

**SardHy**  
**Green Hydrogen S.r.l.**  
*Stabilimento di Sarroch (Cagliari)*

**REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI  
PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE MEDIANTE  
ELETTROLISI**

**Studio di Impatto Ambientale**  
**D.lgs. 152/2006**

***Relazione progetto definitivo***

***AM-RT10009***

**SardHy Green Hydrogen S.r.l.**  
**Stabilimento di Sarroch (CA)**

**REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI  
PRODUZIONE IDROGENO VERDE MEDIANTE  
ELETTROLISI**

**RELAZIONE PROGETTO DEFINITIVO**

**COORDINAMENTO GENERALE:**

**SARTEC – Saras Ricerche e Tecnologie**

**Ing. Manolo Mulana**

**Ing. Alessandro Casula (GreenHeadLight Srl SB)**

**Gruppo di lavoro:**

Ing. Alessandro Casula (Coordinatore e responsabile)

Ing. Gabriele Insabato

Ing. Angela Nunziata

Dott.ssa Francesca Natalizio

Dott.ssa Elena Tasca

Dott.ssa Giulia Tettamanti

**Collaborazioni specialistiche:**

Paesaggistica: Ing. Paolo Alessandro Tarenzi

Impatto acustico: Dott. Francesco Perria – Ing. Manuela Melis

<i>Rev.</i>	<i>Data</i>	<i>Descrizione</i>	<i>Red.</i>	<i>Contr.</i>	<i>Appr.</i>
0	25/01/2023	Emissione per procedura di VIA	GreenHeadLight Srl SB	Sartec	Sartec

## SOMMARIO

1	PREMESSA GENERALE .....	5
2	LO SCENARIO DI RIFERIMENTO .....	6
2.1	Atti programmatici a livello internazionale .....	6
2.2	Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) .....	7
2.3	Il Piano energetico Ambientale Regionale della Sardegna (PEARS) .....	9
2.4	Impatto ambientale e sostenibilità .....	11
3	INQUADRAMENTO TERRITORIALE ED URBANISTICO .....	13
3.1	Ubicazione dell'intervento .....	13
3.2	Inquadramento urbanistico e norme di tutela del territorio .....	16
3.2.1	Inquadramento urbanistico – Piano Urbanistico Comunale di Sarroch .....	16
3.2.2	Analisi dei vincoli di carattere paesaggistico – ambientale .....	17
4	LE ALTERNATIVE PROGETTUALI ANALIZZATE .....	21
4.1	Premessa .....	21
4.2	Analisi delle alternative di processo .....	21
4.2.1	Classificazione dei processi di produzione dell'idrogeno .....	21
4.2.2	Domanda di idrogeno - Situazione attuale a livello globale .....	22
4.2.3	Altri processi .....	23
4.2.4	Tecnologie presenti sul mercato .....	24
4.2.5	Tecnologie per l'idrogeno marrone .....	25
4.2.6	Tecnologie per l'idrogeno grigio .....	26
4.2.7	Tecnologie per l'idrogeno blu .....	27
4.2.8	Soglia di emissioni stabilita dalla RED II .....	28
4.2.9	Tecnologie per l'idrogeno verde .....	28
4.3	Analisi dell'alternativa zero .....	39
4.4	Analisi dell'alternativa localizzativa .....	39
4.5	Scelta dell'alternativa progettuale .....	40
5	DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO .....	41
4.1.	Descrizione generale del processo e lay-out .....	41
4.2.	Descrizione tecnica dei componenti dell'impianto .....	46
4.2.1.	PK-01/02 – Trattamento acque .....	46
4.2.2.	PK-03 – Moduli di elettrolisi .....	52
4.2.3.	PK-04 – Purificazione del flusso di idrogeno .....	58
4.2.4.	PK-05 – Chiller a servizio del modulo di purificazione dell'idrogeno e di elettrolisi 60	
4.2.5.	PK-06 – Produzione aria strumenti .....	63
4.2.6.	Alimentazione e distribuzione elettrica .....	64
4.2.7.	Nuovi fabbricati .....	72
4.2.8.	Rete fognaria .....	76

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

4.3.	Opere connesse.....	81
4.4.	Bilancio di massa .....	81
4.5.	Bilancio di energia ed efficienza .....	82
4.6.	Analisi delle migliori tecniche disponibili .....	83
6	DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO.....	86
6.1.	Aree utilizzate .....	86
6.2.	Gestione del cantiere .....	87
6.2.1.	Tracciati viari .....	87
6.2.2.	Logistica del cantiere .....	89
6.2.3.	Aree di stoccaggio e gestione dei materiali.....	92
6.2.4.	Aree di stoccaggio e gestione dei rifiuti prodotti .....	94
6.2.5.	Gestione delle terre e delle rocce da scavo .....	95
6.2.6.	Cronoprogramma .....	96
6.2.7.	Fabbisogno forza lavoro e macchinari .....	99
6.2.8.	Sicurezza e salute sul lavoro nell'ambito della fase di cantiere .....	99
6.3.	Descrizione delle attività di cantiere .....	99
6.3.1.	Predisposizione delle aree.....	99
6.3.2.	Opere civili.....	104
6.3.3.	Lavori di carpenteria e piping.....	106
6.3.4.	Lavori elettrici .....	108
6.3.5.	Opere di strumentazione .....	110
6.3.6.	Ripristino dell'area .....	111
6.4.	Consumi ed emissioni .....	111
6.4.1.	Emissioni in atmosfera.....	111
6.4.2.	Approvvigionamento idrico di cantiere .....	112
6.4.3.	Gestione delle acque di lavorazione .....	113
6.4.4.	Impatto acustico .....	113
6.4.5.	Modalità operative di cantiere .....	115
7	ANALISI DEI BENEFICI DERIVANTI DAL PROGETTO.....	117
7.1	Premessa.....	117
7.2	Ricadute economiche del progetto a livello locale .....	117
7.3	Stima costi – benefici .....	118
7.3.1	Ambito produttivo.....	118
7.3.2	Ambito economico .....	119
7.3.3	Ambito ambientale .....	119

## **1 PREMESSA GENERALE**

La presente relazione tecnico-descrittiva costituisce parte integrante del progetto definitivo di un impianto di produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi da 20 MW.

L'intervento è proposto da *SardHy Green Hydrogen Srl*, una *NewCo* costituita da *Saras S.p.A.* ed *Enel Green Power S.p.A.*, operante nel settore della progettazione, sviluppo, costruzione, connessione alla rete di distribuzione nazionale, messa in opera e gestione di impianti di elettrolisi, nonché di infrastrutture ed opere ad essi collegate, incluse quelle di eventuale connessione con la rete, alimentati da impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per la produzione di idrogeno verde destinato alla commercializzazione.

L'impianto di produzione di idrogeno verde sarà costituito da elettrolizzatori in grado di produrre idrogeno e ossigeno a partire da acqua di mare, precedentemente demineralizzata. L'impianto in progetto è caratterizzato da una potenza pari a 20 MW e da un'operatività di 7.500 ore equivalenti annue, in grado di produrre circa 4.000 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno e 2.000 Nm<sup>3</sup>/h di ossigeno da destinare al fabbisogno della raffineria Sarlux. In particolare, l'idrogeno sarà immesso direttamente nella rete di Raffineria per l'utilizzo in processi di hydrocracking e hydrotreatment e l'ossigeno verrà utilizzato nei processi di recupero dello zolfo, nelle unità di cracking catalitico (FCC) e nel complesso IGCC - Integrated Gasification Combined Cycle.

La definizione di idrogeno "verde" è da riferirsi al fatto che l'energia elettrica utilizzata dall'intero impianto proviene unicamente da impianti di energia rinnovabile di tipo eolico, idroelettrico e fotovoltaico e sarà coperta da certificazione all'origine a cura di *Enel Green Power S.p.A.*

L'area identificata per la realizzazione dell'impianto è una ex area della raffineria Sarlux di estensione pari a 6.080 m<sup>2</sup>, libera da impianti e manufatti e ubicata dove precedentemente era presente il Bacino di Contenimento del Serbatoio ST-1, ora smantellato completamente.

L'attività di *SardHy* è del tutto autonoma dall'attività della raffineria Sarlux. Con quest'ultima ha unicamente le seguenti interconnessioni:

1. Fornitura di acqua di processo, azoto e energia elettrica dalla raffineria;
2. Invio degli scarichi alla rete fognaria di raffineria;
3. Cessione dell'idrogeno e dell'ossigeno prodotti alla raffineria.

## 2 LO SCENARIO DI RIFERIMENTO

### 2.1 Atti programmatici a livello internazionale

L'Unione Europea ha presentato nel dicembre 2019 il suo Green Deal che punta a realizzare un'economia neutrale sotto il profilo climatico entro il 2050, ossia azzerare le emissioni nette di CO<sub>2</sub> con interventi in tutti i settori economici, dalla produzione di energia, ai trasporti, dal riscaldamento/raffreddamento degli edifici, ai processi manifatturieri e alle industrie pesanti.

Uno tra gli obiettivi principali è quello di decarbonizzare il mix energetico, puntando in massima parte sulle rinnovabili, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra per il 2030 ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990.

In termini di controllo delle emissioni, il Sistema europeo di scambio di quote di emissione (*European Union Emissions Trading Scheme - EU ETS*) è il principale strumento adottato dall'Unione europea, in attuazione al Protocollo di Kyoto, per ridurre le emissioni di gas a effetto serra nei settori industriali caratterizzati da maggiori emissioni. Il sistema di scambio di quote risponde al meccanismo di “*cap&trade*” il quale stabilisce un tetto massimo al livello totale di emissioni consentite agli operatori vincolati al sistema, ma consente agli stessi di accedere al mercato dei diritti di emissione di CO<sub>2</sub> (quote) secondo necessità, all'interno del limite stabilito. Le quote sono contabilizzate all'interno di un Registro unico dell'Unione Europea, una banca dati che tiene conto di tutti i passaggi di proprietà delle quote e consente agli operatori di compensare annualmente le proprie emissioni, restituendo le quote agli Stati membri.

Il sistema EU-ETS è ad oggi nella “Fase 4”, che dovrà portare l'Unione al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas clima-alteranti del 40% al 2030. Per perseguire tale obiettivo, la Fase 4 prevede un incremento del tasso di riduzione annua delle emissioni (dall' 1,74% della Fase 3 al 2,2% della Fase 4) e ciò corrisponde ad una riduzione aggiuntiva delle emissioni di CO<sub>2</sub> di circa 556 milioni di tonnellate di tra il 2020 ed il 2030.

Per quanto riguarda il settore della produzione di idrogeno, l'Unione Europea ha emesso in data 08/07/2020 una Comunicazione dal titolo “*Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra*” nella quale viene assegnato all'idrogeno senza o a basse emissioni un ruolo prioritario per il raggiungimento degli obiettivi di progressiva decarbonizzazione dell'economia e di raggiungimento della neutralità climatica al 2050. L'uso dell'idrogeno applicato a diversi comparti produttivi può rappresentare una soluzione per la decarbonizzazione dei processi industriali e dei comparti economici nei quali la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> è tanto prioritaria quanto difficoltosa. Le potenzialità dell'idrogeno sono molteplici, in quanto può essere utilizzato come materia prima, combustibile, vettore o accumulatore di energia e trova numerose applicazioni nel settore dell'industria, dei trasporti e dell'energia elettrica. Inoltre, l'uso finale non genera emissioni di CO<sub>2</sub> e non causa alcun tipo di inquinamento atmosferico. Tuttavia, allo stato attuale, l'idrogeno rappresenta solo una piccola percentuale del mix energetico europeo ed è

ancora in larga misura prodotto facendo ricorso a fonti fossili, in particolare gas naturale o carbone, con processi e tecnologie che rilasciano dalle 70 alle 100 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> annue nella sola Unione Europea.

Sul piano dei costi, né l'idrogeno rinnovabile né quello a basse emissioni possono ancora competere con l'idrogeno di origine fossile. Ne consegue che una delle priorità dell'Unione sia quella di sviluppare l'idrogeno verde attraverso azioni, investimenti ed obiettivi stabiliti all'interno di una ROAD MAP suddivisa in tre successive fasi temporali:

- Prima fase dal 2020 al 2024: installazione di almeno 6 GW di elettrolizzatori per produrre fino a 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile.
- Seconda fase dal 2025 al 2030: installazione di almeno 40 GW di elettrolizzatori per produrre fino a 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile.
- Terza fase dal 2030 al 2050: creazione di un mercato maturo e competitivo, capace di raggiungere tutti i settori difficili da decarbonizzare, parallelamente ad un aumento sostanziale della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili per l'alimentazione degli impianti di produzione di idrogeno verde.

Il progetto per la realizzazione del nuovo impianto di produzione di idrogeno verde si inserisce nella programmazione internazionale in materia di energia e controllo delle emissioni come un intervento coerente con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e promozione dell'utilizzo dell'idrogeno verde in diversi comparti, al fine di operare una progressiva decarbonizzazione dell'industria petrolifera. L'intervento in progetto si inserisce perfettamente all'interno della Strategia europea per l'idrogeno, in quanto finalizzato alla produzione di idrogeno verde da destinare agli usi interni della Raffineria Sarlux, in parziale sostituzione dell'idrogeno prodotto con metodi convenzionali (idrogeno "grigio" e idrogeno "marrone").

## **2.2 Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) si inserisce all'interno del programma *Next Generation EU* (NGEU), concordato dall'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica. La principale componente del programma NGEU è il Dispositivo per la Ripresa e Resilienza, che ha una durata di 6 anni (dal 2021 al 2026) e una dimensione totale di 672,5 miliardi di euro.

Il Piano si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo (digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica e inclusione sociale) e lungo le seguenti missioni:

1. Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura, con l'obiettivo di promuovere la trasformazione digitale del Paese, sostenere l'innovazione del sistema produttivo, e investire in turismo e cultura;

2. Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica, con gli obiettivi principali di migliorare la sostenibilità e la resilienza del sistema economico e assicurare una transizione ambientale equa e inclusiva;
3. Infrastrutture per una Mobilità Sostenibile, il cui obiettivo primario è lo sviluppo di un'infrastruttura di trasporto moderna, sostenibile ed estesa a tutte le aree del Paese;
4. Istruzione e Ricerca, con l'obiettivo di rafforzare il sistema educativo, le competenze digitali e tecnico-scientifiche, la ricerca e il trasferimento tecnologico;
5. Inclusione e Coesione, per facilitare la partecipazione al mercato del lavoro, rafforzare le politiche attive del lavoro e favorire l'inclusione sociale;
6. Salute, con l'obiettivo di rafforzare la prevenzione e i servizi sanitari sul territorio, modernizzare e digitalizzare il sistema sanitario e garantire equità di accesso alle cure.

Il Piano prevede inoltre un ambizioso programma di riforme per facilitare la fase di attuazione e, più in generale, contribuire alla modernizzazione del Paese, rendendo il contesto economico più favorevole allo sviluppo dell'attività d'impresa.

Di particolare interesse è la missione relativa alla rivoluzione verde e transizione ecologica, la quale consiste in:

- C1. Economia circolare e agricoltura sostenibile;
- C2. Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile;
- C3. Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici;
- C4. Tutela del territorio e della risorsa idrica.

Il progetto descritto nella presente relazione volto alla costruzione di un impianto per la produzione di idrogeno verde, si colloca nell'ambito del programma Next Generation EU (NG-EU), promosso dall'Unione europea per aiutare gli Stati membri nella ripresa post pandemica ma con un'attenzione centrale sul tema della sostenibilità ambientale. Il documento presentato dall'Italia per accedere ai fondi del Dispositivo per la Recovery and Resilience Facility (RRF), strumento chiave del NG-EU, è il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) "*Italia domani*". In particolare, il Ministero della Transizione ecologica si propone di accelerare l'innovazione e rendere l'Italia leader della transizione ecologica, fissando i seguenti obiettivi:

- rendere l'Italia più resiliente ai cambiamenti climatici;
- rendere il sistema italiano più sostenibile nel lungo termine garantendone la competitività;
- sviluppare leadership internazionale e knowledge nelle principali filiere della transizione;



- assicurare una transizione inclusiva ed equa, massimizzando i livelli occupazionali, con particolare riferimento alle donne e ai giovani, e contribuendo alla riduzione del divario territoriale;
- aumentare consapevolezza e cultura su sfide e tematiche ambientali.

Il MiTE lavorerà soprattutto alla Missione 2 del PNRR, *“Rivoluzione verde e transizione ecologica”*, che si prefigge l’obiettivo di colmare le lacune strutturali che ostacolano il raggiungimento di un nuovo e migliore equilibrio fra natura, sistemi alimentari, biodiversità e circolarità delle risorse, in linea con gli obiettivi del Piano d’azione per l’economia circolare varato dall’Unione europea nel marzo del 2020. La Missione si articola in quattro diverse Componenti e la Componente 2, *“Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile”*, è quella all’interno della quale ricade il presente progetto.

La Componente 2 ha come obiettivo quello di contribuire al raggiungimento degli obiettivi strategici di decarbonizzazione attraverso importanti linee di riforme e investimenti, incrementando la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete, promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell’idrogeno, incentivare la crescita di un trasporto locale più sostenibile e sviluppare nel nostro Paese catene di fornitura competitive nelle aree a maggior crescita che consentano di ridurre la dipendenza da importazioni di tecnologie ed anzi di farne motore di occupazione e crescita. In particolare, per la realizzazione delle cosiddette *“Hydrogen valleys”* sarà destinato un investimento del valore di 500 milioni di euro.

In merito allo sviluppo dell’energia rinnovabile, il Piano prevede un incremento della quota di energia prodotta da FER, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione.

## **2.3 Il Piano energetico Ambientale Regionale della Sardegna (PEARS)**

Con Delibera n. 5/1 del 28 gennaio 2016, la Giunta Regionale ha adottato la nuova Proposta Tecnica di Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna per il periodo che va dal 2015 al 2030.

Il documento è stato redatto sulla base delle Linee di Indirizzo Strategico del Piano *“Verso un’economia condivisa dell’Energia”*, adottate con DGR n. 37/21 del 21.07.2015 e approvate in via definitiva con la DGR n. 48/13 del 02/10/2015.

Il Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna (PEARS) è il documento che definisce lo sviluppo del sistema energetico regionale sulla base delle direttive e delle linee di indirizzo definite dalla programmazione comunitaria, nazionale e regionale.

L'adozione del PEARS assume una importanza strategica soprattutto alla luce degli obiettivi europei al 2020 ed al 2030 in termini di riduzione dei consumi energetici, riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> da consumi energetici e di sviluppo delle FER.

Le linee di indirizzo del Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna, riportate nella Delibera della Giunta Regionale n. 48/13 del 2.10.2015, indicano come obiettivo strategico di sintesi per l'anno 2030 la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> associate ai consumi della Sardegna del 50% rispetto ai valori stimati nel 1990.

Per il conseguimento di tale obiettivo strategico sono stati individuati i seguenti Obiettivi Generali (OG):

- OG1 - Trasformazione del sistema energetico Sardo verso una configurazione integrata e intelligente (*Sardinian Smart Energy System*);
- OG2 - Sicurezza energetica;
- OG3 - Aumento dell'efficienza e del risparmio energetico;
- OG4 - Promozione della ricerca e della partecipazione attiva in campo energetico.

Sulla base dello scenario energetico a medio-lungo termine, non emergono disarmonie tra la proposta progettuale e gli indirizzi del PEARS. In particolare, il progetto di realizzazione del nuovo impianto H<sub>2</sub> Green contribuisce in maniera positiva al raggiungimento dell'obiettivo strategico di sintesi per l'anno 2030, ovvero la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> associate ai consumi della Sardegna del 50% rispetto ai valori stimati nel 1990. L'utilizzo dell'idrogeno all'interno della raffineria è finalizzato alla rimozione delle impurità (specialmente solfuri) e alla raffinazione delle frazioni pesanti in prodotti più leggeri (processo di idrogenazione). Tipicamente l'idrogeno viene prodotto in loco nella sua forma "grigia", cioè a partire dal gas naturale mediante Steam Methane Reformers (SMRs), con conseguenti emissioni di CO<sub>2</sub> (dal 7 ai 10 kg di CO<sub>2</sub> per ogni kg di idrogeno prodotto). La realizzazione del nuovo impianto per la produzione di idrogeno verde permetterà di evitare le emissioni di CO<sub>2</sub> associate alla produzione tradizionale di idrogeno e di produrlo mediante idrolisi dell'acqua, una tecnologia considerabile a "zero emissioni dirette di CO<sub>2</sub>".

## **2.4 Impatto ambientale e sostenibilità**

L'idrogeno e il suo utilizzo industriale hanno origini molto lontane che risalgono a metà dell'Ottocento; nonostante questo il mercato attuale dell'idrogeno risulta essere molto limitato ad utilizzi in settori specifici.

A livello globale, si registra una domanda di circa 115 milioni di tonnellate annue di idrogeno, di cui:

- circa 73 Mton sono utilizzate come idrogeno puro, prevalentemente nel settore della raffinazione petrolifera e dell'industria della produzione di ammoniaca per i fertilizzanti, che rappresentano circa il 60% della domanda totale.
- altre 42 Mton sono utilizzate sotto-forma di miscela con altri gas, principalmente per la produzione di metanolo e per l'industria siderurgica.

A livello globale, la produzione di idrogeno come prodotto primario si attesta intorno a circa 70 Mton, mentre altre 48 Mton di idrogeno sono ottenute come prodotto secondario (by-product) di alcuni specifici processi, specialmente nell'industria chimica e nelle raffinerie.

La produzione diretta di idrogeno deriva quasi interamente da fonti fossili (99,3%): in particolare, oltre il 70% si riferisce a idrogeno grigio prodotto in larga parte nel processo di Steam Methane Reforming, il 28% si riferisce a idrogeno marrone, prodotto dalla gassificazione del carbone. La restante quota si suddivide tra idrogeno blu (0,6%) e idrogeno green (0,1%);

In modo analogo, anche l'idrogeno prodotto come «scarto» di altri processi risulta fortemente legato a fonti fossili e soltanto lo 0,5% può essere considerato idrogeno green.

Al momento i processi principali per la produzione dell'idrogeno sono quindi legati all'utilizzo di combustibili fossili (gas naturale e carbone).

Poco rilevante a livello di numeriche attuali appare invece la produzione a basse/nulle emissioni di CO<sub>2</sub>, ottenuta attraverso l'utilizzo del Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) e dell'elettrolisi. Queste soluzioni, anche grazie ad un affinamento delle tecnologie e dei processi produttivi, che permetteranno un abbattimento del Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), otterranno nel prossimo futuro una «rilevanza» sempre maggiore.

L'idrogeno verde viene prodotto tramite il processo di elettrolisi che si può descrivere come la scissione della molecola d'acqua in idrogeno e ossigeno per via elettrochimica (*water split*).



La produzione di idrogeno mediante elettrolisi a partire dall'acqua di mare permette di ridurre le emissioni di gas serra, in quanto si sostituisce in parte alle tecnologie attualmente utilizzate che, come già descritto, producono idrogeno da fonti fossili; inoltre, il fabbisogno energetico delle attuali tecnologie è al momento soddisfatto da energia elettrica prodotta anch'essa da fonti fossili.

L'impianto di Sardhy Green Hydrogen Srl sarà invece alimentato da energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e da acqua di mare, evitando in questo modo la produzione di una quota di gas serra associati all'utilizzo di fonti fossili, direttamente responsabili del cambiamento climatico.

Dal punto di vista ambientale, le emissioni di CO<sub>2</sub> associate a questo processo di produzione sono, fondamentalmente, solo quelle della produzione dell'energia elettrica; e quindi nel caso di utilizzo di energia rinnovabile sono sostanzialmente nulle.

### 3 INQUADRAMENTO TERRITORIALE ED URBANISTICO

#### 3.1 Ubicazione dell'intervento

Il proposto impianto di produzione di idrogeno verde ricade in un'area interamente ricompresa nel perimetro della raffineria Sarlux S.p.A di Sarroch, in particolare nella macroarea denominata *"Impianto Sud"*.

La raffineria Sarlux sorge all'interno del sito industriale di Sarroch (CA), ubicato nella costa sud della Sardegna e compreso tra il basso Sulcis e la linea sud-occidentale del golfo di Cagliari, precisamente al km 19 della Strada Statale 195 *"Sulcitana"*.

La configurazione attuale dello stabilimento è suddivisa in due aree:

- L'area denominata *"impianti Sud"*, comprensiva della Raffineria e dell'impianto IGCC, occupante una superficie di circa 1.971.700 m<sup>2</sup>.
- L'area denominata *"impianti Nord"*, acquisita dalla Versalis – Gruppo ENI, occupante una superficie di circa 396.600 m<sup>2</sup>

In particolare, l'area individuata per l'intervento in progetto risulta attualmente libera da impianti e manufatti ed è ubicata ove precedentemente era presente il Bacino di Contenimento del Serbatoio ST-1 (ora smantellato/demolito completamente); tale area risulta confinante a Nord con il Pipe Rack prospiciente la strada E, a Sud con la strada C, a Ovest con la strada IIE fronte impianti UNITA 800 e TAME, e a Est con le Vasche API.

L'area di intervento ha un'estensione di circa 6.080 m<sup>2</sup> e la perimetrazione di dettaglio è riportata in Figura 1.



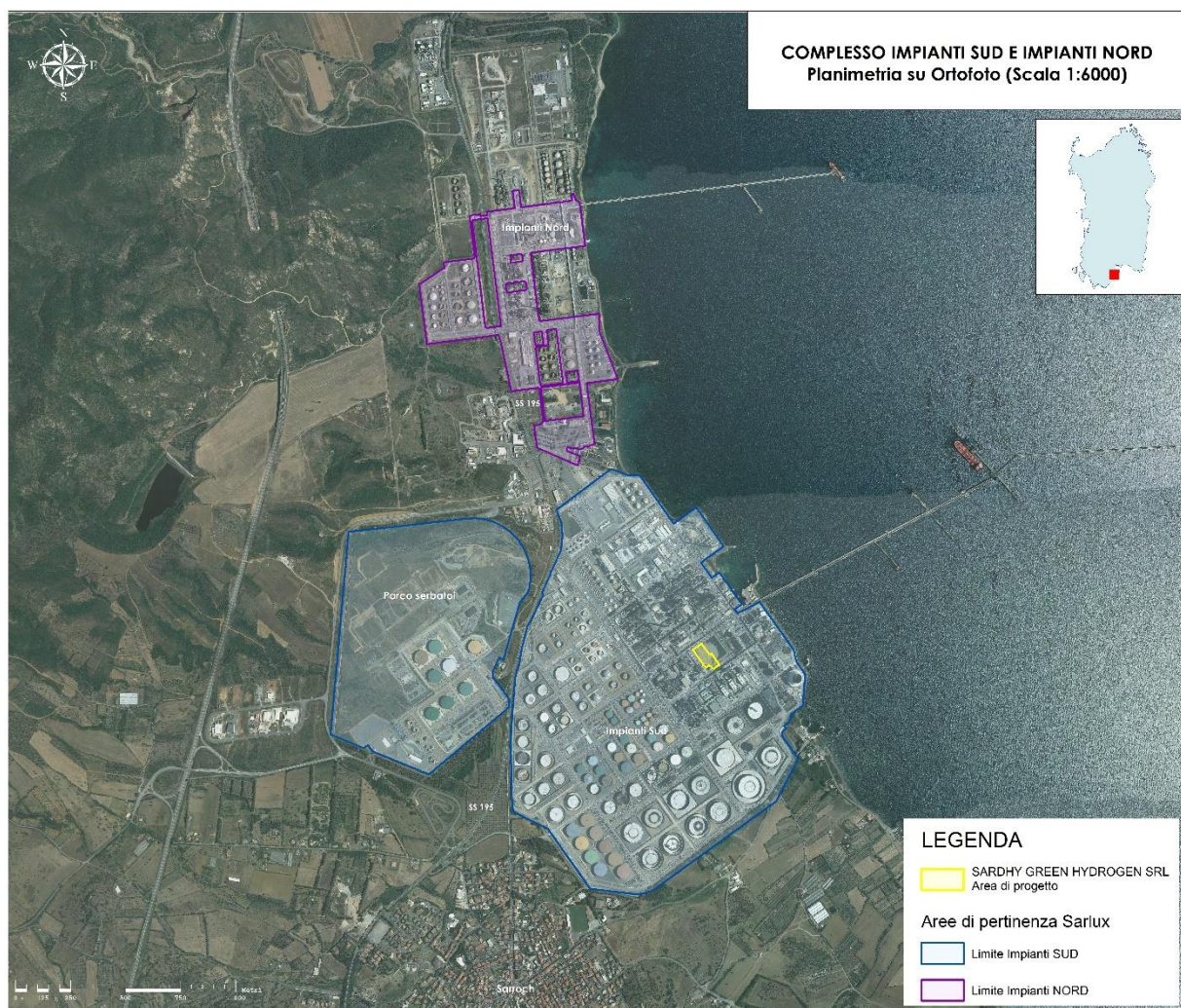


Figura 1 - Configurazione attuale raffinerie Sarlux e indicazione area interessata dalla realizzazione del progetto “H2 Green”

L'area in oggetto è stata soggetta a bonifica tra il 2008 e il 2009 dopo l'approvazione, da parte del Ministero competente, dei progetti per la messa in sicurezza di emergenza (MISE). Sarlux ha provveduto all'asportazione del terreno contaminato, secondo quanto previsto dal progetto condiviso e approvato dalle Autorità competenti, allo scopo di richiederne la sua restituzione per la realizzazione e svolgimento di nuove attività. Sarlux nel 2021 ha comunicato la chiusura delle attività di MISE relative all'Area ST-1. A seguito delle operazioni di bonifica l'area risulta ad una quota inferiore di circa 2 - 2,5 m, fino a circa 4m in alcuni punti, rispetto alle quote altimetriche delle aree limitrofe di futuro accesso al nuovo impianto e necessita pertanto di essere soggetta ad una “*site preparation*” con riempimento e opere di contenimento in c.a.

Sotto il profilo urbanistico, l'area risulta classificata come zona “D1 industriale” dal Piano Urbanistico Comunale di Sarroch, che comprende le aree destinate a industria di grande

dimensione dal Piano Regolatore territoriale del CASIC (oggi CACIP) al quale le Norme Tecniche di Attuazione del PUC di Sarroch rimandano espressamente.

Il Consorzio Industriale Provinciale di Cagliari (CACIP) è l'Ente preposto alla realizzazione delle infrastrutture quali strade, impianti di illuminazione, impianti di depurazione delle acque, impianti di trattamento e smaltimento dei rifiuti nell'area industriale di Cagliari, al fine di stimolare gli operatori economici ad intraprendere nuove attività imprenditoriali nel settore industriale, commerciale o nel terziario.

Nella cartografia ufficiale, il Sito è individuabile nella Sezione in scala 1: 25.000 della Carta Topografica d'Italia dell'IGMI al Foglio 565 Sez. II – Villa S. Pietro e al Foglio 566 Sez. III – Pula della Carta Tecnica Regionale.

I centri abitati più vicini all'area sono (le distanze sotto riportate si intendono misurate in linea d'aria rispetto al perimetro della Raffineria):

- Sarroch (circa 0,25 km)
- Villa S. Pietro (circa 6 km).

Sotto il profilo viario, la Raffineria è collegata con:

- Cagliari tramite la S.S. 195 "Sulcitana";
- Iglesias, tramite la S.S. 195 e la S.S. 130 "Iglesiente";
- Carbonia, tramite la S.S. 195, la S.S. 130 e la S.S. 126 "Sud-occidentale sarda".

L'aeroporto civile più prossimo è quello di Cagliari-Elmas che dista circa 30 km dallo Stabilimento; l'area occupata dal sito Sarlux non è interessata da un corridoio aereo di atterraggio o decollo.



## 3.2 Inquadramento urbanistico e norme di tutela del territorio

### 3.2.1 Inquadramento urbanistico – Piano Urbanistico Comunale di Sarroch

Allo stato attuale, nel settore d'interesse, lo strumento urbanistico vigente è il Piano Urbanistico Comunale di Sarroch (PUC), adottato con delibera del Consiglio Comunale n. 28 del 21/12/2001 e pubblicato nel BURAS in data 04/05/2002.

L'area indentificata per la realizzazione dell'intervento in progetto, ai sensi del PUC vigente, ricade nella zona omogenea D1 “industriale” (Figura 2) e comprende le aree destinate ad industria di grande dimensione definite dal Piano Regolatore Territoriale (PRT) del CACIP, al quale l'art. 15 delle Norme Tecniche di Attuazione afferenti al PUC di Sarroch rimanda espressamente.

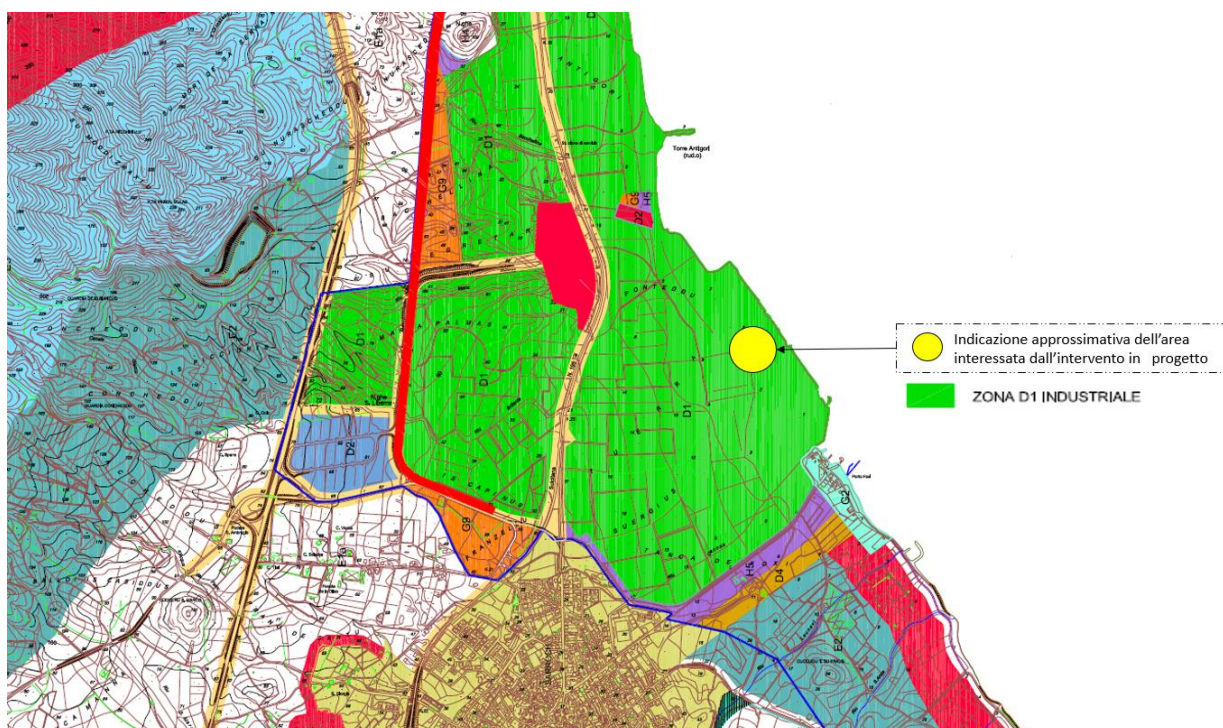


Figura 2 - Estratto cartografico tavola B1a “Zonizzazione del territorio comunale” in scala 1:10000 afferente al P.U.C. di Sarroch e indicazione dell'area di progetto

Il P.R.T. attualmente vigente (6° variante bis approvata con determinazione n. 123/PT del 08.04.2004 del Direttore Ass.to EE.LL. Finanze ed Urbanistica della RAS) ha lo scopo di dare un nuovo assetto alle infrastrutture di carattere generale a servizio dell'Area di sviluppo industriale in esame, nei rapporti della stessa con il territorio circostante, nonché un assetto agli agglomerati di Macchiareddu, Elmas e Sarroch alla luce delle nuove esigenze derivanti dai mutamenti socio-economici del territorio.



Nello specifico, nell'ambito della 6° Variante al P.R.T. definitivo CASIC, l'impianto di produzione di idrogeno verde in progetto ricade in aree destinate ad attività industriali, come illustrato in Figura 3.

Secondo quanto prescritto dalle NTA afferenti al PRT, specificatamente all'art. 11, all'interno delle aree industriali valgono le seguenti prescrizioni principali:

- destinazione d'uso principale: Industriale;
- indice di copertura: 40%;
- indice di sfruttamento: 0,6 m<sup>2</sup>/m<sup>2</sup>;
- distacco dai confini nei lotti con sup. superiore ai 10.000 m<sup>2</sup>: 12 metri;
- distacco dalle strade nei lotti con sup. superiore ai 10.000 m<sup>2</sup>: 15 metri.

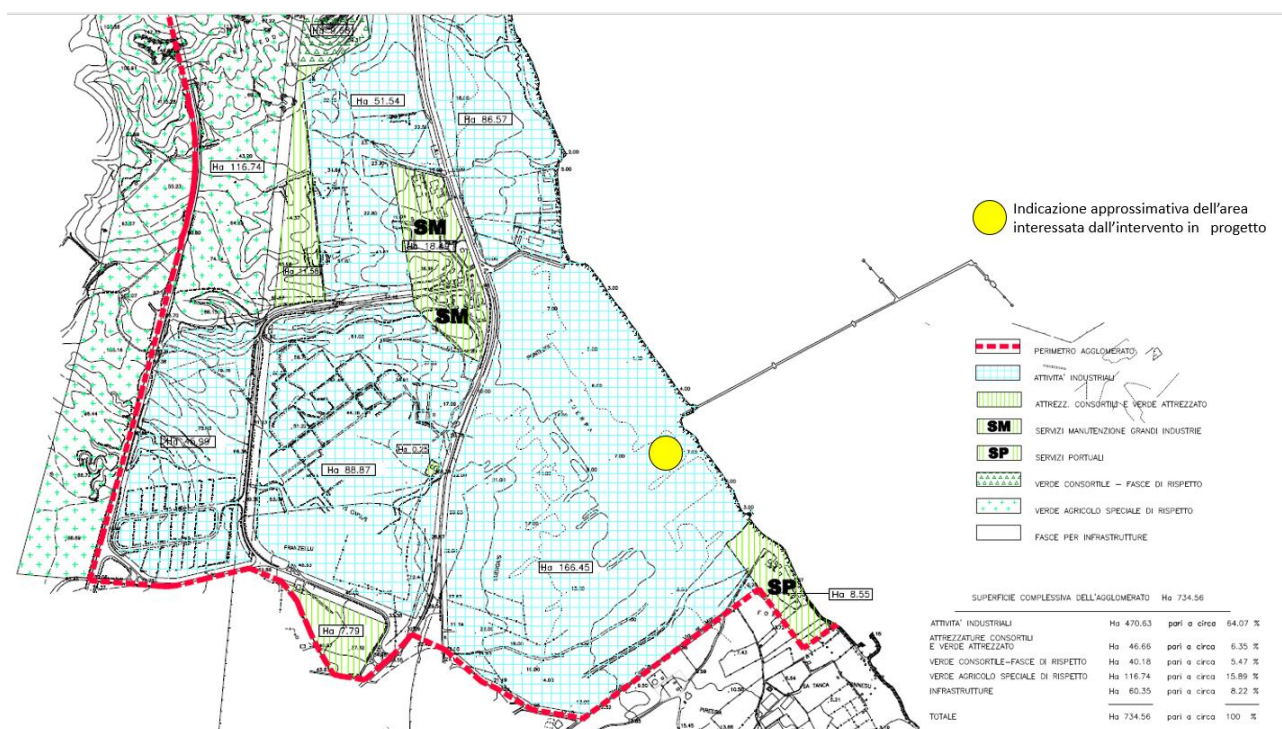


Figura 3 - Estratto cartografico Tavola 4 "Zonizzazione agglomerato di Sarroch" afferente al P.R.T. variante n. 6 bis e indicazione area in progetto

### 3.2.2 Analisi dei vincoli di carattere paesaggistico – ambientale

Allo scopo di fornire una rappresentazione d'insieme dei valori paesaggistici di area vasta, vengono di seguito elencate le aree le aree vincolate per legge, interessate da dispositivi di tutela naturalistica e/o ambientale, istituiti o solo proposti, o comunque, di valenza paesaggistica:

- Ambito di paesaggio costiero "Nora" (art. 14 N.T.A. del PPR);

- Aree di notevole interesse pubblico, ovvero *“le bellezze panoramiche e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico, dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze”* (art. 136, comma 1, lettera d) D.lgs. 42/04);
- Territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i terreni elevati sul mare di cui all' art. 142 comma 1 lettera a) del D.lgs. 42/04 e s.m.i.;
- Territori contermini ai laghi compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i territori elevati sui laghi di cui all' art. 142 comma 1 lettera b) del D.lgs. 42/04 e s.m.i.
- Fascia costiera, disciplinata dagli artt. 17, 19 e 20 delle N.T.A. del PPR e perimetrata nella cartografia allegata al Piano Paesaggistico;
- I Fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna (Art. 142 comma 1 lettera c) D.Lgs. 42/04);
- Fiumi, torrenti e corsi d'acqua e relative sponde o piedi degli argini, per una fascia di 150 metri ciascuna, e sistemi fluviali, ripariali, risorgive e cascate, ancorché temporanee (art. 17 comma 3 lettera h N.T.A. PPR);
- Territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento, come definiti dall'articolo 2 commi 2 e 6, del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 227 (Art. 142 comma 1 lettera g D.Lgs. 42/04);
- Zone umide, laghi naturali ed invasi artificiali e territori contermini compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i territori elevati sui laghi (artt. 17 e 18 N.T.A. PPR);
- Siti di interesse comunitario (SIC) istituiti ai sensi della Direttiva 92/43/CEE “Habitat”, con particolare riferimento ai siti ITB041105 *“Foresta di Monte Arcosu”* (sup. complessiva 30.370 ha), ITB042216 *“Capo di Pula”* (sup. complessiva 1576 ha), e ITB040023 *“Stagno di Cagliari, Saline di Macchiareddu, Laguna di Santa Gilla”* (sup. complessiva 5983 ha), distanti rispettivamente circa 4,5, 7,8 e 8 km dalle aree d'intervento;
- Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva 79/409/CEE “Uccelli”, con particolare riferimento alle più prossime ZPS ITB044003 *“Stagno di Cagliari”* (sup. complessiva 3.756 ha) e ITB044009 *“Foresta di Monte Arcosu”* (sup. complessiva 3.132 ha), distanti rispettivamente circa 8,6 e 12 km dalle aree d'intervento;
- Componenti di paesaggio con valenza ambientale di cui agli articoli 22-27 delle N.T.A. del PPR;
- Aree a pericolosità idrogeologica perimetrata dal PAI;

- Oasi permanenti di protezione faunistica e cattura ai sensi della L.R. n. 23/98 (art.33 N.T.A. del PPR);
- Parco Naturale Regionale del Sulcis, in fase di istituzione;
- Aree di interesse naturalistico individuate dalla L.R. 31/89 e non istituite;
- Zone di rispetto da beni storico-culturali (art. 49 NTA PPR);
- Aree caratterizzate da insediamenti storici (artt. 51, 52, 53 N.T.A. del PPR);
- Parco Geominerario Ambientale e Storico (D.M. Ambiente 265/01).

Con riferimento ad altri ambiti meritevoli di tutela, infine, si evidenzia che:

- il sito di intervento non ricade né è prossimo a parchi archeologici o strettamente contermini ad emergenze di rinomato interesse culturale, storico e/o religioso;
- l'area di progetto non ricade all'interno di aree naturali protette istituite ai sensi della Legge 394/91 ed inserite nell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette né interessa, direttamente o indirettamente, zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della Convenzione di Ramsar, aree SIC o ZPS istituite ai sensi delle Direttive 92/43/CEE e 79/409/CEE;
- non si prevede alcun tipo di impatto negativo significativo su specie e comunità vegetali di interesse conservazionistico o fitogeografico, né si ritiene che gli interventi possano alterare l'ecomosaico e la struttura del paesaggio, anche in virtù della localizzazione delle opere in progetto, interamente ricompreso nel perimetro del polo petrolchimico di Sarroch.

L'analisi del sistema di vincoli paesaggistici che scaturiscono dai disposti del D. Lgs. 42/04 e s.m.i. e delle interazioni tra il PPR e l'intervento proposto, ha evidenziato interferenze dirette e materiali tra le opere in progetto e le aree tutelate limitatamente a quando segue:

- Beni di cui all'art. 142 comma 1 lettera a) *"territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia"*;
- Fascia *"Fascia costiera", così come cartografata dal PPR.* (artt. 19, 20 N.T.A. P.P.R.).

Ai sensi dell'art. 19 delle NTA afferenti al PPR, la *fascia costiera* rientra nella categoria dei beni paesaggistici d'insieme ed è considerata risorsa strategica fondamentale per lo sviluppo sostenibile del territorio sardo. Tuttavia, sebbene le opere in progetto, sebbene ricadano spazialmente all'interno della *"fascia costiera"* non risultano interferire con il bene paesaggistico individuato ai termini dell'art. 143 del D.lgs. 42/04. Infatti, l'area d'intervento risulta compresa all'interno del comparto industriale ed espressamente classificata come *"Zona D – Industriale"* dal Piano Urbanistico Comunale di Sarroch, vale perciò quanto recentemente affermato dalla

D.G.R. n. 16/24 del 28 marzo 2017, che esclude esplicitamente tali comparti “*dall’operatività del vincolo paesaggistico fascia costiera*”;

In dettaglio, la D.G.R. 16/24 del 2017 si inquadra quale atto di indirizzo interpretativo e applicativo delle disposizioni contenute nelle norme tecniche di attuazione del Piano Paesaggistico Regionale – primo ambito omogeneo, con particolare riferimento alle previsioni di cui all’art. 19, comma 3, lettera c).

All’epoca della predisposizione e dell’approvazione del PPR, l’elaborazione cartografica del vincolo *fascia costiera* ha incluso anche le porzioni di territorio escluse dall’operatività del vincolo, ovvero le parti di territorio interessate dalla presenza di centri storici, quelle edificate a fini residenziali, ricomprendendo sia le zone di completamento residenziale che le zone di espansione residenziale, immediatamente contigue al tessuto urbano consolidato, attuate o suscettibili di completa attuazione, le parti del territorio interessate dalla presenza di insediamenti per impianti industriali, artigianali, commerciali e per servizi generali, ricomprendendo anche quelle attuate in parte e suscettibili di completamento. Nell’individuazione delle parti del territorio sottratte dall’operatività del vincolo, l’articolo 19 rimanda esplicitamente alle zonizzazioni contenute negli strumenti urbanistici comunali generali e, con riferimento alle zone urbanistiche omogenee C, D e G.

Riguardo all’Assetto Insediativo, il sito di intervento all’interno del perimetro delle “*grandi aree industriali*”, in particolare nella categoria degli “*insediamenti produttivi a carattere industriale*”.

Relativamente all’Assetto Storico-Culturale, le opere proposte si collocano interamente all’esterno del buffer di salvaguardia di 100 metri da manufatti di valenza storico-culturale cartografati dal PPR nonché esternamente ai siti archeologici per i quali sussista un vincolo di tutela ai sensi della L. 1089/39 e del D.lgs. 42/04 art. 10.

## 4 LE ALTERNATIVE PROGETTUALI ANALIZZATE

### 4.1 Premessa

Nel seguito si descriverà il percorso valutativo compiuto nella definizione delle scelte ingegneristiche orientate al raggiungimento degli obiettivi e delle prestazioni tecniche illustrati nella *Premessa* al presente SIA e negli elaborati di progetto.

Trattandosi di interventi indipendenti sotto il profilo tecnico-funzionale gli stessi saranno presi in esame separatamente.

Avuto riguardo dei potenziali effetti ambientali conseguenti, la valutazione delle possibili alternative ha posto al centro il raggiungimento di soddisfacenti requisiti prestazionali e di sicurezza, durabilità a lungo termine dei componenti, semplicità gestionale e minima interferenza con l'operatività della Raffineria, come più oltre esplicitato.

Nel presente capitolo sono stati utilizzati i dati e le analisi svolte da IRENA - International Renewable Energy Agency e IEA - International Energy Agency, in particolare nei report *Green Hydrogen Cost Reduction* (2021), *The Future of Hydrogen* (2019) e *Global Hydrogen Review* (2021); inoltre, sono state utilizzate le rielaborazioni del gruppo Energy Strategy del Politecnico di Milano svolte nel report *Hydrogen Innovation Report* per gli anni 2021 e 2022.

### 4.2 Analisi delle alternative di processo

#### 4.2.1 Classificazione dei processi di produzione dell'idrogeno

Per spiegare la caratterizzazione delle diverse tipologie di idrogeno, negli anni è stata utilizzata una rappresentazione a colori, ognuno riferito ad uno specifico processo di produzione, oltre che alle diverse fonti energetiche utilizzate nei suddetti processi.

Al fine di creare una mappatura sufficientemente esaustiva si riportano nello schema sottostante le nomenclature più diffuse e comunemente citate in letteratura:

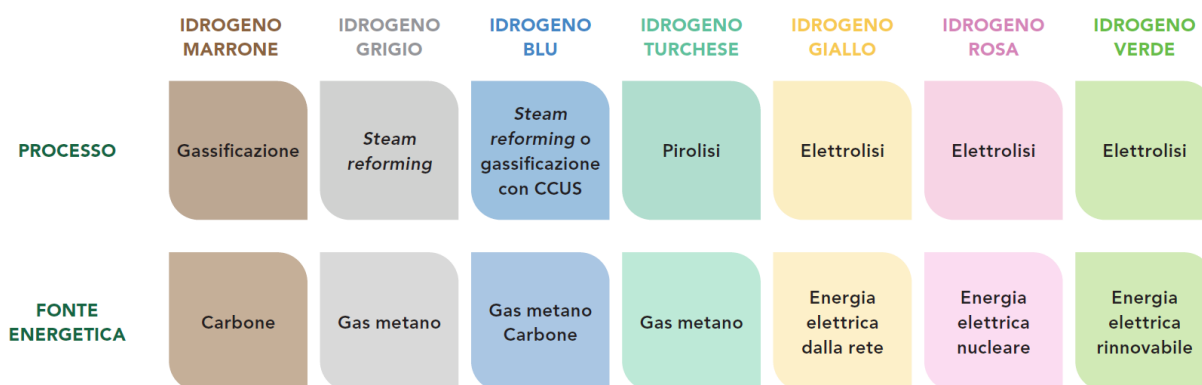


Figura 4 - Processi di produzione dell'idrogeno

I processi di produzione qui sopra citati e le rispettive fonti energetiche in ingresso sono caratterizzati da impatti ambientali molto differenti fra loro, e, in particolare, la produzione di idrogeno marrone si rivela la più inquinante con valori che si assestano nel range di 18-20 t<sub>CO2</sub>/t<sub>H2</sub>, mentre l'idrogeno verde si rivela neutro dal punto di vista della carbon footprint.

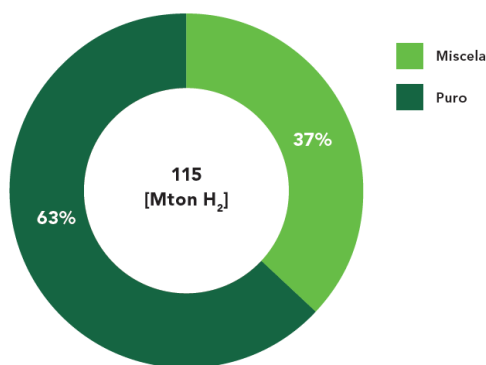
#### 4.2.2 Domanda di idrogeno - Situazione attuale a livello globale

L'idrogeno e il suo utilizzo industriale hanno origini molto lontane che risalgono a metà dell'Ottocento; nonostante questo il mercato attuale dell'idrogeno risulta essere molto limitato ad utilizzi in specifici settori.

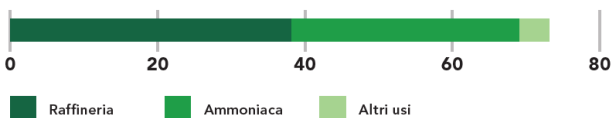
A livello globale, si registra una domanda di circa 115 milioni di tonnellate annue di idrogeno, di cui:

- circa 73 Mton sono utilizzate come idrogeno puro, prevalentemente nel settore della raffinazione petrolifera e dell'industria della produzione di ammoniaca per i fertilizzanti, che rappresentano circa il 60% della domanda totale.
- altre 42 Mton sono utilizzate sotto-forma di miscela con altri gas, principalmente per la produzione di metanolo e per l'industria siderurgica.

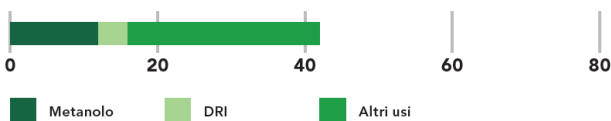
DOMANDA DI IDROGENO AL 2019 [MtonH<sub>2</sub>]



RIPARTIZIONE SETTORI UTILIZZO H2 PURO AL 2019 [MtonH<sub>2</sub>]



RIPARTIZIONE SETTORI UTILIZZO H2 IN MISCELA AL 2019 [MtonH<sub>2</sub>]



Fonte: rielaborazione Energy&Strategy su dati IEA, The future of hydrogen 2019

Figura 5 - Domanda di idrogeno

A livello globale, la produzione di idrogeno come prodotto primario si attesta intorno a circa 70 Mton, mentre altre 48 Mton di idrogeno sono ottenute come prodotto secondario (by-product) di alcuni specifici processi, specialmente nell'industria chimica e nelle raffinerie:

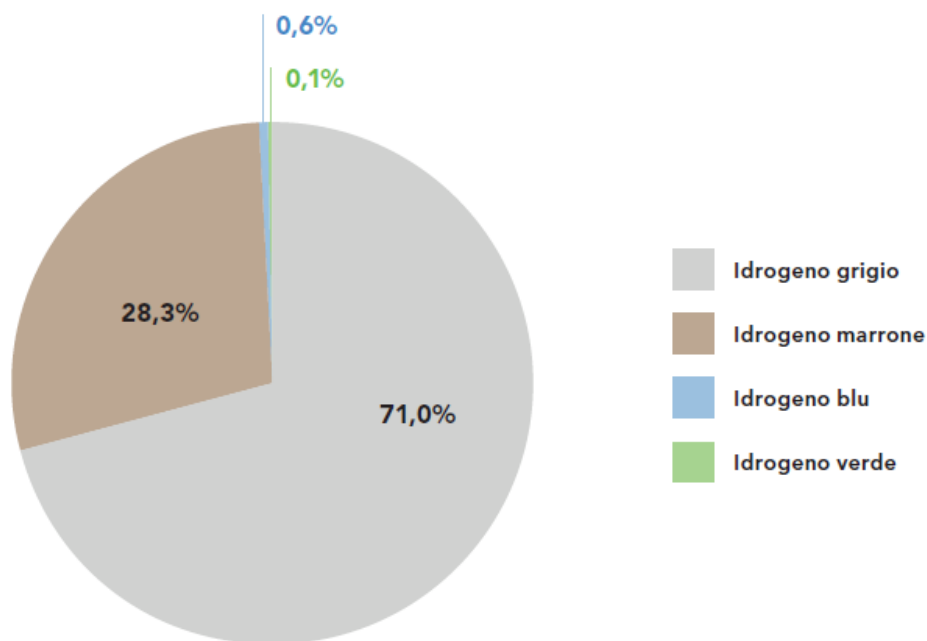
- la produzione diretta di idrogeno deriva quasi interamente da fonti fossili (99,3%): in particolare, oltre il 70% si riferisce a idrogeno grigio prodotto in larga parte nel processo di Steam Methane Reforming, il 28% si riferisce a idrogeno marrone, prodotto dalla



gassificazione del carbone. La restante quota si suddivide tra idrogeno blu (0,6%) e idrogeno green (0,1%);

- in modo analogo, anche l'idrogeno prodotto come «scarto» di altri processi risulta fortemente legato a fonti fossili e soltanto lo 0,5% può essere considerato idrogeno green.

#### RIPARTIZIONE % PRODUZIONE DIRETTA DI IDROGENO AL 2019



Fonte: IEA 2019, Wood McKenzie, 2019

Figura 6 - Ripartizione processi produzione idrogeno

#### 4.2.3 Altri processi

Oltre ai sistemi già analizzati, l'idrogeno può essere prodotto utilizzando una serie di processi alternativi ma meno diffusi.

Tra processi termochimici già analizzati che utilizzano calore e reazioni chimiche per rilasciare idrogeno da materiali organici, vi sono processi che non utilizzano combustibili fossili come carbone e gas naturale ma utilizzano combustibili alternativi in forma di biomassa. In altri ancora il calore, in combinazione con cicli termo-chimici chiusi, è usato per produrre idrogeno da materie prime come l'acqua. Esempi di processi termochimici:

- Gassificazione della biomassa
- Reforming liquido da biomassa
- Idrogeno termochimico solare (STCH).

Vi sono poi processi di scissione solare diretta dell'acqua, o fotolitici, che utilizzano l'energia luminosa per dividere l'acqua in idrogeno e ossigeno. Questi processi sono attualmente in fasi

iniziali di ricerca, ma offrono un potenziale a lungo termine per una produzione sostenibile di idrogeno a basso impatto ambientale. Esempi di processi di scissione dell'acqua solare:

- Fotoelettrochimica (PEC)
- Fotobiologico.

Infine, sono in fase di sviluppo anche innovativi processi biologici nei quali organismi microbici come batteri e microalghe possono produrre idrogeno attraverso reazioni biologiche, utilizzando la luce solare o la materia organica. Questi percorsi tecnologici sono in fase di ricerca e sviluppo, con dimostrazioni pilota in corso, ma a lungo termine hanno il potenziale per una produzione sostenibile di idrogeno a basse emissioni di carbonio. Esempi di processi biologici sono:

- Conversione della biomassa microbica
- Fotobiologico.

#### **4.2.4 Tecnologie presenti sul mercato**

Alla luce dei dati illustrati nei capitoli precedenti possiamo concludere come al momento i processi principali per la produzione dell'idrogeno siano legati all'utilizzo di combustibili fossili (gas naturale e carbone).

Poco rilevante a livello di numeriche attuali appare invece la produzione a basse/nulle emissioni di CO<sub>2</sub>, ottenuta attraverso l'utilizzo del Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) e dell'elettrolisi. Queste soluzioni, anche grazie ad un affinamento delle tecnologie e dei processi produttivi, che permetteranno un abbattimento del Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), otterranno nel prossimo futuro una «rilevanza» sempre maggiore.

Per questi motivi nella seguente analisi si andranno a fornire maggiori dettagli a livello tecnologico ed economico sulle seguenti 4 tipologie di idrogeno, delle quali si riassumono le principali caratteristiche, mettendo in evidenza vantaggi e svantaggi e valutando il LCOH attuale:



**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

	MARRONE	GRIGIO	BLU	VERDE
<b>FONTE</b>	Carbone	Gas Metano	Carbone/ Gas Metano	Energia elettrica rinnovabile
<b>PRO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Basso costo materia prima</li> <li>Tecnologia matura e diffusa nel mercato</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Basso costo materia prima</li> <li>Tecnologia matura e diffusa nel mercato</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Riduzione delle emissioni</li> <li>Soluzione transitoria verso l'idrogeno verde</li> </ul>	Emissioni nulle
<b>CONTRO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emissioni molto elevate</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emissioni elevate</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emissioni non nulle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Costo elevato delle tecnologie</li> <li>Attuale capacità installata inferiore al fabbisogno</li> </ul>
<b>EMISSIONI</b>	18-20 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	9-10 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	Maggiore di 5 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> *	0 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>
<b>LCOH attuale</b>	1 - 1,5 US\$/kgH <sub>2</sub>	1 - 2 US\$/kgH <sub>2</sub>	2 - 2,5 US\$/kgH <sub>2</sub>	2,5 - 7 US\$/kgH <sub>2</sub>

**\*Nota:** Si considera l'intero processo e si ipotizza l'utilizzo di combustibili fossili per alimentare energeticamente il processo di Carbon Capture e Storage  
**Fonte:** IRENA, Green hydrogen cost reduction, 2020

Figura 7 - Confronto processi produzione idrogeno

Si consideri che nel 2022, a causa dell'aumento dei costi delle materie prime, in particolare del gas, fortemente impattato dal conflitto in Ucraina, il LCOH dell'idrogeno grigio stimato dal gruppo Energy & Strategy del Politecnico di Milano è arrivato a circa 6,5 €/kgH<sub>2</sub> per un costo del gas naturale di 1,2 €/Sm<sup>3</sup>; mentre il LCOH dell'idrogeno verde, fortemente impattato dal costo dell'energia elettrica, anch'essa in forte aumento, è arrivato a circa 10 €/kgH<sub>2</sub> per un costo dell'energia di oltre 150 €/MWh. Questa situazione, tuttavia, non rientra in uno scenario di mercato standard; pertanto, nella successiva analisi verranno presi in considerazione valori di mercato medi riferiti agli anni 2020-2021.

#### 4.2.5 Tecnologie per l'idrogeno marrone

La produzione di idrogeno marrone, che avviene mediante la gassificazione del carbone, risulta un processo maturo e ben sviluppato in quanto utilizzato per molti anni all'interno dell'industria chimica e dei fertilizzanti per la produzione di ammoniaca.

Il processo di gassificazione del carbone avviene a temperature elevate (superiori a 700-800 °C), in presenza di una percentuale sotto-stechiometrica di un agente ossidante (tipicamente aria - ossigeno o vapore).

La gassificazione è un processo chimico che permette di convertire materiale ricco di carbonio (carbone, petrolio o biomassa) in un gas di sintesi (*syngas*) composto da monossido di carbonio (CO), idrogeno (H<sub>2</sub>) e altre sostanze gassose.

In funzione dello scopo del processo, la miscela può essere considerata un combustibile o può essere utilizzata per la produzione di idrogeno come prodotto finale mediante un processo di *Water Gas Shift* (WGS).

È una tecnologia utilizzata prevalentemente in Cina, dove i bassi costi del carbone determinano una convenienza economica rispetto alle altre tecnologie di produzione dell'idrogeno.

Considerato l'ingente fattore emissivo (18-20 tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub>), per poter mantenersi nel mercato questa soluzione probabilmente richiederà l'integrazione della *Carbon Capture and Storage*.

Attualmente il costo di produzione di idrogeno tramite questa tecnologia è di circa 1-1,5 US\$/kgH<sub>2</sub>. (Fonte: IEA, The future of hydrogen, 2019; Assunzioni: Prezzo del carbone = 30,1 US\$/ton)

#### **4.2.6 Tecnologie per l'idrogeno grigio**

La soluzione più diffusa a livello mondiale per la produzione di idrogeno grigio risulta quella dello *steam reforming* che sostanzialmente è declinabile in 3 processi principali:

##### **1) *Steam Methane Reforming* (SMR)**

In questo processo il vapore acqueo viene miscelato con il gas naturale agendo come ossidante del metano in una reazione endotermica, producendo idrogeno e CO; quest'ultimo verrà successivamente convertito in CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> mediante un processo di *Water Gas Shift* (WGS).

È la Tecnologia più utilizzata per la produzione di idrogeno su larga scala. Il gas naturale viene utilizzato sia come combustibile (circa 30-40%) che come materia prima (combinato con l'acqua).

Considerato l'elevato numero di impianti attualmente in esercizio, il processo molto probabilmente resterà la tecnologia dominante per la produzione di idrogeno su larga scala nel breve termine, anche tenendo in considerazione i costi di produzione nettamente inferiori rispetto alle altre soluzioni tecnologiche.

Attualmente il costo di produzione di idrogeno tramite questa tecnologia è di circa 1-2 US\$/kgH<sub>2</sub>. (Fonte: IEA, The future of hydrogen, 2019; Assunzioni: prezzo del gas = 3-11 US\$/MBtu)

##### **2) *Partial Oxidation***

L'ossigeno viene utilizzato come ossidante in una miscela con il combustibile; questo processo viene utilizzato per estrarre idrogeno dal petrolio grezzo e dal carbone. Anche in questo caso si utilizza in cascata un processo di *Water Gas Shift*.

##### **3) *Autothermal Reforming* (ATR)**

Questo processo rappresenta una combinazione dei due processi precedenti.

#### 4.2.7 Tecnologie per l'idrogeno blu

La produzione di idrogeno blu consiste nell'installazione di un impianto di *Carbon Capture Utilization and Storage* (CCUS) all'interno dei processi di *Steam Methane Reforming* o di gassificazione del carbone.

Un impianto di *Carbon Capture Utilization and Storage* (CCUS) può ottenere una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> fino al 90% se applicato sia al processo che ai flussi energetici in uscita.

Ci sono diversi modi per catturare la CO<sub>2</sub> dal processo:

- Separarla dal gas di sintesi ad alta pressione, con una riduzione delle emissioni fino al 60% e un costo di 53 US\$/tonCO<sub>2</sub>.
- Separarla dal flusso di gas di scarico post-processo di adsorbimento dell'idrogeno, con una riduzione delle emissioni del 55%.
- Separarla dal flusso di gas diluito nella caldaia, con una riduzione delle emissioni fino al 90% ed un incremento dei costi tra gli 80-115 US\$/tonCO<sub>2</sub>.

Attualmente il costo di produzione di idrogeno tramite questa tecnologia è di circa 2-2,5 US\$/kgH<sub>2</sub>.

(Fonte: IEA, The future of hydrogen, 2019; Assunzioni: CAPEX CCUS= 400-700 US\$/kWH<sub>2</sub>.

Prezzo del gas = 3-11 USD\$/MBtu)

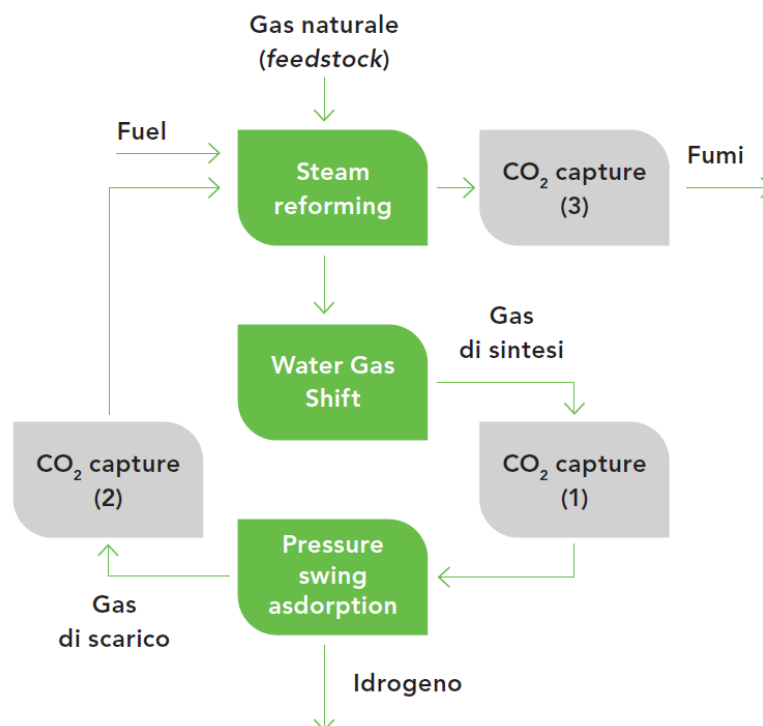


Figura 8 - Schema idrogeno blu

#### **4.2.8 Soglia di emissioni stabilita dalla RED II**

L'allegato al Regolamento 2020/852 definisce i criteri per determinare le condizioni in cui un'attività economica viene considerata utile alla mitigazione del cambiamento climatico e se l'attività stessa non arreca danno a nessun altro obiettivo ambientale.

La produzione di idrogeno e di altri combustibili sintetici a base di idrogeno viene considerata un'attività che fornisce un contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici se soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4 % per l'idrogeno e del 70% per i combustibili sintetici rispetto ad un combustibile fossile di riferimento che presenta un fattore emissivo pari a 94 g CO<sub>2</sub>/MJ.

Tale risparmio di emissioni corrisponde ad un fattore pari a 3 ton CO<sub>2</sub>/ton H<sub>2</sub> lungo l'intero ciclo di vita. Ciò significa che, per essere considerata un'attività che contribuisce alla mitigazione dei cambiamenti climatici e non reca danno all'ambiente, la produzione di idrogeno deve mantenere la propria quota di emissioni al di sotto della soglia di 3 ton CO<sub>2</sub>/ton H<sub>2</sub>.

Alla luce di tali disposizioni, è possibile dedurre che:

- Allo stato attuale della tecnologia la produzione di idrogeno grigio e idrogeno blu non permette di rientrare all'interno di questi limiti soglia.
- Anche l'idrogeno prodotto tramite elettrolisi potrebbe non rispettare il presente vincolo se l'elettricità utilizzata per alimentarlo dovesse provenire dalla rete e fosse prodotta con un mix energetico altamente derivante da combustibili fossili. Considerando i dati preliminari ISPRA relativi al 2019 che evidenziano per l'energia prodotta sul territorio una media di emissioni pari a 284,5 g/kWh, l'Italia sembra ricadere in questa situazione.

#### **4.2.9 Tecnologie per l'idrogeno verde**

L'idrogeno verde viene prodotto tramite il processo di elettrolisi che si può descrivere come la scissione della molecola d'acqua in idrogeno e ossigeno per via elettrochimica (*water split*).



Dal punto di vista ambientale, le emissioni di CO<sub>2</sub> associate a questo processo di produzione sono, fondamentalmente, solo quelle della produzione dell'energia elettrica; e quindi nel caso di utilizzo di energia rinnovabile sono sostanzialmente nulle.

Dal punto di vista economico, considerando una situazione di mercato standard, la produzione di idrogeno green non risulta ancora sostenibile, raggiungendo valori di *Levelized Cost Of Hydrogen* (LCOH) 2-3 volte superiori rispetto ai valori dell'idrogeno grigio oggi largamente prodotto e utilizzato nel mercato. Per questo motivo questo sistema di produzione necessita dell'incentivazione come fonte rinnovabile, come lo sono state a loro tempo la tecnologia del fotovoltaico e dell'eolico che hanno poi raggiunto, nel tempo, la *grid parity*.

Esistono diverse tipologie di elettrolizzatori, alcune di esse già presenti sul mercato ed altre in fase di ricerca e sviluppo. Le tecnologie che ad oggi sono maggiormente note vengono qui classificate sulla base del *Technology Readiness Level* (TRL), utilizzato come indicatore della maturità tecnologica su una scala da 1 a 9, e della diffusione attuale delle tecnologie sul mercato, indice dell'adozione delle stesse:



(\*) Fonte: rielaborazione Energy&Strategy su fonti IEA (ETP Clean Energy Technology Guide); "Alkaline fuel cell technology - A review", 2021

Figura 9 - Confronto tecnologia elettrolizzazione

Gli elettrolizzatori alcalini (AEL) sono la tecnologia più matura e già disponibile per il commercio su larga scala. Al secondo posto per livello di maturità si trova la tecnologia PEM, che si può considerare commerciale e pronta per una diffusione su larga scala. Le altre due tecnologie prese in considerazione (AEM e SOEC) presentano un elevato potenziale di sviluppo, ma al momento i livelli di produzione sono limitati o sono ancora in fase di sviluppo.

#### 4.2.9.1 La struttura di un elettrolizzatore

Un elettrolizzatore risulta sostanzialmente suddiviso in due «parti»: i moduli che contengono gli *stack* (dove avviene effettivamente la reazione di elettrolisi) e il BOS - *Balance of Stack*, che comprende al suo interno i sistemi di alimentazione elettrica, di pompaggio e trattamento dell'acqua, i sistemi di trattamento dell'idrogeno e i sistemi di controllo di tutto l'impianto.

Entrambe risultano significative dal punto di vista dei costi; in particolare:

- al fine di ridurre i costi ed incrementare le performance dei moduli, sarà necessaria nel prossimo futuro una forte attività di R&D;
- allo stesso tempo, la costruzione di impianti di taglia più elevata potrebbe abbattere i costi relativi al *Balance of Stack*.

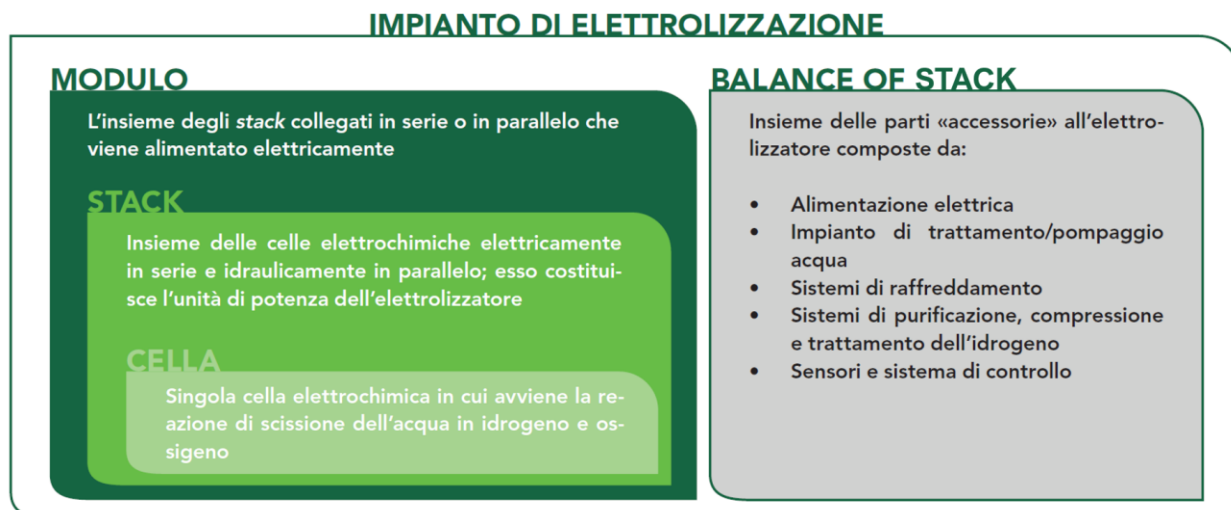


Figura 10 - Schema impianto di elettrolizzazione

#### 4.2.9.2 L'alimentazione degli elettrolizzatori

Il funzionamento degli elettrolizzatori è basato su Corrente Continua DC, tipicamente con valori molto elevati di corrente, fino alle decine di migliaia di Ampere e valori limitati di tensione, dell'ordine delle centinaia di Volt. La rete elettrica è invece operata in corrente alternata AC e, per diminuire le perdite di trasmissione, in media (MT 1-35 kV) o alta tensione (AT 35-400 kV).

L'alimentazione degli elettrolizzatori deve quindi prevedere sia un sistema di conversione AC-DC sia un trasformatore per innalzare il valore di corrente a monte del convertitore. Il processo è controllato in corrente, riceve dei set-point e regola la corrente in uscita e la produzione dell'elettrolizzatore.

Dal punto di vista elettrico i componenti principali che compongono l'impianto di alimentazione sono quindi il trasformatore di potenza e il sistema di conversione AC-DC; oltre ad essi, ci sono anche i dispositivi per la sicurezza (interruttori e relè), gli eventuali sistemi di filtraggio e il sistema di controllo.

#### 4.2.9.3 Efficienza degli elettrolizzatori

L'efficienza di un elettrolizzatore è definita come il rapporto tra il contenuto energetico dell'ammontare di idrogeno prodotto rispetto all'energia spesa per produrre tale quantità, tenendo conto anche delle dissipazioni termiche, chimiche ed elettriche di tutti gli ausiliari.

In generale ci si riferisce all'efficienza della cella e l'efficienza del sistema per distinguere i due contributi.

L'efficienza della cella è data dal prodotto dell'efficienza di tensione  $\eta_V$ , data dal rapporto tra la tensione di equilibrio termodinamica  $V_{Eq}$  e la tensione di lavoro  $V_o$ , e dell'efficienza di corrente o di Faraday  $\eta_A$

$$\eta_{Cell} = \eta_V \eta_A = \frac{V_{Eq}}{V_o} \eta_A$$

Non è possibile definire un'efficienza senza definire il punto di lavoro dell'elettrolizzatore. In generale si assume il potenziale «termoneutro» pari 1,48 V come tensione di equilibrio.

L'efficienza di tensione  $\eta_V$  diminuisce all'aumentare della corrente e quindi dell'idrogeno prodotto a causa delle sovratensioni e delle perdite resistive (vedi grafico).

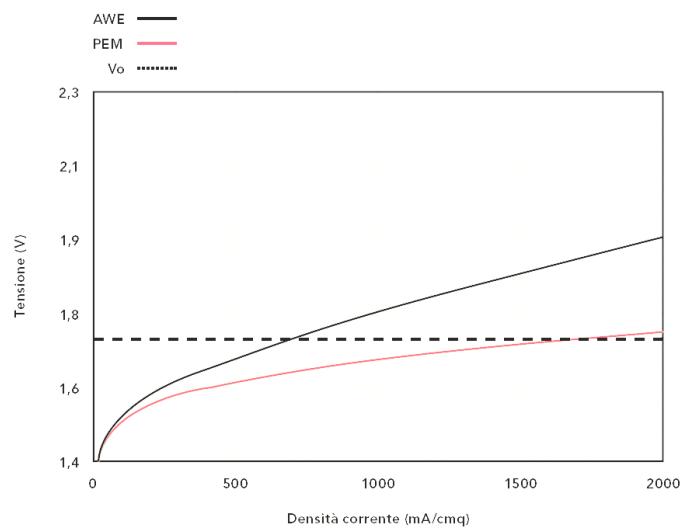


Figura 11 - Grafico Tensione - densità di corrente elettrolizzatore

L'efficienza di corrente  $\eta_A$ , al contrario, è bassa a bassi fattori di carico, anche 20-25% per fattori di carico inferiori al 20%, ma cresce rapidamente a valori elevati, >80- 85%, a carichi crescenti.

#### 4.2.9.4 Degradazione delle prestazioni degli elettrolizzatori

Il degrado delle prestazioni dell'elettrolizzatore nel corso del tempo è dato dall'incremento di tensione per ogni ora di funzionamento a parità di unità di produzione. In pratica, il consumo elettrico per produrre lo stesso ammontare di idrogeno cresce proporzionalmente nel tempo.

I valori di degrado sono misurati in sovratensione mV per mille ore di funzionamento o in incremento % della tensione per anno; valori tipici per gli elettrolizzatori alcalini e per i PEM sono dell'ordine di 1-1,5 mV per mille ore operative.

Quando la sovratensione totale supera il 10% della tensione di lavoro non è più economicamente conveniente operare l'elettrolizzatore ed è necessaria la sostituzione (vedi grafico).

I problemi di incremento delle perdite di prestazioni sono molteplici e dipendono molto spesso dalla perdita di efficacia del catalizzatore e dal degrado delle membrane.

Esistono numerose altre problematiche di degrado come la corrosione delle parti esposte agli elettroliti acidi e alcalini o le perdite dimensionali delle membrane soprattutto per quelle anioniche per le celle AEM.

Infine, il BOS del sistema è soggetto a fenomeni di degrado sia nelle componenti idrauliche (valvole, guarnizioni, ecc.) sia elettriche.

Il problema della perdita di prestazioni del BOS è molto rilevante per le SOEC che funzionano a temperature molto elevate.

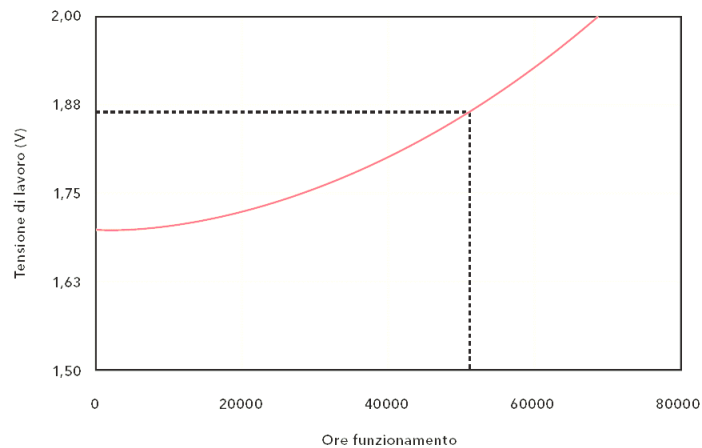


Figura 12 - Grafico tensione - ore funzionamento elettrolizzatore

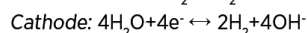
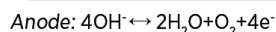
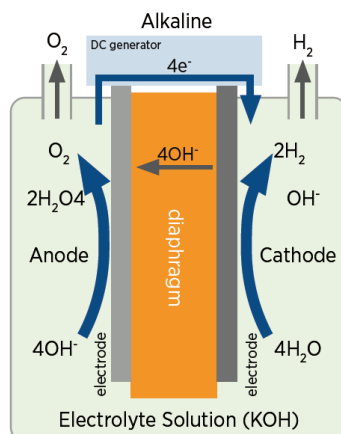
#### 4.2.9.5 Gli elettrolizzatori alcalini (AEL)

Gli elettrolizzatori alcalini sono la tecnologia più matura, applicata già da anni nell'industria dell'alluminio e della produzione di ammoniaca, con prestazioni nel tempo sufficientemente stabili.

Gli elettrodi sono immersi in soluzione acquosa alcalina e separati da una membrana permeabile solo agli ioni OH<sup>-</sup>; questa tecnologia lavora a bassa temperatura e bassa pressione (max. 30 bar), non richiede l'utilizzo di materie prime costose, ma è limitata nel seguire le variazioni di carico a bassi carichi (<20%) per problematiche di sicurezza.



**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*



Fonte: IRENA, Green hydrogen cost reduction, 2020

Figura 13 - Schema elettrolizzatore AEL

PARAMETRI	STATO ATTUALE TECNOLOGIA (2020)
CAPEX impianto* [USD/kW]	700 - 1.300
OPEX** [% Capex Impianto]	2 - 3%
CAPEX sostituzione stack [USD/kW]	270
Vita utile stack [h]	60.000 - 100.000 h
Consumo energetico [kWh/kgH <sub>2</sub> ]	50 - 78
Tecnologia reversibile	No***
Variazioni di carico [%]	20 - 100%
Partenza a freddo [min]	<50 minuti
Temperatura operativa [°C]	60 - 90°C
Pressione operativa	1 - 30 bar

(\*) Nota: Il CAPEX dell'impianto si riferisce ad una taglia minima di 1MW e non considera i costi del compressore, funzione del delta di pressione che si vuole realizzare a valle dell'elettrolizzatore.

(\*\*) Nota: I valori di Opex riportati sono al netto dei costi relativi all'energia elettrica e dell'acqua.

(\*\*\*) Nota: Esistono alcune applicazioni reversibili della tecnologia ma non commercializzate poiché caratterizzate da basse efficienze ed elevata complessità (Fonte: IRENA).

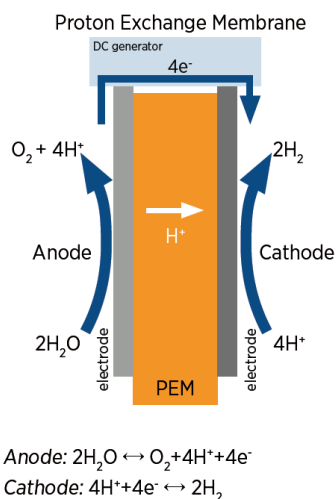
Tabella 1 - Caratteristiche elettrolizzatore AEL

#### 4.2.9.6 Gli elettrolizzatori a membrana polimerica (PEM)

Gli elettrolizzatori PEM hanno subito un notevole sviluppo negli ultimi anni grazie allo sviluppo delle *fuel cell*; oggi le soluzioni hanno potenze generalmente inferiori rispetto agli elettrolizzatori alcalini ma la taglia media è in crescita.

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

Lavorano con soluzioni acquose acide a bassa temperatura (70-80 °C) e pressioni intermedie (30 - 80 bar). Hanno efficienze più elevate e sono al contempo più compatti degli AEL, ma necessitano di materie prime costose per i catalizzatori e i materiali di rivestimento che sono metalli del gruppo del platino, come l'iridio. Inoltre, i PEM sono caratterizzati da un'elevata flessibilità che li rende adatti a lavorare in condizioni di carico variabile.



Fonte: IRENA, Green hydrogen cost reduction, 2020

Figura 14 - Schema elettrolizzatore PEM

PARAMETRI	STATO ATTUALE TECNOLOGIA (2020)
CAPEX impianto* US\$/kW]	1.000-1.400
OPEX** [% Capex Impianto]	2 - 3%
CAPEX sostituzione stack [US\$/kW]	400
Vita utile stack [h]	50.000 - 80.000 h
Consumo energetico [kWh/kgH <sub>2</sub> ]	50 – 83
Tecnologia reversibile	No***
Variazioni di carico [%]	10% - 160%
Partenza a freddo [min]	<20 minuti
Temperatura operativa [°C]	50 - 80°C
Pressione operativa	30 - 80 bar

(\*) Nota: Il CAPEX dell'impianto si riferisce ad una taglia minima di 1MW e non considera i costi del compressore, funzione del delta di pressione che si vuole realizzare a valle dell'elettrolizzatore.

(\*\*) Nota: I valori di Opex riportati sono al netto dei costi relativi all'energia elettrica e dell'acqua.

(\*\*\*) Nota: Esistono alcune applicazioni reversibili della tecnologia ma non commercializzate poiché caratterizzate da basse efficienze ed elevata complessità (Fonte: IRENA).

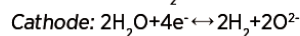
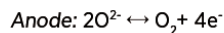
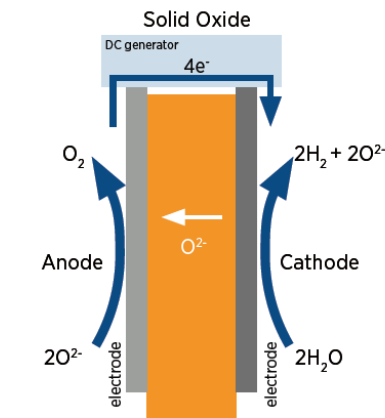
Tabella 2 - Caratteristiche elettrolizzatore PEM

#### 4.2.9.7 Gli elettrolizzatori a ossidi solidi (SOEC)

Gli elettrolizzatori a ossidi solidi (SOEC) sono ancora nella fase pre-commerciale, ma è plausibile che possano penetrare nel mercato nei prossimi anni; ad oggi sono stati realizzati impianti di piccola taglia (kW) in qualità di progetti pilota dimostrativi. Recentemente alcuni produttori hanno iniziato a proporre prodotti commerciabili ma su scala molto ridotta.

Essi tipicamente operano ad alta temperatura (700-850 °C) e a pressione ambiente; queste condizioni consentono di raggiungere elevati valori di rendimento elettrico, ma riducono la vita utile dello *stack* e la relativa stabilità di funzionamento.

Essendo una tecnologia reversibile, sono potenzialmente adatti per utilizzi con accumulo di idrogeno e servizi di bilanciamento alla rete. Sono molto adatti per utilizzatori che abbiano vapore ad alta temperatura.



Fonte: IRENA, Green hydrogen cost reduction, 2020

Figura 15 - Schema elettrolizzatore SOEC

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

PARAMETRI	STATO ATTUALE TECNOLOGIA (2020)
CAPEX impianto* [US\$/kW]	2.800 - 5.600
OPEX** [% Capex Impianto]	2 - 3%
CAPEX sostituzione stack [US\$/kW]	>2.000
Vita utile stack [h]	10.000 - 30.000 h
Consumo energetico [kWh/kgH <sub>2</sub> ]	40 – 50
Tecnologia reversibile	Si
Variazioni di carico [%]	25% - 125%
Partenza a freddo [min]	>600 minuti
Temperatura operativa [°C]	700 - 850°C
Pressione operativa [bar]	1 bar

(\*) **Nota:** Il CAPEX non fa riferimento ai costi di compressione che dipendono dal delta di pressione che si vuole realizzare a valle dell'elettrolizzatore.

(\*\*) **Nota:** I valori di Opex riportati sono al netto dei costi relativi all'energia elettrica e dell'acqua.

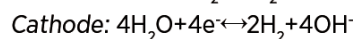
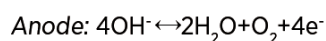
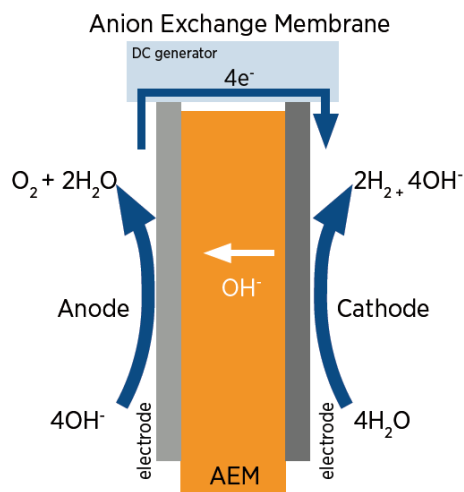
Tabella 3 - Caratteristiche elettrolizzatore SOEC

#### 4.2.9.8 Gli elettrolizzatori a membrane anioniche (AEM)

Gli elettrolizzatori a membrane anioniche (AEM) rappresentano la tecnologia più recente a livello di sviluppo e per questo sono sostanzialmente ancora in fase R&D.

Questa soluzione dovrebbe riunire i vantaggi della soluzione AEL (ambiente alcalino) e della soluzione PEM (efficienza e semplicità); ad oggi esistono forti problematiche per l'elevato degrado della membrana che ne limita molto la vita utile.

Pertanto, la soluzione richiede ancora importanti sviluppi per penetrare nel mercato ed essere commercializzata su larga scala.



Fonte: IRENA, Green hydrogen cost reduction, 2020  
Figura 16 - Schema elettrolizzatore AEM

PARAMETRI	STATO ATTUALE TECNOLOGIA (2020)
CAPEX impianto* [US\$/kW]	<b>R&amp;D stage</b>
OPEX** [% Capex Impianto]	
CAPEX sostituzione stack [US\$/kW]	
Vita utile stack [h]	10.000 - 15.000 h
Consumo energetico [kWh/kgH <sub>2</sub> ]	57 – 69
Tecnologia reversibile	No*
Variazioni di carico [%]	20% - 100%
Partenza a freddo [min]	<20 minuti
Temperatura operativa [°C]	40 - 60°C
Pressione operativa [bar]	<35 bar

(\*) Nota: Esistono alcune applicazioni reversibili della tecnologia ma non commercializzate poiché caratterizzate da basse efficienze ed elevata complessità (Fonte: IRENA).

Tabella 4 - Caratteristiche elettrolizzatore AEM

#### 4.2.9.9 Confronto tra le diverse tipologie di elettrolizzatore

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva delle principali caratteristiche tecnico-economiche dei 4 elettrolizzatori oggetto di studio, evidenziandone i valori di riferimento al 2020.

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

PARAMETRI [2020]	AEL	PEM	SOEC	AEM
TRL	8-9	8	5-6	3-4
Diffusione	Su larga scala	In rapida crescita	Adozione ridotta	Scala laboratorio
CAPEX impianto [US\$/kW]	700 - 1.300	1.000-1.400	2.800 - 5.600	<b>R&amp;D stage</b>
OPEX* [% Capex Impianto]	2 - 3%	2 - 3%	2 - 3%	
CAPEX sostituzione stack [US\$/kW]	270	400	>2.000	
Vita utile stack [h]	60.000 - 100.000 h	50.000 - 80.000 h	10.000 - 30.000 h	10.000-15.000 h
Consumo energetico [kWh/kgH <sub>2</sub> ]	50 – 78	50 – 83	40 – 50	57 – 69
Tecnologia reversibile	No**	Si	Si	Si
Variazioni di carico [%]	20 - 100%	10% - 160%	25% - 125%	5% - 100%
Flessibilità a freddo [min]	<50 minuti	<20 minuti	>600 minuti	<20 minuti
Temperatura [°C]	60 - 90°C	50 - 80°C	700 - 850°C	40 - 60°C
Pressione operativa [bar]	1 - 30 bar	30 - 80 bar	1 bar	<35 bar

(\*) Nota: I valori di Opex riportati sono al netto dei costi relativi all'energia elettrica e dell'acqua

(\*\*) Nota: Esistono alcune applicazioni reversibili della tecnologia ma non commercializzate poiché caratterizzate da basse efficienze ed elevata complessità (Fonte: IRENA).

Tabella 5 - Confronto tecnologie elettrolizzazione

Valutando le diverse tipologie analizzate, si può concludere che:

- I vantaggi degli elettrolizzatori AEL sono la sostanziale affidabilità, l'elevata vita utile attorno alle 60.000-100.000 ore di funzionamento e l'uso di materie prime non costose per la realizzazione. Gli svantaggi sono la impossibilità di operare a bassi carichi (< 20%) per il problema del mixing tra H<sub>2</sub> e O<sub>2</sub> che potrebbe generare esplosioni, l'elevato footprint e le alte perdite resistive nell'elettrolita che limitano l'efficienza a valori attorno ai 50-78 kWh/kgH<sub>2</sub>.  
Come per gli altri tipi di elettrolizzatori, il valore attuale della CAPEX ha una forchetta molto ampia, dato il basso grado di diffusione e industrializzazione, che è attorno ai 700-1.300 \$ per kW di potenza installata.
- Gli elettrolizzatori PEM hanno un design molto più compatto, possono essere operati a bassi e alti carichi (>100%) e hanno una vita utile sufficientemente elevata, attorno alle 50.000- 80.000 ore di funzionamento. Sono però necessari materiali molto costosi come Pt o Au come ricoperture per la protezione dei materiali dall'ambiente fortemente acido esistente nella cella e, soprattutto, materiali come Platino e Iridio per i catalizzatori.  
Il valore della CAPEX per un elettrolizzatore PEM, anch'esso con un range ampio, attorno a 1.000-1.400 \$/kW, è oggi superiore ad un AEL.
- Le altre due varianti, AEM e SOEC, sono tecnologie estremamente competitive dal punto di viste dell'efficienza ma sono ancora ad un livello di TRL troppo basso per essere prese in considerazione ad oggi per lo sviluppo di un progetto industriale.

### 4.3 Analisi dell'alternativa zero

L'alternativa zero al presente progetto consiste nel continuare a produrre l'intera quota di idrogeno necessario alla raffineria con i metodi attualmente utilizzati, quindi attraverso la produzione di idrogeno "grigio" o "marrone".

L'approvvigionamento di idrogeno, che è una materia prima fondamentale per la raffineria in quanto parte integrante dei processi di *hydrocracking* e *hydrotreatment*, è oggi garantito da sistemi che si basano sull'utilizzo di una fonte fossile per la sua produzione. Tra questi vi è la gasificazione del TAR di raffinazione ad opera del complesso IGCC della raffineria e il processo di *steam reforming*, che si basano quindi sull'utilizzo di una fonte fossile per la sua produzione, come spiegato nei capitoli 4.2.5 e 4.2.6.

Anche l'ossigeno è una risorsa importante per i processi della raffineria in quanto viene utilizzato per arricchire l'aria utilizzata nelle unità di recupero dello zolfo e nelle unità di cracking catalitico (FCC). Attualmente l'ossigeno è acquistato sul mercato da aziende che sfruttano processi basati sull'utilizzo di fonti fossili.

Inoltre, l'alternativa zero non permetterebbe il rafforzamento della competitività della realtà industriale di Sarroch e della Sardegna attraverso attività innovative che potrebbero fare da apripista ad una serie di interventi simili.

Dunque, l'alternativa zero presenta innumerevoli svantaggi, soprattutto dal punto di vista ambientale. Al contrario, la produzione di idrogeno mediante elettrolisi sfruttando fonti energetiche rinnovabili permetterebbe di ridurre la quota di idrogeno prodotto da origine fossile. Si ricorda, infatti, che lo scopo primario del progetto è quello di supportare la decarbonizzazione in un settore *hard to abate*, come le raffinerie, sostituendo parte dell'idrogeno attualmente prodotto con metodi tradizionali. Il progetto, di conseguenza, promuove lo sviluppo dell'idrogeno verde in Italia e nel mondo, accelerando la transizione verso un sistema produttivo *carbon neutral*.

### 4.4 Analisi dell'alternativa localizzativa

L'area per la costruzione del nuovo impianto è stata individuata dando priorità alla vicinanza ai punti di approvvigionamento delle utilities e delle materie prime e al punto finale di utilizzo dei flussi di idrogeno e ossigeno. Si è scelto quindi di costruire l'impianto nella zona della raffineria Sarlux, un'area già profondamente antropizzata e industrializzata. In particolare, la realizzazione del nuovo impianto non comporterà occupazione in estensione delle stesse aree, né aumento degli ingombri in altezza rispetto alla situazione esistente. Inoltre, l'area della raffineria non presenta elementi di valore paesaggistico o naturalistico-ambientale e non ha destinazioni d'uso diverse da quella industriale.

Tra le aree della raffineria sono state prese in considerazione due aree attualmente libere da impianti e manufatti: la prima nell'area "impianti sud" e la seconda nell'area "impianti nord". Tuttavia, l'area negli "impianti nord" è stata esclusa poiché sarebbe stata troppo periferica rispetto al punto di utilizzo finale, rendendo quindi la gestione e movimentazione dei flussi entranti e uscenti dal nuovo impianto complessa e costosa dal punto di vista impiantistico ed energetico.

Nei pressi dell'area negli "impianti sud", al contrario, oltre alla presenza delle cabine elettriche per l'alimentazione del nuovo impianto e alla vicinanza con le linee delle utilities, è presente l'unità di demineralizzazione dell'acqua di mare denominata "Acciona" che permetterà quindi di alimentare l'impianto con acqua di mare, quindi senza gravare sul sistema idrico della Sardegna, storicamente soggetta a difficoltà nel soddisfacimento del fabbisogno idrico della popolazione.

In particolare, l'area scelta è un'area di estensione pari a 6.080 m<sup>2</sup> che è stata soggetta a bonifica tra il 2008 e il 2009, attualmente libera da impianti e manufatti e ubicata dove precedentemente era presente il bacino di contenimento del serbatoio della raffineria denominato ST-1.

## **4.5 Scelta dell'alternativa progettuale**

A fronte di quanto descritto nei paragrafi precedenti, l'alternativa progettuale scelta per l'impianto in analisi ricade nelle seguenti categorie:

- Idrogeno verde: perché lo scenario del progetto è quello della decarbonizzazione della raffinazione.
- Tecnologia elettrolitica PEM: in quanto gli elettrolizzatori PEM possono essere operati a bassi e alti carichi permettendo un'alta flessibilità all'impianto in abbinamento alla raffineria. Inoltre, l'alta flessibilità di questo tipo di impianti può fare da apripista ad applicazioni per il bilanciamento della rete elettrica, particolarmente importanti per la Sardegna, che negli ultimi anni sta vendendo un notevole sviluppo di risorse rinnovabili di tipo fotovoltaico ed eolico, che sono per natura fonti di energia intermittenti e non programmabili. Infine, gli elettrolizzatori PEM hanno un design compatto e una vita utile sufficientemente elevata, attorno alle 50.000 - 80.000 ore di funzionamento.
- Area localizzata nei pressi degli "impianti sud" della raffineria Sarlux: la scelta di quest'area ottimizza la gestione dell'impianto dal punto di vista sinergico-gestionale anche in relazione allo scambio di materie prime con la raffineria; e dal punto di vista ambientale utilizza aree che hanno già una destinazione d'uso industriale.



## **5 DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO**

### **4.1. Descrizione generale del processo e lay-out**

L'impianto H2 Green è un impianto per la produzione di idrogeno verde da elettrolisi con potenza elettrica da 20 MW fornita da impianti di produzione di energia rinnovabile tramite un meccanismo di certificazione all'origine. L'installazione sarà costituita principalmente dalle seguenti aree funzionali dettagliatamente descritte nei capitoli successivi:

- Area trattamento acqua e produzione aria strumenti;
- Area elettrolisi;
- Area trattamento idrogeno;
- Area sala di controllo, cabina LV-MV e baie trasformatori.

L'area elettrolisi, in particolare, vede la presenza di elettrolizzatori in grado di produrre idrogeno e ossigeno a partire da acqua demineralizzata. In particolare, l'impianto utilizzerà circa 4,5 m<sup>3</sup>/h di acqua demineralizzata per produrre circa 4.000 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno per immissione nella rete di Raffineria per l'utilizzo in processi di hydrocracking e hydrotreatment e 2.000 Nm<sup>3</sup>/h di ossigeno per l'utilizzo nei processi di recupero dello zolfo e nelle unità di cracking catalitico (FCC).

Potenza nominale	20	MW
Produzione nominale H2	4.000	Nm <sup>3</sup> /h
Produzione nominale O2	2.000	Nm <sup>3</sup> /h
Configurazione stack	PEM	-
Portata acqua in ingresso	4,5	m <sup>3</sup> /h

Tabella 6 – Dati principali dell'impianto

Le attività produttive svolte nell'impianto H2 Green rientrano tra quelle cosiddette IPPC e non risultano essere accessorie e tecnicamente connesse alla limitrofa attività IPPC della Raffineria. Infatti, le modalità di svolgimento delle attività condotte nell'impianto H2 Green non hanno alcuna implicazione con le modalità di svolgimento delle attività di raffineria e, in particolare, un eventuale suo fuori servizio non determina direttamente o indirettamente alcun problema all'esercizio della Raffineria. L'impianto H2 Green risulta interconnesso alla Raffineria tramite sole infrastrutture tecnologiche costituite da reti di distribuzione e di collettamento elencate a seguire:

- Fornitura di acqua di processo, azoto e energia elettrica dalla raffineria;
- Invio degli scarichi alla rete fognaria di raffineria;
- Cessione dell'idrogeno e dell'ossigeno prodotti alla raffineria.

Oltre a produrre idrogeno verde sotto il profilo ambientale la peculiarità positiva dell'impianto, come sarà meglio circostanziato nei capitoli successivi, è quella di avere emissioni che non comportano inquinamento e che sono riconducibili a due tipologie: scarichi idrici e sfiati.

Gli scarichi idrici verranno inviati al sistema fognario della raffineria. In particolare, gli scarichi di processo (sostanzialmente acqua a basso o nullo contenuto salino proveniente dall'unità di trattamento acqua in ingresso e occasionalmente dall'elettrolizzatore) e lo scarico dei servizi igienici saranno inviati all'impianto TAS – Trattamento Acque Scarico dello stabilimento di raffineria. Gli scarichi meteorici (senza alcuna possibilità di contaminazione) verranno convogliati all'impianto API-TAZ - Trattamento Acque Zavorra, anch'esso parte dello stabilimento di raffineria. Il sistema fognario e gli impianti di trattamento di destinazione sono illustrati nel capitolo C.4.2.10.

Sono presente cinque sfiati atmosferici che non rappresentano una emissione in atmosfera ai sensi della definizione 268.b. del d.lgs. n. 152/2006, in quanto saranno composti da gas non inquinanti, quali vapore acqueo, idrogeno o ossigeno.

Una descrizione dettagliata dei singoli sfiati è riportata nei capitoli successivi.

I componenti principali che costituiscono l'impianto sono stati suddivisi in "Package" (PK) e sono i seguenti:

- PK-01/02 – Trattamento acque;
- PK-03 – Moduli di elettrolisi;
- PK-04 – Purificazione del flusso di idrogeno;
- PK-05 – Chiller a servizio del modulo di purificazione dell'idrogeno e del modulo di elettrolisi;
- PK-06 – Produzione aria strumenti;

Il funzionamento dell'impianto è stato rappresentato graficamente nello schema a blocchi in Figura 18.

Come rappresentato nel lay-out in Figura 17, la strumentazione sarà disposta nelle seguenti aree e edifici:

- Edificio A: sala di controllo, cabina LV-MV e baie trasformatori;
- Edificio B: elettrolizzatore, purificazione dell'idrogeno;
- Area C: chiller montati su skid senza copertura;
- Area D/E: apparecchiature per purificazione dell'acqua demineralizzata e produzione aria strumenti montate su skid senza copertura.
- Area F: Power Modules (trasformatore MT, raddrizzatore AC/DC, sistema di raffreddamento del raddrizzatore) montati su skid senza copertura;

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

---

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

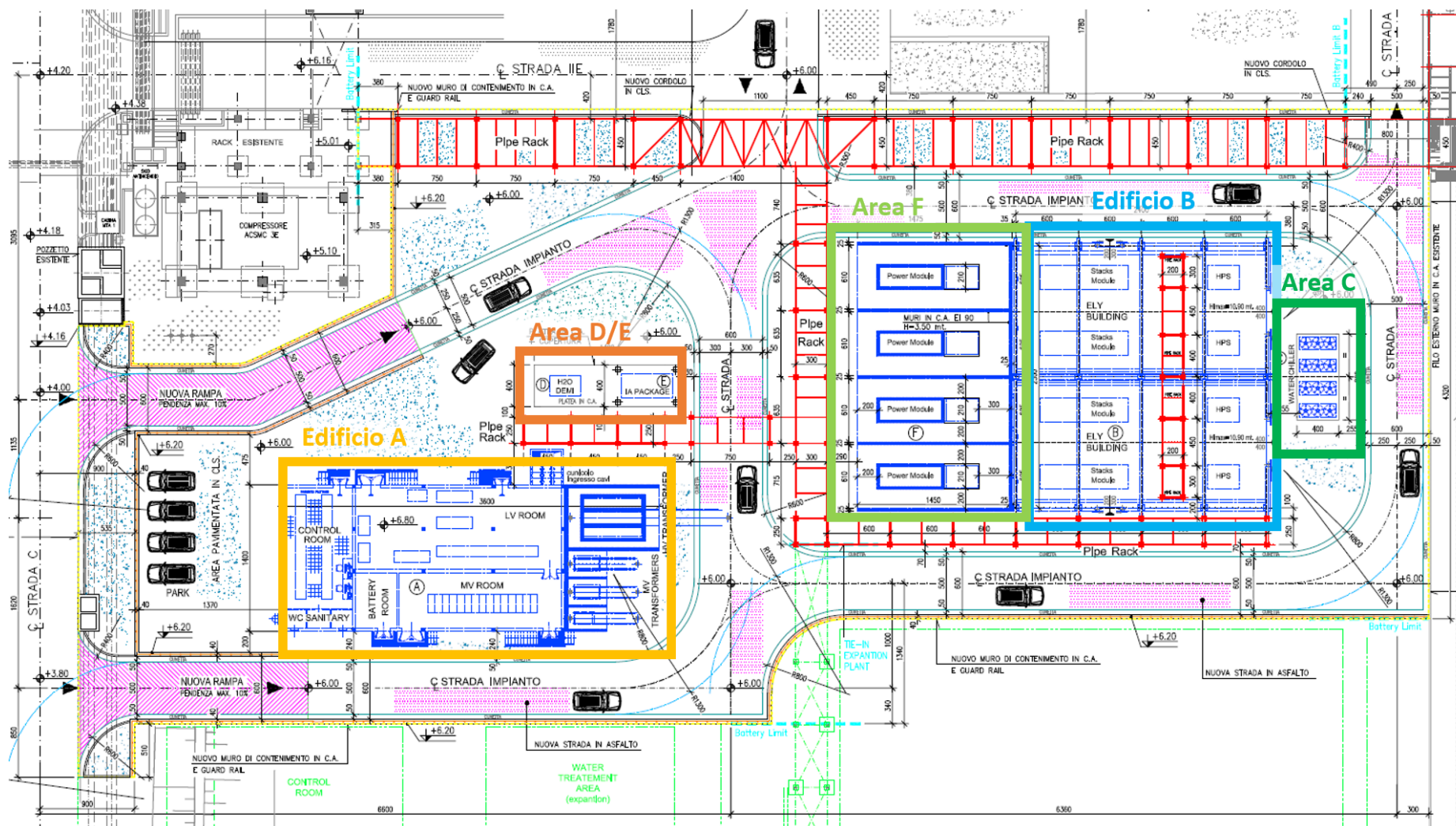


Figura 17 – Layout dell'impianto

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

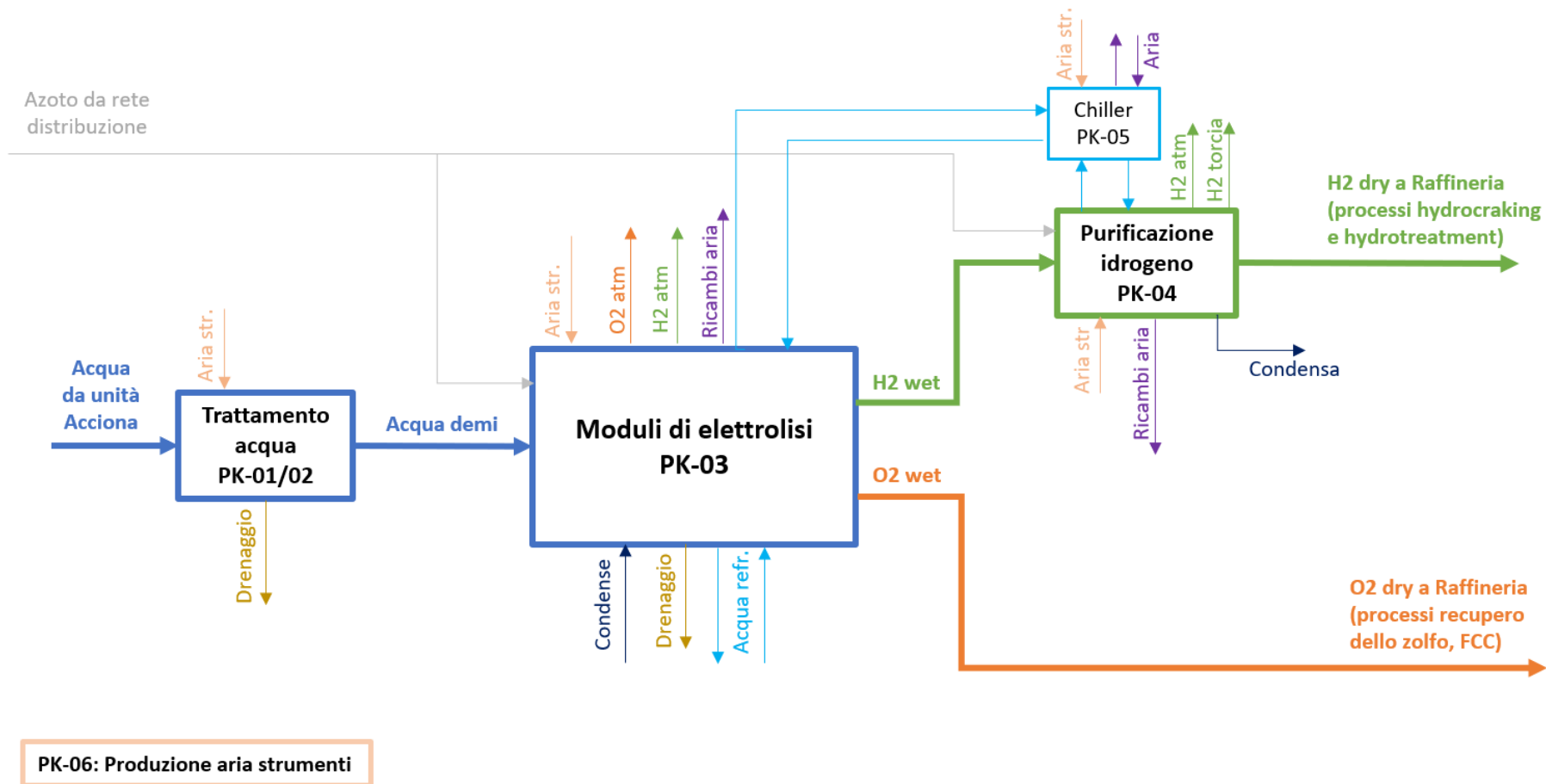


Figura 18 – Schema a blocchi dell'impianto

## 4.2. Descrizione tecnica dei componenti dell'impianto

### 4.2.1. PK-01/02 – Trattamento acque

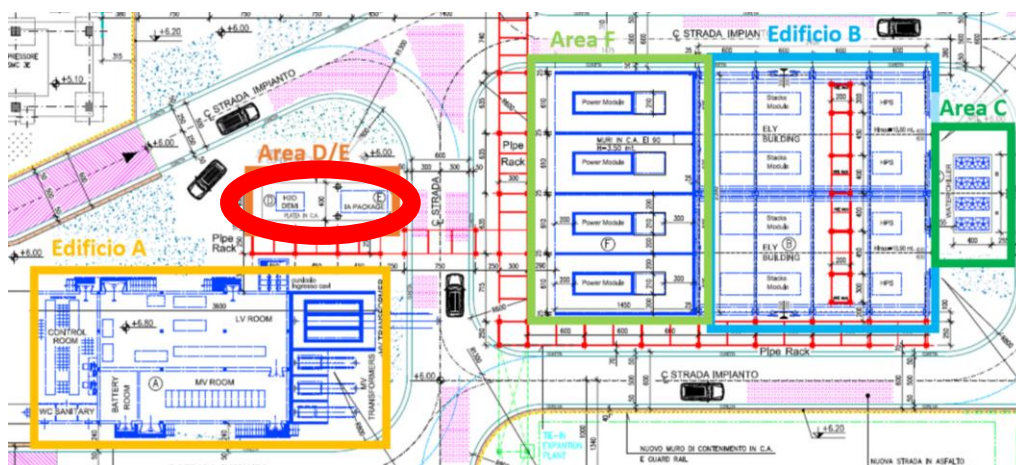


Figura 19 – Layout dell'impianto – particolare PK-02

Lo scopo di questo package è quello di aumentare la purezza del flusso di acqua proveniente dall'unità di produzione di acqua demineralizzata già presente nella Raffineria, in modo che il flusso sia idoneo all'invio ai moduli di elettrolisi. Questo avviene tramite la riduzione della quantità di ioni presenti nel flusso. In particolare, la purificazione avviene tramite un sistema a elettrodeionizzazione – EDI a due fasi: purificazione e polishing.

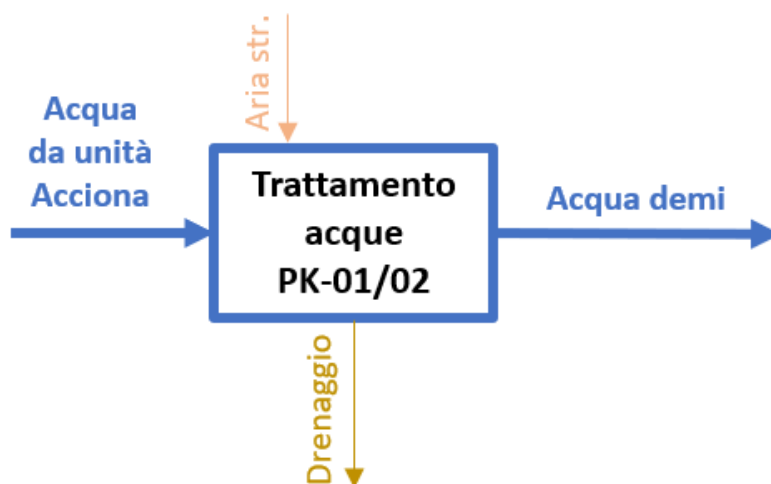


Figura 20 – Schema a blocchi del package di trattamento acque PK-02



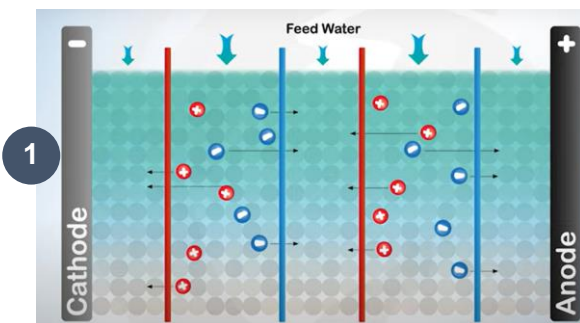
**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

L'EDI è un processo di separazione a membrane iono-selettive semipermeabili (piane e caricate rispettivamente con gruppi funzionali cationici ed anionici) per opera degli elettrodi alle estremità del deionizzatore che stabiliscono un campo elettrico.

Per ottenere un'elevata efficacia di demineralizzazione in tali colonne sono caricate resine a scambio ionico forti (cationiche ed anioniche) alternate tra loro, in modo da simulare il comportamento di un letto misto.

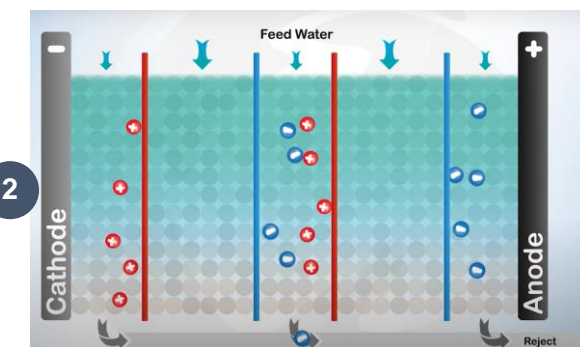
A differenza di altri sistemi di purificazione, il sistema EDI non utilizza sostanze chimiche per la rigenerazione dei letti.

Il principio di funzionamento dell'EDI viene illustrato di seguito:



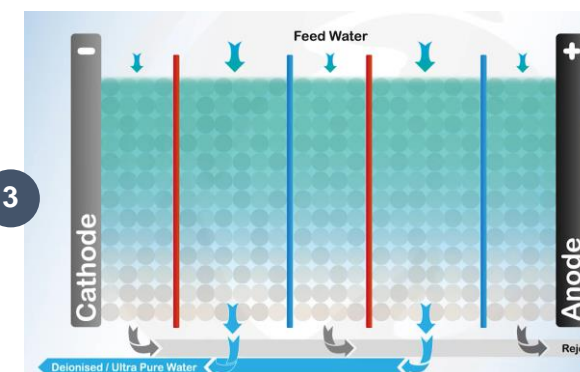
L'acqua di alimento contiene cationi (+) e anioni (-) che sono attratti rispettivamente dal catodo e dall'anodo posizionati agli estremi.

Gli anioni possono solo passare attraverso le membrane selettive permeabili agli anioni (in blu nell'immagine).



I cationi possono solo passare attraverso le membrane selettive permeabili ai cationi (in rosso nell'immagine).

Si vengono quindi a creare delle camere di concentrazione dove si trova acqua ricca in ioni che viene scaricata dal sistema come drenaggio.



Mentre, nelle camere di acqua deionizzata, l'acqua purificata privata degli ioni è pronta per essere mandata al sistema di elettrolisi.

Figura 21: Schema del sistema EDI

Le resine anioniche hanno bisogno di essere continuamente rigenerate da ioni ossidrilici, viceversa quelle cationiche da ioni idrogeno. Detti ioni vengono prodotti dall'EDI stesso tramite



**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

idrolisi dell'acqua sulla superficie delle resine per effetto del forte campo elettrico applicato. Questo tipo di rigenerazione avviene durante il processo stesso e senza additivi chimici, utilizzando unicamente acqua; quindi, è in linea con i principi di sostenibilità ambientale del progetto.

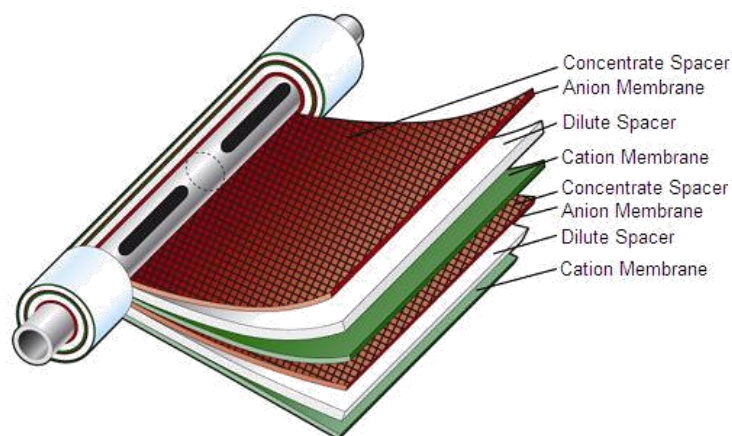


Figura 22: Dettaglio del modulo EDI

La tabella seguente presenta un'analisi dei flussi entranti ed uscenti dal sistema con le relative grandezze chimico-fisiche.

Parametro	Unità	Acqua IN	Acqua DEMI	Drenaggio trattamento acque
Portata	Nm <sup>3</sup> /h	-	-	-
Portata	m <sup>3</sup> /h	4,5	3,6	0,9
Portata	kg/h	4.500	3.600	900
Peso molecolare	kg/kmol	-	-	-
Pressione	barg	7	2-3	2-3
Temperatura	°C	10-30	10-30	10-30
Note: Il consumo di acqua demineralizzata si basa su un consumo specifico ipotizzato di 0,9 l acqua Demi / Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> . Il consumo di acqua di alimentazione si basa su un recupero stimato di acqua demineralizzata dell'80%.				

Tabella 7: Bilancio di massa PK-02

L'acqua di drenaggio dell'EDI sarà sostanzialmente acqua ricca in ioni. Non è possibile stabilire la composizione esatta dello scarico, che sarà stabilita a seguito dell'installazione dell'unità di trattamento, ma in base alle analisi dell'acqua in ingresso (in Tabella 8) e alle specifiche dell'EDI è possibile ipotizzare che rispetterà i parametri presentati in Tabella 9.

Parameter	Analytical method	Units	Result
-----------	-------------------	-------	--------

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

pH	APAT CNR IRSA 2060 Man 29 2003	pH units	7,73
Color	APAT CNR IRSA 2020 A Man 29 2003		Colorless
Conductivity	APAT CNR IRSA 2030 Man 29 2003	us/cm	0,79
Smell	APAT CNR IRSA 2050 Man 29 2003		Odorless
Total dissolved solids (TDS)	APAT CNR IRSA 2090 A Man 29 2003	mg/L	0,51
Total suspended solids (TSS)	APAT CNR IRSA 2090 B Man 29 2003	mg/L	0,1
Turbidity	APAT CNR IRSA 2110 Man 29 2003	NTU	0,29
Total alkalinity	APAT CNR IRSA 2010 A Man 29 2003	mg/L	5
Carbonates	APAT CNR IRSA 2010 A Man 29 2003	mg/L	5
Bicarbonates	APAT CNR IRSA 2010 A Man 29 2003	mg/L	5
Ammonium nitrogen (as NH <sub>4</sub> )	APAT CNR IRSA 4030 C Man 29 2003	mg/L	0,004
Total Nitrogen (as N)	APAT CNR IRSA 4060 Man 29 2003	mg/L	0,02
Hardness	APAT CNR IRSA 2040 A Man 29 2003	mg/L	10
Carbon Dioxide	APAT CNR IRSA 4010 Man 29 2003	mg/L (CaCO <sub>3</sub> )	25
Aluminum (Al)	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	5
Antimony (Sb)	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	0,5
Arsenic (As)	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	0,5
Barium	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	10
Boron	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	347,6
Cadmium (Cd)	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	0,5
Total Chromium	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	0,5
Chromium VI	APAT CNR IRSA 3150 C Man 29 2003	ug/L	3,0
Iron (Fe)	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	20
Manganese	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	0,5
Mercury	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	0,5
Nickel (Ni)	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	0,5
Lead (Pb)	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	0,5
Copper (Cu)	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	0,5
Selenium	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	0,5
Tin	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	0,5
Vanadium	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	0,5
Zinc	EPA 3005A 1992 + EPA 6020B 2014	ug/l	10
Silica (SiO <sub>2</sub> )	EPA 6010D 2018	ug/L	5
Calcium	EPA 3005A 1992 + EPA 6010D 2018	mg/L	0,001
Magnesium	EPA 3005A 1992 + EPA 6010D 2018	mg/L	0,001
Potassium	EPA 3005A 1992 + EPA 6010D 2018	mg/L	0,2
Sodium	EPA 3005A 1992 + EPA 6010D 2018	mg/L	0,708
Strontium (Sr)	EPA 6010D 2018	mg/L	0,0010
benzo(a)pirene	EPA 3511 2014 + EPA 8270E 2018	ug/l	0,0001
Polycyclic Aromatic Hydrocarbons	I-129 rev.2 29.04.2016	ug/L	0,0160
benzene	EPA 5021A 2014 + EPA 8260D 2018	ug/L	0,02
Free active Chlorine	APAT CNR IRSA 4080 Man 29 2003	mg/L	0,01
Chlorides	EPA 300.1 1999	mg/L	0,31
Bromate	EPA 300.1 1999	ug/l	1
Cyanide	M.U. 2251:08	ug/l	10
Chlorite	EPA 300.1 1999	ug/l	50
Sulphates	EPA 300.1 1999	mg/L	0,54
Sulphites (as SO <sub>3</sub> )	APAT CNR IRSA 4150 A Man 29 2003	mg/L	0,4
Sulphides (as H <sub>2</sub> S)	APAT CNR IRSA 4160 Man 29 2003	mg/L	0,02
Fluoride	EPA 300.1 1999	mg/L	0,05
Nitrate	EPA 300.1 1999	mg/L	0,23
Nitrite	EPA 300.1 1999	mg/L	0,14
tetrachloroethylene	EPA 5021A 2014 + EPA 8260D 2018	ug/L	0,01
trichloroethylene	EPA 5021A 2014 + EPA 8260D 2018	ug/L	0,02
Sum of tri and tetrachloroethylene	EPA 5021A 2014 + EPA 8260D 2018	ug/L	0,03
Vinyl chloride	EPA 5021A 2014 + EPA 8260D 2018	ug/L	0,01
1,2-Dichloroethane	EPA 5021A 2014 + EPA 8260D 2018	ug/L	0,03
bromodichloromethane	EPA 5021A 2014 + EPA 8260D 2018	ug/L	0,0003
dibromochloromethane	EPA 5021A 2014 + EPA 8260D 2018	ug/L	0,0004
tribromomethane	EPA 5021A 2014 + EPA 8260D 2018	ug/L	0,008
trichloromethane	EPA 5021A 2014 + EPA 8260D 2018	ug/L	0,01
BOD <sub>5</sub>	APAT CNR IRSA 5120 Man 29 2003	mg/L	18
TOC	UNI EN 1484:1999	mg/L	0,1
COD	APAT CNR IRSA 5130 Man 29 2003	mg/L	5
phenol	EPA 8270E 2018	ug/l	0,01
Methylphenol (orto, meta, para)	EPA 8270E 2018	ug/l	0,05
Hydrocarbons extractable fraction C10 - C40	IO 178 STC Rev.3 2020	ug/l	4
Hydrocarbons C6-C10	IO 179 STC Rev.2 2020	ug/l	0,3
2-chlorophenol	EPA 3535A 2007 + EPA 8270E 2018	ug/L	0,04

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

2,4-dichlorophenol	EPA 3535A 2007 + EPA 8270E 2018	ug/L	‘0.08
2,4,6-trichlorophenol	EPA 3535A 2007 + EPA 8270E 2018	ug/L	‘0.05
pentachlorophenol	EPA 3535A 2007 + EPA 8270E 2018	ug/L	‘0.03
# Coliform bacteria at 37 °C	ISO 9308-1:2014	UFC/100 mL	0
# Clostridium Perfringens	UNI EN ISO 14189:2016	UFC/100 mL	0
# Counting of colonies at 22 °C	UNI EN ISO 6222:2001	UFC/mL	0
# Counting of colonies at 36 °C	UNI EN ISO 6222:2001	UFC/mL	0
# Enterococci	UNI EN ISO 7899-2:2003	UFC/100 mL	0
# Escherichia coli	ISO 9308-1:2014	UFC/100 mL	0
# Pseudomonas aeruginosa	UNI EN ISO 16266:2008	UFC/250 mL	0

Tabella 8 - Analisi dell'acqua in alimento del 02/11/2021

Portata	0,9 m <sup>3</sup> /h
Pressione	2–3 bar
Temperatura	10-30 °C
Conducibilità equivalente (inclusa CO <sub>2</sub> )	40 µS/cm
Cloro totale (as CL <sub>2</sub> )	< 0,02 ppm
Iron (Fe)	< 0,01 ppm
Manganese (Mn)	< 0,01 ppm
Sulfide (S <sup>-</sup> )	< 0,01 ppm
pH	6-9
Durezza (come CaCO <sub>3</sub> )	< 1 mg/l
TOC	< 0,5 ppm
Silica, SiO <sub>2</sub>	< 1 ppm

Tabella 9 - Caratteristiche del drenaggio dell'unità di trattamento acque (stima)

La portata di acqua alimentata dal sistema è di circa 4,5 m<sup>3</sup>/h ad una pressione di circa 1,8 barg. La temperatura del flusso di acqua è compresa tra i 10 e i 30°C dipendentemente dalla stagione climatica. Il calcolo del consumo di acqua demineralizzata si basa sul consumo specifico dell'impianto stimato a 0,91 kg<sub>DEMI.WATER</sub>/ Nm<sup>3</sup><sub>H<sub>2</sub></sub>, prodotto.

Il flusso di acqua purificata è di circa 3,6 m<sup>3</sup>/h. Durante il normale funzionamento dell'impianto si genera uno scarico continuo, costituito dal drenaggio dell'unità contenente gli ioni eliminati, verso l'impianto TAS – Trattamento Acque Scarico dello stabilimento di raffinaria, che ha una portata di circa 900 kg/h ed è sostanzialmente costituito da acqua demineralizzata ricca di ioni e che avrà le caratteristiche presentate in Tabella 9.

### ASPETTI AMBIENTALI PK-02

Gli aspetti ambientali relativi a questo package sono elencati di seguito:

- consumo idrico di circa 4,5 m<sup>3</sup>/h proveniente dall'impianto Acciona di demineralizzazione dell'acqua di mare (impianto già esistente a servizio della Raffineria e pertanto non rientra nel perimetro dell'impianto in oggetto).
- consumo di elettricità durante il normale funzionamento, tuttavia l'elettricità è interamente proveniente da fonti rinnovabili (energia idroelettrica, fotovoltaica e/o eolica) con certificazione all'origine.
- Scarico idrico del drenaggio che è sostanzialmente un'acqua demineralizzata più ricca di ioni e che rispetta le caratteristiche presentate in Tabella 9.
- Non si generano rifiuti durante la normale attività dell'impianto. I moduli a membrana dell'EDI vengono sostituiti dopo diversi anni di funzionamento.
- Emissioni acustiche non rilevanti e comunque limitate all'area dell'impianto.

Quindi non si evidenziano aspetti ambientali rilevanti.

#### 4.2.2. PK-03 – Moduli di elettrolisi

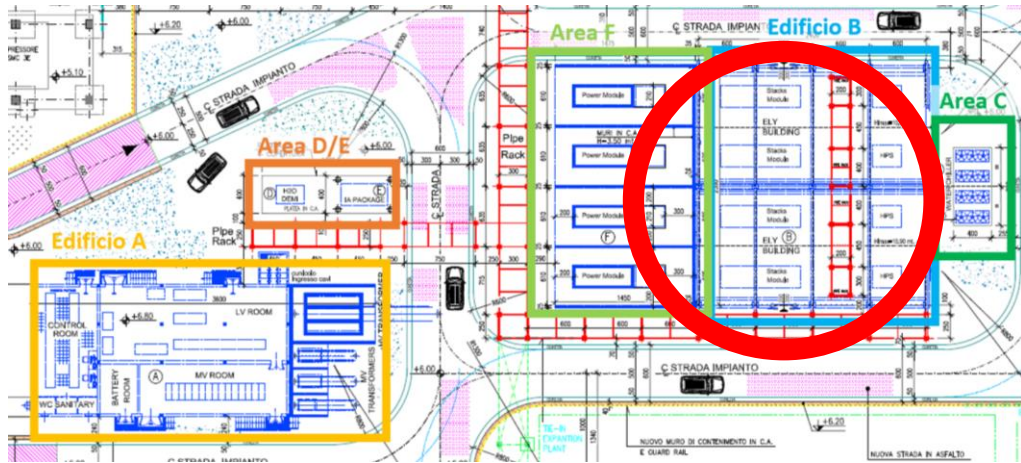


Figura 23 – Layout dell'impianto – particolare PK-03

Questo package è il componente principale dell'impianto: infatti, nei moduli di elettrolisi avviene il processo di elettrolisi dell'acqua, che ha come prodotto finale i flussi di idrogeno e ossigeno.

L'energia elettrica necessaria viene resa disponibile al processo attraverso gli elettrodi (catodo e anodo), ubicati nei moduli degli elettrolizzatori. Nel catodo avviene la reazione di formazione di idrogeno, nell'anodo quella di formazione dell'ossigeno. La conduzione dei protoni verso il catodo è resa possibile da una membrana PEM (Polymer Electrolyte Membrane electrolysis). Tale membrana garantisce inoltre la separazione dei gas idrogeno e ossigeno.

Una descrizione più accurata del processo e della tecnologia di elettrolisi è presente nel capitolo 4.2.9.

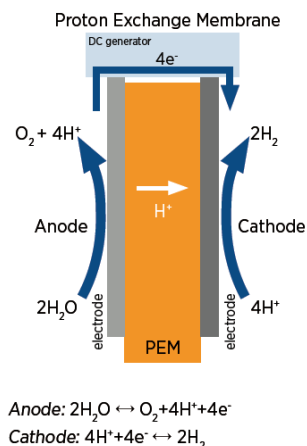


Figura 24 – Schema funzionamento PEM. Fonte: IRENA, Green hydrogen cost reduction, 2020

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

La tabella seguente presenta un'analisi dei flussi entranti ed uscenti dal sistema con le relative grandezze chimico-fisiche.

Parametro	Unità	Acqua DEMI	H2 wet*	O2 wet	Drenaggio elettrolizzatore	Acqua raffreddamento IN	Acqua raffreddamento OUT
Portata	Nm3/h		4246	2003	Solo per fermi impianto/ manutenzioni		
Portata	m3/h	3,6				600-700	600-700
Portata	kg/h	3600	379	2859		600.000-700.000	600.000-700.000
Peso molecolare	kg/kmol		2	32			
Pressione	barg	2-3			2-3	2	1,7
Temperatura	°C	10-30	40-50	40-50	35-50	24-34	33-43
Composizione							
H2	%vol/ppmv		99-99,5%	0,17%-1,6%			
N2	%vol/ppmv		1	1			
O2	%vol/ppmv		0,23-0,7%	98-99,5%			
H2O	%vol/ppmv		0,28%	0,32%			
Inerts	%vol/ppmv						

\*La portata si riferisce alla produzione nominale dell'elettrolizzatore (massima)  
Il consumo di acqua demineralizzata si basa su un consumo specifico ipotizzato di 0,9 l acqua Demi / Nm3 H2.

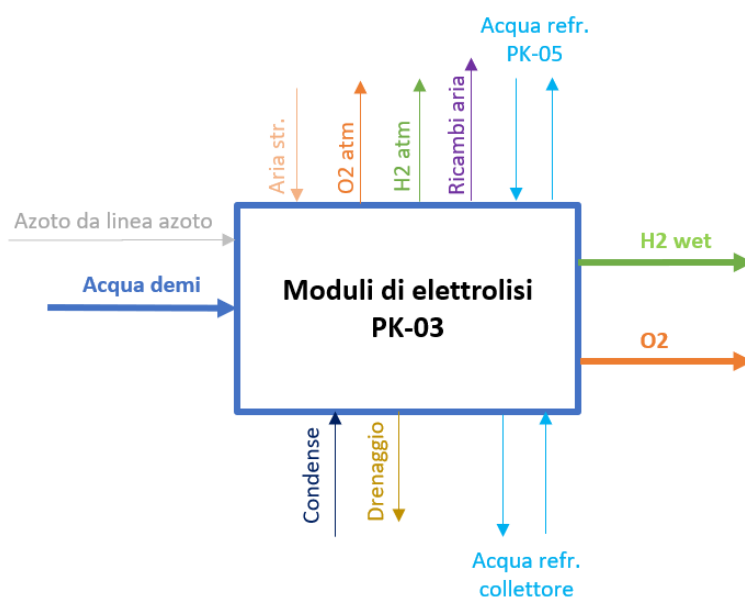


Figura 25 – Schema a blocchi del package di elettrolisi PK-03



L'acqua in ingresso ai moduli proviene principalmente dal sistema di trattamento dell'acqua PK-02 e, in parte, dalle condense recuperate dai moduli di purificazione dell'idrogeno.

I flussi in uscita dai moduli consistono principalmente in un flusso di idrogeno puro al 99-99,5% e un flusso di ossigeno puro al 98-99,5%. Le impurità presenti nei flussi di idrogeno e ossigeno sono ossigeno e idrogeno rispettivamente, azoto e vapore acqueo. Le percentuali di impurità sono riportate in tabella. Sono presenti due sfiati atmosferici di idrogeno e ossigeno discontinui provenienti dalla degassificazione degli stream di recupero delle condense e utilizzati in caso di malfunzionamento o in fase di avvio. Inoltre, è presente uno sfiato atmosferico di ventilazione per i ricambi d'aria composto prevalentemente da aria, con un contenuto massimo di idrogeno del 1%.

È presente, inoltre, uno scarico di acqua (drenaggio) verso il sistema fognario che sarà utilizzato durante la fermata impianto e/o interventi manutentivi. Non è presente uno scarico continuo.

La temperatura ideale dei moduli (55-70 °C) è mantenuta grazie ai flussi di acqua refrigerante proveniente dal chiller PK-05 che è a servizio anche del modulo di purificazione dell'idrogeno e dalle torri di raffreddamento Marley già presenti nella raffineria (flusso denominato "collettore" nello schema a blocchi). Le torri di raffreddamento Marley fanno parte della Raffineria e non rientrano nel perimetro del progetto in oggetto.

Sono presenti, inoltre, flussi entranti di aria destinata alla strumentazione e il flusso di azoto utilizzato qualora risulti necessario eliminare l'idrogeno o l'ossigeno presente nei moduli, al fine di permettere una fermata prolungata dell'impianto stesso per esigenze manutentive o operative; inoltre, il flusso di azoto viene utilizzato come flusso di gas inerte per il funzionamento degli analizzatori.

Dal punto di vista dei rendimenti, il sistema garantirà una produzione annua di idrogeno di 2.676.00 kg/anno considerando 7.500 ore di funzionamento annue. L'energia specifica utilizzata dai moduli elettrolizzatori sarà quindi di circa 56,1 kWh per ogni chilogrammo di idrogeno prodotto. Confrontando questo valore con l'energia contenuta nell'idrogeno prodotto considerando il suo potere calorifico inferiore, si ottiene un'efficienza del 59%.

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

---

ore funzionamento max	7.500	h/anno
Potenza	20	MW
HHV H2	142	MJ/kg
HHV H2	39,4	kWh/kg
LHV H2	120	MJ/kg
LHV H2	33,3	kWh/kg
Produzione oraria idrogeno	4.000	Nm3/h
	356,8	kg/h
Produzione annua idrogeno	2.676.000	kg/anno
Energia annua	150.000	MWh/anno
Energia specifica	56,1	kWh/kgH2
Efficienza su base HHV	70%	
Efficienza su base LHV	59%	

Tabella 10- Calcolo dell'efficienza dell'elettrolizzatore

Si consideri che gli stack che compongono il modulo di elettrolisi sono soggetti a degradazione, soprattutto negli ultimi anni di esercizio, quindi quando si avvicinano alle 80.000 ore di funzionamento. Per questo motivo ogni 10 anni è prevista una manutenzione straordinaria per la sostituzione degli elettrodi delle membrane PEM.

Si stima quindi che negli ultimi anni di esercizio degli stack la potenza erogata al modulo di elettrolisi sarà di circa 23 MW. Considerando quindi 23 MW erogati e una produzione di idrogeno pari a quella presentata in tabella si otterrebbe negli ultimi anni un'efficienza del 61% su base HHV e 52% su base LHV.



Figura 26 – Dettaglio delle celle elettrochimiche PEM

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

Parameter	M.U.	Guaranteed Value
Hydrogen production at nominal power rate (100%)	Nm <sup>3</sup> /h	4000
Hydrogen production at nominal power rate (5%)	Nm <sup>3</sup> /h	200
Plant Turndown	%	5-100
Produced H2 operating pressure @ BL:	barg	19,5
Produced H2 operating temperature @ BL:	°C	<30
Hydrogen composition@ BL		99,995% H2 <1 ppm N2 <5 ppm O2 <5 ppm H2O
Oxygen production at nominal power rate (100%)	Nm <sup>3</sup> /h	2000
Oxygen production at nominal power rate (5%)	Nm <sup>3</sup> /h	100
Produced O2 operating pressure @ BL:	barg	15
Produced O2 operating temperature @ BL:	°C	<30
Oxygen composition@ BL		99,995% O2 <1 ppm N2 <5 ppm H2 <5 ppm H2O
Stack/Electrodes lifetime	h	80000
Noise emissions at 1m from the equipment	dB(A)	80
Nitrogen consumption	Nm <sup>3</sup> /year	4000
ELY FEED WATER consumption	m <sup>3</sup> /h	4,5
Availability	%	99
Working range and dynamic:		
Plant technical minimum (%of nominal MW)	%	5
Plant maximum rate (%of nominal MW)	%	100

Tabella 11: Estratto della scheda tecnica dell'elettrolizzatore

### ASPETTI AMBIENTALI PK-03

Gli aspetti ambientali relativi a questo package sono elencati di seguito:

- Consumo idrico di circa 3,6 m<sup>3</sup>/h proveniente dal package di trattamento acque PK-02.
- Consumo idrico per il raffreddamento del modulo elettrolitico: saranno necessari circa 700 m<sup>3</sup>/h di acqua proveniente dalle torri di raffreddamento Marley già esistenti nella Raffineria. In questo caso l'acqua rientra in un sistema "acqua da torri di raffreddamento" a ciclo chiuso di raffineria e, pertanto, il carico addizionale del nuovo impianto porterà ad un aumento del flusso di make-up (reintegro) del circuito esistente. Tuttavia, non ci sarà consumo idrico addizionale dato dal reintegro, in quanto la quota parte data dall'impianto in progetto sarà compensata da attività di efficientamento del sistema attuale presente nella raffineria.

Una parte del raffreddamento di questo package è ad opera del chiller denominato PK-05, tuttavia in questo caso trattasi di acqua e glicole a ciclo chiuso che non prevede un consumo idrico.

- Consumo di elettricità durante il normale funzionamento, tuttavia l'elettricità è interamente proveniente da fonti rinnovabili (energia idroelettrica, fotovoltaica e/o eolica) con certificazione all'origine.
- Scarichi idrici che è sostanzialmente acqua demineralizzata scaricata durante la fermata dell'impianto e/o interventi manutentivi. Non ci sono scarichi continui.
- Sono presenti tre sfiati atmosferici discontinui. Tali sfiati sono sostanzialmente costituiti da aria, idrogeno o ossigeno che non sono dannosi per l'ambiente una volta emessi in atmosfera e non rappresentano una emissione in atmosfera ai sensi della definizione 268.b. del d.lgs. n. 152/2006.
- Produzione di rifiuti dovuti alla sostituzione degli elettrodi delle membrane PEM che avverrà ogni 10 anni circa. Non si generano rifiuti durante la normale attività dell'impianto.
- Emissioni acustiche limitate all'ambiente interno del fabbricato nel quale sarà disposta la strumentazione che avrà, inoltre, una copertura di pannelli in materiale fonoassorbente.

Quindi non si evidenziano aspetti ambientali rilevanti.

#### 4.2.3. PK-04 – Purificazione del flusso di idrogeno

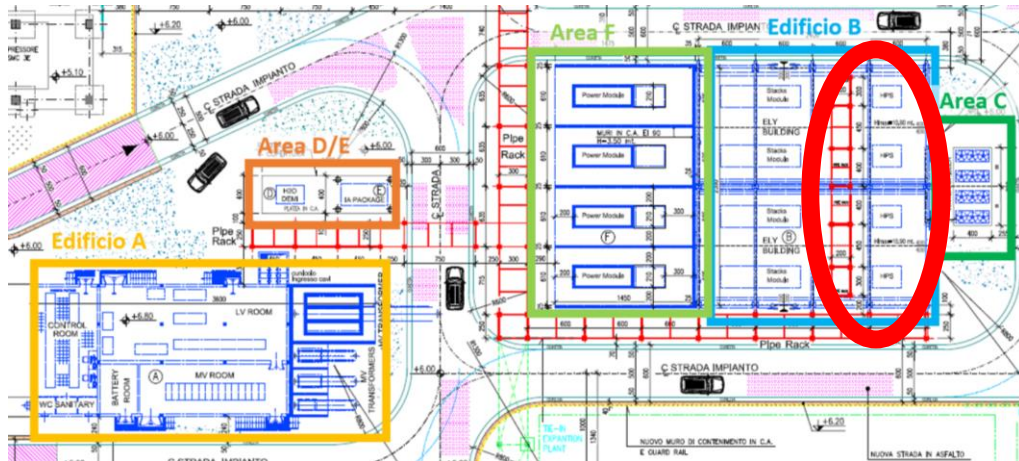


Figura 27 – Layout dell'impianto – particolare PK-04

Lo scopo di tale package è quello di aumentare la purezza dell'idrogeno proveniente dai moduli di elettrolisi, tramite la riduzione del quantitativo di ossigeno e acqua contenuti.

Il modulo di purificazione dell'idrogeno adotta il metodo di deossigenazione catalitica in combinazione ad una essiccazione ad adsorbimento del flusso di idrogeno. La riduzione del quantitativo di ossigeno viene effettuata in un reattore catalitico dove l'ossigeno presente reagisce con l'idrogeno per formare vapore acqueo ( $2H_2 + O_2 = 2H_2O + \text{calore}$ ). Inoltre, il flusso di idrogeno viene raffreddato ed infine entra nel sistema di essiccazione per una profonda disidratazione. Dopo la filtrazione si ottiene idrogeno di elevata purezza con contenuto di acqua e ossigeno molto bassi. In particolare, il sistema può gestire fino al 3% di  $O_2$  nel flusso di  $H_2$  alimentato e ridurre il contenuto di  $O_2$  a meno di 1 ppm.

Il sistema di assorbimento dell'umidità viene rigenerato periodicamente, tramite de-assorbimento dell'acqua. L'acqua di scarto viene raccolta dal sistema di condense dove viene ricircolata ai moduli elettrolizzatori.

È presente uno sfiato atmosferico discontinuo di idrogeno attivo nella fase di rigenerazione dei letti di assorbimento dell'umidità. Inoltre, è presente uno sfiato atmosferico di ventilazione per i ricambi d'aria composto prevalentemente da aria, con un contenuto massimo di idrogeno del 1%.

Durante le attività di manutenzione periodica è prevista la sostituzione del catalizzatore esausto.

La tabella seguente presenta un'analisi dei flussi entranti ed uscenti dal sistema con le relative grandezze chimico-fisiche.

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

Parametro	Unità	H2 wet	H2 dry OUT
Portata	Nm3/h	4246	4000
Portata	m3/h		
Portata	kg/h	379	356,8
Peso molecolare	kg/kmol	2	2
Pressione	barg		18
Temperatura	°C	40-50	30
Composizione			
H2	%vol/ppmv	99-99,5%	99,995%
N2	%vol/ppmv	1	<1
O2	%vol/ppmv	0,23-0,7%	<5
H2O	%vol/ppmv	0,28%	<5
Inerts	%vol/ppmv		

Nota: la portata si riferisce alla produzione nominale dell'elettrolizzatore (massima)

Tabella 12: Bilancio di massa PK-04

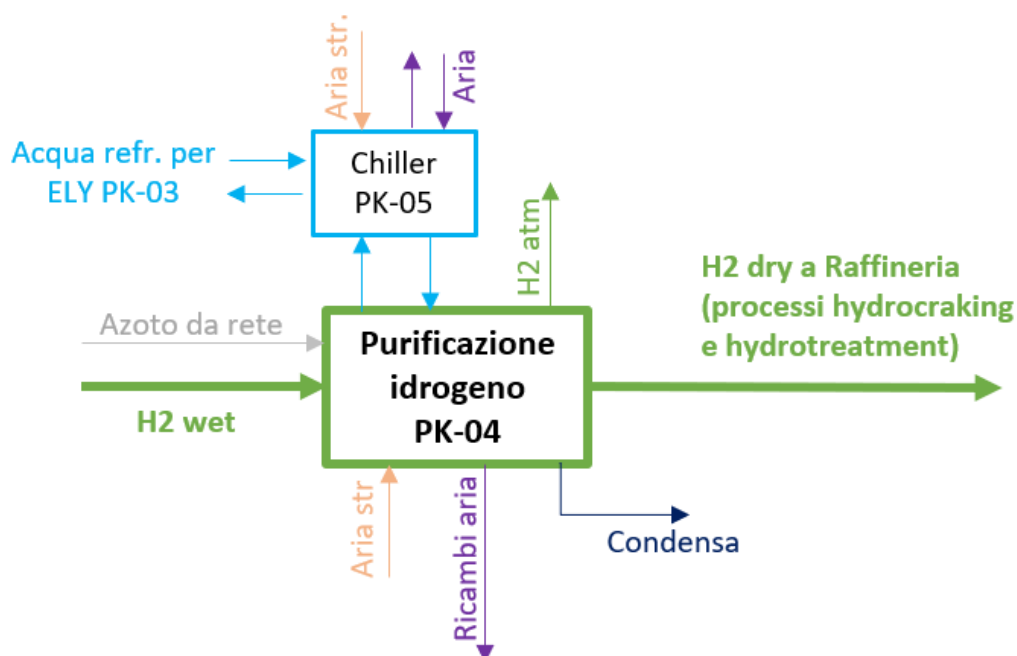


Figura 28 – Schema a blocchi del package di purificazione dell'idrogeno PK-04

Il flusso di idrogeno alimentato al sistema di purificazione proveniente dai moduli di elettrolisi sarà di circa 379 kg/h e avrà una temperatura di circa 30-40°C. La purezza dell'idrogeno entrante



dovrà essere di circa 99-99,5%. In queste condizioni il sistema garantisce un flusso in uscita con purezza del 99,995% e impurità inferiori ai 5 ppmv.

Il flusso di idrogeno in uscita sarà di circa 356,8 kg/h con una pressione tra i 19 e i 30 barg e sarà diretto ai moduli di compressione dell'idrogeno per essere poi utilizzato nei processi di raffinazione del petrolio della Raffineria.

L'acqua raccolta dal sistema di assorbimento dell'umidità e diretta alla raccolta delle condense sarà di circa 22,2 kg/h. Lo sfiato atmosferico di idrogeno durante la fase di rigenerazione dei letti di assorbimento sarà di circa 18 kg/h.

#### ASPETTI AMBIENTALI PK-04

Gli aspetti ambientali relativi a questo package sono elencati di seguito:

- consumo idrico per il raffreddamento che consiste, tuttavia, in acqua e glicole a ciclo chiuso e non prevede quindi un consumo idrico.
- consumo di elettricità durante il normale funzionamento, tuttavia l'elettricità è interamente proveniente da fonti rinnovabili (energia idroelettrica, fotovoltaica e/o eolica) con certificazione all'origine.
- Le emissioni in atmosfera sono rappresentate da uno sfiato atmosferico discontinuo di idrogeno per la rigenerazione dei moduli di assorbimento dell'umidità di circa 18 kg/h. Tuttavia, tale sfiato è sostanzialmente costituito da idrogeno che non è dannoso per l'ambiente una volta emesso in atmosfera e non rappresenta una emissione in atmosfera ai sensi della definizione 268.b. del d.lgs. n. 152/2006. Inoltre, è presente uno sfiato atmosferico di ventilazione per i ricambi d'aria composto prevalentemente da aria, con un contenuto massimo di idrogeno del 1%.
- produzione di rifiuti costituiti dal catalizzatore esausto ma solo durante manutenzioni periodiche occasionali. Non si generano rifiuti durante la normale attività dell'impianto.
- emissioni acustiche non rilevanti e comunque limitate all'ambiente interno del fabbricato nel quale sarà disposta la strumentazione.

Non si evidenziano quindi aspetti ambientali rilevanti.

#### **4.2.4. PK-05 – Chiller a servizio del modulo di purificazione dell'idrogeno e di elettrolisi**

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

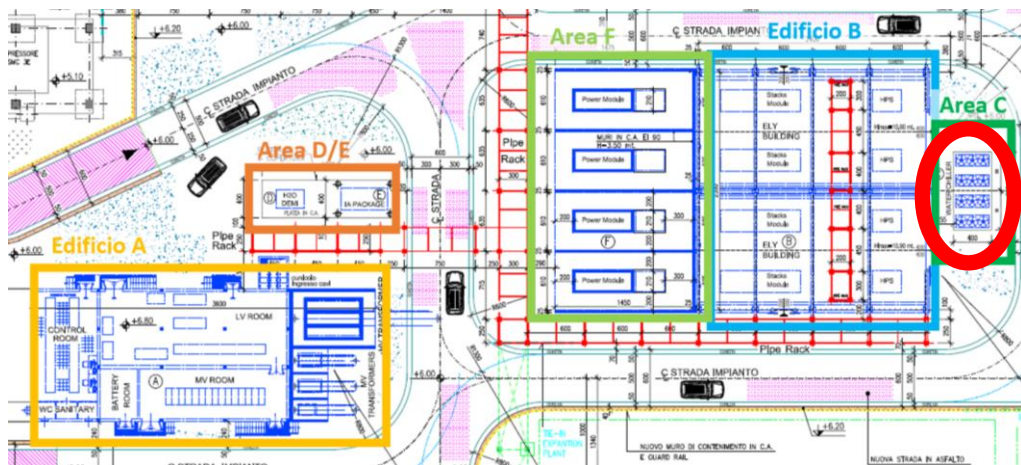


Figura 29 – Layout dell'impianto – particolare PK-05

L'unità chiller a servizio del modulo di purificazione dell'idrogeno e del modulo di elettrolisi sarà formata da 3 chiller di tipo air-cooled (raffreddati ad aria) da 200 kW.

Il chiller è un sistema di raffreddamento necessario al mantenimento della temperatura ideale nei due moduli. In particolare, la temperatura viene mantenuta con acqua refrigerante che una volta utilizzata nei moduli di elettrolisi e di purificazione diventa calda e necessita di essere raffreddata tramite il chiller nel quale viene impiegato come fluido di lavoro una miscela acqua-glicole con circa il 10-15% di glicole, che viene raffreddato ad aria.

Il principio di funzionamento del chiller è il ciclo frigorifero. Il classico ciclo frigorifero è costituito da quattro elementi principali: un evaporatore, un condensatore, un organo di espansione e un compressore.

Il calore viene esportato dall'acqua nell'evaporatore dove il refrigerante liquido, assorbendo il calore dell'acqua di processo, evapora mentre percorre il tubo dell'evaporatore, creando un gas a bassa pressione. Successivamente, il refrigerante evaporato viaggia verso il compressore dove il gas a bassa pressione viene compresso in un gas ad alta pressione. Il gas, quindi, esce e va al condensatore raffreddato ad aria. Mentre si trova nel condensatore, il calore viene rimosso dal refrigerante attraverso delle ventole. Dopo che il refrigerante, in forma di gas, ha percorso il condensatore, si trasforma in un liquido ad alta pressione. Il liquido ad alta pressione viaggia verso l'evaporatore attraverso la valvola di espansione. Durante questo processo, il refrigerante cambia da liquido ad alta pressione a liquido a bassa pressione. Poiché il chiller funziona a ciclo continuo, questo liquido a bassa pressione viene quindi ritrasferito all'evaporatore dove l'intero ciclo si ripeterà.

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

---



Figura 30: Schema del ciclo frigorifero

Poiché si tratta di un ciclo chiuso non è previsto il consumo continuo di acqua o di fluido refrigerante, a parte sporadici interventi di reintegro.

#### ASPETTI AMBIENTALI PK-05

Gli aspetti ambientali relativi a questo package sono elencati di seguito:

- consumo idrico per il raffreddamento che consiste, tuttavia, in acqua e glicole a ciclo chiuso e non prevede quindi un consumo idrico.
- consumo di elettricità durante il normale funzionamento, tuttavia l'elettricità è interamente proveniente da fonti rinnovabili (energia idroelettrica, fotovoltaica e/o eolica) con certificazione all'origine.
- emissioni acustiche non rilevanti e comunque limitate all'area dell'impianto.

Quindi non si evidenziano aspetti ambientali rilevanti.

#### 4.2.5. PK-06 – Produzione aria strumenti

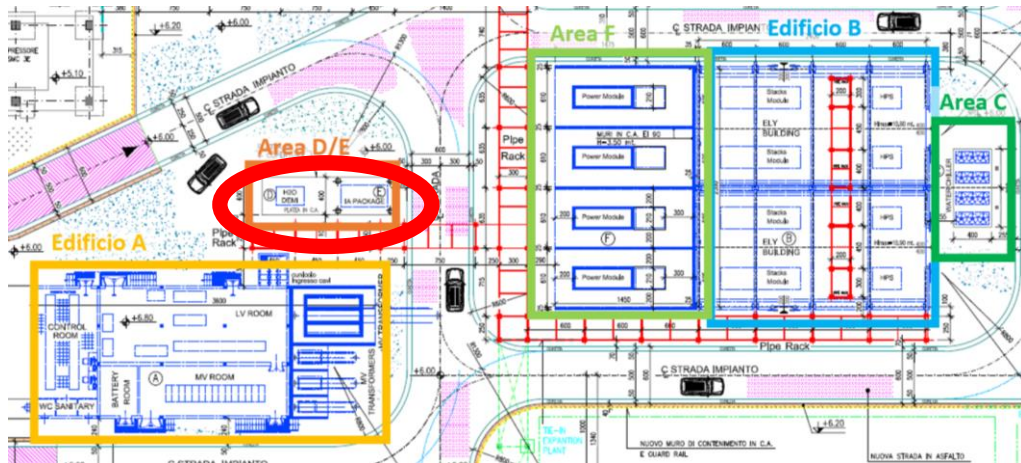


Figura 31 – Layout dell'impianto – particolare PK-06

L'aria strumenti, necessaria per fabbisogno dell'impianto, sarà prodotta da un package dedicato, costituito da:

- due compressori a vite, di cui uno di riserva.
- essiccatore a due colonne

Lo scopo di questo package è assicurare la produzione di aria di qualità, pulita e secca, indispensabile per preservare gli impianti e la qualità dell'idrogeno prodotto. L'essiccatore fa sì che il vapore acqueo venga rimosso dall'aria compressa per evitare la formazione di condensa e per impedire all'umidità di interferire nei processi delle apparecchiature che costituiscono l'impianto.

#### ASPETTI AMBIENTALI PK-06

Gli aspetti ambientali relativi a questo package sono elencati di seguito:

- consumo di elettricità durante il normale funzionamento, tuttavia l'elettricità è interamente proveniente da fonti rinnovabili (energia idroelettrica, fotovoltaica e/o eolica) con certificazione all'origine.
- emissioni acustiche non rilevanti e comunque limitate all'area dell'impianto.

Pertanto, non si evidenziano aspetti ambientali rilevanti.



#### 4.2.6. Alimentazione e distribuzione elettrica

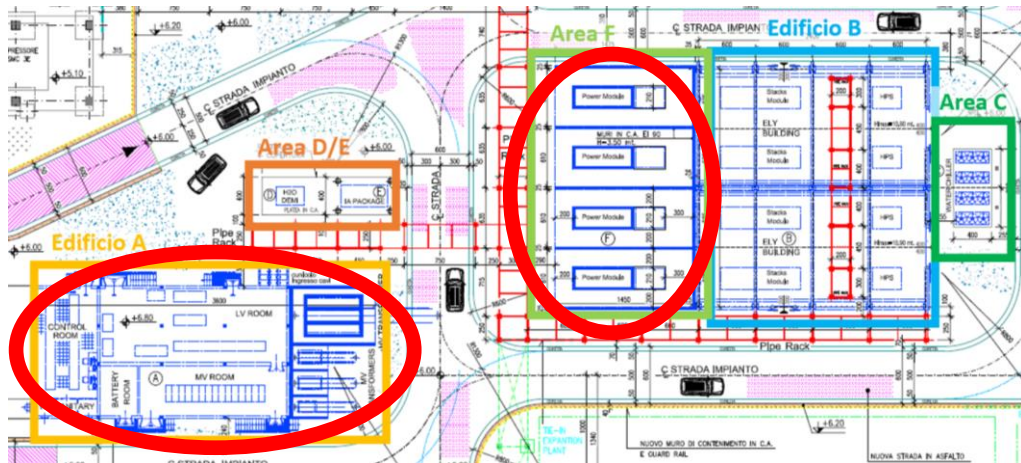


Figura 32 – Layout dell'impianto – particolare alimentazione e distribuzione elettrica

I componenti del sistema di distribuzione di energia elettrica saranno progettati e costruiti per le condizioni ambientali del luogo d'installazione in Aree Classificate secondo le Norme CEI EN 60079-10 per la possibile presenza di miscele esplosive con presenza di idrogeno laddove risultino in “*Hazardous Area*”.

Il progetto viene eseguito in ottemperanza alle Leggi e Norme di riferimento vigenti, quali Legge 186/68; Legge 37/08 (ex 46/90), Standard SARLUX/EGP.

Per l'alimentazione del nuovo impianto, è previsto il collegamento con la cabina di alta tensione a 33kV della Raffineria denominata Q33-AT3 e sarà installato nell'edificio A un nuovo trasformatore abbassatore 33kV/15kV che porterà l'elettricità dalla alta alla media tensione e trasformatori 15 kV/400V dalla media alla bassa tensione.

Oltre ai trasformatori, nell'edificio A saranno installati:

- i quadri di distribuzione in media tensione (15KV) per l'alimentazione dei moduli trasformatori/raddrizzatori per gli elettrolizzatori;
- il quadro di distribuzione per l'alimentazione del compressore ossigeno;
- i quadri di distribuzione delle utenze dei package in bassa tensione;
- sistema di alimentazione di emergenza UPS e relativo locale batterie;
- i sistemi a PLC per il controllo dei packages e relativa infrastruttura di rete.

Nell'area F, all'esterno dell'edificio denominato B, saranno poi installati e collegati i Power Modules costituiti da trasformatori, alimentati a 15kV, accoppiati ai convertitori AC/DC (tecnologia

IGBT) atti ad alimentare i moduli elettrolizzatori, completi di sistema di raffreddamento e relativa elettronica di controllo.

Il percorso dei cavi del nuovo impianto è riportato nello stralcio cartografico in Figura 33.



**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

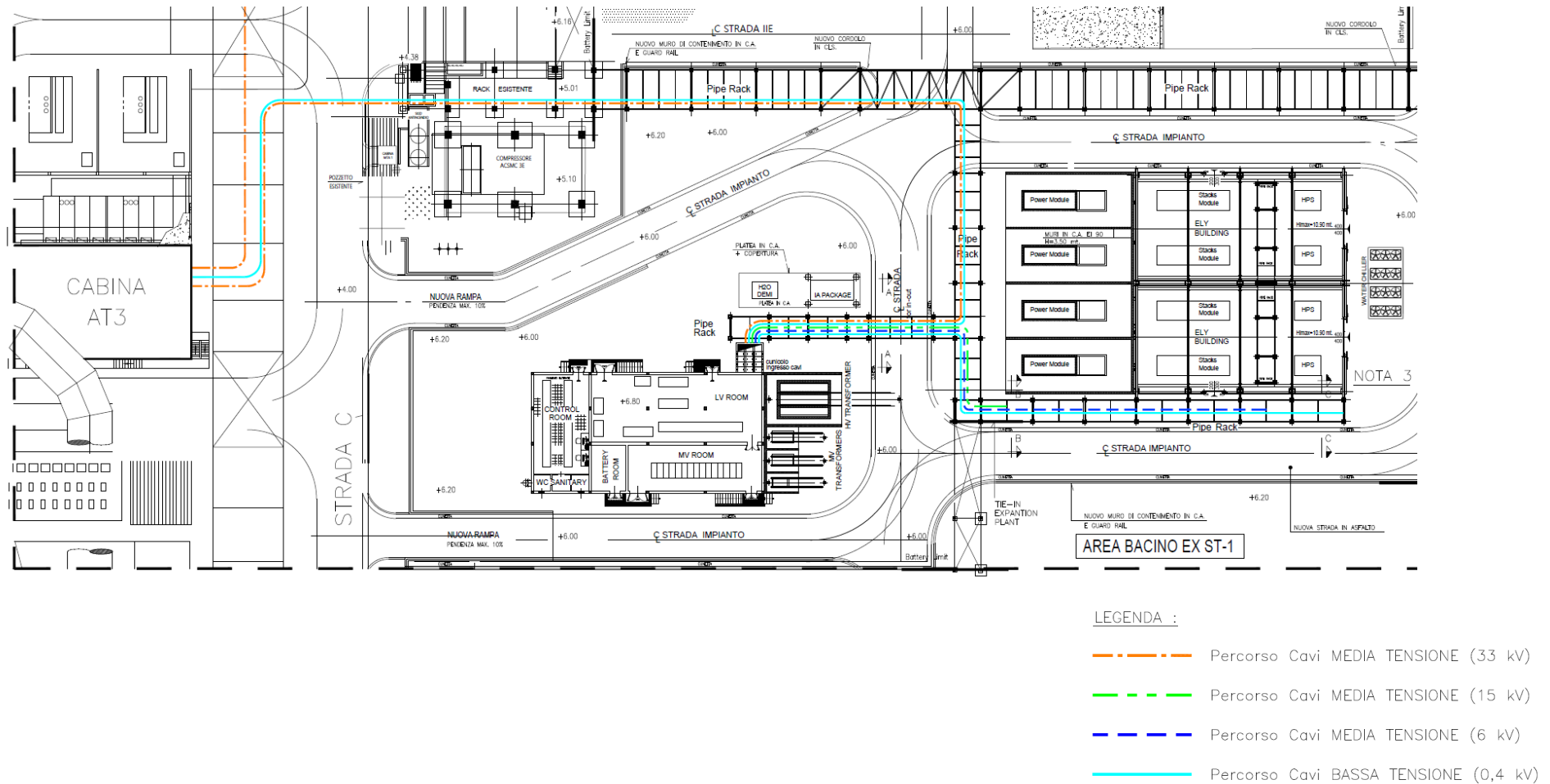


Figura 33 - Stralcio cartografico con indicazione delle linee MT

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

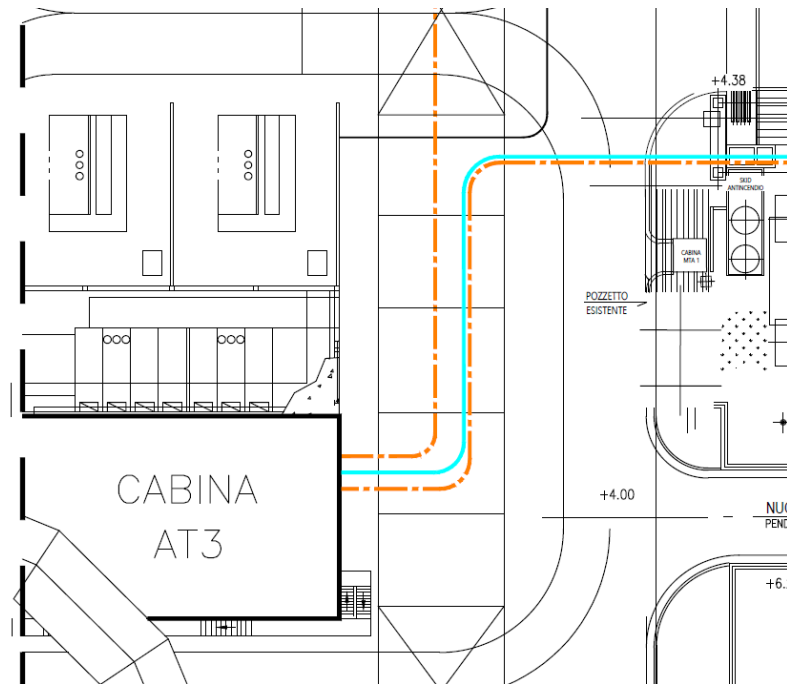


Figura 34 – Zoom di dettaglio cabina AT3

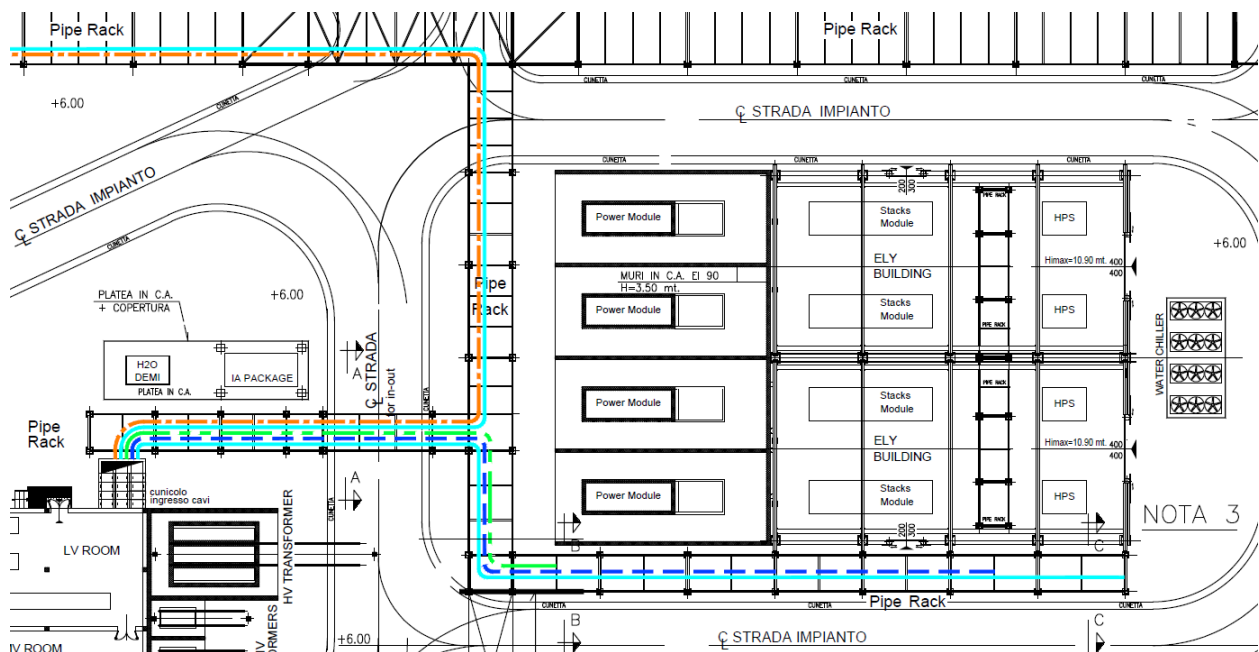


Figura 35 – Zoom di dettaglio edificio B

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

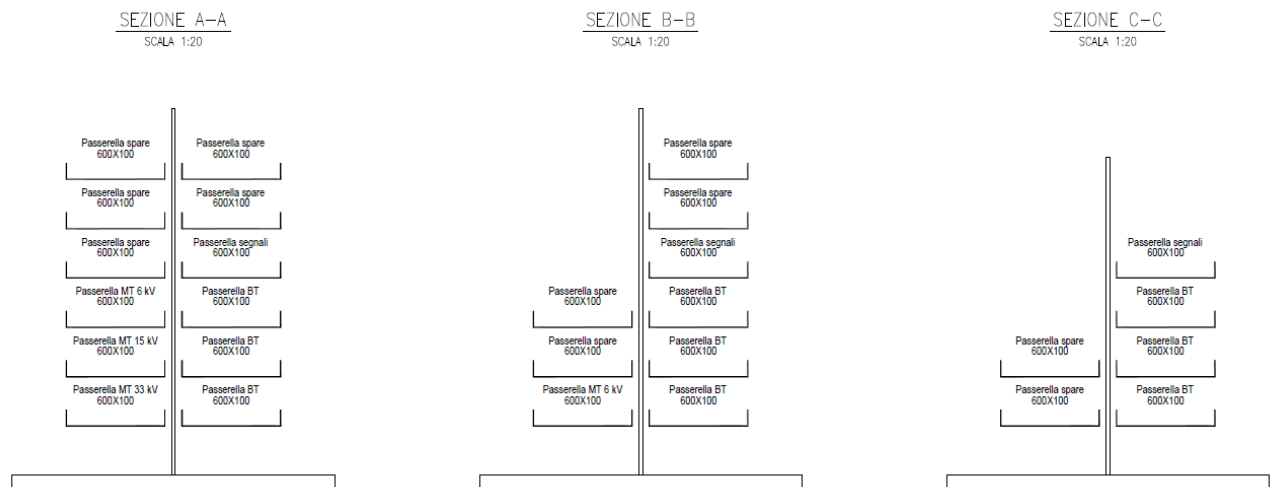


Figura 36 – Caratteristiche passerelle di sostegno delle linee in MT

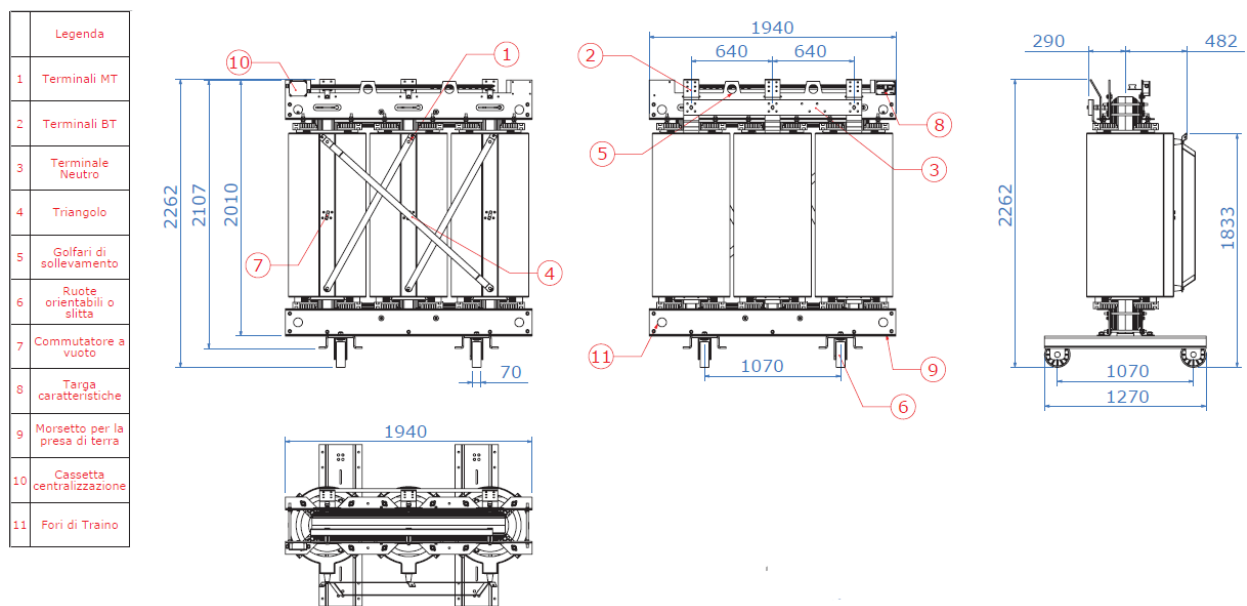


Figura 37 - Trasformatore MT-BT

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

---

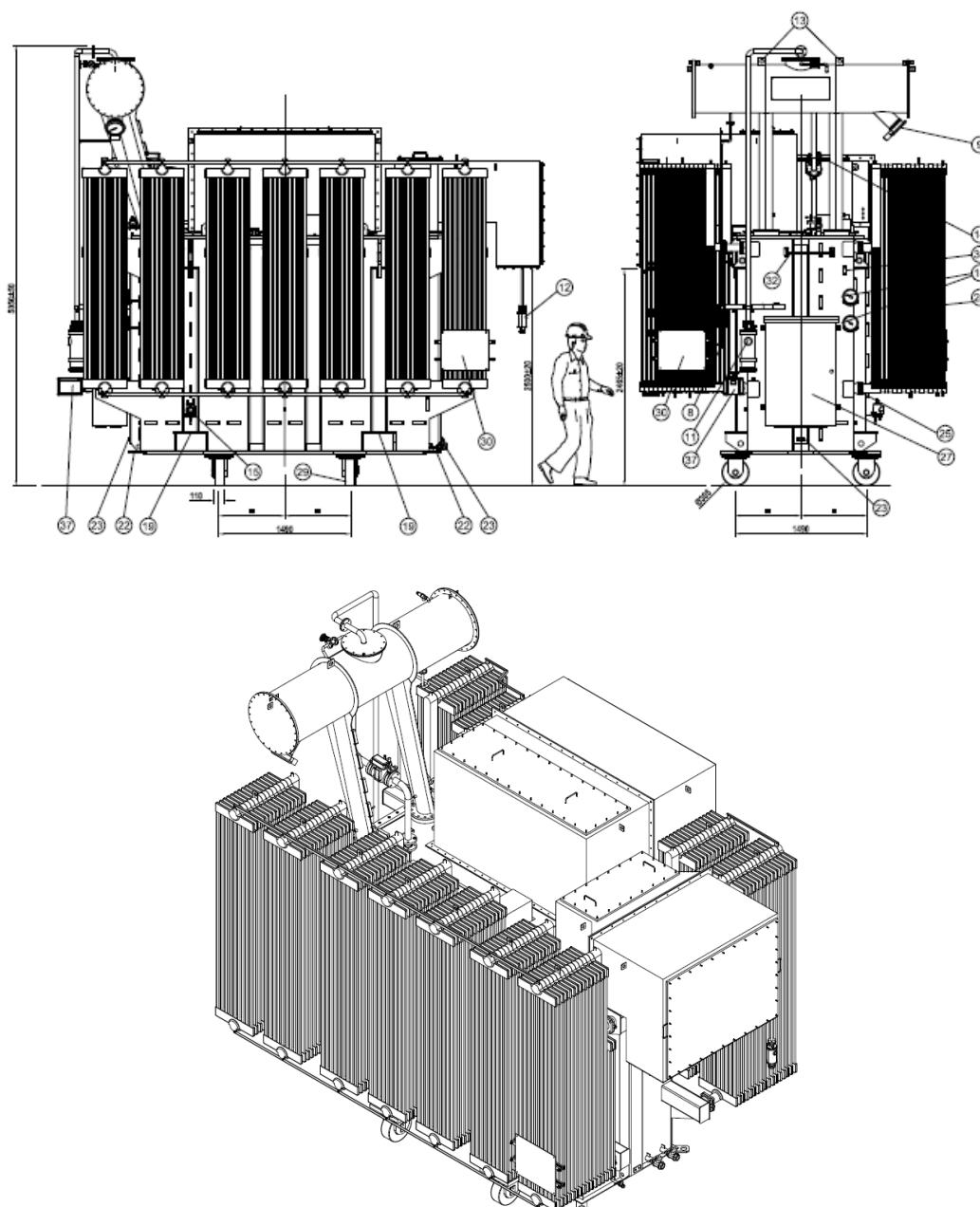


Figura 38 - Trasformatore AT-MT

# Realizzazione di un impianto di produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi Relazione Progetto Definitivo

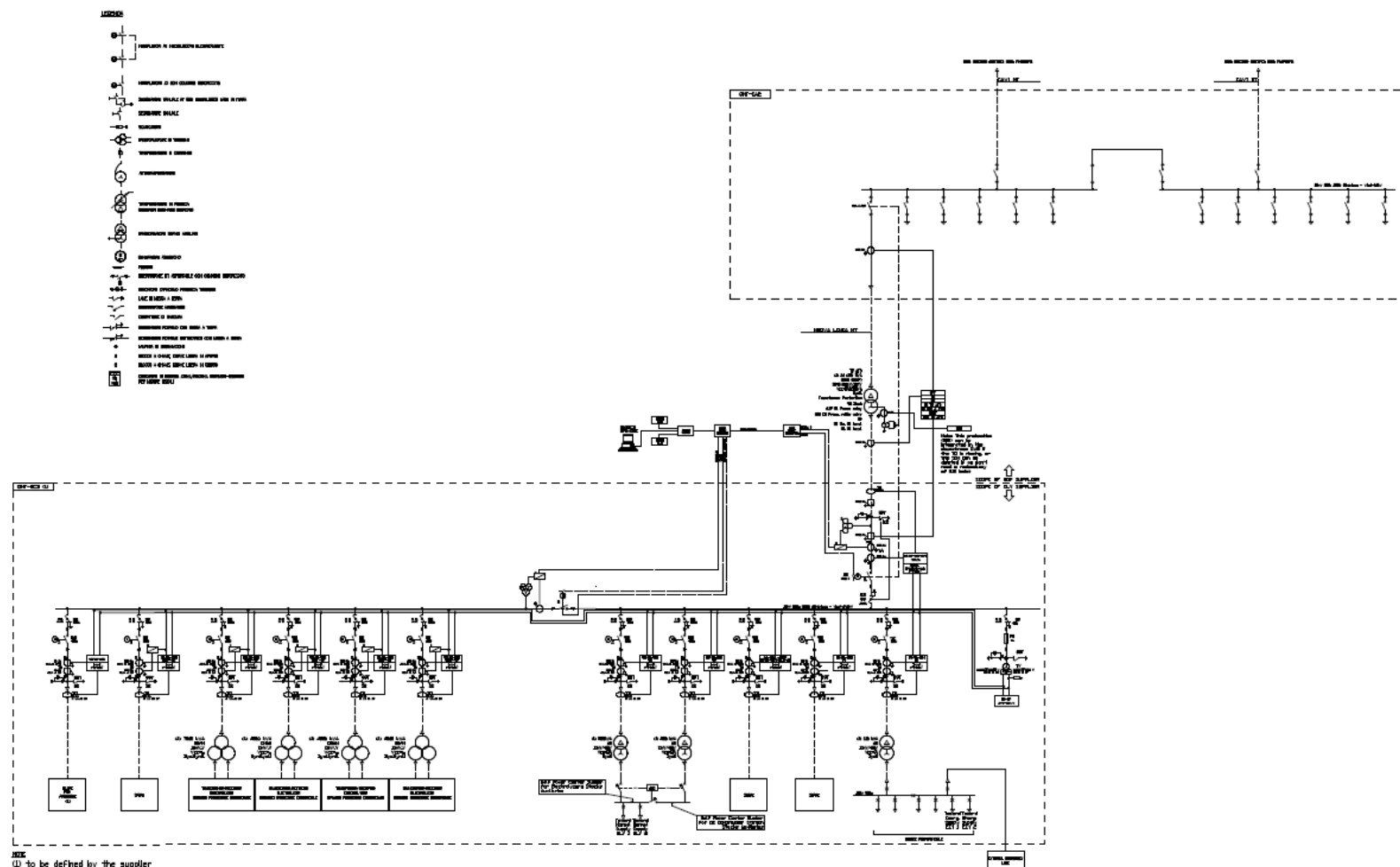


Figura 39 – Schema elettrico dell'impianto

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

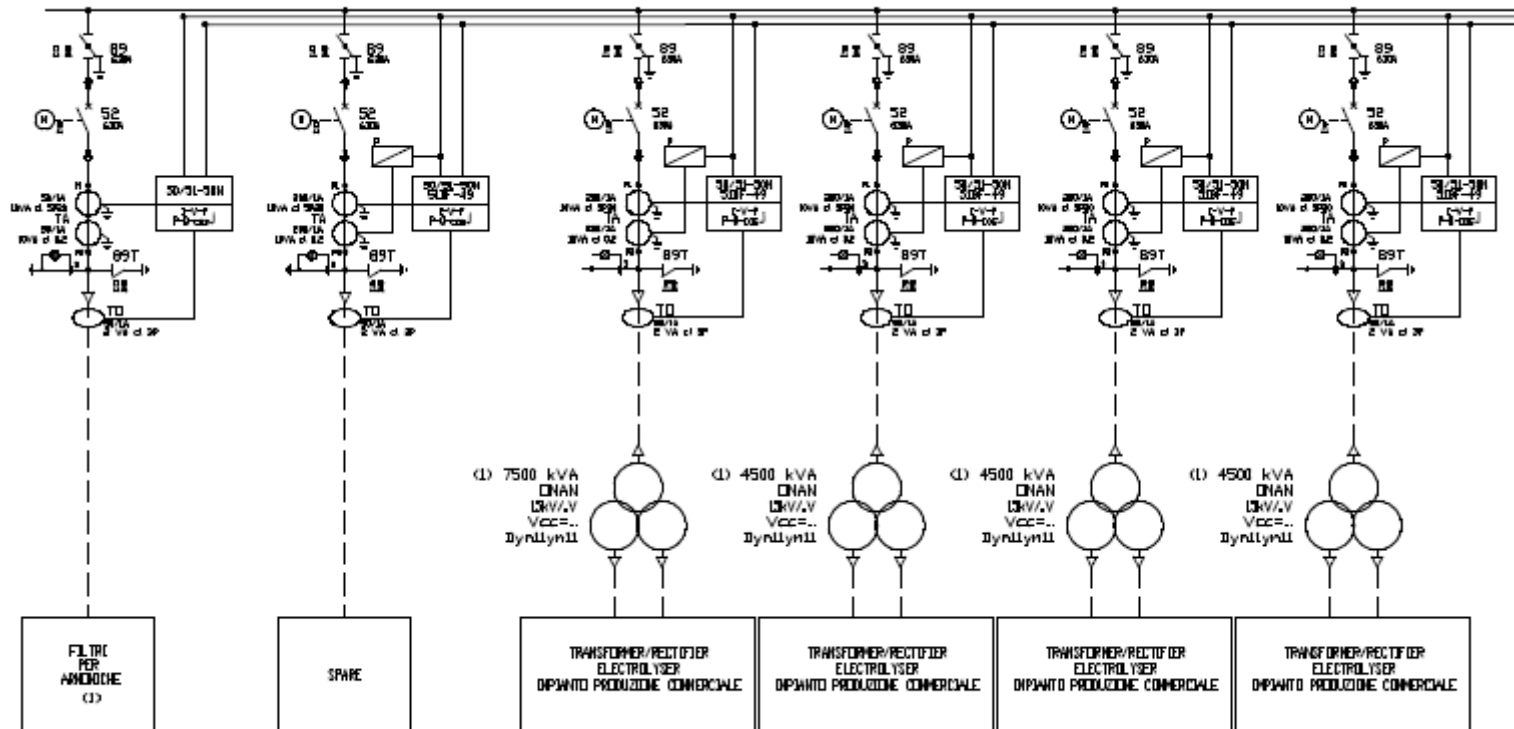


Figura 40 – Dettaglio dello schema elettrico dei moduli elettrolizzatori



#### **4.2.7. Nuovi fabbricati**

I componenti descritti nei paragrafi precedenti saranno per la maggior parte disposti all'interno di due fabbricati di nuova costruzione:

- L'edificio A conterrà la sala di controllo, i locali sanitari, la cabina LV-MV e le baie dei trasformatori.
- L'edificio B conterrà i moduli elettrolizzatori e il sistema di purificazione dell'idrogeno. Nell'edificio è compresa l'installazione di un carroponete. All'esterno dell'edificio, nell'area F, saranno collocati i Power Modules su apposite baie separate da pareti senza copertura.

Inoltre, ognuno degli edifici del presente progetto sarà completo di tutte le opere di finitura necessarie quali:

- infissi;
- tinteggiature;
- impianti interni di illuminazione;
- sistema HVAC;
- sistema rilevazione gas ed antincendio.

L'edificio A sarà una classica costruzione in muratura dotata delle opere di finitura sopra descritte; mentre l'edificio B avrà la forma di un capannone che conterrà la strumentazione principale e, per evitare emissioni acustiche da parte delle apparecchiature, la copertura del tetto e delle pareti, comprese le pareti dell'area F, sarà fatta con pannelli fonoassorbenti come quelli raffigurati in Figura 41 e Figura 42.

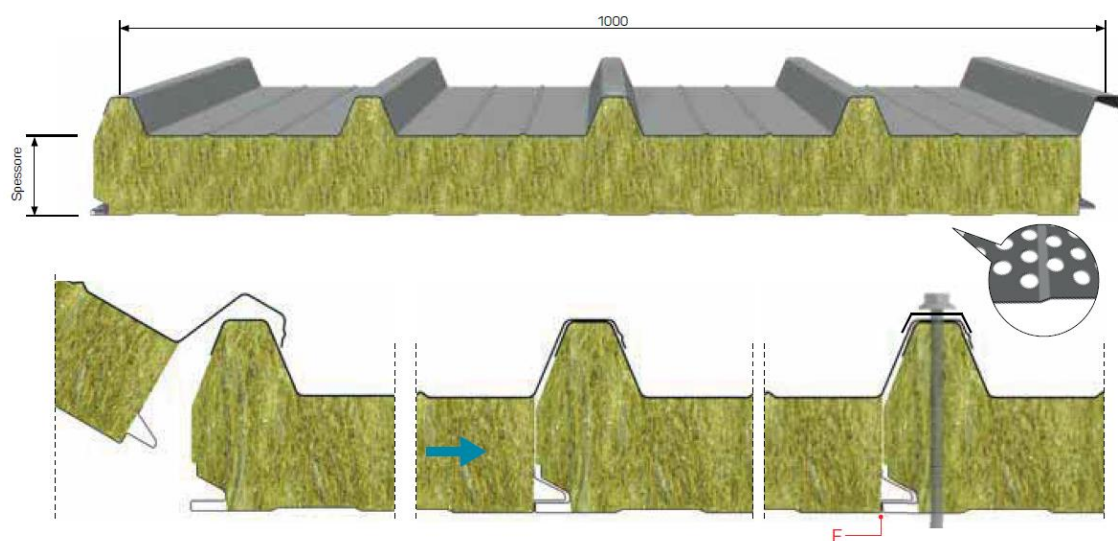


Figura 41 – Esempio di pannelli utilizzati per la copertura

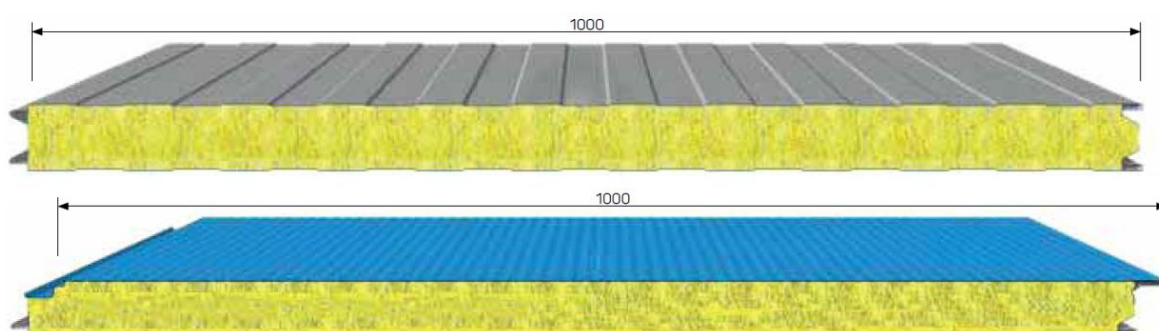


Figura 42 – Esempio di pannelli utilizzati per le pareti

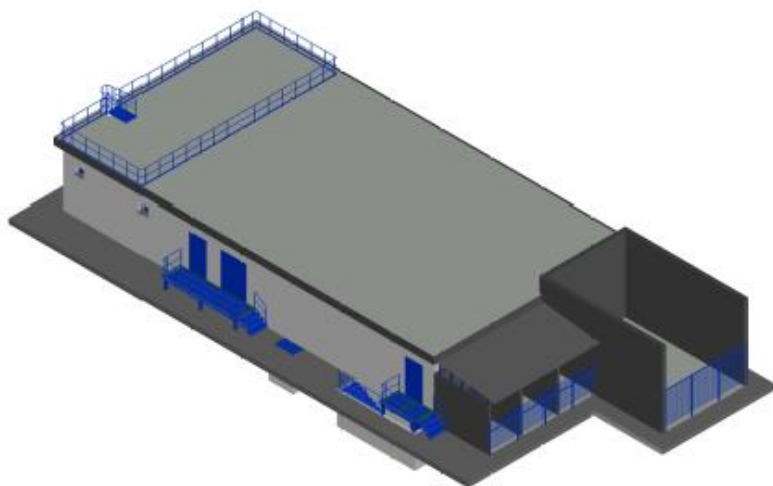


Figura 43: Vista 3D dell'edificio A: sala controllo, cabina LV-MV e baie trasformatori

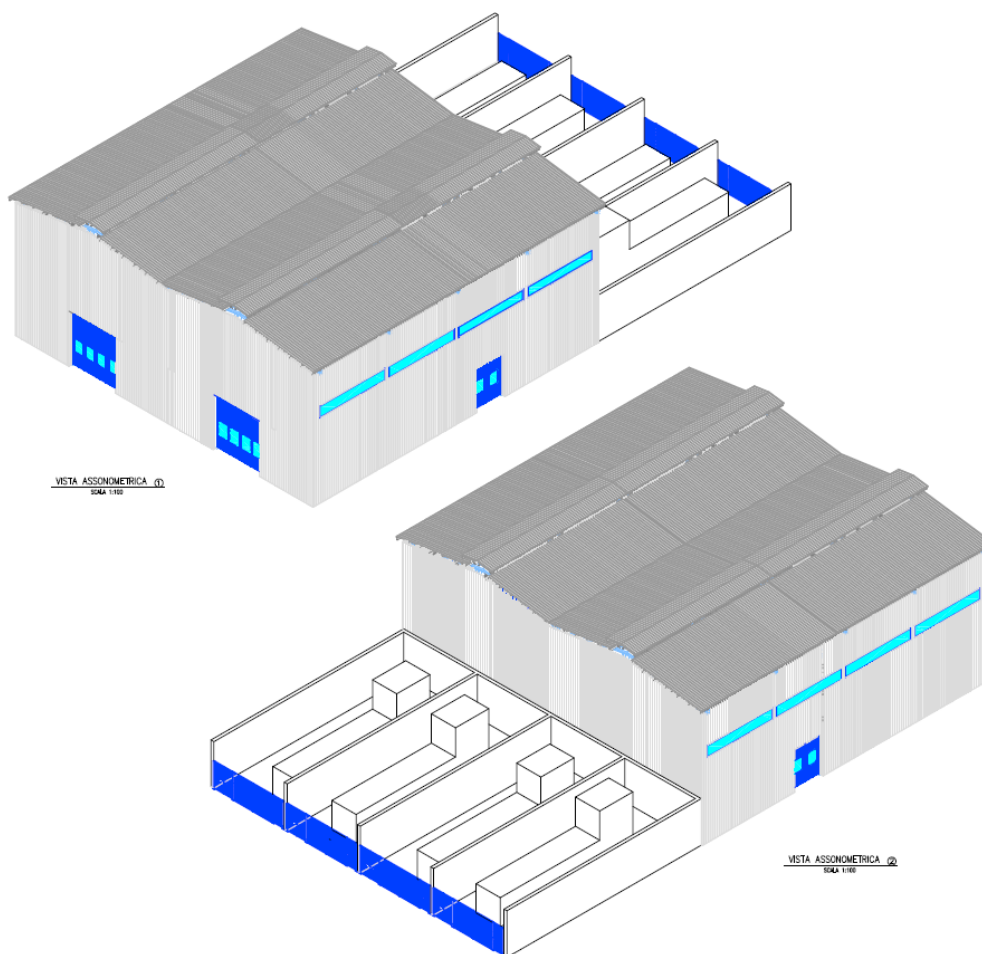


Figura 44 - Viste 3D dell'edificio B e area F: elettrolizzatore, raddrizzatore, purificazione dell'idrogeno

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

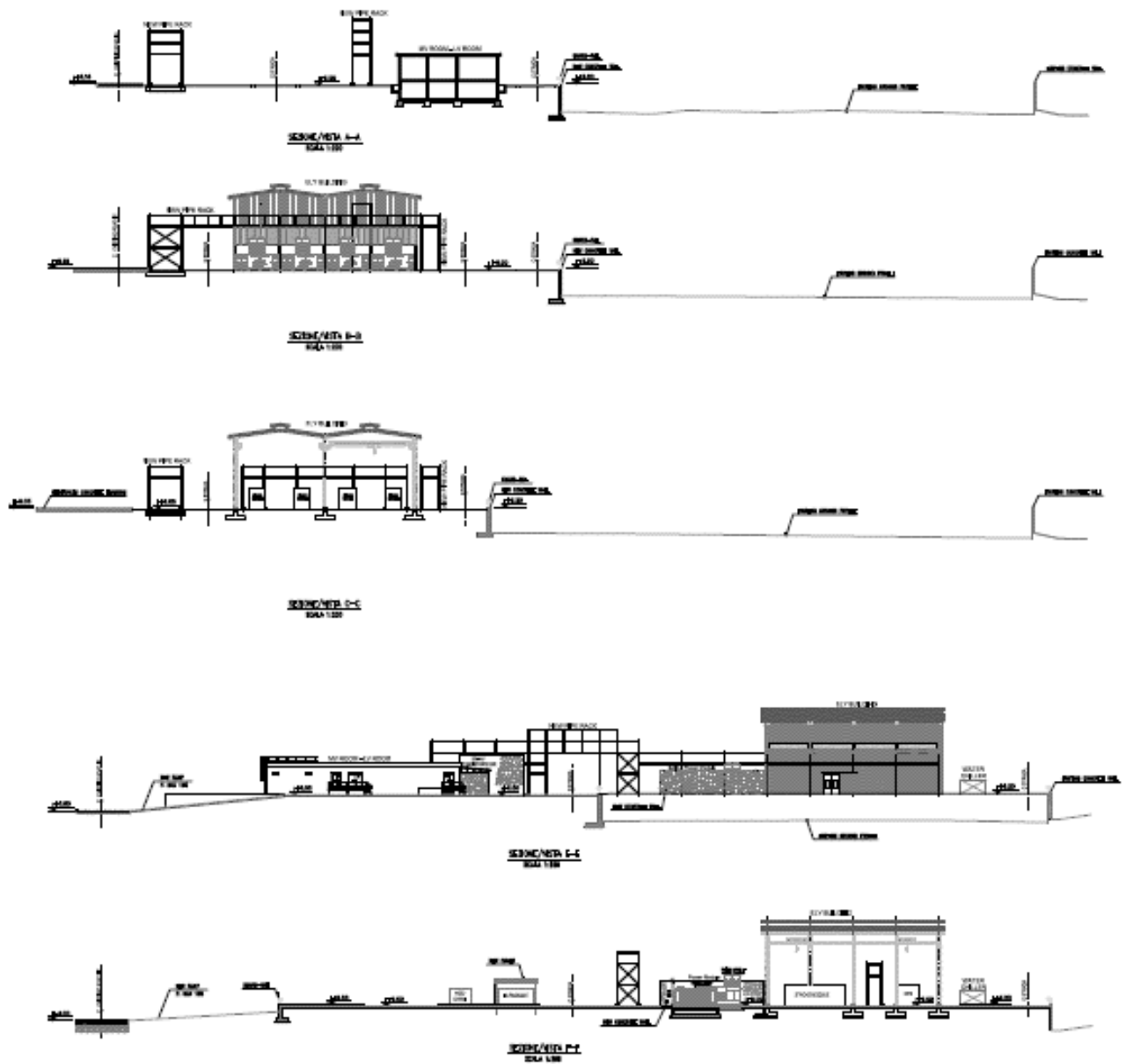


Figura 45 - Sezioni dello stato futuro

#### **4.2.8. Rete fognaria**

È prevista la realizzazione di nuovo sistema fognario delle acque meteoriche e delle acque di processo, comprensivo di pozzetti di raccolta, caditoie, pozzetti di derivazione e d'ispezione, pozzetto sifonato tagliafiamma, tubazioni, masselli e griglie di raccolta delle acque interne all'edificio B/C. Nella costruzione della nuova rete fognaria sono comprese tutte le opere civili connesse come gli attraversamenti stradali e i collegamenti alla rete fognaria esistente.

La rete fognaria del nuovo impianto è rappresentata in Figura 49.

In particolare, al fine di determinare i parametri essenziali alla corretta valutazione della risposta idrologica del sito dell'impianto e per determinarne così un idoneo sistema di drenaggio per gli eventi meteorici è stato effettuato uno studio idrologico e idraulico. Lo studio ha portato al corretto dimensionamento del sistema di drenaggio che prevede:

- tubazioni in PVC DN 250/355(PN6)
- pozzetti in c.a. con griglia in ghisa sferoidale classe D400.
- Pozzetti di derivazione/ispezione
- Caditoie stradali

Le tubazioni saranno interrate e, dove lo strato di terreno che le ricopre risulterà di spessore inferiore a 80 cm, verrà realizzata una struttura in calcestruzzo necessaria per proteggere le stesse dai carichi sovrastanti.

Lo scavo propedeutico all'installazione delle tubazioni di scarico ed all'installazione dei pozzetti sarà impermeabilizzato preliminarmente alla posa degli stessi. L'impermeabilizzazione dello scavo potrà avvenire mediante l'impiego di una geomembrana impermeabile che rivestirà le scarpate ed il fondo dello scavo.

La portata totale di picco delle acque meteoriche, come risulta dall'analisi idrologica risulta pari a circa 270 l/s.

I tipologici del pozzetto previsto a progetto e della posa delle tubazioni sono riportati nelle seguenti figure.

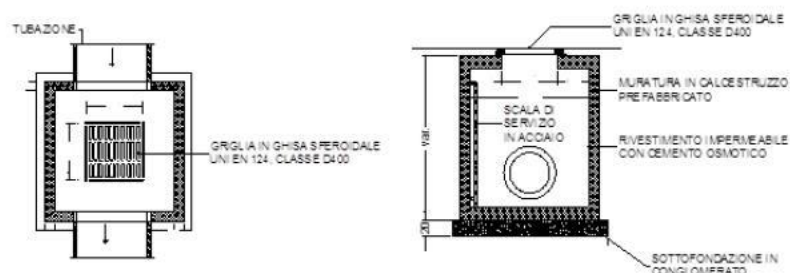


Figura 46 - Pozzetto del sistema di drenaggio

L'analisi idraulica è relativa alla valutazione del deflusso della corrente a pelo libero in condizioni di moto uniforme all'interno delle tubazioni di progetto. La formula utilizzata è quella di Gauckler-Strickler valida per deflussi a pelo libero.

Quindi il dimensionamento della rete si è basato su eventi caratterizzati da un TR (tempo di ritorno) di 10 anni, e ha portato alla conclusione che risulta sufficiente che il collettore terminale della rete di drenaggio sia caratterizzato da un collettore in PVC DN 355. Per le ramificazioni interne risultano sufficienti collettori da DN 250.

Gli scarichi fognari raccolti saranno trattati negli impianti TAS – Trattamento Acque Scarico e API-TAZ - Trattamento Acque Zavorra dello stabilimento di raffineria di seguito descritti:

- TAS è l'impianto di trattamento delle acque di scarico di stabilimento che effettua trattamenti di tipo chimico, fisico e biologico sulle acque provenienti dalla rete fognaria oleosa, a cui sono convogliati i reflui idrici e le acque meteoriche dall'area impianti della raffineria (con potenziale presenza di idrocarburi) e le acque sanitarie; a valle del trattamento le acque depurate vengono riversate in mare attraverso due scarichi finali (1A e 1B).
- API-TAZ è l'impianto di trattamento delle acque di zavorra (slop e acque di lavaggio) e di sentina provenienti, rispettivamente, da navi cisterna che attraccano al terminale marittimo e da navi private, delle acque emunte dai pozzi della barriera idraulica del sito, delle acque meteoriche, escluse quelle raccolte dall'area impianti; a valle del trattamento le acque depurate vengono riversate in mare attraverso uno scarico finale (1C).

In particolare, all'impianto TAS vengono convogliati:

- gli stream acquosi di processo dell'impianto (spurgo dell'elettrodeionizzatore e eventuale spurgo dell'elettrolizzatore);
- le acque sanitarie dei servizi idrici;
- in scenari accidentali, gli oli minerali isolanti e refrigeranti delle apparecchiature in casi di fuoriuscite.

All'impianto API-TAZ saranno convogliate le sole acque meteoriche.

I collegamenti delle acque di scarico del nuovo impianto alle reti fognarie esistenti di raffineria prevedranno tre pozzetti per il prelievo di campioni per effettuare eventuali analisi periodiche, un pozzetto per ogni tipologia di scarico, indicati sulla planimetria della rete fognaria come:

- PC1 – Pozzetto prelievo campioni per lo scarico meteorico;



**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

- PC2 - Pozzetto prelievo campioni per lo scarico tecnologico;
- PC3 - Pozzetto prelievo campioni per lo scarico civile.

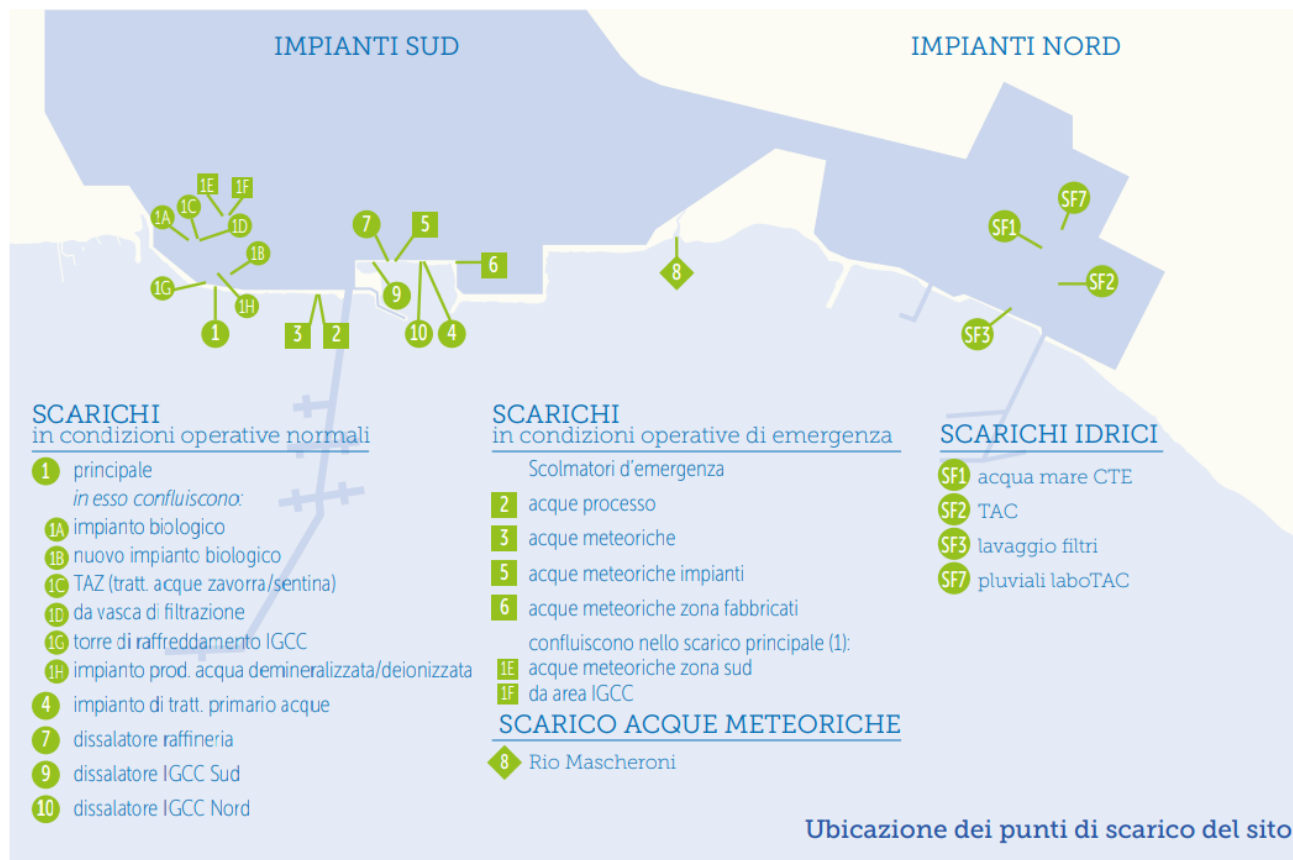


Figura 47 - Planimetria degli scarichi idrici della raffineria Sarlux e degli impianti di trattamento (TAS prevede scarichi 1A e 1B, TAZ scarico 1C)

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

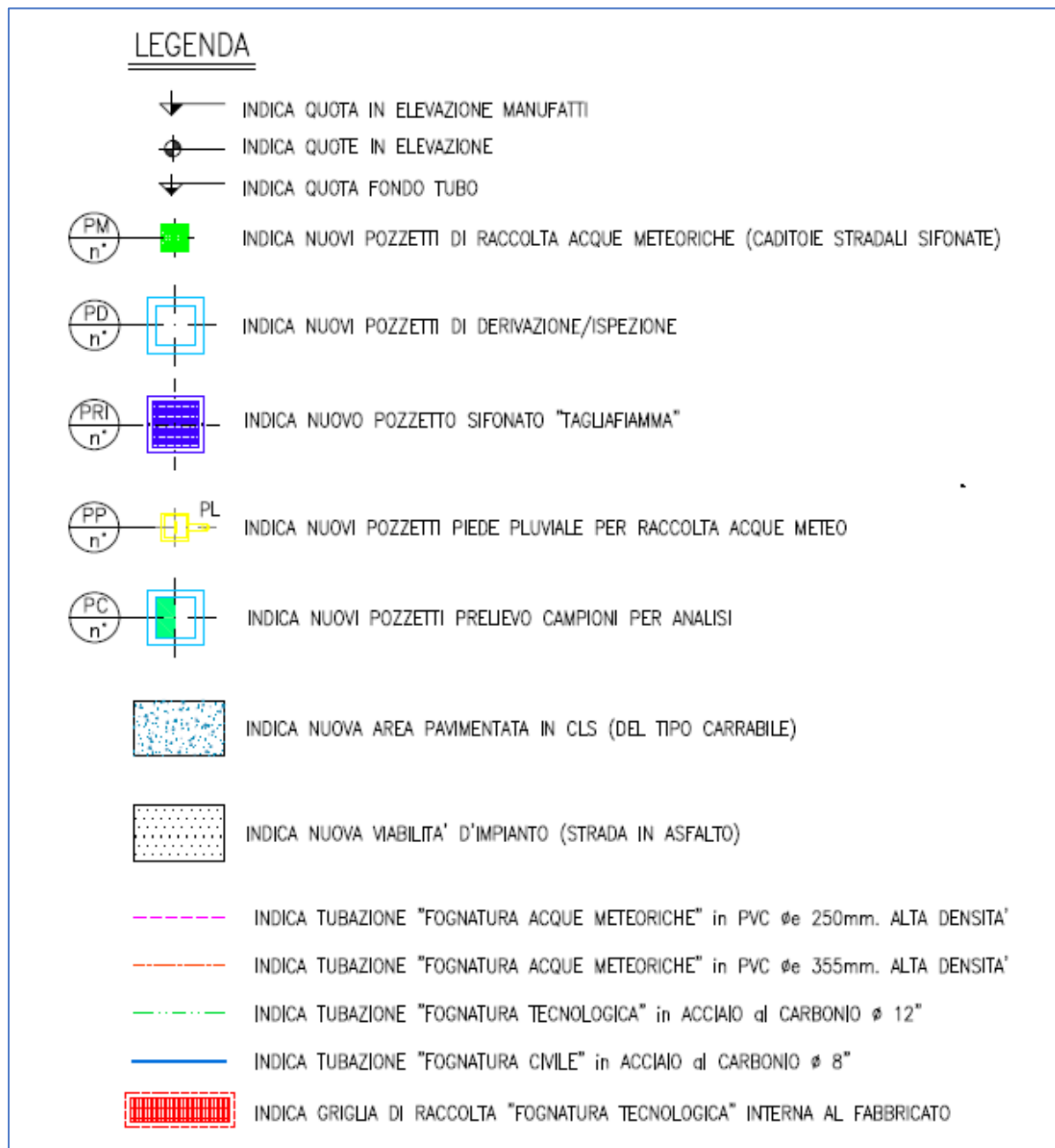


Figura 48 - Legenda della planimetria della rete fognaria

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

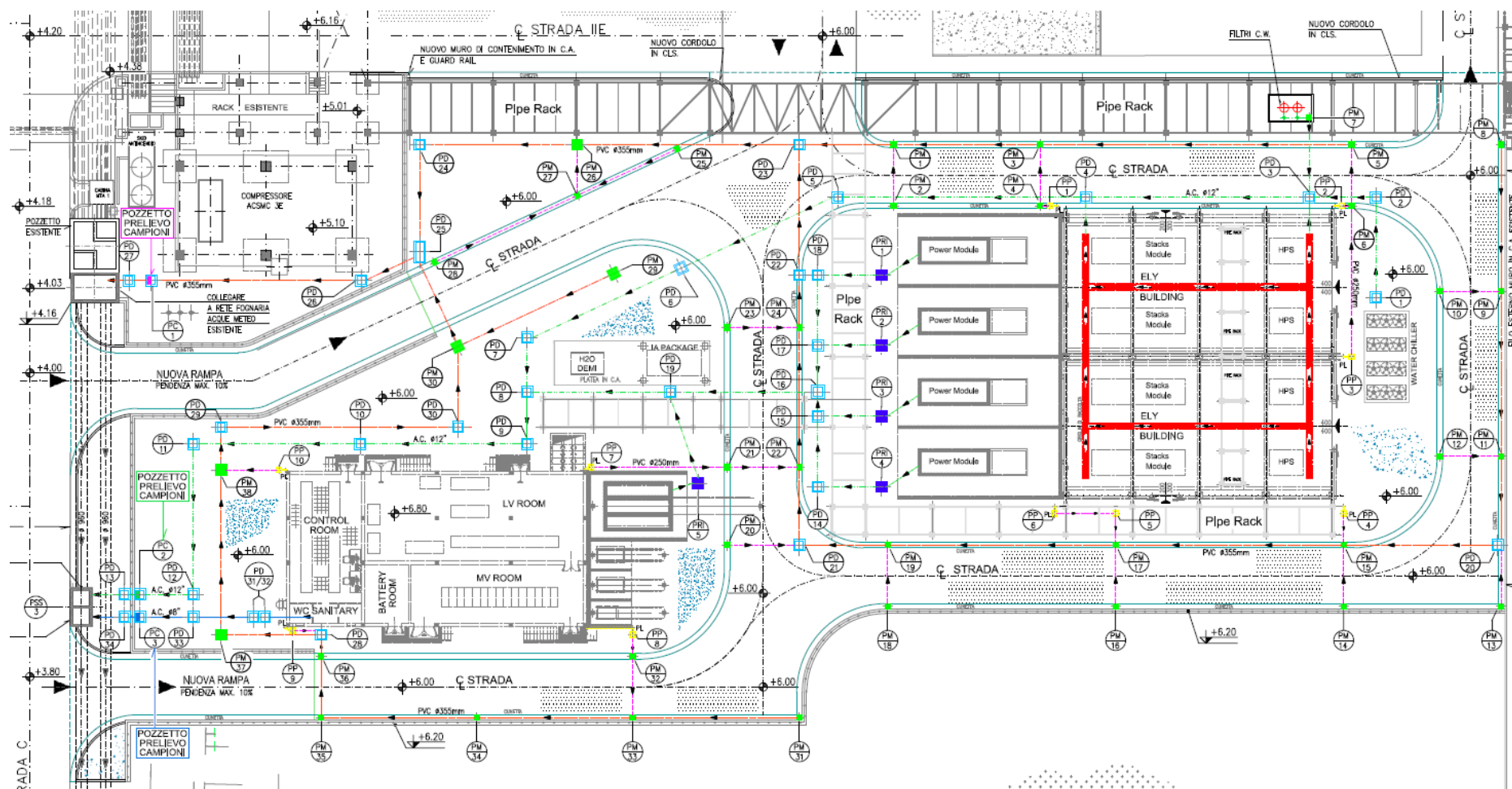


Figura 49 – Planimetria della rete fognaria

### 4.3. Opere connesse

L'alimentazione del nuovo impianto Green H2 sarà derivata da una riserva attualmente disponibile sul quadro Q33-AT3 a 33kV della Raffineria; pertanto, si dovrà prevedere la fornitura ed installazione di una nuova colonna per l'ampliamento del suddetto quadro, questo permetterà di non saturare le utenze attualmente disponibili.

In caso di fuori servizio di un trasformatore per un periodo di lunga durata, si potrà sfruttare il collegamento 33 kV esistente tra la cabina AT3 e la cabina AT1 della Raffineria.

Risultano quindi necessarie le seguenti attività di verifica e ripristino dei collegamenti tra AT1 e AT3:

- posa di un ulteriore cavo aereo in parallelo a ciascuna delle due connessioni;
- adeguamento delle protezioni elettriche

### 4.4. Bilancio di massa

Il bilancio di massa di ogni singolo modulo è stato affrontato nei capitoli precedenti. Per quanto riguarda il bilancio di massa complessivo dell'impianto si riporta di seguito in Tabella 13 un riassunto dei flussi entranti ed uscenti dal sistema.

	Unità	Acqua IN	H2 dry OUT	O2 dry OUT	Drenaggio tratt. acque	Drenaggio elettro- lizzatore	Azoto da rete distribu- zione	Aria per strumenti
Portata	Nm3/h		4000	2000			10,4-50*	1-10
Portata	m3/h	4,5			0,9	**		
Portata	kg/h	4500	356,8	2855	900	**	13-63 *	1-13
Peso molecolare	kg/kmol		2	32			28	28,96
Pressione	barg	1,8	19-30	15	2-3	2-3	3-4	4-6
Temperatura	°C	10-30	30	30	10-30	35-50	35-50	35-50
Composizione								
H2	%vol/ppmv		99,995%	<5				
N2	%vol/ppmv		<1	<1			99,97%	
O2	%vol/ppmv		<5	99,995%			300	
H2O	%vol/ppmv		<5	<5				
Inerts	%vol/ppmv							
* flusso minimo utilizzato durante il normale funzionamento, flusso massimo utilizzato per fermi impianto/manutenzioni per eliminare l'idrogeno o l'ossigeno presenti nelle tubazioni o nei moduli								
** utilizzato solo in caso di fermi impianto o attività di manutenzione								

Tabella 13 - Bilancio di massa complessivo

Nell'impianto entreranno circa 4,5 m<sup>3</sup>/h di acqua e verranno prodotti circa 4.000 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno e 2.000 Nm<sup>3</sup>/h di ossigeno. Annualmente verranno consumati circa 33.750 m<sup>3</sup> di acqua e verranno prodotti 30.000.000 Nm<sup>3</sup> di idrogeno e 15.000.000 Nm<sup>3</sup> di ossigeno. È presente solo uno spurgo continuo di acqua proveniente dall'unità di trattamento dell'acqua che consiste in acqua demineralizzata ricca di ioni, che quindi non ha impatti rilevanti dal punto di vista ambientale.

Il flusso entrante di aria di circa 1-10 Nm<sup>3</sup>/h è necessario al funzionamento degli strumenti analizzatori; anche il flusso di azoto in continuo di circa 10,4 Nm<sup>3</sup>/h è richiesto come flusso di gas inerte per il funzionamento degli analizzatori. Inoltre, un flusso più abbondante di azoto di massimo 50 Nm<sup>3</sup>/h sarà utilizzato a seguito di una fermata impianto, qualora risulti necessario eliminare l'idrogeno o l'ossigeno presente nelle tubazioni o nei moduli, al fine di permettere una fermata prolungata dell'impianto stesso per esigenze manutentive o operative. Inoltre, un flusso minimo di azoto ultra-puro di circa 0,29 Nm<sup>3</sup>/h verrà utilizzato in fase di stand-by per parte degli analizzatori e verrà alimentato da bombole che contengono azoto di elevata purezza.

#### **4.5. Bilancio di energia ed efficienza**

Nel presente capitolo si analizzeranno le prestazioni energetiche dell'impianto considerando la potenza installata di 20 MW e 7.500 ore equivalenti annue, per una produzione di idrogeno pari a 4.000 Nm<sup>3</sup>/h.

L'efficienza elettrica dell'elettrolizzatore è stata calcolata considerando l'energia specifica utilizzata dall'elettrolizzatore per produrre un chilogrammo di idrogeno, in confronto all'energia contenuta in un chilogrammo di idrogeno, calcolata attraverso il suo potere calorifico inferiore (33,3 kWh/kg) o superiore (39,4 kWh/kg). Il calcolo dell'efficienza è presentato nella tabella seguente. Un confronto con le migliori tecniche disponibili sul mercato è presentato nel capitolo 4.6.

ore funzionamento max	7.500	h/anno
Potenza	20	MW
HHV H2	142	MJ/kg
	39,4	kWh/kg
LHV H2	120	MJ/kg
	33,3	kWh/kg
Produzione oraria idrogeno	4.000	Nm3/h
	356,8	kg/h
Produzione annua idrogeno nominale	2.676	t/anno
Energia annua nominale	150	GWh/anno
Energia specifica	56,1	kWh/kgH2
Efficienza su base HHV	70%	
Efficienza su base LHV	59%	

Tabella 14 - Efficienza energia nominale

Si consideri che gli stack che compongono il modulo di elettrolisi sono soggetti a degradazione, soprattutto negli ultimi anni di esercizio, quindi quando si avvicinano alle 80.000 ore di funzionamento. Per questo motivo ogni 10 anni è prevista una manutenzione straordinaria per la sostituzione degli elettrodi delle membrane PEM.

Si stima quindi che negli ultimi anni di esercizio degli stack la potenza erogata al modulo di elettrolisi sarà di circa 23 MW. Considerando quindi 23 MW erogati e una produzione di idrogeno pari a quella presentata in Tabella 14 si otterrebbe negli ultimi anni un'efficienza del 61% su base HHV e 52% su base LHV.

#### **4.6. Analisi delle migliori tecniche disponibili**

Gli impianti di produzione di idrogeno tramite elettrolisi, come quello in esame, rientrano tra le attività industriali elencate nell'Allegato 1 della direttiva IPPC dell'UE al punto 4.2., ovvero "Fabbricazione di prodotti chimici inorganici". Pertanto, il documento di riferimento per questa attività è il BREF "Large Volume Inorganic Chemicals" della Commissione Europea. Tuttavia, per lo specifico processo produttivo di idrogeno da elettrolisi, il BREF non dedica un capitolo, in quanto, di fatto, non presenta significativi aspetti ambientali. In ogni caso, l'argomento della produzione di idrogeno verde da elettrolisi è stato ampiamente affrontato, negli ultimi anni, da organismi internazionali come IEA - International Energy Agency, IRENA - International Renewable Energy Agency e OECD - Organisation for Economic Co-operation and Development. Per tanto, prendendo in esame quanto dichiarato da questi organismi, di seguito si riporta una tabella riassuntiva delle caratteristiche tecno-economiche e ambientali delle migliori tecnologie di elettrolizzatori PEM con fornitura di energia elettrica da fonte rinnovabile presenti sul mercato ad oggi.

Electrical efficiency (% LHV)	56 – 60
Operating pressure (bar)	30 – 80
Operating temperature (°C)	50 – 80
Stack lifetime (operating hours)	30.000 – 90.000
Load range (% relative to nominal load)	0–160
Plant footprint (m2/kWe) riferita all'area occupata dall'elettrolizzatore e la purificazione dei flussi	0,048
CAPEX (USD/kWe)	1.100 – 1.800
CO2 emissions (kgCO2/kgH2)	0

Tabella 15- Caratteristiche tecno-economiche e ambientali degli elettrolizzatori PEM  
con elettricità da fonte rinnovabile – Fonte: IEA report 2019 The Future of Hydrogen

Il confronto con la tecnologia utilizzata nel presente progetto è riportato nella tabella seguente.



**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

	Migliori tecniche disponibili	Impianto H2 Green
Electrical efficiency (% LHV)	56 – 60	59
Operating pressure (bar)	30 – 80	30
Operating temperature (°C)	50 – 80	50
Stack lifetime (operating hours)	30.000 – 90.000	80.000
Load range (% relative to nominal load)	0–160	5-100%
Plant footprint (m2/kWe) riferita all'area occupata dall'elettrolizzatore e la purificazione dei flussi	0,048	0,0125
CAPEX (USD/kWe)	1.100 – 1.800	1.279
CO2 emissions (kgCO2/kgH2)	0	0

Tabella 16 - Confronto MTD

Si consideri che l'elettricità utilizzata dall'impianto elettrolizzatore è interamente proveniente da fonti rinnovabili con certificazione all'origine. Di conseguenza le emissioni di CO2 equivalente prodotte dall'impianto sono 0 kgCO2/kgH2.

Inoltre, sono stati analizzati i documenti “BAT Conclusions per i sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica (CWW)” e “Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency-February 2009 (corrected version as of 09/2021)”. L'analisi, riportata per esteso nel documento presentato in ambito AIA denominato “*All. 3m - Verifiche integrative circa l'applicazione delle BAT*”, ha evidenziato che:

- Gli scarichi dell'impianto non sono caratterizzati né da portate significative né da particolari inquinanti. Infatti, gli scarichi di processo consistono sostanzialmente in acqua a basso o nullo contenuto salino proveniente dall'unità di trattamento acqua in ingresso e occasionalmente dall'elettrolizzatore.
- In generale gli scarichi idrici verranno inviati al sistema fognario della raffineria già esistente. In particolare, gli scarichi di processo e lo scarico dei servizi igienici saranno inviati all'impianto TAS – Trattamento Acque Scarico dello stabilimento di raffineria. Gli scarichi meteorici (senza alcuna possibilità di contaminazione) verranno convogliati all'impianto API-TAZ - Trattamento Acque Zavorra, anch'esso parte dello stabilimento di raffineria.
- L'impianto non causa emissioni atmosferiche inquinanti. Al contrario l'impianto porterà alla riduzione della CO2 equivalente emessa derivante dalle operazioni di raffineria. Infatti, l'impianto in tutto il suo insieme non prevede emissioni inquinanti in atmosfera né direttamente né indirettamente (il consumo di energia elettrica è solo ed esclusivamente

da fonte rinnovabile idroelettrica, eolica e/o fotovoltaica certificata all'origine), né di tipo convogliato né di tipo non convogliato. Sono presenti solo sfiati che non rappresentano una emissione in atmosfera ai sensi della definizione 268.b. del d.lgs. n. 152/2006, in quanto saranno composti da gas non inquinanti, quali vapore acqueo, idrogeno o ossigeno.

- l'impianto non produce rifiuti, si generano rifiuti solo da attività di manutenzione il cui detentore non sarà SardHy Green Hydrogen S.r.l. ma la ditta incaricata di effettuare la manutenzione. Sarà specificato nei contratti con le ditte manutentrici che i rifiuti verranno gestiti e smaltiti dalle stesse ditte. In ogni caso, SardHy Green Hydrogen S.r.l. si impegna affinché sia possibile gestire i rifiuti secondo le modalità riportate nella parte IV del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. e chiederà ad ogni azienda manuttrice una copia dei formulari di identificazione dei rifiuti.
- L'impianto è stato progettato per soddisfare i requisiti di ottimizzazione energetica; inoltre il sistema è completamente automatizzato e gestibile da DCS presso la Sala Controllo o da remoto ed è in grado di registrare i dati di consumo e produzione, come le principali grandezze chimico-fisiche intermedie che possono avere impatti sull'efficienza del sistema e prevedere in anticipo eventuali guasti.
- Si consideri che la società proponente Sardhy Green Hydrogen Srl è partecipata da due società, Saras Spa e Enel Green Power Spa entrambe dotate di sistema di gestione ambientale certificato ISO 14001 e sistema di gestione dell'energia certificato ISO 50001 per i propri stabilimenti produttivi. Per cui tali aziende sono solite gestire gli impianti secondo i sopracitati standard di gestione ambientale e dell'energia, adottando le opportune strategie per la minimizzazione dei consumi idrici ed energetici e delle emissioni di inquinanti.

Con riferimento a quanto fin qui valutato, l'impianto applica le migliori tecnologie disponibili del settore, adottando le opportune misure antinquinamento.

Inoltre, si evidenzia che il complesso è in una situazione ottimale, dovuta soprattutto al fatto che i suoi processi hanno dei margini di modifica molto limitati e pertanto i bilanci sia della produzione che di conseguenza dei prodotti di scarto (rifiuti, emissioni, etc...) sono minimi e costanti; inoltre, le tecnologie adottate sono quelle più moderne e più sicure in termini di impatto con l'ambiente.

## 6 DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO

### 6.1. Aree utilizzate

Come precedentemente esposto, l'area interessata dalla costruzione del nuovo impianto risulta attualmente libera da impianti e manufatti ed è ubicata in una ex area della raffineria Sarlux, ove precedentemente era presente il Bacino di Contenimento del Serbatoio ST-1, ora smantellato completamente. In particolare, l'area verrà occupata dal nuovo impianto parzialmente per circa 6.080 m<sup>2</sup> rispetto ai complessivi 14.500 m<sup>2</sup>. Si sottolinea che dopo lo smantellamento dei serbatoi l'area è stata soggetta a bonifica tra il 2008 e il 2009 dopo l'approvazione, da parte del Ministero competente, dei progetti per la messa in sicurezza (MISE). Sarlux ha provveduto all'asportazione del terreno contaminato, secondo quanto previsto dal progetto condiviso e approvato dalle Autorità competenti, allo scopo di richiederne la sua restituzione per la realizzazione e svolgimento di nuove attività. Infine, Sarlux nel 2021 ha comunicato la chiusura delle attività di MISE relative all'Area ST-1. Maggiori dettagli riguardo alla procedura di bonifica sono riportati nel quadro di riferimento ambientale del presente Studio di Impatto Ambientale (Elaborato AM-RT10003 SIA - Quadro di riferimento ambientale).

L'area, come rappresentato in **Error! Reference source not found.**, risulta confinante a Nord con il Pipe Rack prospiciente la strada E, a Sud con la strada C, a Ovest con la strada IIE fronte impianti UNITA 800 e TAME, e a Est con le Vasche API della Raffineria.

Nell'area di lavoro, individuata su una superficie di circa 14.500 m<sup>2</sup>, pari a quella dell'Area ex serbatoio ST-1, sarà individuato uno spazio per il deposito temporaneo di materiali (tubazioni, lamiere, apparecchiature, etc.) ed un'area per i servizi logistici delle imprese realizzatrici dei lavori. Ogni impresa predisporrà un proprio campo base adibito ad uffici e servizi igienici in un'area dedicata. Si stima che non tutte le imprese saranno presenti nel cantiere simultaneamente; quindi, saranno presenti massimo 4 campi base contemporaneamente, che occuperanno un'area di massimo 200 m<sup>2</sup>. L'area oggetto di intervento sarà poi occupata parzialmente, per circa 6.080 m<sup>2</sup> nella parte Ovest, in modo permanente dal nuovo impianto durante la fase di esercizio.

Le aree saranno totalmente delimitate al fine di poter regolamentare l'accesso del solo personale autorizzato.

## **6.2. Gestione del cantiere**

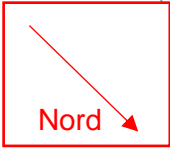
La gestione del cantiere viene accuratamente programmata al fine di garantire la qualità dell'esecuzione dei lavori, la coordinazione tra i vari soggetti e la sicurezza dei lavoratori secondo quanto previsto dal D.lgs. 81/2008.

In accordo con quanto previsto dalla sopracitata normativa, al fine di definire un'organizzazione dei lavori di costruzione capace di assicurare e mantenere nel tempo le migliori condizioni di lavoro a tutela dell'integrità fisica dei lavoratori, è stato redatto un *Piano di Sicurezza e Coordinamento (PSC)* per le attività di costruzione dell'impianto in oggetto.

### **6.2.1. Tracciati viari**

I tracciati viari necessari per il raggiungimento delle zone operative, per i siti di cava e di scarica consistono nei tracciati viari già esistenti nel complesso della raffineria e dai sistemi viabilistici ordinari. È stato predisposto un piano della viabilità per il nuovo impianto e per il cantiere rappresentato nella planimetria della viabilità in Figura 50.

In particolare, la strada limitrofa di futuro accesso al nuovo Impianto è sul lato Sud-Ovest ed è denominata strada "C". Oltre a questa verranno predisposti nuovi tracciati in prossimità dell'impianto per facilitare le operazioni durante la fase di cantiere e durante la fase di esercizio. I nuovi tracciati saranno disposti sui lati Nord, Ovest Est dell'impianto, oltre a quelli di circolazione previsti tra i nuovi fabbricati. Inoltre, è prevista la costruzione di due nuove rampe di accesso sul lato Sud, che collegheranno i nuovi tracciati alla strada "C" limitrofa.



### **6.2.2. Logistica del cantiere**

Al fine di ottimizzare la progettazione, l'organizzazione e la gestione degli spazi destinati ai materiali, agli spazi di lavoro ed alle strutture accessorie destinate ai lavoratori è stato redatto un Piano della logistica, rappresentato in Figura 51.

Nel Piano della logistica sono state individuate le seguenti aree:

- 1) Area impianto Green H2
- 2) Area uffici appaltatori
- 3) Area uffici personale di cantiere e meeting room
- 4) Magazzino progetto Green H2
- 5) Ingresso In Raffineria
- 6) Mensa appaltatori
- 7) Infermeria
- R2) Punto di raccolta per l'emergenza

Inoltre, sono stati individuati i seguenti percorsi:

- A) Percorso di ingresso per area 1
- B) Percorso di uscita da area 1
- C) Percorso ingresso area 4 e uscita
- D) Percorso area 4 – area 1

Il magazzino, posizionato in un'area ad ovest rispetto all'area di lavoro e rappresentato con il numero 4 in Figura 51, fungerà da zona di stoccaggio dei materiali e delle attrezzature. Quindi è stato individuato e dimensionato in funzione delle quantità di attrezzatura e materiale da collocare, tenendo conto delle esigenze di lavorazioni contemporanee in modo da non creare sovrapposizioni tra le lavorazioni. Sono previste le seguenti tipologie di deposito, in funzione dei materiali da contenere:

- aree di stoccaggio all'aperto;
- container metallici chiusi;
- magazzini prefabbricati;
- tettoie in elementi tubolari.

Inoltre, si provvederà a tenere separati, in aree distinte, i mezzi d'opera da attrezzature di altro tipo (compressori, molazze, betoniere a bicchiere, ecc.).

Le zone di carico e scarico sull'area dei lavori (Area 1) saranno posizionate nella parte sud-est, in prossimità dell'accesso carrabile. L'ubicazione di tali aree, inoltre, consentirà alla gru, di



**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

---

trasportare i materiali, attraversando aree dove non sono state collocate postazioni fisse di lavoro (ad esempio, piegaferri, sega circolare, betoniera a bicchiere, ecc.).

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

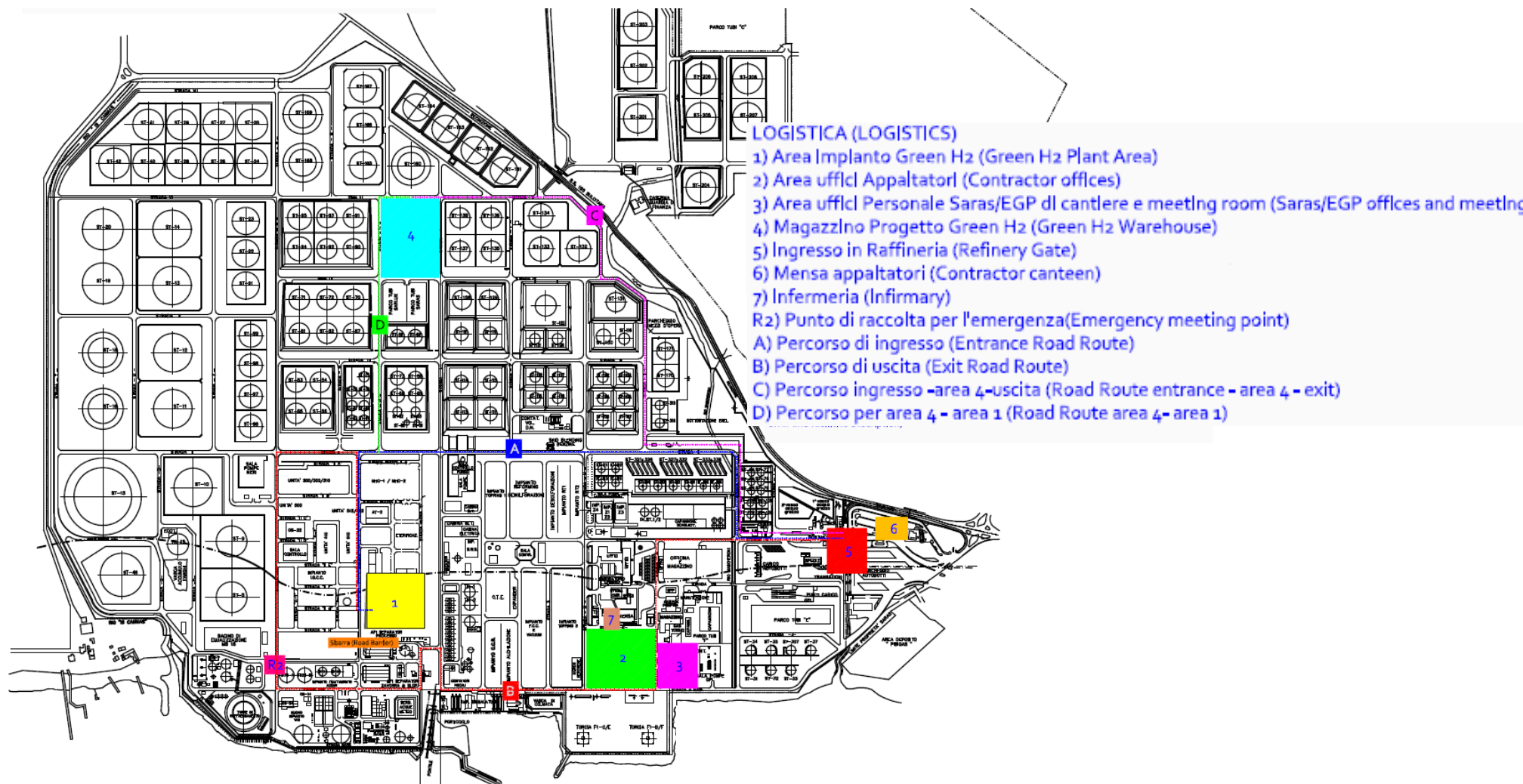


Figura 51 - Piano della logistica di cantiere

### **6.2.3. Aree di stoccaggio e gestione dei materiali**

Il D.Lgs. 81/08 – D.Lgs. 106/09 impone di curare la delimitazione e l'allestimento delle zone di stoccaggio e di deposito dei vari materiali, in particolare quando si tratta di materie e di sostanze pericolose.

Per assolvere a tale compito è determinante la corretta individuazione dei componenti, dal punto di vista qualitativo e quantitativo, necessari alla costruzione dell'opera. Per ogni materiale bisogna conoscere le sue caratteristiche generali e le modalità di stoccaggio consentite o previste dal produttore (per impilaggio, per affiancamento). Questi dati vanno poi correlati ai tempi in cui è previsto il loro utilizzo in cantiere. Il dimensionamento delle aree di stoccaggio dovrà riferirsi al periodo in cui si prevede la maggiore concentrazione di materiali.

Nella costruzione del lay-out, oltre alla conoscenza delle dimensioni degli spazi da dedicare ai depositi, è indispensabile valutare le condizioni di approvvigionamento e di movimentazione degli stessi nel cantiere. Gli obiettivi sono quelli di evitare punti di conflitto con le altre attività lavorative, sia durante le fasi d'approvvigionamento sia durante la successiva fase di movimentazione meccanizzata dei carichi.

Le aree di deposito dei materiali in lavorazione saranno individuate dall'impresa appaltatrice, nell'ambito dell'organizzazione generale di cantiere; indicativamente, le aree di stoccaggio dei materiali saranno riportate all'interno del lay-out di cantiere da allegare al PSC.

Per la collocazione di attrezzature da utilizzare saltuariamente non è possibile definirne la posizione in fase di progettazione. Pertanto, quando se ne presenterà la necessità sarà cura dell'impresa esecutrice, in accordo con il CSE - Coordinatore per la sicurezza in fase di esecuzione, effettuarne il posizionamento nel rispetto delle misure generali di sicurezza e delle osservazioni seguenti:

- i compressori, i gruppi elettrogeni e le attrezzature fisse con motore a combustione dovranno essere collocati in maniera tale che i fumi non vadano ad investire altre postazioni di lavoro; nel caso in cui ciò non fosse possibile, si dovrà provvedere ad approntare sistemi di convogliamento e/o confinamento. Ad esempio, è possibile prolungare il tubo di scappamento del motore con un tubo corrugato, fissato ad una struttura verticale, in modo da spostare il punto di emissione in una zona dove non sono presenti nelle immediate vicinanze delle lavorazioni;
- le attrezzature rumorose ( $L_{eq} > 85$  dB(A)) dovranno essere evidenziate con segnaletica conforme al Titolo V del D.Lgs. 81/08;
- non si dovrà ostacolare l'accesso a presidi antincendio;

- tutte le attrezzature (ad eccezione, eventualmente, di quelle portatili) dovranno essere identificate con il nome dell'impresa proprietaria e con il nominativo del preposto responsabile dell'attrezzatura;
- il posizionamento delle attrezzature dovrà essere effettuato al di fuori delle vie di transito e delle vie di emergenza in modo razionale e tale da non creare ostacoli o pericoli. Al fine di evitare l'ingombro delle vie di transito con cavi elettrici, manichette e non (es. motosaldatrici, elettrosaldatrici, motocompressori, idropulitrice, linee vapore, linee aria, linee acqua, ecc.) determinando anche rischi d'inciampo, soprattutto durante le situazioni d'emergenza, le imprese dovranno collocare le rispettive attrezzature a piè d'opera in modo da evitare che i cavi e/o le manichette attraversino le vie di transito e, ove questo non fosse possibile, provvedere alla raccolta e protezione dei cavi/manichette evidenziandone la presenza.

Relativamente alle aree di stoccaggio dei materiali, l'elemento di riferimento per il loro dimensionamento è costituito dal programma degli approvvigionamenti e la tipologia delle aree è determinata dalle esigenze di stoccaggio dei singoli materiali, specificate nelle istruzioni del fornitore.

Per ovviare a qualsiasi criticità riferibile a questo argomento si ipotizza di ovviare con le seguenti modalità:

- adottando il più possibile forniture "just in time", affinché il materiale giunto presso il cantiere venga da subito trasferito all'area operativa del cantiere stesso, limitando quindi l'esigenza di doverlo depositare in qualche area dedicata;
- numero sufficiente di autogrù mobili e di attrezzature necessarie per la posa in opera immediata dei materiali in arrivo.

Per le materie prime, le varie sostanze utilizzate, i rifiuti ed i materiali di recupero verrà attuata una modalità di stoccaggio e di gestione che garantiscano la separazione netta fra i vari cumuli o depositi. Ciò contribuisce ad evitare sprechi, spandimenti e perdite incontrollate dei suddetti materiali in un'ottica di adeguata conservazione delle risorse e di rispetto per l'ambiente.

In particolare, le modalità di gestione dei materiali prevedono:

- depositare sabbie, ghiaie, cemento e altri inerti da costruzione in modo da evitare spandimenti nei terreni non oggetto di costruzione e nelle eventuali fossette facenti parte del reticolo di allontanamento delle acque meteoriche;
- stoccare prodotti chimici, colle, vernici, pitture di vario tipo, oli disarmanti ecc. in condizioni di sicurezza, evitando un loro deposito sui piazzali a cielo aperto; in cantiere saranno presenti le schede di sicurezza di tali materiali;

- separare nettamente i materiali e le strutture recuperate, destinati alla riutilizzazione all'interno dello stesso cantiere, dai rifiuti da allontanare.

#### **6.2.4. Aree di stoccaggio e gestione dei rifiuti prodotti**

I rifiuti prodotti dal cantiere saranno principalmente materiali di scarto dalle lavorazioni come sfridi di varia natura derivanti dalle operazioni di taglio di materiali e di componenti e materiali misti da costruzione e demolizione (CER 170904), materiali di scavo (CER 170504) e materiali bituminosi (CER 170302). Questi, in quanto rifiuti derivanti dalle attività di demolizione, costruzione e attività di scavo, sono rifiuti speciali secondo quanto descritto dall'Articolo 184, c. 3, lettera b, D. Lgs 152/06.

Si consideri che l'area interessata dall'intervento, in quanto ad una quota inferiore di circa 2 - 2,5 metri (fino a circa 4 m in alcuni punti) rispetto alle quote altimetriche delle strade limitrofe, sarà soggetta a riempimento quindi la quantità di materiale di scavo residuo in uscita dall'impianto sarà minima.

Il deposito temporaneo dei rifiuti (art. 183 del D.Lgs. 152/06), ovvero il raggruppamento dei rifiuti effettuato, prima della raccolta, nel luogo in cui gli stessi sono prodotti, avverrà alle seguenti condizioni:

- A. i rifiuti devono essere raccolti ed avviati alle operazioni di recupero o di smaltimento secondo una delle seguenti modalità alternative, a scelta del produttore, con cadenza almeno trimestrale, indipendentemente dalle quantità in deposito; quando il quantitativo di rifiuti in deposito raggiunga complessivamente i 10 metri cubi nel caso di rifiuti pericolosi o i 20 metri cubi nel caso di rifiuti non pericolosi. In ogni caso, allorché il quantitativo di rifiuti pericolosi non superi i 10 metri cubi l'anno e il quantitativo di rifiuti non pericolosi non superi i 20 metri cubi l'anno, il deposito temporaneo non può avere durata superiore ad un anno;
- B. il deposito temporaneo deve essere effettuato per categorie omogenee di rifiuti e nel rispetto delle relative note tecniche, nonché, per i rifiuti pericolosi, nel rispetto delle norme che disciplinano il deposito delle sostanze pericolose in essi contenute.

I rifiuti prodotti dall'attività verranno smaltiti in conformità alle disposizioni di cui al D.Lgs. 152/2006, in particolare l'impresa appaltatrice e le altre ditte che opereranno in cantiere dovranno garantire la massima pulizia del cantiere provvedendo, conformemente alle prescrizioni normative, ad allontanare dal cantiere tutti i materiali residui (imballaggi, materiali di sfrido delle lavorazioni, oli esausti, etc.).

Dovranno essere predisposti, inoltre, recipienti per la raccolta di rifiuti minuti che saranno smaltiti con la necessaria frequenza.

È tassativamente vietata l'accensione di fuochi per bruciare rifiuti.

Tutte le attrezzature e materiali impiegati devono essere quotidianamente raccolti e riordinati evitando di lasciare materiale sparso nelle aree di lavoro.

Vista la posizione del cantiere, che si trova all'interno dell'area industriale Sarlux, si farà riferimento anche alle direttive indicate dal gestore del Sito Procedura di stabilimento SARLUX "Gestione dei rifiuti-PRD HSE 204 SLX".

Per gestire al meglio questo particolare argomento, tutti i Datori di Lavoro delle Imprese Esecutrici che parteciperanno ai lavori prenderanno come punto di riferimento essenziale, nel rapporto con la Committenza, la relativa procedura di che il Direttore dei Lavori troverà nel DUVRI Master quando gli verrà consegnato prima di cominciare i lavori.

Per garantire la sostenibilità e la tutela dell'ambiente e del territorio, quando possibile, verrà massimizzato il riutilizzo e il recupero di ogni materiale di scarto prodotto dal cantiere.

Al fine della corretta gestione dei rifiuti le maestranze dell'Impresa e delle ditte che operano saltuariamente all'interno dei cantieri saranno messe a conoscenza, formalmente, di tali modalità di gestione.

#### **6.2.5. Gestione delle terre e delle rocce da scavo**

La gestione delle terre e rocce da scavo e le relative procedure di campionamento e caratterizzazione ai fini del riutilizzo sarà svolta secondo quanto descritto nella Parte Quarta del D. Lgs. n. 152/2006 e dal D.P.R. n. 120/2017.

Per quanto descritto nei capitoli precedenti, e alla luce delle stime condotte nell'ambito dello sviluppo del progetto definitivo delle opere civili funzionali all'esercizio dell'impianto, si prevede in via preliminare che la realizzazione delle stesse determinerà l'esigenza di procedere complessivamente al riempimento di massimo 4.000 m<sup>3</sup> di materiale, di cui circa 3.100 m<sup>3</sup> di nuova estrazione.

Si stima che le attività di scavo, che riguarderanno la costruzione delle fondamenta per i muri di contenimento e per le strutture, interesseranno circa 901 m<sup>2</sup> per una profondità massima di 1 metro. A questi si aggiungono eventuali livellamenti del terreno.



Nella gestione delle terre e rocce da scavo in attesa di riutilizzo saranno applicate le seguenti modalità:

- effettuare lo stoccaggio in cumuli presso aree di deposito appositamente dedicate sia nel sito di produzione/cantiere che di utilizzo;
- identificare i cumuli con adeguata segnaletica, che ne indichi la tipologia, la quantità, la provenienza e l'eventuale destinazione di utilizzo;
- gestire i cumuli di terre e rocce da scavo in modo da evitare il dilavamento degli stessi, il trascinarsi di materiale solido da parte delle acque meteoriche e la dispersione in aria delle polveri, ad esempio con copertura o inerbimento e regimazione delle aree di deposito;
- in caso di caratterizzazione di terre e rocce da scavo in corso d'opera, impermeabilizzare le piazzole e dimensionarle adeguatamente rispetto alle tempistiche di campionamento e analisi;
- isolare dal suolo il deposito temporaneo delle terre e rocce da scavo qualificate come rifiuti pericolosi;
- in generale effettuare l'eventuale deposito di terre e rocce da scavo in modo tale da evitare spandimenti nei terreni non oggetto di costruzione e nelle fossette facenti parte del sistema di regimazione delle acque meteoriche;
- stoccare il terreno vegetale di scotico in cumuli non superiori ai 2 m di altezza, per conservarne le caratteristiche fisiche, chimiche e biologiche in modo da poterlo poi riutilizzare nelle opere di recupero ambientale dell'area dopo lo smantellamento del cantiere.

Per tutte le specifiche in merito alle modalità di gestione si seguirà quanto previsto dal D.P.R. n. 120/2017.

#### **6.2.6. Cronoprogramma**

Il programma di costruzione dell'impianto H2 Green è diviso nelle seguenti 3 fasi principali, da attuarsi secondo le tempistiche indicate:

- Ingegneria di dettaglio ed emissione ordini: 8 mesi
- Preparazione cantiere, opere civili e montaggio componenti: 14 mesi
- Commissioning: 5 mesi

La durata complessiva stimata per l'attuazione del progetto, comprensiva delle fasi di studio e progettazione, è pari a circa 27 mesi (8 mesi per ingegneria ed emissione ordini, 19 mesi per

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

---

costruzione e commissioning) con data di inizio da fissare in relazione alla durata dell'iter autorizzativo e quindi all'ottenimento dell'autorizzazione.

Sotto il profilo strategico, si auspica di iniziare i lavori di cantiere entro l'estate del 2023 potendo in tal modo contare su condizioni meteo favorevoli per l'esecuzione dei lavori.

In Figura 52 si riporta il cronoprogramma di dettaglio della fase di cantiere.

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

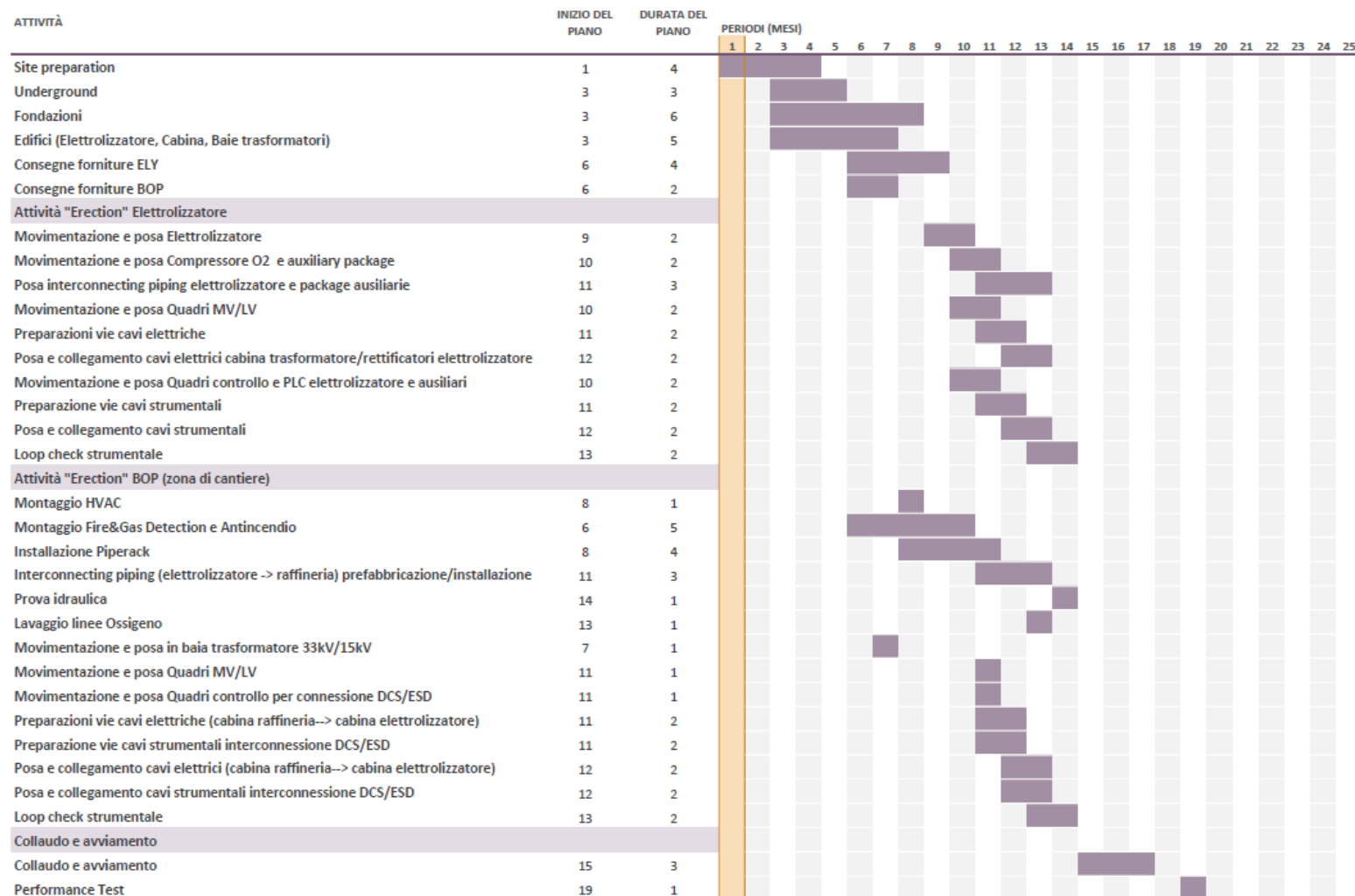


Figura 52 – Gantt chart cantiere

### **6.2.7. Fabbisogno forza lavoro e macchinari**

Per le attività del cantiere, di costruzione e di montaggio, della durata di circa 14 mesi, il fabbisogno complessivo previsto di forza lavoro sarà di massimo 50 persone, dei quali circa l'80% avranno ruoli operativi e il rimanente 20% avrà ruoli coordinativi o direzionali.

I macchinari utilizzati saranno i tipici macchinari utilizzati per opere civili e impiantistiche, quali:

- macchine da scavo e movimento terra necessarie per la rottura del terreno, per lo scavo e il carico, per il livellamento e per il costipamento, come escavatori, pale meccaniche ed eventuali accessori;
- macchine per il trasporto e per il sollevamento carichi come gru, autogrù, elevatori e piattaforme aeree, autocarri, trattori e rimorchi.

Nel cantiere sarà necessaria la presenza di alcuni tipi di impianti, essenziali per il funzionamento del cantiere stesso. A tal riguardo saranno eseguiti, secondo la corretta regola dell'arte e nel rispetto delle leggi vigenti, l'impianto elettrico per l'alimentazione delle macchine e/o attrezzature presenti in cantiere, l'impianto di messa a terra, l'impianto di protezione contro le scariche atmosferiche, l'impianto idrico, ecc. Tutti i componenti dell'impianto elettrico del cantiere (macchinari, attrezzature, cavi, quadri elettrici, ecc.) saranno costruiti a regola d'arte e, pertanto, recheranno i marchi dei relativi Enti Certificatori. Inoltre, l'assemblaggio di tali componenti sarà anch'esso realizzato secondo la corretta regola dell'arte.

### **6.2.8. Sicurezza e salute sul lavoro nell'ambito della fase di cantiere**

Tutte le attività eseguite in cantiere avverranno in conformità alle normative nazionali vigenti in materia di sicurezza sul lavoro ed ai requisiti messi in evidenza dal Contratto di appalto.

In particolare, al fine di definire un'organizzazione dei lavori di costruzione capace di assicurare e mantenere nel tempo le migliori condizioni di lavoro a tutela dell'integrità fisica dei lavoratori, in accordo con quanto previsto dalla vigente normativa in materia (D.Lgs. 81/2008), è stato redatto il *Piano di Sicurezza e Coordinamento (PSC)*.

I lavori in esame rientrano, infatti, negli obblighi previsti dall'art. 90 c.3 del D.Lgs. 81/08, in quanto già nell'attuale fase progettuale è prevedibile la presenza, anche non contemporanea, di più Imprese.

## **6.3. Descrizione delle attività di cantiere**

### **6.3.1. Predisposizione delle aree**

Come precedentemente esposto, l'area sopramenzionata, poiché precedentemente soggetta a bonifica, risulta parzialmente ad una quota inferiore di circa 2 - 2,5 m, fino a circa 4 m in alcuni punti, rispetto alle quote altimetriche delle strade limitrofe di futuro accesso al nuovo Impianto

(strada “C” e strada “IIE”). Pertanto, alla luce di tali dislivelli l’area dovrà essere soggetta ad un “site preparation” con riempimenti e opere di contenimento in cemento armato.

In riferimento alla preparazione dell’area, viene prevista in questa fase di studio la realizzazione di un nuovo rilevato, quale nuovo piano di posa e sistemazione delle nuove opere, della nuova viabilità, dei piazzali, delle aree di manovra ecc., con materiale arido (tout-venant) opportunamente costipato, sino alla quote necessarie, in relazione alla differenza di quote altimetriche tra il piano delle strade esistenti e quelle attuali dell’area interna del Ex Bacino di contenimento del Serbatoio ST1. Si consideri che l’area in questione verrà solo parzialmente utilizzata, e quindi riempita, nella parte ad Ovest.

Tale intervento garantirà inoltre un adeguata portanza, idonea a sopportare le pressioni di carico trasmesse dalle nuove opere, e dalle installazioni di nuovi manufatti e apparecchiature nell’area d’intervento; sono state previste, sul rilevato finito, un numero adeguato di prove di carico su piastra.

Inoltre, si rendono necessarie opere di contenimento di tale rilevato, consistenti nella realizzazione di nuovi muri di contenimento in c.a. sul lato EST e SUD, quali limiti di batteria del nuovo impianto.

Nella planimetria e nelle sezioni in Figura 53 e Figura 54 vengono evidenziate le zone di scavo in giallo e le zone di riempimento in verde. Gli scavi riguarderanno quasi esclusivamente le costruzioni delle fondamenta per i muri di contenimento e per le strutture e saranno di circa 901 m<sup>2</sup> per una profondità massima di 1 metro. A questi si aggiungono eventuali livellamenti del terreno.

**Realizzazione di un impianto di  
produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi**  
*Relazione Progetto Definitivo*

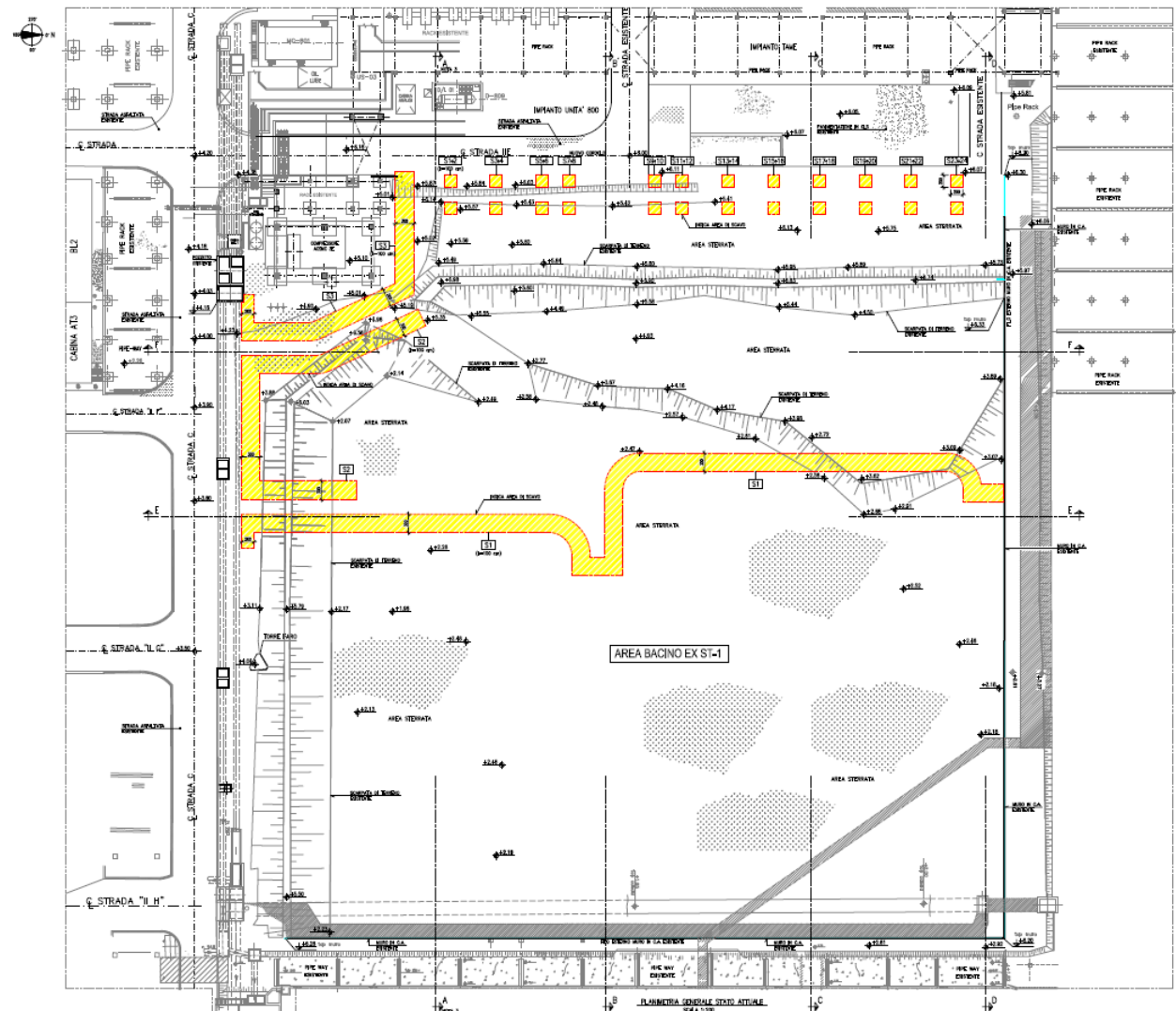


Figura 53 - planimetria stato attuale con indicazione degli scavi in giallo



# Realizzazione di un impianto di produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi Relazione Progetto Definitivo

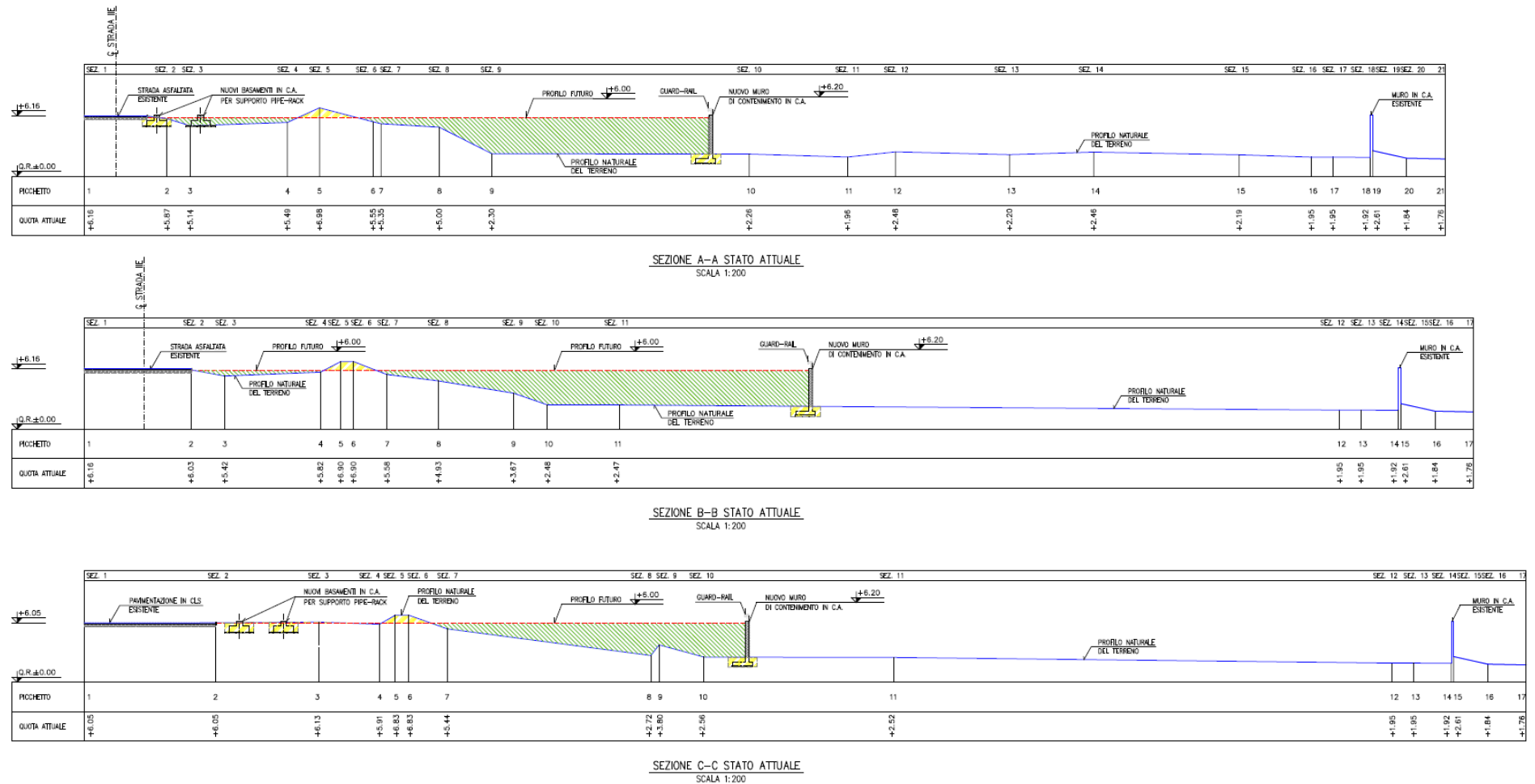
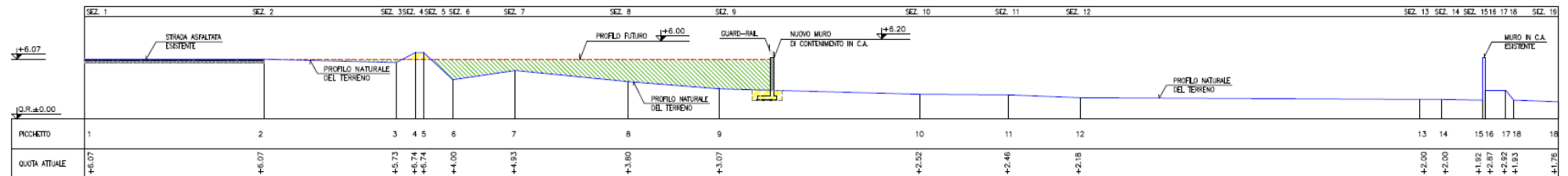
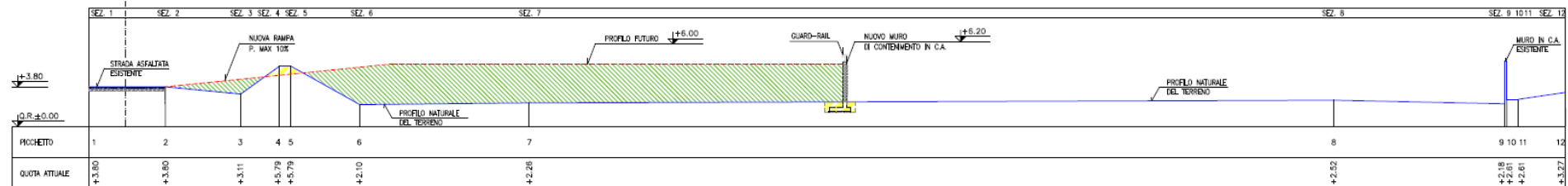


Figura 54 - Sezioni stato attuale, il verde indica il riporto, il giallo indica lo scavo (1)

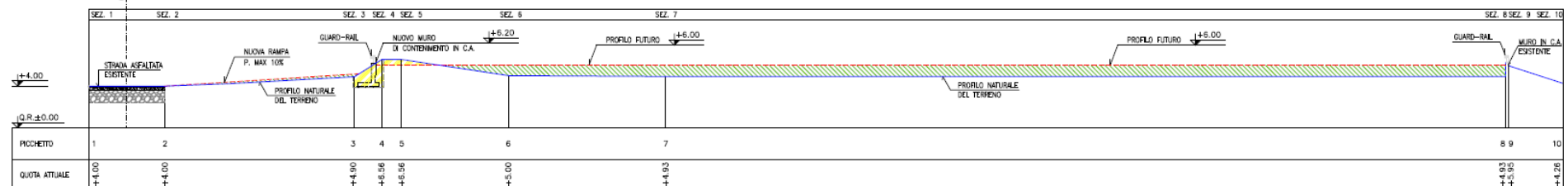
# Realizzazione di un impianto di produzione di idrogeno verde mediante elettrolisi Relazione Progetto Definitivo



SEZIONE D-D STATO ATTUALE  
SCALA 1:200



SEZIONE E-E STATO ATTUALE  
SCALA 1:200



SEZIONE F-F STATO ATTUALE  
SCALA 1:200

Figura 55 - Sezioni stato attuale, il verde indica il riporto, il giallo indica lo scavo (2)

#### 6.3.1.1. *Necessità di demolizione*

L'area interessata dalla costruzione del nuovo impianto risulta attualmente libera da impianti e manufatti; quindi, non vi è necessità di demolizione.

#### 6.3.2. **Opere civili**

Le attività previste per le opere civili, in sintesi, a titolo indicativo e non esaustivo saranno le seguenti:

##### A. Attività preliminari - Indagini Geognostiche/Geotecniche

- Esecuzione di scavi di ricerca reti esistenti interrate pro-indagini geognostiche/geotecniche;
- Esecuzione di sondaggi geognostici/geotecnici;
- Redazione di Relazione Geognostica e Geotecnica.

##### B. Scavi

- Attività di scavo di sbancamento e/o a sezione obbligata per la preparazione delle aree di intervento;
- Carico di inerti e/o materiali di risulta e proveniente da scavi/demolizioni;
- Trasporto a discarica per inerti o al punto di accumulo provvisorio di stabilimento.

##### C. Rilevati /Movimentazione terre

- Formazione di rilevati/fondazioni stradali eseguiti con idonei materiali;
- Profilatura per la formazione e/o sistemazione di scarpate e banchine stradali esistenti in terra;
- Rinterri e sistemazione area di pertinenza e limitrofe.

##### D. Underground - Sottoservizi (fognature, rete di terra, ecc.)

- Realizzazione di nuovo sistema fognario acque meteoriche/oleose ecc., comprensivo di pozzetti di raccolta, caditoie, pozzetti d'ispezione, tubazioni, masselli etc. comprese tutte le opere civili, attraversamenti stradali, necessarie per il collegamento alla rete fognaria esistente;
- Realizzazione di nuovi percorsi cavi elettrici/strumentali interrati, rete di terra, compresi gli adeguati pozzetti di infilaggio e/o ispezione, masselli, attraversamenti stradali ecc;
- Realizzazione di tutte le opere civili accessorie e necessarie per le alimentazioni elettriche ecc.

##### E. Nuove opere di Fondazione e/o Elevazione in C.A.

- Realizzazione di nuove opere di fondazione in c.a. quali platee, spiccati per supporto nuovi manufatti e/o apparecchiature quali: LV Room - MV room - Control Room, Package Aria, Unità/package Purificazione acqua Demi, Electrolyzer Building, sistema chilling;
- Realizzazione di nuovi basamenti in c.a. per supporto di strutture in carpenteria metallica quali: Pipe Rack, e supporti tubazioni e/o passerelle cavi ecc;
- Realizzazione di nuovi muri di contenimento in c.a. (si veda la voce "site preparation").

#### F. Nuova viabilità - Sistemazioni area esterna - Illuminazione stradale

- Realizzazione di nuova area pavimentata in cls. armata del tipo carrabile, con relativo cordolo di delimitazione per nuovo "limite di batteria" Impianto;
- Realizzazione di nuova viabilità in asfalto (rampe, strade di accesso e aree di manovra), comprensiva di guard-rail ove necessario, e relativo sistema di raccolta e smaltimento delle acque meteo (cunette e caditoie stradali);
- Realizzazione di nuovo impianto di illuminazione stradale, comprensivo della fornitura e posa in opera di Pali zincati di altezza 8,00 m con sbraccio semplice a led, gli scavi, i corrugati, i pozzetti, la fondazione ecc;
- Realizzazione di tutte le opere civili accessorie e necessarie per le alimentazioni elettriche e messa a terra dell'impianto di illuminazione stradale.

#### G. Installazione/Realizzazione nuovi fabbricati – Building

- 1) EDIFICIO A che contiene sala controllo, locale sanitario, cabina LV-MV e baie trasformatori.

Realizzazione di nuovo edificio, completo di tutte le opere di finitura necessarie quali infissi, tinteggiature e impianti interni di illuminazione, condizionamento ecc.

- 2) EDIFICIO B che contiene i moduli di elettrolizzazione e i moduli di purificazione dell'idrogeno.

Installazione di nuovo capannone, compresa l'installazione di carroponete e completo di tutte le opere di finitura necessarie quali infissi, impianti interni di illuminazione, condizionamento ecc.

All'esterno del capannone saranno costruite le baie per l'installazione dei power modules per l'alimentazione dei moduli di elettrolizzazione.

#### H. Installazione di nuove Apparecchiature/SKID

- Unità/package aria strumenti

- Filtri per trattamento cooling water
- Unità/package Purificazione acqua Demi
- Moduli di elettrolisi e relativi power modules
- Unità/package Purificazione idrogeno
- Sistema chilling di raffreddamento

**I. Opere in carpenteria metallica**

- Realizzazione nuovo Pipe-Rack in carpenteria metallica per supporto tubazioni.
- Realizzazione di opere di piccola carpenteria metallica quali, eventuali passerelle per manovra delle valvole, scalette ecc., supporti per la passerella cavi elettrici/strumentali;
- Zincatura e Verniciatura di tutte le opere in carpenteria metallica.

**J. Opere provvisoriale – Movimentazione materiali**

- Approntamento di ponteggio con tubolari metallici (sistema tubo-giunto);
- Nolo di autogrù, piattaforme mobili per sollevamenti e movimentazione materiali ecc.

Le opere civili porteranno alla parziale impermeabilizzazione dell'area per circa 3.868 m<sup>2</sup>. Gli edifici occuperanno circa 2.212 m<sup>2</sup> come illustrato in Tabella 17.

	Area occupata [m <sup>2</sup> ]
<b>Edificio A</b>	526
<b>Edificio B</b>	600
<b>Baie power modules</b>	450
<b>Skid</b>	156
<b>Strade/piazzali</b>	4.348
<b>Aree verdi</b>	0
<b>Totale</b>	6.080

Tabella 17 - Caratterizzazione delle superfici

### **6.3.3. Lavori di carpenteria e piping**

In generale, la prefabbricazione, il montaggio ed il collaudo delle tubazioni sarà conforme con quanto prescritto nelle norme ASME B31.3 o ASME B31.1 e con quanto richiesto dalle leggi e disposizioni in vigore nello Stato italiano.

Le attività di carpenteria e piping previste in sintesi, a titolo indicativo e non esaustivo sono espone nei paragrafi seguenti.

#### 6.3.3.1. Realizzazione di strutture e pipe-rack

Per la realizzazione di strutture e pipe-rack si prevedono le seguenti attività:

- Fornitura, prefabbricazione e montaggio di Pipe Rack in zona nord-ovest dell'area. Tale Pipe-Rack avrà il compito di sostenere le linee in arrivo/partenza al nuovo impianto, definendone anche il L.B. Avrà, orientativamente, una lunghezza di circa 15.000 mm, n. 3 campate da 5.000 mm, e n.4 portali, anch'essi con interasse tra le colonne di 5.000 mm. L'altezza massima dal piano di campagna sarà di circa 10.000 mm.
- Fornitura, prefabbricazione e montaggio delle modifiche per adeguamento Pipe-Rack esistente in zona sud-ovest.

#### 6.3.3.2. Interventi piping

Per la realizzazione delle linee di tubazioni di impianto si prevedono le seguenti attività:

##### A. CARICA

- Prefabbricazione e montaggio linea H<sub>2</sub>O Demi Acciona Ø 3", dal Tie-In sino al L.B. sul Rack a sud-ovest, comprensiva di supportazione. La lunghezza della linea è di circa 420.000 mm.

##### B. UTILITIES

- Prefabbricazione e montaggio linea Azoto Ø 1 1/2" dal Tie-In sino al L.B. nord-ovest, comprensiva di supportazione. La lunghezza della linea è di circa 54.000 mm. Il probabile punto di TIE-IN verrà eseguito sulla dorsale Ø 3" sul Rack prospiciente la strada "E".
- Prefabbricazione e montaggio linea Aria Strumenti Ø 1 1/2" dal Tie-In sino al L.B. nord-ovest, comprensiva di supportazione. La lunghezza della linea è di circa 53.000 mm. Il probabile punto di TIE-IN verrà eseguito sulla dorsale Ø 4" sul Rack prospiciente la strada "E".
- Prefabbricazione e montaggio linea Aria Servizi Ø 1 1/2" dal Tie-In sino al L.B. nord-ovest, comprensiva di supportazione. La lunghezza della linea è di circa 53.000 mm. Il probabile punto di TIE-IN verrà eseguito sulla dorsale Ø 6" sul Rack prospiciente la strada "E".
- Prefabbricazione e montaggio linea Idrogeno Ø 3" dal Tie-In sino al L.B. nord-ovest, comprensiva di supportazione.
- Prefabbricazione e montaggio linea Ossigeno Ø 4" dal Tie-In sino al L.B. nord-ovest, comprensiva di supportazione. La lunghezza della linea è di circa 285.000 mm. Il probabile punto di TIE-IN è in prossimità del Rack prospiciente la strada E, dove è stata individuata una linea Ø 6" incamiciata che va verso gli impianti zolfi ed FCC. In prossimità dello stacco, la nuova linea si immetterà nello Skid 1 per poi uscire e proseguire verso lo Skid 2 posizionato sul nuovo
- Prefabbricazione e montaggio linea Vapore BP Ø 1 1/2" dal Tie-In sino al L.B. nord-ovest, comprensiva di supportazione. La lunghezza della linea è di circa 40.000 mm. Per il probabile



punto di TIE-IN è stata individuata una linea sul Rack prospiciente la strada "E". Si veda "Planimetria linee Interconnecting Impianto H2 Green", allegata, al punto <8>.

- Prefabbricazione e montaggio linea H2O (IN) di raffreddamento Ø 12" dal Tie-In sino al L.B. nord-ovest, comprensiva di supportazione. La lunghezza della linea è di circa 38.000 mm. Per il probabile punto di TIE-IN è stato individuato uno stacco valvolato Ø 14" sul Rack prospiciente la strada "E". Si veda "Planimetria linee Interconnecting Impianto H2 Green", allegata, al punto <9>.
- Prefabbricazione e montaggio linea H2O (OUT) di raffreddamento Ø 12" dal Tie-In sino al L.B. nord-ovest, comprensiva di supportazione. La lunghezza della linea è di circa 38.000 mm. Per il probabile punto di TIE-IN è stato individuato uno stacco valvolato Ø 14" sul Rack prospiciente la strada "E".

#### C. WASTE

- Prefabbricazione e montaggio linea BLOW-DOWN Ø 6" dal Tie-In sino al L.B. nord-ovest, comprensiva di supportazione. La lunghezza della linea è di circa 30.000 mm. Il probabile punto di TIE-IN verrà eseguito sulla dorsale Ø 40" sul Rack prospiciente la strada "E", prevedendo uno stacco con HTM.

#### D. FIREFIGHTING

- Prefabbricazione e montaggio linea A.I. Ø 4"- 6" dal Tie-In sulla dorsale Ø 12", al L.B. nord-ovest, compreso l'anello perimetrale interrato dell'area che ospiterà il nuovo impianto. La lunghezza della linea è di circa 420.000 mm. Si prevedendo degli stacchi per gli idranti ogni 30.000 mm.

#### E. PIPING DI INTERCONNECTING ISBL (inside battery limits)

- Prefabbricazione e montaggio linee di interconnessione, comprensiva di supportazione tra le seguenti unità/packages:
  - Unità/package Aria strumenti
  - Unità/package Purificazione acqua Demi
  - Moduli di elettrolisi
  - Unità/package Purificazione idrogeno
  - Sistema chilling di raffreddamento

### 6.3.4. Lavori elettrici

#### 6.3.4.1. Alimentazione

L'alimentazione del nuovo impianto Green H2 sarà derivata da una riserva attualmente disponibile sul quadro Q33-AT3 a 33kV della Raffineria; pertanto, si dovrà prevedere la fornitura ed installazione

di una nuova colonna per l'ampliamento del suddetto quadro, questo permetterà di non saturare le utenze "SPARE" attualmente disponibili.

L'alimentazione del nuovo impianto andrà realizzato in cavo isolato in XLPE, posato su rack esistente e su rack di nuova realizzazione.

In caso di fuori servizio di un trasformatore per un periodo di lunga durata, si potrà sfruttare il collegamento 33 kV esistente tra la cabina AT3 e la cabina AT1.

Risultano quindi necessarie le seguenti attività di verifica e ripristino dei collegamenti tra AT1 e AT3:

- posa di un ulteriore cavo aereo in parallelo a ciascuna delle due connessioni;
- adeguamento delle protezioni elettriche

#### *6.3.4.2. Nuovo trasformatore e cabina MV-LV*

Per alimentazione del nuovo impianto, sarà installato in area SardHy un nuovo trasformatore abbassatore 33kV/15kV.

Il tratto di percorso cavi tra la cabina AT3 e l'impianto Green H2 sarà realizzato sul primo tratto nel percorso su Rack esistente, e successivamente su un Rack di nuova realizzazione ed entrerà dentro i limiti batteria dell'area SardHy, fino ad arrivare al nuovo trasformatore abbassatore 33kV/15kV

La cabina sarà già completa dei seguenti impianti:

- Impianto luce, FM e dati compresi i quadri di distribuzione;
- Impianto di rilevazione ed estinzione incendi interno ed esterno cabina (Trasformatori);
- Impianto di condizionamento HVAC
- Impianto rete di terra interno ed esterno cabina.

Pertanto, le tensioni di alimentazione delle varie utenze saranno derivate dall'alimentazione principale a 15kV.

Sarà necessario la realizzazione delle seguenti interconnessioni:

- Linea telefonica e telematica che sarà derivata dagli armadi esistenti presenti in cabina elettrica AT3;
- Linea di segnalazione pulsanti antincendio e sirena di allarme generale di Stabilimento;
- Linea di remotizzazione allarme incendi impianto Green H2 verso Garitta VVFF;
- Realizzazione anello di terra impianto Green H2 collegato alla rete di terra Generale di Stabilimento e collegamento alle apparecchiature interno impianto.

All'interno della cabina MV-LV saranno installati i quadri per l'alimentazione degli elettrolizzatori (15kV) e gli altri skid ausiliari e compressore O2

#### **6.3.4.3. Building elettrolizzatore**

All'interno di tale building saranno installati:

- Impianto luce, FM e dati compresi i quadri di distribuzione;
- Impianto di condizionamento HVAC;
- Impianto rete di terra.

Lato elettrico, all'interno saranno installati e collegati:

- I trasformatori, alimentati a 15kV, accoppiati ai convertitori AC/DC (tecnologia IGBT) atti ad alimentare gli Stacks degli elettrolizzatori.
- Utenze legate al processo (pompe in bassa tensione)

#### **6.3.4.4. Collegamento elettrico area Impianto**

In generale per l'impianto sono previste le seguenti attività di collegamento elettrico:

- Realizzazione anello di terra;
- Realizzazione impianto di illuminazione;
- Posa e collegamento cavi di alimentazione dalla cabina ai diversi packages.

#### **6.3.5. Opere di strumentazione**

Le attività previste per l'installazione della strumentazione, in sintesi, a titolo indicativo e non esaustivo saranno le seguenti:

##### **1) Attività in sala controllo Sarlux (OSBL)**

- Adeguamento sistemi DCS ed ESD con integrazione delle schede e realizzazione cablaggi interni agli armadi marshalling;
- Collegamento dei cavi di interconnessione con la strumentazione di campo OSBL;
- Collegamento cavi di interconnessione verso il nuovo impianto Green H2;
- Attività di configurazione sui sistemi DCS ed ESD.

##### **2) Attività interconnecting**

- Posa e collegamento strumentazione OSBL;
- Posa passerelle;
- Posa e collegamento cavi tra la Sala controllo Sarlux e la strumentazione di campo OSBL;
- Posa dei cavi di interconnessione tra la Sala controllo Sarlux e sala controllo Green H2.

##### **3) Attività Control room Green H2 (ISBL)**

All' interno di tale building verranno installati i PLC di gestione Elettrolizzatore e altri Packages meglio descritti nei paragrafi precedenti, nonché le apparecchiature di gestione infrastruttura di rete:

- Installazione e collegamento armadi sistemi PLC per il controllo dei package dell'impianto di elettrolizzazione;
- Posa cavi da Control Room ad Electrical Room;
- Posa cavi provenienti da Sala Controllo Sarlux;
- Power-on, SAT e messa in servizio dei sistemi PLC.

#### 4) Attività in area impianto (ISBL)

- Posa passerelle;
- Posa e collegamento cavi strumentali dalla control room ai diversi packages;
- Realizzazione collegamenti su pannelli di controllo packages.

#### **6.3.6. Ripristino dell'area**

Alla fine delle lavorazioni, l'area intorno all'impianto sarà ripristinata e sgomberata da ogni macchinario e struttura mobile utilizzata per la costruzione dell'impianto e degli edifici destinati allo stesso; infine, ove previsto dal progetto, verrà creata una pavimentazione uniforme e stabile sulla maggior parte dell'area adibita all'impianto al fine di garantire un accesso sicuro e funzionale.

Durante la dismissione del cantiere e dei campi base, compresi la manutenzione della viabilità esistente, ai fini del ripristino ambientale, sarà rimossa completamente qualsiasi opera, terreno o pavimentazione bituminosa, unitamente al suo sottofondo, utilizzata per l'installazione. La gestione di tali materiali avverrà secondo normativa, sempre perseguendo la logica di massimizzarne il riutilizzo.

### **6.4. Consumi ed emissioni**

#### **6.4.1. Emissioni in atmosfera**

Nell'impostazione e nella gestione del cantiere si assumeranno tutte le scelte atte a contenere gli impatti associati alle attività di cantiere per ciò che concerne l'emissione diffusa di polveri, dovuta alle attività di movimentazione terra e di inquinanti, dovuti alle emissioni dei motori a combustione interna delle macchine operatrici

Durante la gestione del cantiere si dovranno adottare tutti gli accorgimenti atti a ridurre la produzione e la diffusione delle polveri. Si elencano di seguito le misure di mitigazione che saranno messe in pratica:

- effettuare una costante e periodica bagnatura o pulizia delle strade utilizzate, pavimentate e non pavimentate;

- pulire le ruote dei veicoli in uscita dal cantiere e dalle aree di approvvigionamento e conferimento materiali, prima che i mezzi impegnino la viabilità ordinaria;
- coprire con teloni i materiali polverulenti trasportati;
- attuare idonea limitazione della velocità dei mezzi sulle strade di cantiere non asfaltate (tipicamente 20 km/h);
- bagnare periodicamente o coprire con teli (nei periodi di inattività e durante le giornate con vento intenso) i cumuli di materiale polverulento stoccato nelle aree di cantiere;
- dove previsto dal progetto, procedere al rinverdimento delle aree (ad esempio i rilevati) in cui siano già terminate le lavorazioni senza aspettare la fine lavori dell'intero progetto;
- innalzare barriere protettive, di altezza idonea, intorno ai cumuli e/o alle aree di cantiere;
- evitare le demolizioni e le movimentazioni di materiali polverulenti durante le giornate con vento intenso;
- durante la demolizione delle strutture edili provvedere alla bagnatura dei manufatti al fine di minimizzare la formazione e la diffusione di polveri;
- convogliare le arie di processo in sistemi di abbattimento delle polveri, quali filtri a maniche, e coprire e inscatolare le attività o i macchinari per le attività di frantumazione, macinazione o agglomerazione del materiale.

Per la valutazione della ventosità, al fine di modulare le misure di mitigazione, verrà consultato il bollettino di allerta meteorologico.

Ai fini del contenimento delle emissioni, i veicoli a servizio dei cantieri devono essere omologati con emissioni rispettose delle seguenti normative europee (o più recenti):

- veicoli commerciali leggeri (massa inferiore a 3,5 t, classificati N1 secondo il Codice della strada): Direttiva 1998/69/EC, Stage 2000 (Euro 3);
- veicoli commerciali pesanti (massa superiore a 3,5 t, classificati N2 e N3 secondo il Codice della strada): Direttiva 1999/96/EC, Stage I (Euro III);
- macchinari mobili equipaggiati con motore diesel (non-road mobile sources and machinery, NRMM: elevatori, gru, escavatori, bulldozer, trattori, ecc.): Direttiva 1997/68/EC, Stage I.

#### **6.4.2. Approvvigionamento idrico di cantiere**

Verrà definito un dettagliato bilancio idrico dell'attività di cantiere, al fine di gestire ed ottimizzare l'impiego della risorsa idrica, eliminando o riducendo al minimo l'approvvigionamento idrico e massimizzando, ove possibile, il riutilizzo delle acque impiegate nelle operazioni di cantiere.

L'approvvigionamento idrico sarà fornito dal sistema di approvvigionamento di servizio idrico della raffineria Sarlux.

#### **6.4.3. Gestione delle acque di lavorazione**

Tutte le acque di risulta provenienti dal cantiere saranno convogliate sull'impianto consortile di Trattamento Acque Scarico - TAS dello stabilimento della Raffineria per essere trattate prima di essere avviate allo scarico finale in mare. Ove possibile si prevede il riutilizzo delle acque di lavorazione. Anche le acque meteoriche di dilavamento dei rifiuti stoccati presso il cantiere costituiscono acque di lavorazione e come tale saranno trattate.

Al fine di ottimizzare le acque di lavorazione saranno attuate le seguenti modalità di gestione:

- Nelle parti pavimentate si predispongono sistemi di regimazione delle acque meteoriche non contaminate, per evitare il ristagno delle stesse;
- Si realizza un sistema di regimazione perimetrale dell'area di cantiere che limiti l'ingresso delle acque meteoriche di dilavamento dalle aree esterne al cantiere stesso, durante l'avanzamento dei lavori, compatibilmente con lo stato dei luoghi;
- Si limitano le operazioni di rimozione della copertura vegetale e del suolo allo stretto necessario, avendo cura di contenerne la durata per il minor tempo possibile in relazione alle necessità di svolgimento dei lavori;
- In caso di versamenti accidentali, si circoscrive e si raccoglie il materiale e si effettua la comunicazione di cui all'art. 242 del D.Lgs. n. 152/ 2006;

#### **6.4.4. Impatto acustico**

È stata redatta una valutazione preliminare dell'impatto acustico generato in fase di realizzazione che ha preso in considerazione le seguenti attività di cantiere:

- Preparazione sito;
- Esecuzione di sondaggi;
- scavo di sbancamento;
- Formazione di rilevati/fondazioni stradali;
- Rinterri e sistemazione area;
- Sottoservizi (fognature, rete di terra);
- Opere civili accessorie;
- Fondazione in c.a. quali platee e basamenti in c.a. e muri di contenimento;
- Realizzazione di nuovo edificio A Control Room - Sanitary Room – LV Room – MV Room e Trafo;
- Nuovo capannone B Electrolyzer Building – Rectifier;
- Installazione di nuove Apparecchiature/SKID;
- Opere in carpenteria metallica;
- Opere provvisorie – Movimentazione materiali.



Sulla base delle schede della banca dati relativi all'esposizione al rumore del CPT - Comitato Paritetico Territoriale di Torino, sono stati stimati i livelli di impatto acustico che sarà generato durante le varie fasi di montaggio, come riportate in Tabella 18.

<b>FASI DI REALIZZAZIONE</b>	<b>Livelli di impatto acustico dB(A)</b>
1) Installazione cantiere	<b>77</b>
2) Scavi di sbancamento	<b>85</b>
3) Rinterri e sistemazione area	<b>85</b>
4) Formazione di rilevati/fondazioni stradali	<b>88</b>
5) Fondazioni e strutture piani interrati	<b>84</b>
6) Montaggio e smontaggio ponteggi	<b>78</b>
7) Struttura in c.a. e muri di contenimento	<b>83</b>
8) Copertura edifici	<b>78</b>
9) Murature	<b>79</b>
10) Impianti	<b>80</b>
11) Intonaci	<b>86</b>
12) Pavimenti e rivestimenti	<b>84</b>
13) Finiture	<b>84</b>
14) Opere esterne	<b>77</b>

Tabella 18 - impatto acustico attività in fase di realizzazione

Per quanto riguarda l'impostazione delle aree di cantiere si andrà a seguire le seguenti indicazioni al fine di ridurre al minimo le emissioni acustiche:

- verranno localizzati gli impianti fissi più rumorosi (betonaggio, officine meccaniche, elettrocompressori, ecc.) alla massima distanza dai ricettori esterni;
- gli impianti che hanno un'emissione direzionale saranno orientati in modo da ottenere, lungo l'ipotetica linea congiungente la sorgente con il ricettore esterno, il livello minimo di pressione sonora.

Relativamente alle modalità operative si seguiranno le seguenti indicazioni:

- dare preferenza al periodo diurno per l'effettuazione delle lavorazioni, con avvio dei cantieri non prima delle 8.00 e chiusura intorno alle 18.00;
- impartire idonee direttive agli operatori tali da evitare comportamenti inutilmente rumorosi;
- per il caricamento e la movimentazione del materiale inerte, dare preferenza all'uso di pale caricatori piuttosto che escavatori in quanto quest'ultimo, per le sue caratteristiche d'uso, durante l'attività lavorativa viene posizionato sopra al cumulo di inerti da movimentare, facilitando

così la propagazione del rumore, mentre la pala caricatrice svolge la propria attività, generalmente, dalla base del cumulo in modo tale che quest'ultimo svolge una azione mitigatrice sul rumore emesso dalla macchina stessa;

- rispettare la manutenzione ed il corretto funzionamento di ogni attrezzatura;
- nella progettazione dell'utilizzo delle varie aree del cantiere, privilegiare il deposito temporaneo degli inerti in cumuli da interporre fra le aree dove avvengono lavorazioni rumorose ed i ricettori;
- usare barriere acustiche mobili da posizionare di volta in volta in prossimità delle lavorazioni più rumorose tenendo presente che, in linea generale, la barriera acustica sarà tanto più efficace quanto più vicino si troverà alla sorgente sonora;
- effettuare le operazioni di carico dei materiali inerti in zone dedicate, sfruttando anche tecniche di convogliamento e di stoccaggio di tali materiali diverse dalle macchine di movimento terra, quali nastri trasportatori, tramogge, ecc.;
- individuare e delimitare rigorosamente i percorsi destinati ai mezzi, in ingresso e in uscita dal cantiere, in maniera da minimizzare l'esposizione al rumore dei ricettori.
- ottimizzare la movimentazione di cantiere di materiali in entrata ed uscita, con l'obiettivo di minimizzare l'impiego della viabilità pubblica.

Saranno impiegate macchine e attrezzature che rispettano i limiti di emissione sonora previsti, per la messa in commercio, dalla normativa regionale, nazionale e comunitaria, vigente entro i tre anni precedenti la data di esecuzione dei lavori.

Inoltre, si privilegerà l'utilizzo di:

- macchine movimento terra ed operatrici gommate, piuttosto che cingolate, con potenza minima appropriata al tipo di intervento;
- impianti fissi, gruppi elettrogeni e compressori insonorizzati.

#### **6.4.5. Modalità operative di cantiere**

I rifornimenti di carburante e di lubrificante ai mezzi meccanici saranno effettuati su pavimentazione impermeabile (da rimuovere al termine dei lavori), con rete di raccolta, allo scopo di raccogliere eventuali perdite di fluidi da gestire secondo normativa. Per i rifornimenti di carburanti e lubrificanti con mezzi mobili sarà garantita la tenuta e l'assenza di sversamenti di carburante durante il tragitto adottando apposito protocollo. Sarà controllata la tenuta dei tappi dal bacino di contenimento delle cisterne mobili ed evitare le perdite per traboccamento provvedendo a periodici svuotamenti. Saranno controllati giornalmente i circuiti oleodinamici dei mezzi operativi.

Particolare attenzione sarà posta a tutte le lavorazioni che riguardano perforazioni e getti di calcestruzzo in prossimità delle falde idriche sotterranee, che avverranno a seguito di preventivo intubamento ed isolamento del cavo al fine di evitare la dispersione in acque sotterranee del

cemento e di altri additivi. Nel caso di utilizzo di oli disarmanti, si sceglieranno preferibilmente prodotti biodegradabili e atossici.

## **7 ANALISI DEI BENEFICI DERIVANTI DAL PROGETTO**

### **7.1 Premessa**

A livello sovralocale e globale, il progetto partecipa al raggiungimento degli ambiziosi obiettivi mondiali ed europei di decarbonizzazione, volti a contrastare i cambiamenti climatici, che hanno comportato anche per l'Italia l'avvio di un processo complesso, mirato a sostituire l'attuale mix energetico incentrato sui combustibili fossili con uno a basse o a zero emissioni di carbonio, in un percorso di transizione energetica, ineludibile per raggiungere gli obiettivi di contenimento della crescita della temperatura globale.

A livello locale, il progetto proposto configura benefici economici misurabili in termini di rafforzamento della competitività della realtà industriale di Sarroch. Si tratta infatti di un'attività del tutto innovativa rispetto a quelle esistenti nel territorio regionale e che, in quanto tale, potrebbe fare da apri-fila ad una serie di interventi simili, dando avvio in questo modo ad un'espansione di questa tecnologia che è al momento notoriamente in crescita e di grande interesse in molteplici settori.

Le ricadute a livello locale sono misurabili anche in termini di indotto generato dalle attività di realizzazione e manutenzione dell'impianto, a vantaggio degli operatori economici specializzati del territorio (occupazione indiretta).

### **7.2 Ricadute economiche del progetto a livello locale**

La gestione e la manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto di produzione di idrogeno verde apporteranno benefici allo stato occupazionale della popolazione e permetteranno di formare gli operatori rispetto ad una tecnologia in crescita nel settore industriale. Questo porterà dunque a sviluppare nuove competenze sul territorio, avviando in questo modo un percorso che sul lungo termine potrebbe portare la regione a diventare un punto di riferimento per questa tecnologia.

In termini numerici, si stima che saranno necessari per la gestione quotidiana dell'impianto circa 6 operatori suddivisi in 3 turni per il processo e 1 operatore per la cabina elettrica.

Dal punto di vista strettamente economico, il progetto non risulta essere spiccatamente remunerativo ma rappresenta un piccolo tassello, posto dai due soggetti che si sono uniti per formare la NewCo Sardhy, nel raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali all'interno di un settore, quello delle raffinerie, che ne rimane per ovvi motivi tipicamente al di fuori. Un progetto di questo tipo all'interno di una raffineria rappresenta quasi un *unicum*, che permette di avviare un processo di conoscenza e diffusione della tecnologia all'interno della regione Sardegna. L'impianto H2 Green potrebbe infatti rappresentare solo la prima di una serie di installazioni di questa tecnologia, che come noto, può essere sfruttata al servizio di numerosi settori. Parallelamente, la realizzazione di progetti di questa tipologia consentirà di diffondere nella popolazione locale maggiore consapevolezza e conoscenza di questi impianti nello specifico e degli impianti a fonti rinnovabili in generale, aumentandone progressivamente l'accettabilità.

In accordo con quanto riportato negli elaborati dell'istanza, il valore stimato del costo dei lavori e delle spese generali può essere riassunto come segue (Tabella 19):

Tabella 19 - Prospetto riassuntivo del costo dei lavori e delle spese generali stimati (esclusa IVA)

<b>Categoria</b>	<b>Importo stimato [€]</b>
Interventi previsti, oneri per la sicurezza e opere di dismissione	38.222.800
Spese relative alla progettazione, alla consulenza e al supporto tecnico	2.080.000
Collaudi	70.000
<b>IMPORTO TOTALE</b>	<b>40.372.800</b>

Realisticamente si prospetta che parte delle opere possano essere affidate a ditte locali. Anche in questo caso, l'affidamento dei lavori di costruzione ad operatori del territorio faciliterà la diffusione di nuove competenze e nuova consapevolezza sul territorio, portando verosimilmente allo sviluppo di nuove maestranze in Sardegna che potrebbero diventare un punto di riferimento nel settore.

Si stima una durata dei lavori di costruzione di circa 19 mesi, complessivi della fase di costruzione (14 mesi) e di *commissioning* (5 mesi).

Per le attività del cantiere (costruzione e montaggio), della durata di circa 14 mesi, il fabbisogno complessivo previsto di forza lavoro sarà di massimo 50 persone, dei quali circa l'80% avranno ruoli operativi e il rimanente 20% avrà ruoli coordinativi o direzionali.

## **7.3 Stima costi – benefici**

### **7.3.1 Ambito produttivo**

L'idrogeno è una materia prima fondamentale per la raffineria, in quanto parte integrante dei processi di *hydrocracking* e *hydrotreatment*, e il suo approvvigionamento è oggi garantito da sistemi che si basano quindi sull'utilizzo di una fonte fossile per la sua produzione.

Anche l'ossigeno è una risorsa importante per i processi della raffineria in quanto viene utilizzato per arricchire l'aria utilizzata nelle unità di recupero dello zolfo e nelle unità di cracking catalitico (FCC). Attualmente l'ossigeno è acquistato sul mercato da aziende che sfruttano processi basati sull'utilizzo di fonti fossili.

Dunque, la produzione di idrogeno da acqua di mare mediante elettrolisi sfruttando fonti energetiche rinnovabili permetterebbe di ridurre la quota di idrogeno prodotto da origine fossile.

### **7.3.2 Ambito economico**

Come già anticipato, dal punto di vista strettamente economico, il progetto non risulta essere spiccatamente remunerativo ma rappresenta un piccolo tassello nel raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali all'interno del settore petrolifero.

I benefici economici del progetto sono misurabili soprattutto in termini di rafforzamento della competitività della realtà industriale di Sarroch. Si tratta infatti di un'attività del tutto innovativa rispetto a quelle esistenti nel territorio regionale e che, in quanto tale, potrebbe fare da apri-fila ad una serie di interventi simili, dando avvio in questo modo ad un'espansione di questa tecnologia che è al momento notoriamente in crescita e di grande interesse in molteplici settori.

Le ricadute economiche a livello locale sono misurabili anche in termini di indotto generato dalle attività di realizzazione e manutenzione dell'impianto che, laddove possibile, saranno affidate in via prioritaria ad operatori economici specializzati del territorio.

### **7.3.3 Ambito ambientale**

I benefici ambientali sono sicuramente quelli che hanno maggior rilevanza all'interno del progetto nonché quelli che hanno portato il progetto ad essere ideato e poi avviato. Come già ampiamente spiegato, l'impianto permetterà la produzione di idrogeno da acqua di mare, previamente trattata e demineralizzata, mediante elettrolisi, consumando energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili. Accanto all'idrogeno verrà prodotto anche l'ossigeno. Entrambi i gas vengono al momento prodotti a partire da fonti fossili e sfruttando energia prodotta convenzionalmente, quindi la produzione di questi mediante idrolisi permetterebbe di ridurre la quota di origine fossile.

I benefici ambientali riscontrabili possono essere così riassunti:

- Riduzione delle emissioni di gas serra associate all'utilizzo di idrocarburi per la produzione di idrogeno e ossigeno e per la produzione di energia elettrica utilizzata nei processi attuali: in particolare si stima una riduzione della produzione di anidride carbonica da 17.500 a 25.000 tCO<sub>2</sub>/a;
- Impatto positivo sulla salute umana associato alla riduzione di emissioni di gas serra e sostanze nocive;
- Utilizzo dell'acqua di mare e non di fonti primarie, non gravando sul sistema idrico della Sardegna, storicamente soggetta a difficoltà nel soddisfacimento del fabbisogno idrico della popolazione.

Ai benefici sopra esposti, si aggiunge che, essendo l'impianto collocato all'interno del sito Sarlux, profondamente trasformato e industrializzato da decenni, la sua realizzazione non comporterà impatti significativi sulle componenti vegetazione, fauna, ecosistemi, sul paesaggio e sul consumo di suolo.



Inoltre, per le caratteristiche della tecnologia, si ritiene non significativo l'impatto derivante dalle emissioni in atmosfera, in quanto costituite solo da sfiati di idrogeno e ossigeno, e da rilasci accidentali di materiale liquido al suolo, in quanto si tratterebbe unicamente di acqua ricca di ioni e non contenente sostanze nocive. L'uso di chemicals sarà infatti confinato esclusivamente alle attività manutentive che in quanto tali verranno svolte saltuariamente.

Infine, si ritiene anche non significativo l'impatto in termini di produzione di rifiuti che saranno prodotti occasionalmente nel caso interventi manutentivi ordinari e straordinari e non in maniera continuativa.