tutela della vita umana e dell'ambiente.

8 *Allegati*

Allegato 1 – Area 2 Parco Generale Serbatoi (1 foglio).

9 Bibliografia

- [1] Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, *Accordo di Parigi*, 2016. Disponibile al link: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019(01)).
- [2] Commissione europea, *“Pronti per il 55%: realizzare l’obiettivo climatico dell’UE per il 2030 lungo il cammino verso la neutralità climatica*, 2021. Disponibile al link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550>.
- [3] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’ Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, *Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima*, 2019. Disponibile al link: https://www.mimit.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17_012020.pdf.
- [4] Ministero della transizione ecologica, *Strategia nazionale Per l’Economia Circolare*, 2022. Disponibile al link: https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/sec_21-06-22-pdf.
- [5] Parlamento Europeo, *Economia Circolare: definizione, importanza e vantaggi*, 2023. Disponibile al link: https://www.europarl.europa.eu/pdfs/news/expert/2023/5/story/201512_01STO05603/20151201STO05603_it.pdf.
- [6] Circular Economy Network, *7° Rapporto sull’economia circolare in Italia*, 2025. Disponibile al link: <https://circulareconomynetwork.it/wp-content/uploads/2025/05/Rapporto-sulleconomia-circolare-in-Italia-2025.pdf>.
- [7] Sfridoo, *Esempi di Economia Circolare: 10 iniziative aziendali da esplorare*, 2025. Disponibile al link: <https://www.sfridoo.com/blog/esempi-economia-circolare>
- [8] CSQA, *7° Rapporto sull’economia circolare in Italia*, 2025. Disponibile al link: <https://www.csqa.it/it-it/press/7%C2%B0-rapporto-economia-circolare-in-italia>.

- [9] EconomiaCircolare.com, *Economia circolare, CEN-ENEA: Italia mantiene il primato, ma pesa l'import dei materiali*, 2025. Disponibile al link: <https://economiecircolare.com/economia-circolare-italia-rapporto-2025-cen-enea/>.
- [10] GSE, *Decreto Bioraffinerie – Regole operative*, 2024. Disponibile al link: https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/all_2-regole_operative-pdf.
- [11] Kourkoumpas, D.-S., Sagani, A., Vallianatos, A., Kiartzis, S., Karellas, S., Dedoussis, V., Grammellis, P., *Life cycle GHG emission reduction of hydrotreated vegetable oil integration in an industrial petroleum refinery*, *Green Technologies and Sustainability* 2 (2024) 100076.
- [12] Senato della Repubblica, *Costituzione della Repubblica Italiana*, 2022. Disponibile al link: <https://www.senato.it/sites/default/files/media-documents/Constituzione.pdf>.
- [13] Ispettorato Nazionale del Lavoro, *Testo Unico sulla Salute e Sicurezza sul Lavoro (D.Lgs. 81/2008) Rev. Gennaio 2025*, 2025. Disponibile al link: <https://www.ispettorato.gov.it/files/2025/01/TU-81-08-Ed.-Gennaio-2025-1.pdf>.
- [14] International Organization for Standardization, *ISO 55001 Asset management – Asset management system – Requirements*, 2024.
- [15] International Organization for Standardization, *ISO 31000 Risk Management – Guidelines*, 2018.
- [16] International Organization for Standardization, *ISO 13702 Petroleum and natural gas – Control and mitigation of fire and explosions on offshore production installations – Requirements and guidelines*, 2024.
- [17] Tuoringegneria, *Bioraffineria, che cos'è e come funziona*, 2025. Disponibile al link: <https://tuoringegnere.altervista.org/bioraffineria-cosa-e-come-funziona>.

- [18] Chimica Industriale Essenziale, *Guida ai Processi e ai Prodotti chimici*, 2016. Disponibile al link: <https://www.chimicaindustrialeessenziale.org/materiali-e-applicazioni/bioraffinerie/>.
- [19] Eni S.p.a., *Ecofining: la tecnologia per produrre biocarburanti di alta qualità*. Disponibile al link: <https://www.eni.com/it-IT/azioni/tecnologie-transizione-energetica/biocarburanti/biomass-ecofining.html>.
- [20] Eni S.p.a., *Eni avvia la produzione di carburanti sostenibili per per l'aviazione*. Disponibile al link: <https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2021/10/cs-eni-avvia-produzione-carburanti-sostenibili-aviazione.html>
- [21] Accardi, D.S., Bubbico, R., Di Palma, L., Pietrangeli, B., *Environmental and Safety Aspects of Integrated BioRefineries (IBR) in Italy*, *Chemical Engineering Transactions* 32, 2013. 10.3303/CET1332029. Disponibile al link: <https://www.aidic.it/cet/13/32/029.pdf>
- [22] PuntoSicuro, *Sicurezza nelle biotecnologie industriali: bioraffinerie e microalghe*, 2024. Disponibile al link: <https://www.puntosicuro.it/view-pdf/sicurezza-nelle-biotecnologie-industriali-bioraffinerie-microalghe-AR-23953/>
- [23] INAIL, *Biotecnologie per lo sviluppo sostenibile. Applicazioni e sicurezza*, 2014. Disponibile al link: <https://www.confagricolturapiemonte.com/public/documenti/Elaborato-finale-CCM-biogas.pdf>
- [24] ARIA, *Explosion d'un site de production de biogaz - Riedlingen*, n. 42314, 2007. Disponibile al link: <https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/accident/42314/>
- [25] ARIA, *Incendie dans une installation de biogaz agricole Gehlenberg* n.42432, 2008. Disponibile al link: <https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/accident/42342/>

- [26] BBC, Oxfordshire explosion: Plant had permission for lightning mast, 2023. Disponibile al link: <https://www.bbc.com/news/uk-england-oxfordshire-67009657>
- [27] Q8 Quaser s.r.l, *Scheda di sicurezza Gasolio Scheda N° 2050*, 2018. Disponibile al link: <https://www.q8.it/content/dam/q8italy/extra-rete/vendite-bunker/Gasolio.pdf>
- [28] TESORO, *Material Safety Data Sheet: Naptha*, 2011. Disponibile al link: <https://www.collectioncare.org/MSDS/naphthamsds.pdf>
- [29] Carl ROTH, *Scheda di sicurezza Cherosene*, 2025. Disponibile al link:
https://www.google.com/search?q=bWFzdGVyfHNIY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0c3wzMDIzNzF8YXBwbGljYXRpb24vcGRmfGFETXpMMmc1TWk4NU1qSTBNemc1TIRJMU5UTTBMU5FUWw4MU1UUTVYME5JWDBsVUxuQmtaZ3wwMjMzZGJmYmNiYTRjZjMxMjE5OTM0YzEyNDg4Nzg1Y2Q4OWFmNjFhMDMwOWI2N2UzNmM1MzFmMmVjNjgxYTdk&rlz=1C1CHBF_itIT1020IT1020&oq=bWFzdGVyfHNIY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0c3wzMDIzNzF8YXBwbGljYXRpb24vcGRmfGFETXpMMmc1TWk4NU1qSTBNemc1TIRJMU5UTTBMU5FUWw4MU1UUTVYME5JWDBsVUxuQmtaZ3wwMjMzZGJmYmNiYTRjZjMxMjE5OTM0YzEyNDg4Nzg1Y2Q4OWFmNjFhMDMwOWI2N2UzNmM1MzFmMmVjNjgxYTdk&gs_lcrp=EgZjaHJvbWUyBggAEEUYOTIGCAEQRRg80gEHNDE5ajBqN6gCCLACafEF-te2nAi2vcTxBfrXtpwItr3E&sourceid=chrome&ie=UTF-8.
- [30] Parlamento Europeo e Consiglio dell'Unione Europea, *Direttiva 1999/92/CE relativa alle prescrizioni minime per il miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori che possono essere esposti al rischio di atmosfere esplosive*, 1999. Disponibile al link: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:1999L0092:20070627:IT:PDF>

- [31] Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione Europea, *Direttiva 2014/34/UE concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative agli apparecchi e sistemi di protezione destinati a essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva*, 2014. Disponibile al link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0034>.
- [32] CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), *CEI EN IEC 60079-10-1 Atmosfere esplosive -Parte 10 – 1: Classificazione dei luoghi – Atmosfere esplosive per la presenza di gas*, 2023.
- [33] API (American Petroleum Institute), *API RP 505: Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Zone 0, Zone 1 and Zone 2*, 2025.
- [34] IEC (International Electrotechnical Commission), *IEC 60079-0 Explosive atmospheres – Part: Equipment – General requirement*, 2017.
- [35] CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), *Atmosfere Esplosive -Guida alla classificazione dei luoghi con pericolo esplosione per la presenza di gas in applicazione della Norma CEI EN IEC 60079-10-1*, 2012.
- [36] Majdi Belguith, *Comparing API RP 505 and IEC 60079-10 approaches for Area Classification*, 2025. Disponibile al link: <https://www.linkedin.com/pulse/comparing-api-rp-505-iec-60079-10-approaches-area-majdi-belguith-ieuqf/>.
- [37] IEC (International Electrotechnical Commission), *IEC-60079-29-1 Explosive atmospheres. Gas detectors - Performance requirements of detectors for flammable gases*, 2020.
- [38] IEC (International Electrotechnical Commission), *IEC-60079-29-2 Gas detectors – Selection, Installation, use and maintenance of detectors for flammable gases and oxygen*, 2015.
- [39] IEC (International Electrotechnical Commission), *IEC-60079-29-3 Gas Detectors – Guidance on functional safety of fixed gas detection system*, 2014.
- [40] Crowcon, *Sensori ad infrarossi*. Disponibile al link: <https://www.crowcon.com/it/article/infrared-ir-sensors/>.

- [41] Sensitron, *Rilevatori gas: differenza tra sensore infrarossi e catalitico*. Disponibile al link: <https://www.sensitron.it/rilevazione-gas-differenza-tra-sensore-infrarossi-e-catalitico/>.
- [42] Emerson, Informazioni sui rilevatori di perdite di gas a ultrasuoni. Disponibile al link: <https://www.emerson.com/it-it/automation/measurement-instrumentation/flame-gas-detection/about-ultrasonic-gas-leak-detectors>.
- [43] International Organization for Standardization, *ISO 7240-7 Fire detection and alarm systems – Point-type smoke detectors using scattered light, transmitted light or ionization*, 2023.
- [44] International Organization for Standardization, *ISO 7240-12 Fire detection and alarm systems – Line type smoke detectors using a transmitted optical beam*, 2022.
- [45] International Organization for Standardization, *ISO 7240-5 Fire detection and alarm systems – Point type heat detectors*, 2018.
- [46] International Organization for Standardization, *ISO 7240-31 Fire detection and alarm systems – Resettable line-type heat detectors*, 2022.
- [47] International Organization for Standardization, *ISO 7240-32 Fire detection and alarm systems – Non-resettable line-type heat detectors*, 2022.
- [48] International Organization for Standardization, *ISO 7240-10 Fire detection and alarm systems – Point-type flame detectors*, 2012.
- [49] International Organization for Standardization, *ISO 7240-10 Fire detection and alarm systems – Manual alarm call points*, 2011.
- [50] Ente Italiano di Normazione (UNI), *UNI 9795 Dicembre 2021*, 2021. Disponibile al link: <https://www.ordineingegnerinapoli.com/wp-content/uploads/2022/11/9795-dicembre-2021-Nuova-Arial-senza-logo-Napoli-Megawatt.pdf>.
- [51] Unione Europea, *Direttiva 92/58/CEE del Consiglio del 24 giugno 1992 recante le prescrizioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o salute sul gruppo di lavoro*, 1992. Disponibile al link: <https://eur->

lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:01992L0058-20070627.

- [52] Ministero dell'Interno, *Decreto Ministeriale 3 agosto 2015: Approvazione di norme tecniche di prevenzione incendi, ai sensi dell'articolo 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139*, 2015. Disponibile al link: https://www.bosettiegatti.eu/info/norme/statali/2015_dm_03_08_interno_antincendio.pdf
- [53] Ministero dell'Interno, *Decreto Ministeriale 331 luglio 1934: Approvazione delle norme di sicurezza per la lavorazione, l'immagazzinamento, l'impiego o la vendita di oli minerali, e per il trasporto degli oli stessi*, 1934. Disponibile al link: <https://www.certifico.com/component/attachments/download/25151>
- [54] Presidente della Repubblica, *Decreto del Presidente della Repubblica 1 agosto 2011, n. 151: Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'articolo 49, comma 4-quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n.122*, 2011. Disponibile al link: https://www.bosettiegatti.eu/info/norme/statali/2011_0151.htm
- [55] Ministero dell'Interno, *Decreto Ministeriale 20 dicembre 2012: Regola tecnica di prevenzione incendi per gli impianti di protezione attiva contro l'incendio installati nelle attività soggette ai controlli di prevenzione incendi (Testo coordinato)*, 2012. Disponibile al link: https://www.vigilfuoco.it/sites/default/files/coordinated-text/COORD_DM_20_12_2012.pdf
- [56] National Fire Protection Association (NFPA), *NFPA 15: Standard for water Spray Fixed systems for Fire Protection*, 2022. Disponibile al link: <https://www.edufire.ir/storage/Library/ETFA-ABI/NFPA/NFPA%2015-2022.pdf>

- [57] National Fire Protection Association (NFPA), *NFPA 11: Standard for Low, Medium and High-Expansion Foam*, 2021. Disponibile al link: <https://edufire.ir/storage/Library/foam/NFPA%2011-2016.pdf>.
- [58] Det Norske Veritas, *DNV-OS-A101 Safety principles and arrangements*, 2021.
- [59] European Committee for Standardization, *EN 15154-5: Emergency safety showers – Part 5: Water overhead body showers for sites other than laboratories*, 2019.
- [60] European Committee for Standardization, *EN 15154-2: Emergency safety showers – Part 5: Plumbed-eye wash units*, 2025.
- [61] International Organization for Standardization, *ISO 7010 Graphical symbols – Safety colours and safety signs – Registered safety signs*, 2024.