



CITTA' DI BRINDISI
REGIONE PUGLIA

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CONTESSA" PROGETTO DEFINITIVO



DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO

3PIU Energia S.r.l.

Sede Legale: Via Aldo Moro 28, 25043 – Breno (BS)

C.F. e P.I. 04230070981



Sommario

1. Premessa	3
2. Stato dell'arte sulle tecnologie di produzione di idrogeno	3
2.1. Tecnologia di elettrolisi	3
2.2. Comparazione fra le tecnologie di elettrolisi	5
3. Identificazione della tecnologia ideale per il Progetto "Contessa"	6
4. Normativa di sicurezza	7
5. Descrizione del sistema di elettrolisi	9
5.1. Descrizione della componentistica del sistema	11
5.2. Layout ed ingombri del sistema	13
6. Ipotesi di approvvigionamento dell'acqua per il Progetto "Contessa"	15
7. Dismissione impianto	17
7.1. FASE 1 – Operazioni preliminari	17
7.2. FASE 2 - Rimozione cablaggi	18
7.3. FASE 3 - Smontaggio componenti elettriche elettroniche e strumentali	18
7.4. FASE 4 - Smantellamento piping	18
7.5. FASE 5 - Smontaggio impianti	18
7.6. FASE 6 - Demolizione carpenteria aggiunta	19
7.7. FASE 7 – Rimozione pannelli di coibentazione	19
7.8. FASE 8 - Demolizione container	19
8. Tipologie e destino dei materiali di risulta	19
9. Conclusioni	23



1. Premessa

La presente relazione correda la documentazione fornita agli Enti nell'ambito della Valutazione d'Impatto Ambientale del progetto per la realizzazione di un nuovo impianto fotovoltaico denominato contessa combinato alla produzione di idrogeno della potenza di 68 MW unito alle opere di connessione alla RTN da realizzarsi in area SIN nel comune di Brindisi.

Su richiesta del Consiglio Tecnico Valutazione Ambientale, a seguito di un sopralluogo avvenuto in data 14 settembre 2023, è stato redatto il seguente report descrittivo dell'apparato di produzione di idrogeno che sarà integrato al progetto fotovoltaico in questione.

2. Stato dell'arte sulle tecnologie di produzione di idrogeno

L'elettrolisi dell'acqua rappresenta una delle principali tecnologie per la produzione di idrogeno verde, ovvero idrogeno prodotto attraverso processi a basso impatto ambientale e senza emissioni di gas serra. Questa tecnologia sfrutta l'energia elettrica per scindere le molecole d'acqua in idrogeno e ossigeno. La sostenibilità e l'ecocompatibilità dell'idrogeno prodotto dipendono in gran parte dalla fonte di energia elettrica utilizzata. Nel contesto attuale di transizione energetica e di crescente sensibilità ambientale, è essenziale che l'energia utilizzata per l'elettrolisi provenga da fonti rinnovabili, come il solare, l'eolico o l'idroelettrico. Questo assicura che l'idrogeno prodotto sia definibile "verde", contribuendo attivamente alla riduzione delle emissioni di carbonio e all'indipendenza dai combustibili fossili.

La realizzazione di un impianto di elettrolisi per la produzione di idrogeno verde rappresenta una soluzione promettente e sostenibile per rispondere alle crescenti esigenze energetiche globali, ma richiede una progettazione accurata e un'attenta valutazione delle fonti energetiche disponibili. La progettazione di un sistema di elettrolisi dovrebbe tener conto della capacità di produzione desiderata, delle esigenze di purezza dell'idrogeno e delle potenziali applicazioni future, come l'alimentazione di celle a combustibile per il trasporto o l'integrazione con reti di distribuzione di gas naturale. Tuttavia, è fondamentale considerare anche aspetti come la qualità dell'acqua utilizzata, la gestione termica dell'impianto e l'integrazione con sistemi di stoccaggio di energia per garantire un funzionamento ottimale e una produzione costante. La norma ISO 22734-1 fornisce linee guida specifiche per i sistemi di elettrolisi, garantendo che siano progettati e costruiti in modo da operare in modo sicuro ed efficiente.

Il processo di elettrolisi si realizza la reazione di scissione elettrolitica delle molecole di acqua (H_2O) nei suoi costituenti, idrogeno (H_2) e ossigeno (O_2), ottenuta fornendo elettricità sotto forma di corrente continua (DC).

Il processo di elettrolisi avviene in una cella elettrochimica, costituita da tre elementi: due elettrodi (catodo e anodo) e un elettrolita (liquido o solido, a seconda dalla tecnologia) che consente il trasferimento di ioni. Le celle singole sono assemblate in "stack" con piatti bipolari di separazione tra gli elettrodi positivo e negativo.

2.1. Tecnologia di elettrolisi

Le tecnologie di elettrolisi dell'acqua per la produzione di idrogeno prese in esame e messe a confronto sono le seguenti:

- Elettrolisi a bassa temperatura: celle alcaline - Alkaline
- Elettrolisi a bassa temperatura: celle a membrana a scambio protonico - PEM
- Elettrolisi a bassa temperatura: celle a membrana a scambio anionico - AEM
- Elettrolisi ad alta temperatura: celle ad ossidi solidi - SOEC

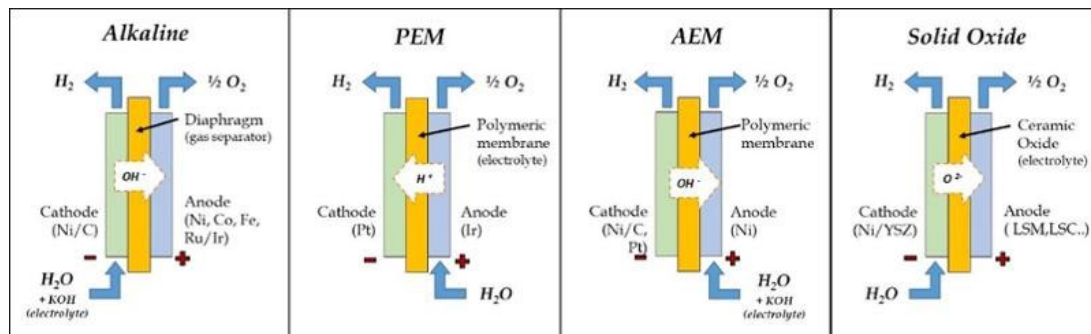


Figura 1 - Struttura della cella per le quattro principali tecnologie di elettrolisi. Fonte: S.Campanari, P. Colbertaldo, G. Guandalini "Power to Hydrogen", in: *Small Scale Power Generation Handbook*, Elsevier, in press.

- **Elettrolisi a bassa temperatura: celle alcaline - Alkaline**

Gli elettrolizzatori alcalini (Alkaline Electrolyser, AEL) sono la tecnologia più sviluppata, in particolare per applicazioni stazionarie e/o continue. L'elettrolita è liquido, tipicamente una soluzione acquosa di KOH o NaOH, che circola tra due elettrodi in materiale metallico (generalmente leghe di Ni) trasferendo ioni OH⁻ tra catodo e anodo a temperature di 60-80°C. Un diaframma, permeabile all'elettrolita, impedisce il miscelamento di idrogeno e ossigeno che restano separati rispettivamente al lato catodico e anodico. I flussi di gas ed elettrolita uscenti da catodo e anodo vengono inviati a due separatori liquido-vapore, da cui l'elettrolita residuo viene riciclato mentre i gas possono essere ulteriormente purificati ed inviati a impieghi esterni.

- **Elettrolisi a bassa temperatura: celle a membrana a scambio protonico - PEM**

Gli elettrolizzatori a membrana a scambio protonico (Proton Exchange Membrane Electrolyser, PEM) si basano su un elettrolita costituito da una membrana polimerica che in presenza d'acqua consente il trasferimento di protoni (ioni H⁺), garantendo una presenza quasi nulla di ossigeno nel flusso di idrogeno prodotto, alloggiato tra elettrodi metallici. Il funzionamento è a temperature di 50-70°C e la struttura che ne risulta consente di sviluppare stack estremamente compatti grazie al ridotto spessore e al funzionamento ad alta densità di corrente e media-alta pressione, con vantaggi di rapida risposta ai transitori di potenza elettrica in ingresso. La tecnologia, sviluppata fin dagli anni '60 per le missioni Gemini della NASA, ha accelerato la sua evoluzione nell'ultima decade, anche grazie al progresso delle corrispondenti fuel cell PEM nel settore trasporti, che utilizzano componenti simili.

- **Elettrolisi a bassa temperatura: celle a membrana a scambio anionico - AEM**

Una terza tecnologia a bassa temperatura sono gli elettrolizzatori a membrana a scambio anionico (AEM). Operano a bassa temperatura (30-60°C) e possono unire i vantaggi dell'ambiente alcalino (assenza o forte limitazione della presenza di materiali nobili) e dell'elettrolita solido (membrane polimeriche capaci di trasferire selettivamente ioni OH⁻). Questa tecnologia è attualmente in fase di sviluppo ma le taglie degli impianti rimangono ancora modeste/laboratoriali.

- **Elettrolisi ad alta temperatura: celle ad ossidi solidi - SOEC**

Gli elettrolizzatori ad ossidi solidi (SOEL, Solid Oxide Electrolysis) producono idrogeno a partire da acqua in forma di vapore. Operano a temperature elevate (600-900°C), con impiego di elettroliti ceramici ad ossidi solidi a scambio ossigeno. Gli elettrolizzatori ad ossidi solidi utilizzano i medesimi materiali delle celle a combustibile ad ossidi solidi (SOFC) e hanno la possibilità di funzionare in modo completamente reversibile, alternativamente come fuel cell, producendo elettricità e consumando idrogeno, e come produttori di idrogeno consumando elettricità.

2.2. Comparazione fra le tecnologie di elettrolisi

La scelta dell'elettrolizzatore in un impianto di produzione di idrogeno dipende da vari fattori, tra cui la capacità di produzione desiderata, la qualità dell'idrogeno richiesta, la disponibilità di energia elettrica, i costi e le considerazioni di sicurezza. Di seguito una breve descrizione dei principali parametri decisionali per il progetto.

- **Efficienza e Dinamica di Funzionamento**

- a. PEM: Gli elettrolizzatori PEM hanno una risposta dinamica molto rapida alle variazioni di carico, rendendoli ideali per operare con fonti di energia rinnovabile intermittente come il solare e l'eolico. Possono raggiungere la piena capacità in pochi secondi.
- b. Alcalino: Gli elettrolizzatori alcalini hanno tempi di avviamento più lunghi e una risposta dinamica più lenta rispetto ai PEM.
- c. Ossido Solido (SOEC): Gli elettrolizzatori ad ossido solido operano a temperature molto elevate (circa 800°C) e, pertanto, hanno tempi di avviamento significativamente più lunghi.
- d. AEM: Gli elettrolizzatori AEM offrono una risposta dinamica rapida, ma ancora non paragonabile a quella dei PEM se si considerano taglie nell'ordine del MW.

- **Purezza dell'Idrogeno**

- a. PEM: Produce idrogeno ad alta purezza (> 99,999%) senza la necessità di ulteriori trattamenti.
- b. Alcalino: Potrebbe richiedere ulteriori passaggi di purificazione per raggiungere livelli di purezza comparabili ai PEM.
- c. SOEC: Anche se può produrre idrogeno ad alta purezza, l'operazione ad alte temperature può introdurre contaminanti.
- d. AEM: Queste tecnologie possono necessitare di ulteriori passaggi di purificazione per raggiungere livelli di purezza simili ai PEM

- **Manutenzione e Durata**

- a. PEM: Richiede una manutenzione minore rispetto agli elettrolizzatori alcalini e ha una durata operativa comparabile.
- b. Alcalino: Potrebbe richiedere una manutenzione più frequente a causa della soluzione alcalina utilizzata.
- c. SOEC: La durata potrebbe essere limitata a causa delle elevate temperature di funzionamento e dei materiali utilizzati.
- d. AEM: Gli elettrolizzatori AEM sono relativamente nuovi sul mercato e potrebbero richiedere una manutenzione più frequente rispetto ai PEM.

-
- **Costi**
 - a. PEM: Anche se inizialmente può avere costi più elevati rispetto agli elettrolizzatori alcalini, i costi stanno diminuendo grazie alle economie di scala e agli avanzamenti tecnologici.
 - b. Alcalino: Tradizionalmente meno costoso dei PEM.
 - c. SOEC: Tecnologia non pienamente sviluppata, costi alti.
 - d. AEM: Tecnologia non pienamente sviluppata, gli elettrolizzatori AEM tendono ad avere costi iniziali inferiori rispetto ai PEM, ma potrebbero avere costi operativi più elevati a lungo termine.
 - **Sicurezza**
 - a. PEM: Non utilizza soluzioni alcaline o acide, riducendo i rischi associati alla manipolazione di queste sostanze.
 - b. Alcalino: Utilizza una soluzione alcalina che può essere corrosiva e richiedere precauzioni aggiuntive.
 - c. SOEC: L'operazione ad alte temperature può presentare sfide in termini di sicurezza e materiali.
 - d. AEM: Non utilizza soluzioni fortemente alcaline o acide, riducendo i rischi associati alla manipolazione di queste sostanze.
 - **Integrazione con Fonti Rinnovabili**
 - a. PEM: La sua rapida risposta dinamica lo rende ideale per l'integrazione con fonti di energia rinnovabile intermittente.
 - b. Alcalino e SOEC: Meno adatti per l'integrazione diretta con fonti rinnovabili intermittenti a causa della loro risposta dinamica più lenta.
 - c. AEM: Gli elettrolizzatori AEM hanno una buona integrazione con fonti rinnovabili.

3. Identificazione della tecnologia ideale per il Progetto “Contessa”

Come anticipato nel capitolo precedente, la scelta dell'elettrolizzatore per un impianto di produzione di idrogeno dipende da una serie di considerazioni cruciali tra cui efficienza, purezza dell'idrogeno, manutenzione, durata, costi e sicurezza. Dopo un'analisi approfondita delle principali tecnologie disponibili e dei principali parametri del “Progetto Contessa” in analisi, emerge come tecnologia preferibile l'elettrolizzatore a membrana a scambio protonico (PEM). Nel caso specifico, è stato studiato come la soluzione multi-MW PEM, composta da due elettrolizzatore da 5 MWp l'uno per un totale di 10 MWp, risulti la scelta ottimale in termini tecnici ed economici permettendo inoltre di ottimizzare in modo significativo l'impianto in tutte le sue componenti. Il sistema containerizzato proposto risulta essere molto compatto, limitando al più possibile il footprint ed agevolando allo stesso tempo l'installazione e l'ispezione (all'interno dei container sono inclusi: quadri elettrici, sistema di demi water, e l'intero processo di produzione di idrogeno e ossigeno). Allo stesso tempo, questa soluzione assicura performances di prim'ordine in termini di consumi e purezza dell'idrogeno prodotto. Non va dimenticato poi che, come tutte le macchine con tecnologia PEM, è in grado di offrire una risposta estremamente rapida alle variazioni di carico, rendendola ideale per l'integrazione con fonti di energia intermittente come il solare. Inoltre, l'elettrolizzatore PEM elimina i rischi associati all'uso di soluzioni alcaline o acide, garantendo una maggiore sicurezza in operazioni quotidiane.

4. Normativa di sicurezza

L'idrogeno, essendo il più leggero degli elementi chimici, ha una densità energetica per unità di massa superiore a quella di qualsiasi altro combustibile. Tuttavia, la sua densità energetica per unità di volume è relativamente bassa, il che pone sfide in termini di stoccaggio e trasporto. Queste sfide hanno portato allo sviluppo di una serie di normative e standard tecnici volti a garantire la sicurezza e l'efficienza degli impianti di produzione e distribuzione di idrogeno.

Il Decreto 23 ottobre 2018 stabilisce una regola tecnica di prevenzione incendi specifica per gli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione. Questo decreto rappresenta un passo fondamentale verso la creazione di un quadro normativo chiaro e uniforme per la distribuzione di idrogeno in Italia. La norma ISO 19880-1, insieme ad altre norme tecniche internazionali, fornisce ulteriori linee guida su vari aspetti della produzione e distribuzione di idrogeno, dalla compatibilità dei materiali con l'idrogeno alla progettazione e funzionamento dei compressori.

Un altro aspetto cruciale nella gestione dell'idrogeno è la sua interazione con altri materiali. La norma ISO 11114-4, ad esempio, fornisce linee guida sulla compatibilità dei materiali con l'idrogeno, essenziale per garantire la sicurezza degli impianti e prevenire incidenti potenzialmente catastrofici.

Le tubazioni, sia rigide che flessibili, sono un altro componente critico degli impianti di idrogeno. Il decreto legislativo del 15 febbraio 2016, n. 26, stabilisce requisiti specifici per queste tubazioni, garantendo che siano in grado di gestire le pressioni elevate associate all'idrogeno.

Le Direttive VAS e VIA, insieme alla Direttiva Seveso, alla Direttiva sulle emissioni industriali e alla Direttiva ATEX, rappresentano il quadro normativo europeo che regola l'impact assesment ambientale e la gestione dei rischi associati agli impianti industriali, inclusi quelli di idrogeno. Queste direttive garantiscono che gli impianti di idrogeno siano progettati e gestiti in modo da minimizzare l'impatto ambientale e garantire la sicurezza delle persone e dell'ambiente circostante.

Inoltre, è essenziale considerare l'ubicazione e la geologia del terreno su cui verrà costruito l'impianto. Questi fattori possono influenzare significativamente i costi associati alla bonifica, gli interventi di assestamento e le opere civili. Le autorità locali, come il Corpo dei Vigili del Fuoco, il Comitato Tecnico Regionale e l'Agenzia Regionale Protezione Ambiente, giocano un ruolo cruciale nella valutazione e nell'approvazione degli impianti di idrogeno, garantendo che siano conformi alle normative locali e nazionali e che siano sicuri per l'ambiente e la comunità circostante.

Le infrastrutture di produzione ed erogazione di idrogeno devono rispettare e seguire le seguenti normative, oltre alle normative ed agli adempimenti di sicurezza generale in vigore:

- Decreto 23 ottobre 2018, Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione. (18A07049);
- Decreto 7 Luglio 2023 (Regola Tecnica Impianti Produzione Idrogeno);
- Norme tecniche internazionali riconosciute, quale la norma ISO 19880-1, fatte salve le ulteriori disposizioni normative comunque applicabili.
- Norma ISO 22734-1 per sistemi di elettrolisi;

-
- Norma ISO 11114-4 per materiali compatibili con idrogeno;
 - Sistemi di compressione conformi alla norma EN 1012-3;
 - Sistema di stoccaggio conformi alla norma ISO 19884;
 - Tubazioni rigide in pressione e tubazioni flessibili in pressione conformi al decreto legislativo 15 febbraio 2016, n. 26;
 - Dispositivi di limitazione della pressione e gli accessori di sicurezza conformi al decreto legislativo 15 febbraio 2016, n. 26.
 - Unità di erogazione provviste della marcatura CE e conformi al decreto legislativo 19 maggio 2016, n. 85;
 - Le Direttive pertinenti, che incidono sui requisiti di autorizzazione per un impianto di distribuzione di idrogeno, sono le Direttive VAS e VIA, (compresa la Direttiva 2014/52/UE), nonché la Direttiva 2012/18/UE (Direttiva Seveso), Direttiva 2010/75/UE sulle emissioni industriali e Direttiva ATEX (Direttiva 2014/34/UE).
 - Il recepimento nazionale della direttiva 2006/42/EC (Direttiva sulle Macchine), la direttiva 2014/34/EC (Direttiva apparecchiature e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva - ATEX) e la direttiva 2014/68/UE (Direttiva apparecchiature a pressione - PED) sono le principali leggi comunitarie di riferimento applicabili all'accumulo di idrogeno.

Vanno altresì verificate, con gli enti ed i dipartimenti predisposti, almeno i seguenti punti:

- Conformità ubicazione e geologia del terreno, per la stima dei costi di bonifica, interventi di assestamento, opere civili ed eventuali costi di intervento sul terreno;
- Sistemi di protezione e di sicurezza;
- Distanze di sicurezza;
- Caratteristiche dei sistemi di resistenza al fuoco.

Mentre l'idrogeno offre enormi potenzialità come fonte di energia pulita e sostenibile, è essenziale che la sua produzione, distribuzione ed utilizzo siano regolamentati da un quadro normativo chiaro e rigoroso. Questo garantirà non solo la sicurezza delle persone e dell'ambiente, ma anche la crescita sostenibile e l'adozione dell'idrogeno come fonte di energia primaria nel futuro energetico dell'Italia.

Nota: Si riportano per semplicità le distanze di sicurezza (DM 7 luglio 2023) richieste nell'intorno dell'elettrolizzatore. Le distanze considerate sono:

- D esterna = distanza verso manufatti o elementi pericolosi all'esterno del confine
- D protezione = distanza dal confine
- D interna = distanza verso manufatti o elementi pericolosi all'interno del confine

PRESSIONE IDROGENO (barg)	DISTANZE DI SICUREZZA (m)		
	ESTERNA	PROTEZIONE	INTERNA
700 < P ≤ 1000	30	15	15
500 < P ≤ 700	25	15	15
300 < P ≤ 500	20	15	15
100 < P ≤ 300	17	12	12
50 < P ≤ 100	12	8	8
30 < P ≤ 50	8	6	6
10 < P ≤ 30	7	5	5
P ≤ 10	5	3	3

Tabella 1 - Distanze di sicurezza H2

L'elettrolizzatore ipotizzato nel progetto produce a 30 bar e quindi: De = 7 m, Dp = 5 m e Di = 5 m.

5. Descrizione del sistema di elettrolisi

Il sistema di elettrolisi identificato come probabile soluzione per il Progetto Contessa è la soluzione 2x5MW PEM proposta dalla società H2 Energy S.r.l. di Brescia che ha fornito le informazioni tecniche riportate.

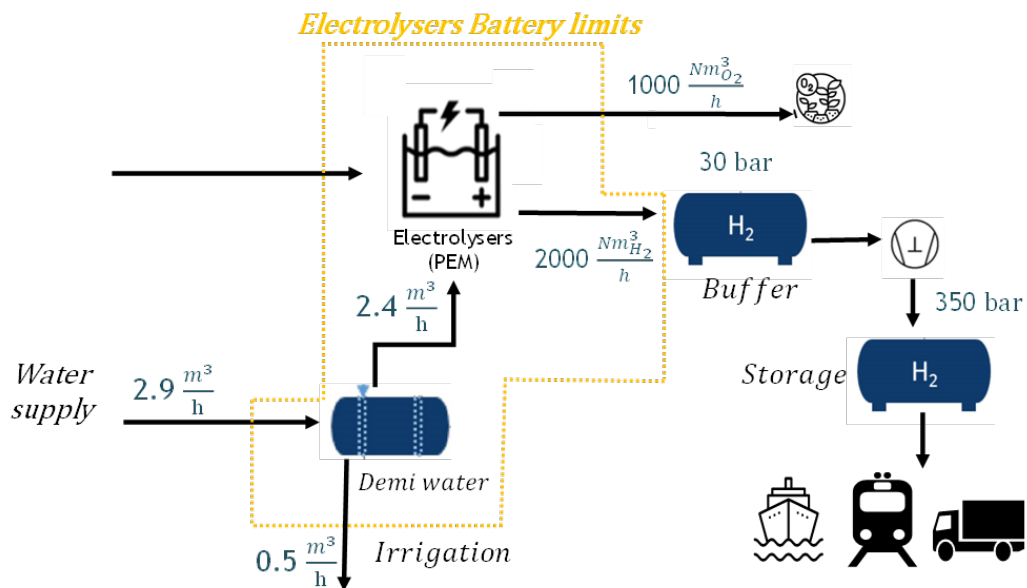


Figura 2 - Schema base generico sistema di elettrolisi 10 MW PEM



La tabella seguente mostra le principali specifiche tecniche del sistema di elettrolisi PEM da **5 MW**. Non ci sono altri requisiti di utilità oltre all'alimentazione AC, all'approvvigionamento idrico comunale e allo scarico dell'acqua.

Specifiche tecniche elettrolizzatore da 5MW*	
Specifiche	Dettagli
Performance	
Produzione H₂	1000 Nm ³ /h equivalenti a 90 kg/h
Qualità dell'idrogeno	99,999% (Standard: < 5 ppm acqua e <5 ppm O ₂)
Pressione di uscita dell'H₂ prodotto	40 barg
Produzione O₂	500 Nm ³ /h equivalenti a 715 kg/h
Qualità dell'ossigeno	60% (40% acqua)
Pressione di uscita dell'O₂ prodotto⁷	1 barg
Temperatura H₂ O₂	75 °C
Rapporto di turndown	20 – 100%
Aspettativa di vita (stack)	80 000 ore
Design Basis	<ul style="list-style-type: none"> • ISO/TR 15916: linee guida per l'uso dell'idrogeno nelle sue forme gassose e liquide. • ISO 22734-1 (2019): generatori di idrogeno che utilizzano l'elettrolisi dell'acqua — Applicazioni industriali, commerciali e residenziali. • IEC 60079-10: Atmosfera esplosiva. • Gli elettrolizzatori saranno marcati CE.
Elettrico	
Input elettrico	Tensione di ingresso del trasformatore allineata con la rete disponibile in loco da 6 a 20 KV
Efficienza Stack a Piena Potenza²	51.7 kWh/kg
Efficienza del sistema a Piena Potenza²	55.2 kWh/kg
Consumo degli ausiliari	4.5 kWh/kg
Acqua	
Consumo Totale acqua prevista	1200 l/h (5 – 35 °C, 2 – 6 bar)
Specifiche di qualità dell'acqua (pre-purificazione)³	Secondo gli standard dell'OMS per l'acqua potabile
Liquid utilizzato per il raffreddamento	Acqua + 30% glicole
Flessibilità operativa	
Ore di funzionamento massime per Giorno	24 h
Disponibilità annuale target⁴	98%



Tempo di avviamento a freddo ⁵	<5 minuti
Tempo di avviamento a caldo (Hot Standby) ^{5,6}	<30 secondi
Ramp-Up Time ⁶	60 secondi dal minimo al massimo.
Ramp-Down Time ⁶	<1 secondo dal minimo al massimo (millisecondi)
Durata dell' Hot-standby prima dell'Arresto ⁶	Nessun limite effettivo
Fisico	
Temperatura ambiente	-20° C a 40° C
Peso	~ 40 000 kg
<i>*Soggetto a cambiamenti.</i>	
¹ Purezza raggiunta dopo 24+ ore di funzionamento.	
² In condizioni ISO Standard Day e acqua anodica a $\geq 70^{\circ}$ C.	
³ Per livelli elevati di contaminanti possono essere necessari intervalli di manutenzione supplementari o apparecchiature di trattamento a monte.	
⁴ Include la manutenzione programmata.	
⁵ Gli orari di inizio indicano il tempo per una produzione minima (20%) di idrogeno; La purezza non è garantita negli orari di inizio elencati.	
⁶ Anodo acqua a $\geq 20^{\circ}$ C.	
⁷ su richiesta può essere fornita anche la purificazione dell'ossigeno.	

5.1. Descrizione della componentistica del sistema

Il processo comprende un insieme di componenti, tra cui gli stack e vari sistemi ausiliari di controllo e regolazione, fondamentali per garantire il corretto funzionamento dell'elettrolizzatore. Questi componenti includono pompe, un compressore per l'area strumenti, un sistema di raffreddamento, sensori e altro ancora. Inoltre, il processo coinvolge anche il trattamento dell'acqua (Demi water), il separatore acqua-ossigeno (Deoxo), i sistemi di raffreddamento (Air cooler, Chiller), la purificazione dell'idrogeno e le utilities elettriche e di automazione.

Questi componenti sono ospitati da due container da 45 piedi sovrapposti, un container da 40 piedi per la parte elettrica e separatamente un air cooler. Di seguito, ulteriori dettagli sui sistemi presenti.

- **Stack per la produzione di idrogeno**

La pila elettrolitica (stack) è il cuore del sistema, dove avviene la reazione di scissione dell'acqua per la produzione dei gas idrogeno e ossigeno. In ogni cella dello stack viene fatta circolare la corretta quantità di acqua prima di fornire la corrente necessaria all'avviamento. Dopo l'accensione, viene effettuato un controllo continuo in termini di portata, differenza di temperatura e tensione delle singole celle per verificare lo stato di funzionamento dell'impianto e stimare la vita utile dello stack.

- **Impianto di trattamento acqua**

Tale sezione di purificazione si basa sulla produzione di acqua demineralizzata, a resistività pari a $\rho > 5$ M Ω /cm (controllata da appositi sensori di conducibilità), tramite osmosi inversa. L'acqua è necessaria al reintegro della quota parte persa a seguito della reazione di elettrolisi. Per garantire un reinserimento continuo si è prevista l'installazione di un serbatoio di accumulo. L'acqua di make-up viene inserita nel sistema tramite una pompa la cui azione è determinata da appositi controllori di livello posti nel separatore acqua-ossigeno.



- **Separatore Acqua e Ossigeno**

Il separatore gas-liquido, in cui entra il flusso uscente dall'anodo, divide l'ossigeno, espulso in ambiente, dall'acqua che viene ricircolata nel sistema tramite una pompa con inverter azionato mediante un sistema di controllo della portata (Mass Flow Meter, Controller, Indicator). Prima di entrare nell'elettrolizzatore, l'acqua viene deionizzata da apposite resine e controllata la sua conduttività.

- **Sistema di purificazione dell'idrogeno**

La parte di trattamento dell'idrogeno è costituita da due sottosezioni:

- Reattore Deoxo: la corrente di idrogeno viene purificata dal contenuto di ossigeno generandone acqua. La corrente uscente viene raffreddata tramite chilling water e convogliata in un separatore, dove l'acqua viene asportata mentre la corrente di idrogeno viene ulteriormente trattata nei dryers.
- Dryers: Il flusso di idrogeno saturo di vapor d'acqua viene essiccato nelle due colonne di adsorbimento (dryers). La corrente uscente viene raffreddata tramite chiller a seguito delle elevate temperature raggiunte e convogliata in un separatore. L'acqua viene successivamente asportata mentre l'idrogeno trattato viene inviato ai limiti di batteria.

Il flusso di idrogeno uscente dai sistemi di trattamento passa attraverso una sezione di analisi che contiene analizzatori igrometrici (punto di rugiada), analizzatori di presenza di ossigeno in idrogeno, misuratori di pressione, temperatura e portata in modo da garantire un gas puro, in pressione, freddo e nei quantitativi richiesti.

- **Utilities (Elettrico + Automazione)**

Tale sezione è costituita da PLC, convertitore, trasformatore e raddrizzatore per il controllo della potenza dell'impianto. È presente un sistema di connessione remota tramite rete WIFI/4G per il controllo e la diagnostica remota dell'impianto. Tale sistema permette anche la manutenzione predittiva dei singoli moduli. Inoltre, l'impianto è completamente automatico, può essere gestito e controllato da una stazione di controllo remota.

- **Sistema di Raffreddamento (Air cooler)**

La reazione di elettrolisi è esotermica. Inoltre, l'immissione della corrente di alimentazione nel sistema provoca un surriscaldamento per effetto joule.

Per asportare il calore creatosi, il fluido di processo viene raffreddato tramite uno scambiatore acqua-aria, prima di essere ricircolato nello stack. La differenza di temperatura tra ingresso e uscita anodica viene mantenuta costante agendo sulla velocità delle ventole dello scambiatore.

- **Utenze esterne**

Per il corretto funzionamento del sistema è richiesta in ingresso acqua ed elettricità di rete. In uscita è fornito idrogeno ad alta purezza. Devono essere considerati anche i segnali I/O del sistema PLC.

5.2. Layout ed ingombri del sistema

Gli ingorbi descritti dalla tabella sottostante si riferiscono ad un solo sistema di elettrolisi da 5 MW.

2 x Container processo & utilities 45'	
Lunghezza (A)	13 716 mm
Larghezza (A1)+(A2)	2 438 mm + 1 461 mm (scale)
Altezza	6 389 mm
1 x Elettrico - Trasformatore / Rettificatore	
Lunghezza (B)	10 000 mm
Larghezza (B1)	3 000 mm
Altezza	3 275 mm
1 x Air cooler	
Lunghezza (C)	11 305 mm
Larghezza (C1)	2 800 mm
Altezza	2 315 mm

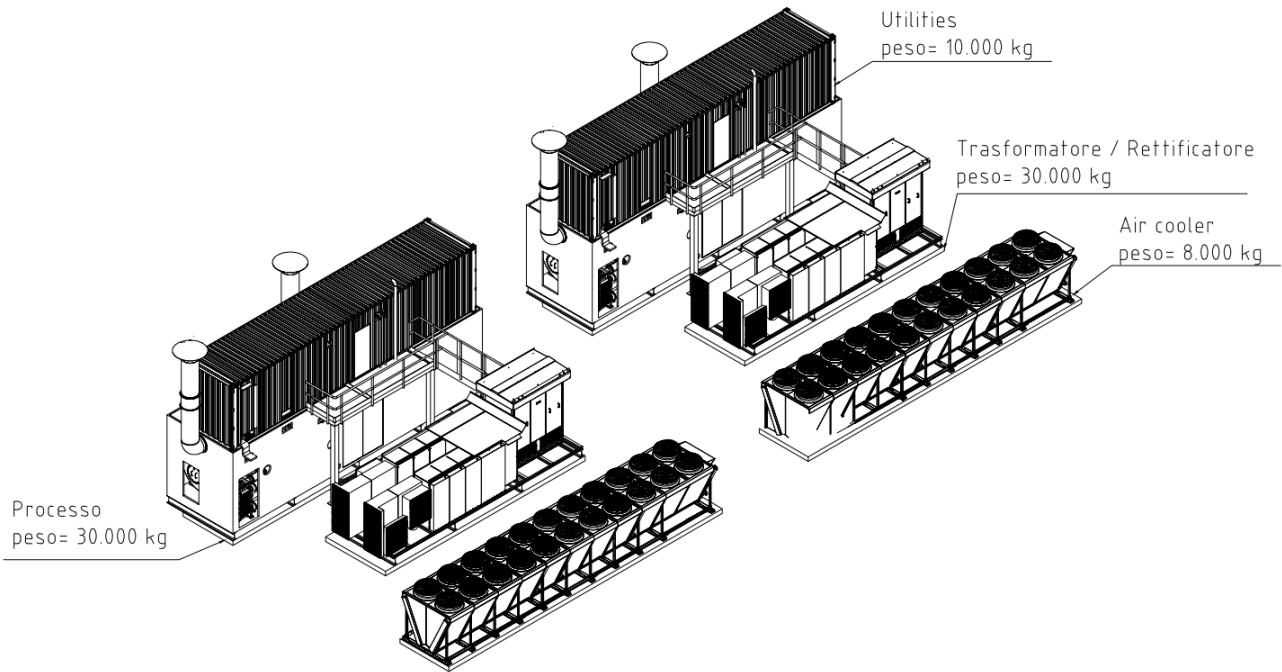


Figura 3 - Vista 3D del sistema di elettrolisi da 10 MW (2x5MW PEM)

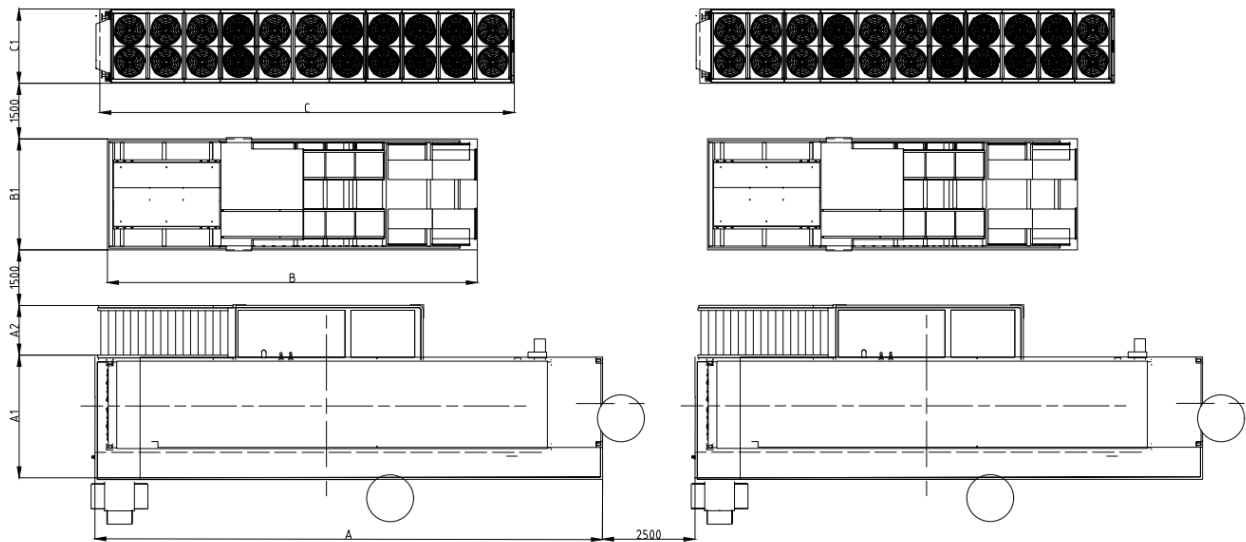


Figura 4 - Vista dall'alto del sistema di elettrolisi da 10 MW (2x5MW PEM)



6. Ipotesi di approvvigionamento dell'acqua per il Progetto "Contessa"

Nel quadro del progetto denominato Contessa, l'approvvigionamento di acqua per l'elettrolizzatore avverrà tramite la Diga del Cillarese, situata a circa 6,5 chilometri in linea d'aria a ovest dall'impianto. Questa decisione è guidata dalla volontà di promuovere l'uso responsabile delle risorse idriche, evitando di sfruttare l'acqua potabile o quella destinata all'agricoltura, in conformità con i principi di sostenibilità.

Quando l'elettrolizzatore funziona a pieno regime alla potenza di 10 MW produce una portata di circa 2000 Nm³/h di idrogeno consumando circa 2000 litri d'acqua all'ora. È importante notare che l'elettrolizzatore non funzionerà a pieno regime per tutte le ore dell'anno, ma il consumo è calcolato nel seguito sulla base del suo massimo potenziale. Questo significa che in realtà il consumo effettivo potrebbe essere inferiore, a seconda del tempo di funzionamento effettivo.

La Diga del Cillarese è parte del sistema di fornitura d'acqua ad uso industriale gestito dal Consorzio ASI nel territorio di Brindisi. La diga è situata poco a monte della tangenziale della città e ha un volume utile di 4.000.000 metri cubi con un livello idrico normale di 17 metri sul livello del mare.

Oltre all'invaso, sono stati realizzati impianti di chiarificazione delle acque e condotte adduttrici per soddisfare le esigenze idriche della zona industriale. Attualmente, questi impianti erogano oltre 9.000 metri cubi d'acqua al giorno, fornendo oltre 2.500.000 metri cubi di acqua all'anno. Nelle attuali condizioni di esercizio, gli impianti e la capacità dell'invaso soddisfano completamente le esigenze idriche della zona industriale. La capacità totale permette in realtà di erogare una portata continua di 2.200 metri cubi all'ora, con una disponibilità annua di circa 6.000.000 metri cubi per l'utenza.

Pertanto, se si ipotizzasse il funzionamento dell'elettrolizzatore a regime il 100% del tempo, sia nelle condizioni attuali di erogazione di 2.500.000 metri cubi/anno che con gli sviluppi futuri e la potenziale erogazione di 6.000.000 metri cubi/anno, utilizzerebbe circa lo 0,701% e lo 0,292%, rispettivamente, della disponibilità annua di acqua dalla Diga del Cillarese. In entrambi i casi, la risorsa idrica sembra essere ampiamente sufficiente per coprire le esigenze dell'elettrolizzatore nell'ambito del progetto.

L'obiettivo primario è ottimizzare l'utilizzo di questi impianti per massimizzare il risparmio di questa preziosa risorsa, l'acqua, nell'ambito del nostro progetto industriale. Si tiene a sottolineare ancora una volta che le percentuali di utilizzo precedentemente calcolate si basano sulla capacità massima dell'elettrolizzatore ma il suo consumo reale può variare a seconda delle esigenze operative e sarà nettamente inferiore.



Figura 5 - Vista della Diga del Cillarese

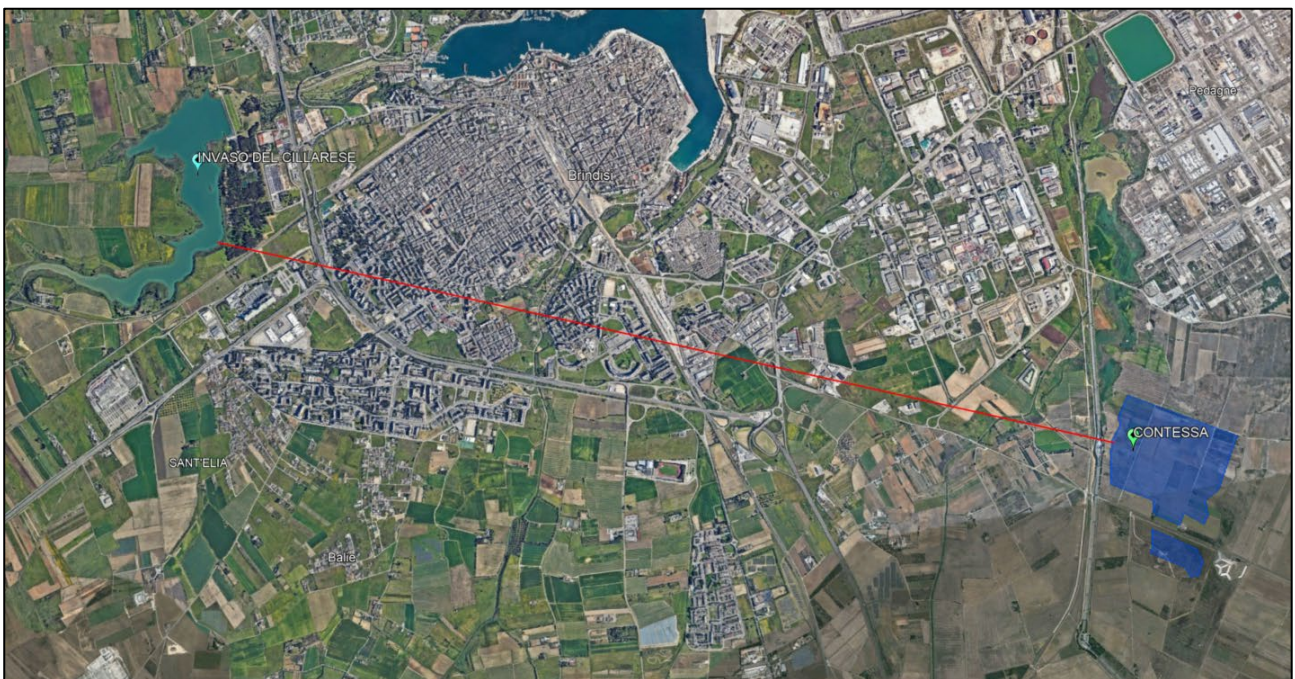


Figura 6 - Vista della Diga del Cillarese e dell'area del Progetto "Contessa"

7. Dismissione impianto

Obiettivo dell'intervento di decostruzione dell'impianto, giunto questo alla fine del suo ciclo di vita, è garantire la massimizzazione del recupero e riciclo dei materiali con i quali è stato costruito attraverso una loro separazione per tipologie. Tipologie di materiali suscettibili quindi di destini diversificati e dedicati con potenzialità di valorizzazione economica e per le quali il ricorso alla discarica come destinazione finale deve essere considerato come ultima ratio.

La efficace separazione dei materiali costituenti l'impianto al momento del suo smantellamento non può prescindere da un attento e oculato intervento di decostruzione che consenta tale separazione sin dall'inizio, limitato quanto possibile operazioni di selezione ex post su materiali di risulta misti ed indifferenziati.

La procedura di smantellamento dell'impianto di produzione di idrogeno dovrà seguire pertanto in senso inverso il percorso rappresentato dalle operazioni di costruzione procedendo in senso cronologico attraverso le fasi di seguito descritte, avendo cura di stoccare i materiali di risulta in modo selettivo evitando ogni commistione nella fase di accumulo.

7.1. FASE 1 – Operazioni preliminari

Prima di procedere con qualsivoglia operazione di decostruzione dell'impianto di produzione di idrogeno, dovranno essere considerate le seguenti attività:

- Attento studio del layout e del processo dello stesso con accurato esame del manuale di uso e manutenzione
- Elaborare uno specifico piano operativo di sicurezza contenente l'analisi dei potenziali rischi delle lavorazioni che saranno eseguite, la definizione dei presidi di sicurezza da adottare in relazione alle modalità operative prescelte
- Elaborare un piano di smantellamento, con l'ordine della decostruzione e l'identificazione dei materiali/apparecchiature di risulta che dovranno essere raggruppati per categorie omogenee in funzione dei destini di recupero o smaltimento in accordo con la normativa in vigore al momento dell'intervento
- Formare il personale riguardo le lavorazioni che dovrà effettuare

Le operazioni preliminari di decostruzione dell'impianto sono rappresentate da:

- Disconnessione dell'impianto dalle utenze esterne ed allacciamenti
- Messa in sicurezza dell'impianto tramite inertizzazione della sezione catodica con azoto al fine di escludere la possibile presenza di gas idrogeno
- Svuotamento di tutte le sezioni dai liquidi contenuti, inclusi i liquidi, anche contenente glicole etilenico, contenuti nel chiller e nel dry-cooler
- Svuotamento degli F-gas dai chiller. Questa attività che deve essere condotta da impresa iscritta al Registro telematico nazionale di cui al DPR 146/2018 e deve essere seguita da comunicazione alla Banca dati nazionale dell'avvenuto smantellamento delle apparecchiature
- Rimozione delle cartucce filtranti (osmosi, resine) annesse all'impianto DEMI di trattamento acqua

-
- Rimozione dei materiali filtranti nella sezione di filtrazione acque di processo (zeolite, resine di scambio ionico, amberlite)
 - Smontaggio di eventuali componenti non giunte a fine vita e suscettibili di commercializzazione (p.es. pompe o motori recentemente sostituiti durante interventi di manutenzione ordinaria o straordinaria)

7.2. FASE 2 - Rimozione cablaggi

La fase prevede lo scollegamento di tutti cablaggi elettrici, la rimozione e la raccolta degli stessi.

7.3. FASE 3 - Smontaggio componenti elettriche elettroniche e strumentali

Una volta rimossi i cablaggi elettrici si procederà allo smontaggio delle componenti dei quadri elettrici e degli strumenti elettrici/elettronici installati nel container. In questa fase saranno inoltre rimossi:

- i motori elettrici, separando questi dai corpi pompa o ventilatori, e gli attuatori a comando delle valvole.
- le componenti impiantistiche che saranno avviate a smaltimento/recupero come tali (impianto di demineralizzazione acqua, compressori, chiller).

Tutte le componenti elettroniche certificate secondo la Direttiva RoHS, che saranno preliminarmente identificate, saranno raccolte separatamente dalle altre apparecchiature elettroniche/elettriche.

7.4. FASE 4 - Smantellamento piping

Il piping presente nell'impianto è in massima parte rappresentato da acciaio AISI 316. Il piping potrà essere rimosso tramite taglio con smerigliatrice o cannello ma dati gli ambienti ristretti la procedura più consigliabile è rappresentata dallo scollegamento dei vari tratti scollegando i relativi attacchi flangiati. Unitamente allo smantellamento del piping saranno rimossi tutti gli accessori ad esso collegati (sensori, valvole etc.). Il piping smontato dovrà quindi essere accumulato per tipologie dei materiali costitutivi.

7.5. FASE 5 - Smontaggio impianti

Una volta rimossi i cablaggi, le componenti elettriche e i motori, le componenti ancora presenti nei container saranno rappresentate da:

- Serbatoi e vessels in acciaio AISI 316
- N. 1 serbatoio in polipropilene associato alla sezione di trattamento acqua ▪ N. 1 impianto di trattamento acqua per osmosi e filtrazione su resine
- N. 1 elettrolizzatore (Stack)
- N. 2 Chiller
- N. 1 Dry-cooler

Ciascuna componente dovrà essere disconnessa dal container agendo sugli specifici supporti e collegamenti. Le varie componenti saranno quindi accumulate in modo selettivo in funzione dei materiali con le quali ciascuna è costituita.

Lo Stack sarà inviato come tale ad impianto specializzato di recupero come apparecchiatura fuori uso, che provvederà allo smontaggio separando tutte le componenti costitutive con gestione autonoma dei materiali in esso contenuti ed in particolare di catalizzatori.

7.6. FASE 6 - Demolizione carpenteria aggiunta

Rimosse tutte le componenti impiantistiche meccaniche ed elettriche, nei container permarranno unicamente le carpenterie metalliche di supporto, gli armadi di alloggiamento dei quadri elettrici, le griglie pedonali e i camini esterni.

Queste strutture metalliche potranno essere rimosse tramite taglio con smerigliatrice o canello ovvero tramite smontaggio degli ancoraggi alla struttura portante del container alla quale sono collegate.

7.7. FASE 7 – Rimozione pannelli di coibentazione

La coibentazione interna dei container è costituita da pannelli in lana di roccia. Questi pannelli non saranno subito rimossi, ma si dovrà verificare l'integrità strutturale e delle pareti del container stesso e quindi la possibilità di ricondizionamento del container nel suo complesso e riutilizzo da parte della stessa Azienda oppure tramite società specializzate. Se sarà esclusa la possibilità di riutilizzo, il container dovrà essere scoibentato a cura di un operatore professionale, per gestire al meglio l'operazione e garantire l'assenza di rilasci nell'ambiente.

Dopo questa operazione la struttura del container risulterà priva di qualsivoglia componente aggiunta.

7.8. FASE 8 - Demolizione container

Sempre nel caso di impossibilità di riutilizzo del container, la struttura in acciaio dello stesso, priva di ogni componente dell'impianto, dovrà essere demolita tramite taglio con smerigliatrice o canello ossiacetilenico alle pezzature (pronto forno) accettate dall'impianto di riciclo.

8. Tipologie e destino dei materiali di risulta

La gestione dei rifiuti e lo svolgimento delle operazioni di recupero e smaltimento, nel contesto comunitario, deve far riferimento alla classificazione dei rifiuti secondo il Catalogo Europeo dei Rifiuti (CER). L'elenco dei rifiuti, valido per tutti gli stati membri già ai sensi della Dir. 75/442/CEE, è stato completato con i codici CER attraverso la decisione 2000/532/CE, e modificato dalla Decisione 2014/955/UE, con l'inserimento di nuovi codici, oltre il Regolamento n. 1357/2014/UE che fornisce l'elenco di rifiuti che hanno caratteristica di "rifiuto pericoloso", e l'ultima Dir. 2018/851/EU.

L'attribuzione del codice CER ad ogni tipologia di materiale decadente dalle operazioni di decostruzione dell'impianto sarà sotto la diretta responsabilità dell'azienda che effettuerà la lavorazione e si identificherà come produttore dei rifiuti.

Ovviamente tutte le procedure connesse alla produzione dei rifiuti derivanti dalla decostruzione dell'impianto dovranno considerare la normativa ed i regolamenti vigenti al momento in cui avverranno le operazioni di dismissione.

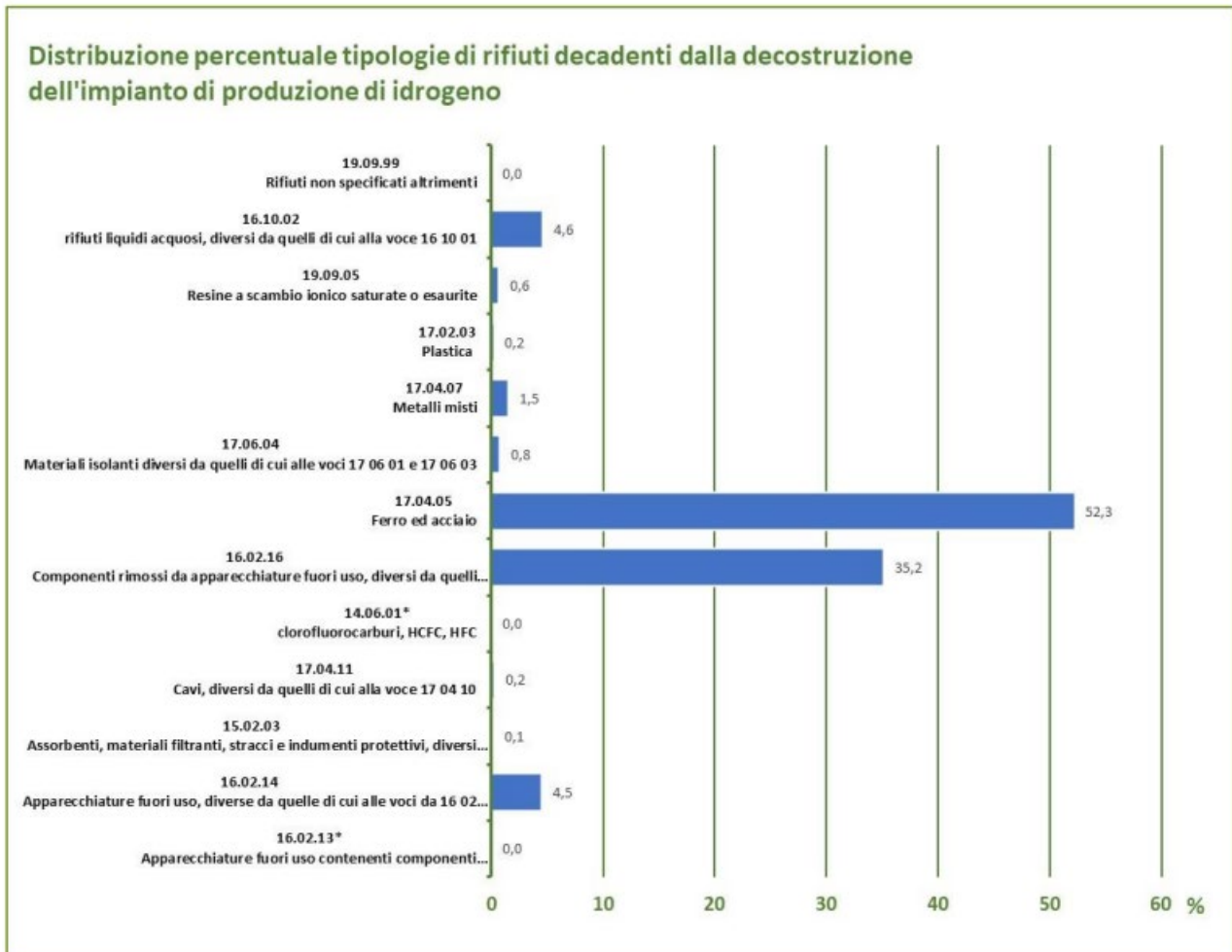
Nella seguente tabella sono riassunte le tipologie di materiali derivanti dall'intervento di decostruzione suddivisi per fasi di lavoro. Nella tabella è anche riportato, per ciascun rifiuto, il potenziale codice CER che potrà essere attribuito e il destino (recupero ovvero smaltimento) che potrà seguire ciascun materiale sulla base delle tecnologie al momento disponibili sul mercato.



Fase di decostruzione	Componente	Descrizione	Quantità	Materiali	Peso Kg	Codice EER	Destino	
1	Operazioni preliminari	Chiller	1	R454B	5,8	14.06.01*	diotlorofluorocarburi, HCFC, HFC	Recupero / Smaltimento
		Chiller	1	Acqua+Glicole	1000	16.10.02	refruti liquidi acquosi, diversi da quelli di cui	Smaltimento
		Impianto DEMI	1	Activated Carbon Resin	1	19.09.05	Resine a scambio ionico saturate o esaurite	Smaltimento
		Impianto DEMI	1	Soda Lime	1	19.09.99	Rifiuti non specificati altrimenti	Smaltimento
		Dry-cooler MITA	1	Acqua	1000	16.10.02	refruti liquidi acquosi, diversi da quelli di cui alla voce 16.10.01	Smaltimento
		Filtri processo		Zeo-lite 13X	64	15.02.03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui	Recupero
		Filtri processo		IRN 99	45	19.09.05	Resine a scambio ionico saturate o esaurite	Recupero
		Filtri processo		IRN 160	80	19.09.05	Resine a scambio ionico saturate o esaurite	Recupero
		Filtri processo		Ambertite	158	19.09.05	Resine a scambio ionico saturate o esaurite	Recupero
		Cavi elettrici		Cavi	100	17.04.11	Cavi, diversi da quelli di cui alla voce 17.04.10	Recupero
2	Rimozione cablaggi	Impianto Demi	2	Rame + guaina isolante	500	16.02.14	Apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 16.02.09 a 16.02.13	Recupero
		Lampade	3		3	16.02.16	Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16.02.15	Recupero
		Compressori	1		670	17.04.07	Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16.02.15	Recupero
		Componenti elettriche	1	Pic	5	16.02.16	Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16.02.13*	Recupero
		Componenti elettriche	10	Batterie al litio UPS	15225	16.02.13*	Apparecchiature fuori uso contenenti	Recupero
		Valvole	23	AI SI 316	115	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Valvole	68	AI SI 316L	340	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Valvole	8	SS316	40	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Valvole	20	SS	100	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Valvole	27	AI SI 316	135	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
3	Smontaggio componenti elettriche, elettroniche e strumentali.	Sensori	43	AI SI 316	43	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Sensori	3	SS316	2	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Sensori	11	SS	11	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Sensori	3	AI SI 316	3	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Filtri Y	4	AI SI 316	12	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Filtri Y	4	SS	55,4	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Piping	187,3 m	AI SI 316	1004	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Chiller	2	Acciaio	1500	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Bombole	2	Acciaio	94	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Scambiatori	4	AI SI 316L	20	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
4	Smantellamento piping	Pompe	2	AI SI 316	566	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Pompe	2	AI SI 316	4	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Pompe	2	AI SI 316	450	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Vessel	11	AI SI 316L	2657	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Dry-Cooler	1	Titanio	2920	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Stack		Catalizzatori	100			
		Stack		Catalizzatori	0,5			
		Stack		Catalizzatori	0,01			
		Stack		Componenti plastiche	90	16.02.14	Apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 16.02.09 a 16.02.13	Recupero
		Stack		Componenti metalliche	1205			
5	Smontaggio impianti	Stack		Membrana fluorurata NAFION	5			
		Stack		Componenti metalliche	70			
		Impianto DEMI	1	Acciaio nichelato	90	17.02.03	Plastica	Recupero
		Container	1	Acciaio	200	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Container	1	acciaio	6525	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Container	1	Lana di Rocca	335	17.06.04	Materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 17.06.01 e 17.06.03	Smaltimento
		Container	2	Acciaio	6350	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero
		Container	2	Acciaio	43918	17.04.05	Ferro ed acciaio	Recupero >94%

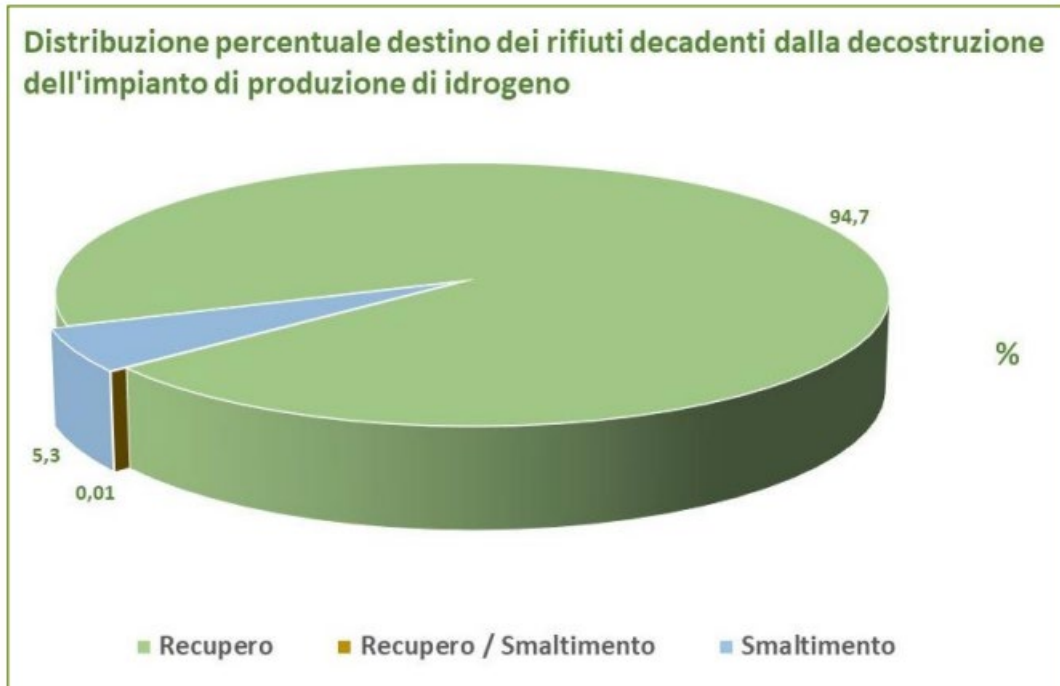
Dall'analisi dei dati relativi ai materiali di risulta dal processo di decostruzione, come rappresentato nel seguente grafico, emerge che le componenti più rilevanti sono rappresentate dai codici EER:

- 16.02.16 “Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso”, in ultima analisi costituite principalmente da acciaio ed altri metalli (circa 35 %)
- 17.04.05 “Ferro ed acciaio” (circa 52 %)



Con riferimento ai possibili destini dei materiali di risulta di un corretto processo di decostruzione dell'impianto di produzione di idrogeno verde, il seguente grafico evidenzia che:

- Il 94,7 % in peso dei materiali prodotti è certamente destinato a processi di recupero e reintroduzione nelle filiere produttive in un'ottica di economia circolare
- Circa lo 0,01 % in peso dei materiali prodotti, rappresentato dagli HFC-Gas contenuti nel chiller, sulla base delle tecnologie ad oggi disponibili, potrebbe essere inviato sia a smaltimento (incenerimento) sia, potenzialmente, essere sottoposto a recupero e riutilizzo
- Solamente poco più del 5 % in peso dei materiali prodotti, sostanzialmente rappresentato dai liquidi provenienti dagli impianti di refrigerazione e dalla lana di roccia di coibentazione del container, sulla base delle tecnologie ad oggi disponibili, dovrebbe essere inviato a smaltimento (discarica/incenerimento)





9. Conclusioni

A febbraio 2023 la Proponente 3Più energia S.r.l. è stata invitata ad un incontro con Confindustria Brindisi e il Consorzio ASI Brindisi. Tale incontro rappresenta un passo significativo verso la realizzazione del nostro ambizioso progetto di produzione di idrogeno verde. Durante la riunione, abbiamo avuto l'onore di presentare il nostro progetto, suscitando un notevole interesse tra gli attori industriali presenti.

È importante sottolineare che alcune delle industrie interessate a utilizzare l'idrogeno prodotto sono parte dei settori considerati "hard-to-abate", il che evidenzia il nostro ruolo cruciale nell'affrontare le sfide della decarbonizzazione imposte dall'Unione Europea e dal Governo italiano. La produzione di idrogeno verde sfruttando energia rinnovabile rappresenta una soluzione ecologica e sostenibile per soddisfare le esigenze di queste industrie, consentendo loro di contribuire attivamente alla riduzione delle emissioni di carbonio.

Inoltre, il nostro progetto si integra perfettamente nei programmi della Hydrogen Valley prevista a Brindisi, dimostrando il nostro impegno a contribuire alla creazione di una comunità industriale all'avanguardia nella transizione verso un futuro a basse emissioni di carbonio.

Non è ancora stato identificato un utilizzatore finale specifico, in quanto lo sviluppo della Hydrogen Valley è un progetto tutt'ora in corso d'opera. Siamo fiduciosi che il nostro impianto per la produzione di idrogeno verde rappresenti una pietra miliare nella promozione di tecnologie sostenibili e nell'accelerazione della transizione energetica in Italia. Con il sostegno degli enti preposti e degli attori industriali che hanno dimostrato interesse, siamo convinti che il nostro progetto avrà un impatto positivo sulla decarbonizzazione dell'industria e sull'ambiente, contribuendo in modo significativo a un futuro più verde e sostenibile per tutti.