



REGIONE PUGLIA

Comune di Ascoli Satriano (FG)



PIATTAFORMA PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA CON PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE TRAMITE POWER TO GAS (PTG) DA FONTE RINNOVABILE SOLARE AGROVOLTAICO, SISTEMA DI ACCUMULO (BESS) E RETE DI CONNESSIONE ALLA STAZIONE ELETTRICA AT DI DELICETO PER UNA POTENZA COMPLESSIVA PARI A 115 MW
LOCALITA CAPO D'ACQUA - ASCOLI SATRIANO (FG)

OGGETTO
DELL'ELABORATO

**Relazione Tecnica Impianto di produzione di
Idrogeno Verde**

CODICE GENERALE
ELABORATO

CODICE
OPERA

STATO

data

AREA
PROGETTO

N°
ELABORATO

VERSIONE

ED-RT-H2V

Definitivo

Gen 23

IA

H2V 01

0

IDENTIFICAZIONE FILE: ED-RTAGR-RPA

versione

data

Oggetto

0

10/01/2023

1° emissione

1

2

REDATTO:

Arch. Giuseppe Perfetto - Studio Solardesign

Via Rivarolo - Beltrama, 50 - 10040 Lombardore (TO)

Ordine Architetti della Provincia di Torino n. 5437 - PI 08360730017

Tel ++39 339 4030592 - PEC g.perfetto@architettitorinopec.it



PROPONENTE:

EDIS S.r.l.

Corso Nino Bixio n. 8 - ALBA (CN) Tel. 0173 441155 - Fax 0173 441104

www.egea.it - posta certificata: edis@pec.egea.it

Partita IVA/CF: 03491720045



SOMMARIO

1	Premessa	5
2	Analisi del Contesto	5
2.1	Contesto europeo: la Strategia Europea sull'idrogeno	7
2.2	Contesto italiano: la Strategia nazionale sull'idrogeno	8
2.3	Presenza di un solido sistema universitario e di ricerca	10
2.4	Esistenza di un contesto normativo favorevole	11
2.5	Esistenza di una importante domanda potenziale di idrogeno verde.	11
2.6	Produzione, stoccaggio, trasporto e distribuzione dell'idrogeno	13
2.7	Reti di trasporto dell'idrogeno	15
3	Introduzione alla tecnologia dell'idrogeno Verde	16
3.1	Le infrastrutture di rete: SNAM	16
3.1.1	Sperimentazioni	21
4	Riferimenti Normativi produzione Idrogeno	22
4.1	Riferimenti normativi Regione Puglia ed Italia	22
4.2	La Strategia Regionale per l'Idrogeno	24
5	IDROGENO: ASPETTI TECNICI	26
5.1	I "colori" dell'idrogeno	27
5.2	Idrogeno: le modalità di stoccaggio e trasporto	28
5.3	Gli impieghi dell'idrogeno	29
5.4	Il mercato dell'idrogeno	32
6	Impianto di Power to Gas	33
6.1	Introduzione	33
6.2	Caratterizzazione del sistema	34
6.3	Sito di installazione	39
6.4	Alternative di ubicazione	40
6.5	Descrizione dell'impianto	43
6.6	Dispositivi	48
6.6.1	Sistema di trattamento H ₂ O	48
6.6.2	Elettrolizzatore ed unità di Purificazione	55
6.6.3	Compressione e caricamento Idrogeno verde	58
6.6.4	Sezione di Produzione Ausiliari	59
6.6.5	Emissioni principali	60
6.6.6	Viabilità di accesso e di servizio	61

6.6.7	Piano di dismissione degli impianti e di ripristino, reinserimento e recupero	61
6.6.8	Layout indicativo d'impianto	62

Gruppo di lavoro	PIATTAFORMA PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA ASCOLI SARIANO
Nome e cognome	Ruolo nel gruppo di lavoro
Ing. Marco Cerchio	CEO EDIS Srl - Direzione Tecnica
Ing. Luca Riva	EDIS - Project Office - Coordinamento tecnico
Dott. Pietro Caselli	EDIS - Project Office - Coordinamento economico finanziario
Dott. Michele Chieffi	General Contractor Sviluppo - Coordinamento progetto di Sviluppo
Per. Ind. Alessandro Continanza	Progettazione Elettrica
Studio Projema	Coordinamento Progettazione Connessione RTN
Ing. Francesco Paolo Lamacchia	Progettazione Civile e Geotecnica
Arch. Giuseppe Perfetto - Studio Solar design	Coordinamento SIA
Prof.ssa Guglielmina Mutani - DENERG	Prof. Area Pianificazione - Politecnico di Torino
Teresa Spallone - Tesista	Tesista Area Pianificazione - Politecnico di Torino
Ing. Silvio Galtieri	Acustico
Ing. Maria Di Modugno	Ingegneria Idraulica ed Ambientale
Arch. Giuseppe Perfetto	Esperto Pianificazione Energetico-Ambientale
Dott. Geologo Pietro Pepe – Studio APOGEO	Geologo - Indagini Geotecniche
Prof Giuseppe Ferrara	Agronomo - Università di Bari
Prof Maurizio Boselli	Agronomo - Università di Verona
Ing. Francesco Paolo Lamacchia	Ingegneria Strutturale e Civile
Alessandro Continanza – Studio Projema	Ingegneria Elettrica
Alessandro Continanza - Studio Projema	Progetto di Connessione alla R.T.N.
Studio APOGEO	Rilievo topografico
Angelo Ippolito	Imprenditore Agricolo

1 Premessa

La seguente relazione tratta del progetto definitivo per la realizzazione di una piattaforma energetica per la decarbonizzazione composta da impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica corredato di sistema di Storage elettrochimico (BESS - Battery Energy Storage System) ed impianto di elettrolisi (PTG - Power to Gas). L'impianto fotovoltaico, realizzato ed esercito in regime di Agrovoltaiico, ovvero produzione combinata di energia elettrica e beni agronomici, è denominato "CAPO D'ACQUA", ed è ubicato nel Comune di Ascoli Satriano (FG) – Regione Puglia.

Il progetto descritto in questi elaborati, e soprattutto per quanto riguarda l'innovazione del Power to Gas, è da considerarsi allo stato dell'arte come contenuti architettonici relativamente alla produzione di energia, in quanto mette assieme tutte le soluzioni più evolute (a partire dall'Agrovoltaiico) in risposta alle molteplici sfide poste dalla transizione energetica in atto (ed in particolare dalla necessità di disporre di una piattaforma flessibile e capace di operare anche sui nascenti mercati dei servizi ancillari di rete e dell'idrogeno verde in modo efficace).

La produzione di energia, i trasporti e l'industria sono alcuni tra i maggiori settori impattati nella transizione verso un'economia sostenibile e a basse emissioni di CO₂. L'attuale obiettivo in Europa è di ridurre dell'80-95% le emissioni di gas serra al 2050 (Roadmap del 2011 e successive revisioni). Nel 2019 è stata strutturata una strategia europea per la realizzazione di un'economia competitiva azzerando completamente le emissioni nette di CO₂, in linea con l'Accordo di Parigi del 2015 e l'obiettivo di limitare il riscaldamento globale per quanto possibile al di sotto della soglia di 2°C rispetto ai livelli preindustriali, e possibilmente di contenerlo entro 1,5°C (valori che in molti scienziati ed analisti già non reputano più realistici stanti gli attuali trend di crescita delle emissioni). Importanti traguardi di percorso sono stati definiti in merito, accompagnati da relative direttive UE 1,2.

In questo macro-contesto, i soli interventi di produzione da fonte rinnovabile e di efficientamento energetico non sono sufficienti per indirizzare una consistente de-carbonizzazione dei diversi comparti energetici, soprattutto per quei settori classificati come "hard to abate" dove risulta molto complesso ridurre le emissioni (i trasporti pesanti di tipo aereo e marittimo, le aziende petrolchimiche e dei fertilizzanti, i cementifici, le acciaierie etc).

L'idrogeno (di tipo verde, ovvero ottenuto tramite elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili) può contribuire significativamente alla decarbonizzazione di questi settori, grazie alle sue qualità come combustibile praticamente esente da emissioni, agente chimico flessibile, vettore energetico e di accumulo, nonché ponte tra il mondo elettrico ed il mondo del gas (sector coupling). Agevola il trasporto a zero emissioni, può aumentare la flessibilità e l'adeguatezza della rete elettrica a supportare quote crescenti di produzione da fonte rinnovabile non programmabile, aiuta nella riduzione delle emissioni di inquinanti e di gas climalteranti nell'industria (specialmente nei settori "hard to abate"), favorisce l'espansione dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili e consente di aumentare l'efficienza negli utilizzi finali dell'energia.

2 Analisi del Contesto

La decarbonizzazione del comparto di produzione dell'energia, dell'industria e dei trasporti è uno dei principali obiettivi che l'Unione Europea si è prefissata nel breve e nel lungo termine al fine di ridurre

l'impatto ambientale e poter salvaguardare il Pianeta dalle minacce dei cambiamenti climatici, così come indicato nei principali documenti strategico - programmatici europei tra cui:

- il Clean Energy Package¹ adottato nel 2019 che un adattamento del quadro della politica energetica europea per facilitare la transizione dai combustibili fossili verso un'energia più pulita;
- la Comunicazione della Commissione Europea COM (2019) 640 del 11/12/2019 "Il Green Deal Europeo", che presenta la nuova strategia di crescita sostenibile dell'Unione Europea;
- la Comunicazione della Commissione Europea COM (2021) 550 del 14/07/2021 "Pronti per il 55%: realizzare l'obiettivo climatico dell'UE per il 2030 lungo il cammino verso la neutralità climatica", quale insieme di proposte volte ad aggiornare e riformulare le normative dell'UE e ad attuare nuove iniziative al fine di garantire che le politiche europee siano in linea con gli obiettivi climatici concordati dal Consiglio e dal Parlamento Europeo;
- la Strategia Europea sull'Idrogeno² che introduce l'obiettivo strategico di installare almeno 40 GigaWatt di elettrolizzatori per l'idrogeno rinnovabile entro il 2030 e produrre fino a dieci milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile nell'UE;
- la Comunicazione della Commissione Europea COM (2020) 575 del 17/09/2020, "Strategia annuale per la crescita sostenibile 2021" con cui sono stati definiti i principi fondamentali alla base dei piani per la ripresa e la resilienza, nonché le priorità per gli Stati Membri, successivamente ripresi del Documento di lavoro dei servizi della Commissione;
- il Regolamento (UE) 2020/2084 del Consiglio del 14 dicembre 2020, con cui è stato istituito uno strumento di supporto straordinario dell'Unione Europea a sostegno della ripresa dell'economia dopo la crisi Covid-19;
- il Regolamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 12 febbraio 2021 con cui è stato istituito il dispositivo per la ripresa e la resilienza;
- la decisione del Consiglio ECOFIN del 13 luglio 2021 e notificato all'Italia dal Segretario generale del Consiglio con nota LT161/21 del 14 luglio 2021, con cui è stato approvato il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che prevede una serie di interventi nell'ambito della filiera dell'idrogeno, in particolare nella seconda missione "Rivoluzione verde e transizione ecologica".

A livello nazionale tali indicazioni sono state recepite dal PNIEC³ e dalla Strategia nazionale sull'idrogeno⁴.

In questo contesto si è inserito l'azione europea conseguente al nuovo scenario internazionale generato dal conflitto in Ucraina (con potenziali ulteriori elementi di tensione con altri fornitori come il Qatar sugli stessi temi di approvvigionamento del gas), che segna una necessaria, imprescindibile e decisa accelerazione al percorso di affrancamento dai combustibili fossili. In questo contesto, la Comunicazione COM(2022) 108 del 87 marzo 2022 REPowerEU22, Piano per risparmiare, produrre e diversificare le fonti di approvvigionamento energetico, con riferimento all'idrogeno, mira a promuovere un mercato europeo dell'idrogeno, intervenendo con misure finanziarie e provvedimenti legislativi volti a costruire la nuova infrastruttura e il nuovo sistema energetico, favorendo la diffusione nei settori industriali di soluzioni innovative basate sull'idrogeno.

¹ Consultabile al seguente link: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en

² Consultabile al seguente link: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2021-0241_IT.html

³ Consultabile al seguente link: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/WEB_ENERGIACLIMA2030.pdf

⁴ Consultabile al seguente link
https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf

2.1 Contesto europeo: la Strategia Europea sull'idrogeno

Nella Comunicazione 301 dell'8.7.2020 la Commissione Europea ha delineato la strategia per l'idrogeno per un'Europa "climaticamente neutra".

Essa prevede una forte crescita dell'idrogeno verde, con un incremento del suo peso nel mix energetico fino al 13-14% entro il 2050 e un obiettivo di nuova capacità installata di elettrolizzatori per idrogeno verde pari a circa 40 GW a livello europeo.

La priorità dell'UE è sviluppare l'idrogeno rinnovabile, usando principalmente energia eolica e solare, anche se nel breve e medio periodo si prevede di impiegare anche altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio.

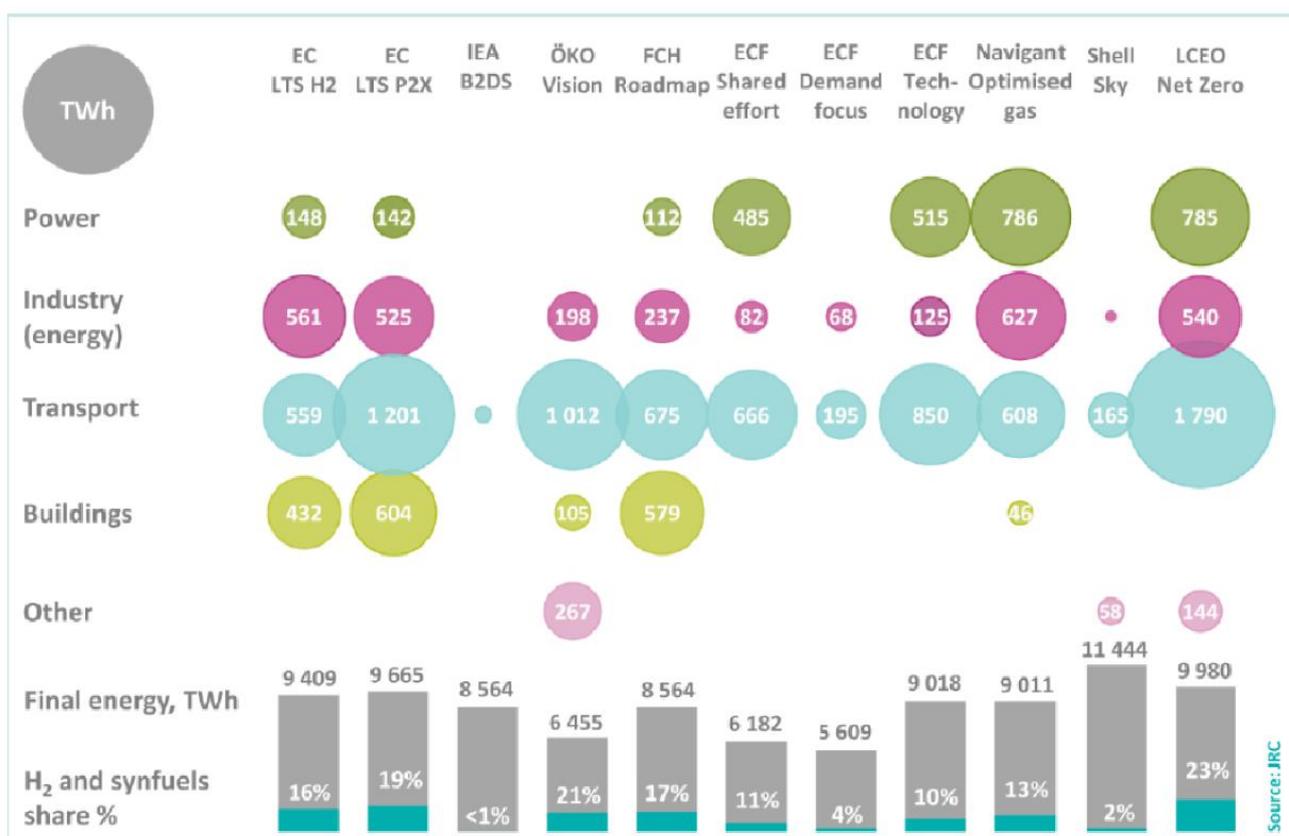


Fig. 2.1 - Consumo di idrogeno e quota di energia finale negli scenari di decarbonizzazione UE nel 2050. Fonte Moya "The Age of European Champions - A New Chance for EU Industrial Policy", 2006

A questo scopo la strategia volta a potenziare la capacità produttiva e distributiva dell'idrogeno rinnovabili si sviluppa in tre fasi.

Nella prima fase, dal 2020 al 2024, l'obiettivo strategico è installare nell'UE almeno 6 GW di elettrolizzatori per l'idrogeno rinnovabile e produrre fino a 1 milione di tonnellate di idrogeno verde. Si mira così a decarbonizzare la produzione di idrogeno esistente e a promuovere il ricorso all'idrogeno in nuove applicazioni d'uso finale, tra cui altri processi industriali (in primis nei settori c.d. "Hard to abate") e se possibile i trasporti, a partire da quelli pesanti. In questa fase occorrerà potenziare la fabbricazione di

elettrolizzatori, anche di grandi dimensioni (fino a 100 MW). Gli elettrolizzatori potrebbero essere installati accanto ai centri di domanda esistenti, quali grandi raffinerie o impianti siderurgici e chimici, e idealmente andranno allacciati a fonti locali di energia elettrica rinnovabile. La diffusione degli autobus e, più avanti, degli autocarri a celle a idrogeno richiederà inoltre apposite stazioni di rifornimento: nella Comunicazione si indica che saranno quindi necessari elettrolizzatori anche per approvvigionare a livello locale un numero sempre maggiore di tali stazioni.

Nella seconda fase, tra il 2025 e il 2030, l'idrogeno dovrà diventare una parte imprescindibile del sistema energetico europeo. L'obiettivo strategico è installare almeno 40 GW di elettrolizzatori per produrre fino a 33 TWh di idrogeno rinnovabile assicurando il rispetto di determinate condizioni, tra cui l'addizionalità dell'energia elettrica rinnovabile rispetto a quella necessaria per rendere sostenibile il mix elettrico europeo (l'energia verde per produrre l'idrogeno non verrà quindi contabilizzata per il raggiungimento dei target di FER in rapporto al consumo energetico primario).

Nella terza fase, tra il 2030 e il 2050, le tecnologie basate sull'idrogeno rinnovabile dovranno essere caratterizzate da una fase di maturità e una diffusione tale da raggiungere tutti i settori difficili da carbonizzare.

A seguito dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, la Commissione Europea ha pubblicato l'8 Marzo 2022 la Comunicazione 108 "REPowerEU: azione europea comune per un'energia più sicura, più sostenibile e a prezzi più accessibili"²⁶. In essa si prevede che, aggiungendo 15 milioni di tonnellate (mt) di idrogeno rinnovabile ai 5,6 mt già previsti dal pacchetto "Pronti per il 55 %", entro il 2030 sarà possibile sostituire annualmente 25-50 miliardi di m³ di gas russo importato: si tratterebbe di andare oltre gli obiettivi della strategia dell'UE per l'idrogeno e massimizzare la produzione interna, importando 10 mt di idrogeno in più da diverse fonti e aumentando la produzione in Europa di 5 mt. Anche altre forme di idrogeno ottenuto senza combustibili fossili, in particolare usando il nucleare, troveranno posto nella sostituzione del gas naturale secondo la medesima comunicazione.

2.2 Contesto italiano: la Strategia nazionale sull'idrogeno

Accanto alla pianificazione a livello europeo, quasi tutti gli Stati membri hanno previsto o stanno predisponendo strategie per l'idrogeno nei loro piani nazionali in materia di energia e clima e tra questi vi è l'Italia.

Ad oggi il consumo di idrogeno in Italia, prevalentemente di tipo grigio, è quasi interamente limitato agli usi industriali nella raffinazione e nella chimica (ammoniaca). L'attuale consumo finale di idrogeno in Italia è pari a circa 16 TWh, pari all'1% dei consumi finali di energia a livello nazionale (1.436 TWh) e corrispondente a circa 480,000 t/anno, di cui circa 8,500 t/anno risultano commercializzate in bombole o veicolate in apposite tubature.

Il passo razionale verso un'economia sostenibile dell'idrogeno sarebbe quello di sostituire con idrogeno verde tutto l'idrogeno grigio attualmente prodotto negli impianti petrolchimici italiani, per poi estendere l'utilizzo del vettore verso gli altri settori di consumo.

Un primo documento strategico nazionale che contiene indicazioni circa l'utilizzo dell'idrogeno a livello nazionale è il PNIEC, Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030, pubblicato in via definitiva nel gennaio 2020.

Per raggiungere gli obiettivi di transizione energetica, il PNIEC prevede espressamente la promozione – a partire da attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione – della produzione e dell'utilizzo dell'idrogeno prodotto da elettricità rinnovabile. Accanto al pompaggio e all'accumulo elettrochimico, il PNIEC intende promuovere lo sviluppo di altre tecnologie che consentano l'accumulo di energia e/o l'integrazione con altri vettori nel lungo termine, tra cui le tecnologie Power to gas (P2G).

Nel novembre del 2020 il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) ha pubblicato le prime "Linee Guida per la Strategia nazionale sull'idrogeno" e ha anche attivato uno specifico tavolo sull'idrogeno che raggruppa oltre 70 stakeholders nazionali interessati allo sviluppo e alle applicazioni di tale vettore, nei settori della produzione, dell'accumulo e del Power to gas, oltre che negli usi finali nell'industria e nei trasporti.

Le Linee guida preliminari contengono utili indicazioni per comprendere la strategia italiana sull'idrogeno che si compone di due fasi, con orizzonte temporale 2030 e 2050, la prima delle quali è focalizzata sui settori in cui è possibile produrre e utilizzare l'idrogeno localmente (chimica e raffinazione), focalizzandosi per quanto riguarda la mobilità sull'applicazione su treni (sostituzione treni alimentati a diesel nelle tratte non elettrificabili) e camion a lungo raggio. Oltre a questo, si propone la miscelazione dell'idrogeno nella rete gas.

Le aree prioritarie su cui si concentreranno gli investimenti:

- la logistica stradale a lungo raggio e le ferrovie;
- l'industria chimica e della raffinazione petrolifera, dove l'idrogeno entra già come materia prima;
- i settori industriali energivori ad alta emissione di CO₂ (hard to abate) con l'uso di idrogeno verde distribuito nella rete gas;
- la creazione di Hydrogen Valleys, ecosistemi che includono sia la produzione che il consumo di idrogeno e una possibile applicazione del vettore in altri settori, quali il trasporto pubblico locale (TPL) e il terziario.

Gli obiettivi al 2030 sono i seguenti:

- penetrazione di circa il 2% dell'idrogeno nella domanda finale (dall'attuale 1% circa).
- fino a 8 Mton di CO₂ eq. in meno di emissioni.
- circa 5 GW di capacità di elettrolisi per la produzione di idrogeno.
- fino a 10 miliardi di investimenti per H₂, di cui circa metà da risorse e fondi ad hoc, a cui si devono aggiungere gli investimenti da FER per la produzione di idrogeno verde. Per produrre 0,7 Mton di idrogeno verde l'anno, sarà infatti necessaria una considerevole quantità di generazione di energia elettrica rinnovabile, sia solare sia eolica, in aggiunta alla quantità di rinnovabili necessaria a soddisfare gli obiettivi fissati dal PNIEC per la decarbonizzazione del settore elettrico.

Infine, sono previsti alcuni progetti pilota su piccola scala anche in altri comparti, ad esempio nel trasporto pubblico locale, nella metanazione biologica e nei siti di siderurgia secondaria. In aggiunta ai suddetti settori, esiste una serie di opportunità aggiuntive che possono accrescere la domanda entro il 2030. Tra queste si fa riferimento al caso dell'utilizzo dell'idrogeno miscelato in alcuni poli industriali e nell'industria siderurgica primaria, per cui "l'idrogeno rappresenta la sola alternativa a zero emissioni di carbonio nella produzione di preridotto, che può essere progressivamente usata per evitare la produzione ad alte emissioni della ghisa in altoforno."

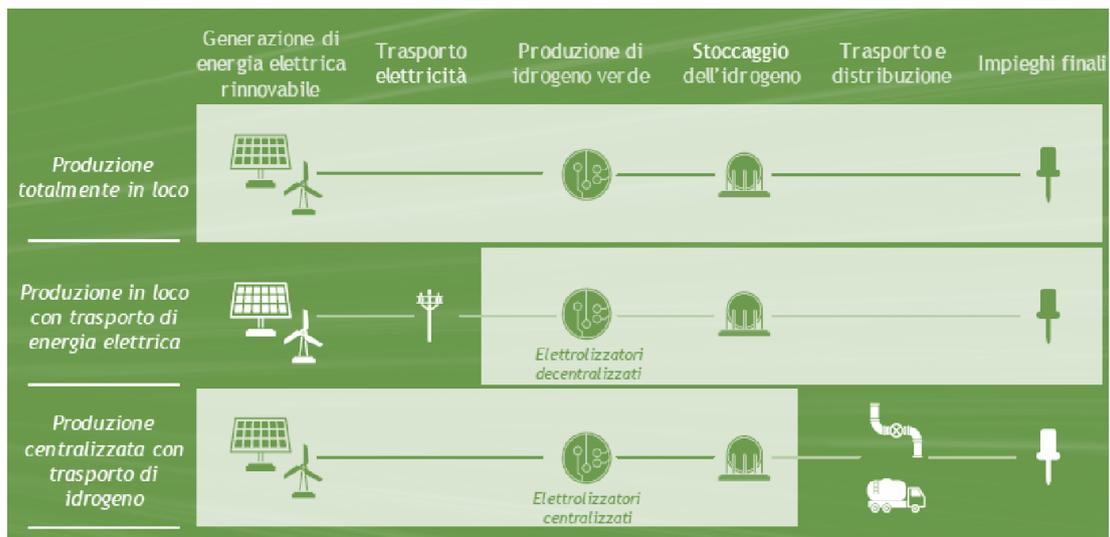


Fig. 2.2 - Tre modelli per la produzione, trasporto e stoccaggio di H2 verde. Fonte Ministero dello Sviluppo Economico. “Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari”.

2.3 Presenza di un solido sistema universitario e di ricerca

In Regione Puglia è presente un solido sistema universitario e di ricerca, costituito da 5 Atenei (4 Università Pubbliche e 1 Università Privata): Università degli Studi di Bari, Università del Salento, Università di Foggia, Politecnico di Bari, LUM – Libera Università Jean Monnet.

Attualmente vi sono diversi progetti di ricerca portati avanti dalle università regionali, in prevalenza in collegamento con attori industriali locali, che hanno come focus i seguenti temi:

- la produzione di idrogeno mediante fotocatalisi,
- l’impiego dell’idrogeno quale combustibile per i treni,
- la chiusura del ciclo dei rifiuti con la produzione di bio-idrogeno e biometano da impianto di digestione anaerobica,
- produzione di idrogeno da fonti rinnovabili tramite micro-elettrolizzatori.

Tale sistema sta concentrando le proprie attività anche nell’ambito delle tematiche afferenti la transizione energetica come testimoniato dalla recente candidatura del Politecnico di Bari all’Avviso pubblico per la creazione di “Partenariati estesi alle università, ai centri di ricerca, alle aziende per il finanziamento di progetti di ricerca di base” a valere sull’area tematica “Scenari Energetici del Futuro - Sottotematica 2.a. Energie verdi del futuro con il progetto “NEST - Network 4 Energy Sustainable Transition”. Il partenariato esteso, organizzato con una struttura di governance di tipo Hub&Spoke, in cui il Politecnico di Bari riveste il ruolo di Soggetto proponente, vede il coinvolgimento di 25 Soggetti (tra Atenei, centri di ricerca, enti pubblici non vigilati e Soggetti Privati), per un valore della proposta di 160 milioni di euro. Tra le tematiche del progetto vi è in particolare quella relativa al *CLEAN HYDROGEN AND FINAL USES*.

2.4 Esistenza di un contesto normativo favorevole

La Regione Puglia, da sempre all'avanguardia nel campo delle fonti energetiche alternative, favorendo e sostenendo una economia basata sull'idrogeno prodotto mediante l'utilizzo di energia da fonte rinnovabile (idrogeno verde se prodotto in modo conforme alle regole della tassonomia europea), ha provveduto (tra le prime, se non la prima in Italia) a legiferare in materia con la Legge n. 34 del 25/7/2019.

Obiettivo fondamentale di tale Legge Regionale è quello di promuovere la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile per contribuire alla riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, migliorare la qualità della vita, riducendo le emissioni nocive in atmosfera per accelerare il passaggio ad una clean economy, favorire un'economia basata sulla strutturazione di cicli produttivi chiusi (nell'ottica dell'economia circolare), efficiente, resiliente e sostenibile, riconoscendo l'idrogeno come combustibile alternativo alle fonti fossili quando ottenuto con energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile.

2.5 Esistenza di una importante domanda potenziale di idrogeno verde.

L'agglomerato siderurgico di Taranto rappresenta uno stabilimento di interesse strategico nazionale la cui riconversione green risulta priorità strategica di rilevanza per tutto il territorio italiano ed un'opportunità senza eguali di approccio sperimentale all'utilizzo di tecnologie legate all'idrogeno.

Oltre l'industria siderurgica, un altro settore regionale di assoluto interesse è costituito dall'industria chimica con oltre 40 aziende in parte concentrate nell'area di Brindisi. Nel 2018, i due settori industriali, con oltre 3.199 GWh, hanno rappresentato circa il 20% degli interi consumi elettrici regionali, equivalenti a quelli di tutte le famiglie pugliesi.

In Puglia sono inoltre presenti ulteriori settori produttivi che già utilizzano idrogeno nei propri processi produttivi o potrebbero utilizzarlo: si tratta, ad esempio, dell'industria farmaceutica, con oltre 2500 occupati e due grandi operatori internazionali (Merk Serono e Sanofi), dell'industria del trattamento del metallo, dei laboratori delle università e dei centri di ricerca locali, dell'industria della trasformazione del cibo, dell'aerospazio, della produzione di vetro e di fertilizzanti.

La domanda potenziale di idrogeno è anche collegata al tema dei trasporti e, in particolare, all'esistenza di importanti porti commerciali e di due autorità portuali, all'esistenza di tratte ferroviarie non elettrificate, alla presenza di una rete stradale e aeroportuale caratterizzata da importanti flussi turistici.

Collegato al tema dei trasporti è quello della logistica, essendo la Puglia direttamente collegata tramite il gasdotto TAP con i Balcani e in una posizione strategica al centro del Mediterraneo in grado di intercettare potenziali flussi di idrogeno dall'Africa.

Tale configurazione è necessaria al fine di:

- abbattere i costi di trasporto e stoccaggio dell'idrogeno;
- determinare una gestione combinata e sinergica delle varie applicazioni dell'idrogeno;
- creare dei modelli di collaborazione a livello locale;
- realizzare una filiera industriale completa che si apra ad ogni possibile applicazione in altri settori.

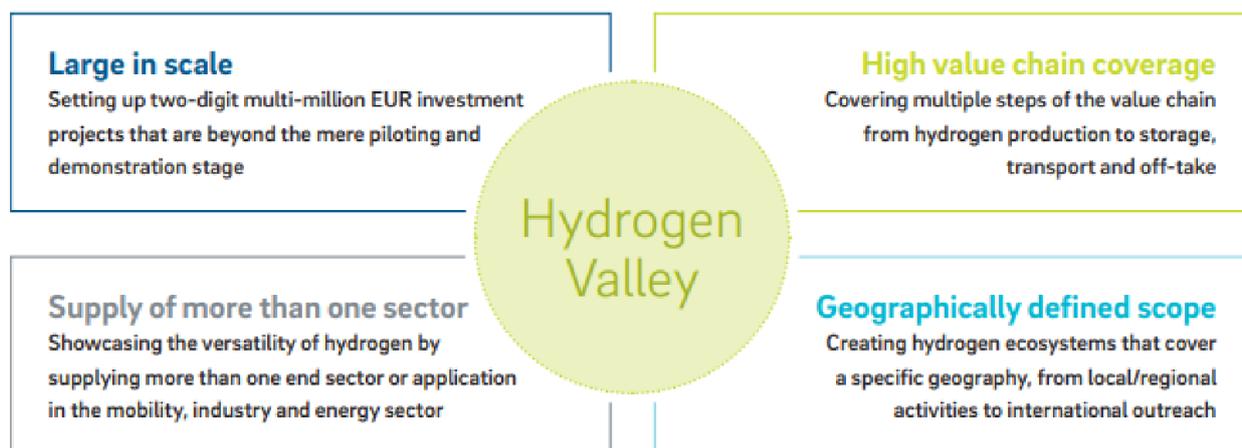


Fig. 2.3 Le caratteristiche di una Valle dell'Idrogeno. Fonte: FCG2, 2021

Gli investimenti relativi all'Hydrogen Valley pugliese devono creare sinergie tra gli investimenti privati in corso di realizzazione e le misure a sostegno dello sviluppo del settore previste dalle Linee guida per la Strategia nazionale sull'idrogeno e dal PNRR, in una coerente visione di medio-lungo termine, per dare un importante segnale di rilancio economico, soprattutto dell'area tarantina, in connessione con altre iniziative pubbliche di riconversione industriale oggi in fase di sviluppo.

Per poter costruire le fondamenta dell'Hydrogen Valley pugliese è importante definire le progettualità più in linea con le caratteristiche e le necessità del territorio e che possano rappresentare gli assi fondamentali per lo sviluppo dell'iniziativa.

È necessario pertanto:

- conoscere la filiera dell'idrogeno: mappare e analizzare la filiera estesa dell'idrogeno, dalla produzione agli utilizzi finali, per individuare tutte le soluzioni tecnologiche implementabili, valutando il potenziale strategico del vettore idrogeno;
- conoscere il territorio: analizzare le caratteristiche distintive del territorio in riferimento alla filiera dell'idrogeno, intese come aspetti geografici, logistici, manifatturieri, etc.;
- valutare le progettualità a maggior potenziale per il territorio. La scelta delle configurazioni da sviluppare deve essere basata su considerazioni di efficienza economica correlate alla necessità di promuovere un utilizzo efficiente della generazione elettrica (fonte dedicata o overgeneration) e delle infrastrutture (rete elettrica e gas), i benefici derivanti da economie di scala ed i risparmi nei costi di trasporto.

In coerenza con gli obiettivi e i correlati target individuati nella Strategia Nazionale per l'Idrogeno è possibile quantificare il potenziale di diffusione dell'idrogeno nel sistema energetico per la definizione del quale sono state adottate le seguenti ipotesi di base:

- 2% di miscelazione dell'idrogeno nella rete di trasporto del gas⁵;

⁵ Fonte: Strategia Nazionale Idrogeno - Linee Guida Preliminari, Ministero dello Sviluppo Economico, novembre 2020. Per la stima, si è mantenuto un volume trasportato di gas in Puglia analogo a quello del 2019, pari a circa 4,5 miliardi di metri cubi (Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico - D.G.I.S.S.E.G.).

- 2% di copertura della domanda energetica finale⁶;
- conversione di 35 veicoli TPL e treni⁷;
- parziale sostituzione del gas naturale in acciaieria⁸;
- un'ipotesi di realizzazione in Puglia di una quota pari al 10% della nuova capacità addizionale di elettrolizzatori che si prevede di realizzare in Italia (5 GW)⁹.

2.6 Produzione, stoccaggio, trasporto e distribuzione dell'idrogeno

Secondo quanto previsto all'art.3 del D.M. dell'ex Ministero della Transizione Ecologica (ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) del 21.09.2022, pubblicato in G.U. il 23 settembre successivo, con idrogeno verde si intende l'idrogeno che soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94 g CO₂e/MJ ovvero l'idrogeno che comporta meno di 3 tCO₂eq/tH₂.

Con idrogeno rinnovabile si intende l'idrogeno prodotto attraverso impianti di produzione di idrogeno verde che soddisfano i seguenti requisiti:

- siano collegati agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso una rete con obbligo di connessione di terzi. In tal caso, l'energia elettrica fornita agli elettrolizzatori deve essere munita di garanzie di origine rinnovabile ai sensi dell'art.46 del D.Lgs. .199 del 8 novembre 2021, ovvero:
- utilizzino energia elettrica prodotta da impianti a fonte rinnovabile direttamente connessi all'elettrolizzatore.

La strategia europea sull'idrogeno infatti identifica come rinnovabile anche l'idrogeno prodotto tramite elettrolizzatori connessi alla rete (cd. grid hydrogen) purché, oltre l'utilizzo di energia elettrica rinnovabile, risultino soddisfatte specifiche condizioni, inclusa quella di «addizionalità» dell'energia elettrica utilizzata.

La condizione di addizionalità ad oggi è definita con riferimento ai criteri di calcolo riguardo alle quote minime di energia rinnovabile nel settore dei trasporti nella Dir. 2018/2001 e prevede che la maggior domanda di energia elettrica debba essere integralmente soddisfatta tramite un contestuale incremento della produzione rinnovabile immessa in rete.

La produzione di idrogeno verde comporta, pertanto, nuovi ed ingenti fabbisogni di:

1. energia elettrica: la regione Puglia è leader in Italia per produzione da energia da FER, in particolare fotovoltaica ed eolica nonché prima regione per esportazioni di energia elettrica in Italia, garantendo il più

⁶ Fonte: Strategia Nazionale Idrogeno - Linee Guida Preliminari, Ministero dello Sviluppo Economico, novembre 2020. Per la stima, si è mantenuto un consumo finale di energia in Puglia analogo a quello del 2019, pari a circa 6,2 milioni di tep (Fonte: ENEA).

⁷ SNAM, 2022

⁸ Per la stima si è considerata la sostituzione di una quota pari al 10-15% del consumo di gas naturale nel polo siderurgico di Taranto, quest'ultimo stimato pari nel 2019 a circa 230 mila tep.

⁹ Fonte: Strategia Nazionale Idrogeno - Linee Guida Preliminari, Ministero dello Sviluppo Economico, novembre 2020. Si è assunta, come ipotesi, una quota del 10% della nuova capacità di elettrolizzatori da realizzare in Italia riferita alla Puglia.

alto livello di irraggiamento per i sistemi solari in Italia, unita ad un'altissima producibilità della tecnologia eolica;

2. acqua: la Puglia importa quasi tutta l'acqua potabile che consuma e dispone del più grande acquedotto presente in Europa, gestito da Acquedotto Pugliese (AQP), società pubblica controllata da Regione Puglia. AQP ha intrapreso nel corso degli ultimi anni azioni volte al riutilizzo della risorsa acqua, con un approccio rivolto alla sostenibilità. La Società è uno dei partner del progetto "Green Hydrogen Valley pugliese", per la realizzazione di elettrolizzatori alimentati con acque di risulta del sistema di depuratori purificate tramite un sistema di osmosi.

Il posizionamento competitivo della regione in questi aspetti, diventa, leva strategica per la produzione di idrogeno verde a costi più competitivi rispetto ad altre aree del Paese.

Lo sviluppo di nuove infrastrutture di per produzione, stoccaggio e trasporto del vettore, non potranno prescindere dalla necessità di gestione della produzione non programmabile di alcune fonti di energia elettrica rinnovabili (in primis fotovoltaico ed eolico, ma anche idroelettrico ad acqua fluente).

La Regione Puglia, con la strategia in essere, ha avviato una serie di iniziative orientate ad una larga diffusione ed impiego delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita. Quest'ultima prevede un contributo sinergico e coordinato di impianti di dimensioni relativamente piccole, principalmente in autoconsumo e pertanto localizzati presso i centri di consumo e connessi alle reti di distribuzione e di subtrasmissione con i grandi impianti di tipo "utility scale", ubicati in siti di grande estensione e possibilmente nei pressi della rete di trasmissione nazionale in alta tensione. Quest'ultima tipologia di impianti trova la più recente e virtuosa declinazione nell'agrovoltaico, ovvero produzione combinata di energia e prodotti agricoli.

La stessa Regione Puglia intende coordinare questi numerosi impianti tramite le cosiddette "Smart Grid", che rappresentano il vero driver abilitante per un significativo incremento della produzione rinnovabile non programmabile e distribuita e la corretta ed affidabile gestione delle reti di trasmissione e distribuzione, con l'obiettivo generale di evolvere il sistema elettrico tradizionale, fatto di flussi di energia tipicamente unidirezionali e grandi centrali di produzione centralizzata fossile (o al più idroelettrico) verso un sistema decentralizzato e decarbonizzato, flessibile, resiliente ed intelligente, capace di gestire flussi bidirezionali di energia. Nelle smart grid è fondamentale il contributo degli accumuli, sia per quanto riguarda i brevi periodi (secondi, minuti, ore), dove al momento la tecnologia più promettente sono le batterie agli ioni di litio, che per quanto riguarda gli accumuli giornalieri, settimanali o stagionali, dove ci sono diverse tecnologie consolidate o emergenti, tra le quali un ruolo di spicco pare sia destinato all'idrogeno.

La produzione di idrogeno da FER deve prevedere:

1. l'installazione di impianti addizionali per la produzione di energia elettrica rinnovabile, anche proiettati nella traiettoria della generazione distribuita, e asserviti in via principale o esclusiva alla produzione di idrogeno. Per raggiungere i target di cui al paragrafo 4.1, è possibile stimare un consumo di circa 2.200 GWh/anno, pari ad una potenza aggiuntiva da installare in impianti eolici di circa 1,1 GW o in impianti fotovoltaici di circa 1,6 GW. A titolo di confronto, si ricorda che nel 2020 in Puglia erano installati circa 2,6 GW di impianti eolici e 2,9 GW di impianti fotovoltaici, per una produzione complessiva pari a 8.600 GWh/anno;

2. il minimo utilizzo acqua potabile attraverso:

a. la riduzione dei fanghi di depurazione e il loro utilizzo come risorsa, anche per la produzione di idrogeno: nel corso del 2020 sono state acquistate da AQP 60 stazioni di disidratazione che permetteranno nel lungo periodo una riduzione del 30% dei volumi dei fanghi, risultato possibile anche grazie all'utilizzo di tecnologie di essiccamento altamente sostenibili quali le 14 serre solari in via di implementazione.

- b. il riuso delle acque a valle dei depuratori;
- c. la realizzazione di impianti per la dissalazione di acqua di mare, utilizzando fonti di energia rinnovabile che coprano, in una logica di “first food”, intesa come il complesso di esigenze di acqua per soddisfare le esigenze agronomiche e dell’industria alimentare, delle esigenze acquedottistiche di acqua potabile e, in via residuale qualora le misure di cui sopra non fossero sufficienti, le richieste di approvvigionamento idrico finalizzate al raggiungimento degli obiettivi di cui al target 2030 regionale.

2.7 Reti di trasporto dell’idrogeno

La Rete di trasporto dell’idrogeno si configura con:

- a. utilizzo di sistemi carrabili di stoccaggio di idrogeno in forma solida (container, moduli, serbatoi, taniche, etc.);
- b. blending su rete gas su una rete di gasdotti, tramite l’adattamento delle infrastrutture esistenti.
- c. idrogenodotti di nuova costruzione o realizzati attraverso l’adeguamento di metanodotti esistenti nel quadro di un progetto di livello nazionale ed europeo, in grado di mettere in connessione bacini di produzione di idrogeno e luoghi di consumo;
- d. liquefazione dell’idrogeno e il suo trasporto in trailer o navi per la grande distanza;
- e. vettori liquidi inorganici ed organici;
- f. realizzazione di una rete di trasporto di idrogeno per il trasporto ferroviario e su gomma, in stretto collegamento con le scelte di carattere nazionale ed europeo. Le stazioni di rifornimento, in una fase iniziale, potranno essere gestite dalle imprese di trasporto regionali o locali, in base ad un’analisi della domanda della flotta e dei diversi requisiti per i veicoli leggeri e pesanti. Il PNRR sosterrà la realizzazione di circa 40 stazioni di rifornimento per autocarri e auto funzionanti anche a pressioni di oltre 700 bar. La localizzazione degli investimenti terrà conto dell’ambito territoriale di riferimento dei servizi di trasporto pubblico locale e/o regionale anche con materiale rotabile alimentato ad idrogeno, nonché dello sviluppo delle Hydrogen Valleys e delle relative infrastrutture di trasporto, in coerenza con il Progetto Bandiera Hydrogen Valleys di cui la Puglia è sottoscrittrice. In questo contesto, al fine di aumentare la densità di distributori per una maggiore diffusione dei carburanti alternativi e delle diverse attività integrative presenti sugli impianti, saranno avviate delle interlocuzioni con i Comuni, per l’esercizio delle funzioni amministrative a loro demandate dall’art. 44 della legge L.R. 16 aprile 2015, finalizzati all’individuazione di idonee forme di incentivazione di tipo urbanistico aventi carattere regolamentare in caso di installazione di GNC, GNL, GPL e/o idrogeno.

Esistono già progetti di SNAM in Puglia sia per la conversione di parte della sua rete per l’utilizzo di idrogeno nonché per la realizzazione di idrogenodotti dedicati all’industria regionale, ai trasporti e alla siderurgia tarantina. È opportuno che tale progettualità sia sviluppata in stretto collegamento con le prospettive di sviluppo nella produzione e consumo locale di idrogeno di medio-lungo termine, per evitare “colli di bottiglia” e l’utilizzo di sistemi di trasporto su gomma potenzialmente a maggior impatto ambientale.

Per raggiungere l’obiettivo 2030 di miscelazione dell’idrogeno nella rete di trasporto del gas pugliese è possibile stimare di raggiungere 20-25 mila tonnellate di idrogeno l’anno, di cui 6 mila tonnellate miscelate nelle reti di trasporto e la restante parte nelle reti di trasmissione.

3 Introduzione alla tecnologia dell'idrogeno Verde

L'utilizzo dell'idrogeno cosiddetto "verde", ovvero ottenuto tramite conversione di energia proveniente da fonte rinnovabile ad emissioni zero emissioni è limitato dalle proprietà fisiche del gas (ed in particolare dalla bassissima densità volumica a pressione atmosferica) e dall'enorme quantità di energia rinnovabile che è necessaria per la conversione, liquefazione, trasporto. Le soluzioni facenti uso dell'idrogeno sono (in molti casi) in diretta concorrenza con opzioni elettriche già consolidate più agevoli, efficienti e a basso costo, come ad esempio le batterie elettrochimico agli ioni di litio per i sistemi di trasporto e le pompe di calore nel settore termico dei riscaldamenti.

"L'idrogeno verde avrà un ruolo cruciale nella transizione energetica, ma le applicazioni dovranno concentrarsi sul settore agricolo (fertilizzanti) e sull'industria pesante (acciaio, trasporti pesanti, spedizioni, miniere) fino a quando l'innovazione tecnologica degli elettrolizzatori non migliorerà e l'utilizzo di acqua dolce non sarà ridotto" ha detto Kofi Mbuk, analista senior e autore del rapporto "Clean Hydrogen's Place in the Energy Transition" .

E' opinione condivisa tra la maggior parte dei tecnici e degli scienziati che l'idrogeno verde, almeno per qualche decennio ed in un contesto di relativa scarsità, debba essere utilizzato per sostituire l'idrogeno grigio nei settori cosiddetti "hard to abate", pena un aumento delle emissioni (dovuto alla "distrazione" della produzione rinnovabile dalla decarbonizzazione del settore elettrico). Tutto questo si ritrova nel criterio di addizionalità della Tassonomia Europea.

L'Italia, con circa 0,6 Mton di consumo di idrogeno (praticamente tutto di tipo grigio), rappresenta il quinto paese europeo dove più del 70% della domanda proviene dal settore della raffinazione, circa il 14% dal settore dell'ammoniaca mentre la restante parte dagli altri settori dell'industria chimica.

La Puglia ha allestito nel tempo alcune condizioni favorevoli per ospitare una Hydrogen Valley: in tale contesto, la riconversione green dello stabilimento di Taranto, inserita nel PNRR, è classificata come priorità strategica per l'Italia ed un'opportunità per sperimentare l'utilizzo di tecnologie legate all'idrogeno.

Considerato infine il notevole potenziale di produzione energetica da fonte rinnovabile della Puglia (sia solare che eolico), e la conseguente probabilità che si possano verificare congestioni della rete elettrica zonale per over generation, è chiaro che la trasformazione di parte della produzione energetica in idrogeno assume anche una valenza strategica di stabilizzazione della rete di trasporto nazionale, non solo su base oraria o giornaliera, ma anche stagionale.

3.1 Le infrastrutture di rete: SNAM

La prospettiva di SNAM, al 2050, è di trasportare gas interamente decarbonizzato (non solo idrogeno ma anche biometano), contribuendo a rafforzare il ruolo dell'Italia come un hub europeo, nell'ottica di trasportare vettori energetici puliti provenienti anche dal nord Africa verso il Nord Europa. Il 50% dei circa 7,4 miliardi di euro del piano industriale della società 2020-2024 sono dedicati alla sostituzione e sviluppo degli asset secondo standard compatibili anche con l'idrogeno (dorsali di trasmissione gas hydrogen ready). Per trasportare l'idrogeno, sotto alcune condizioni, può essere impiegata l'infrastruttura esistente, oggi utilizzata per il gas naturale.

Esiste uno standard internazionale riconosciuto (ASME B31.12) che definisce i criteri per la compatibilità di tubazioni in acciaio nuove ed esistenti per il trasporto di idrogeno. RINA, società italiana leader nella certificazione a livello internazionale, è attualmente impegnata nella verifica della compatibilità delle linee gas esistenti per il trasporto dell'idrogeno. SNAM ha inoltre adottato una nuova normativa interna per l'approvvigionamento affinché tutti i materiali dei nuovi tratti di rete siano in grado, senza aggravii di costo, di trasportare non solo gas naturale e biometano ma anche, in prospettiva e in linea con l'evoluzione del quadro regolatorio, percentuali crescenti di idrogeno fino al 100%.

Oltre a preparare la propria infrastruttura al trasporto e allo stoccaggio dell'idrogeno, SNAM ha avviato delle partnership con vari operatori, nel rispetto della normativa unbundling, per mettere insieme le rispettive competenze e abilitare lo sviluppo della filiera a livello nazionale ed europeo. In primo luogo, la società sta lavorando con gli operatori ferroviari (FS Italiane e Ferrovie Nord), i fornitori di motrici (Alstom) e i fornitori di energia/utility (Eni, A2A ed Hera) per sviluppare infrastrutture di rifornimento per rendere possibile anche in Italia la mobilità ferroviaria a idrogeno.

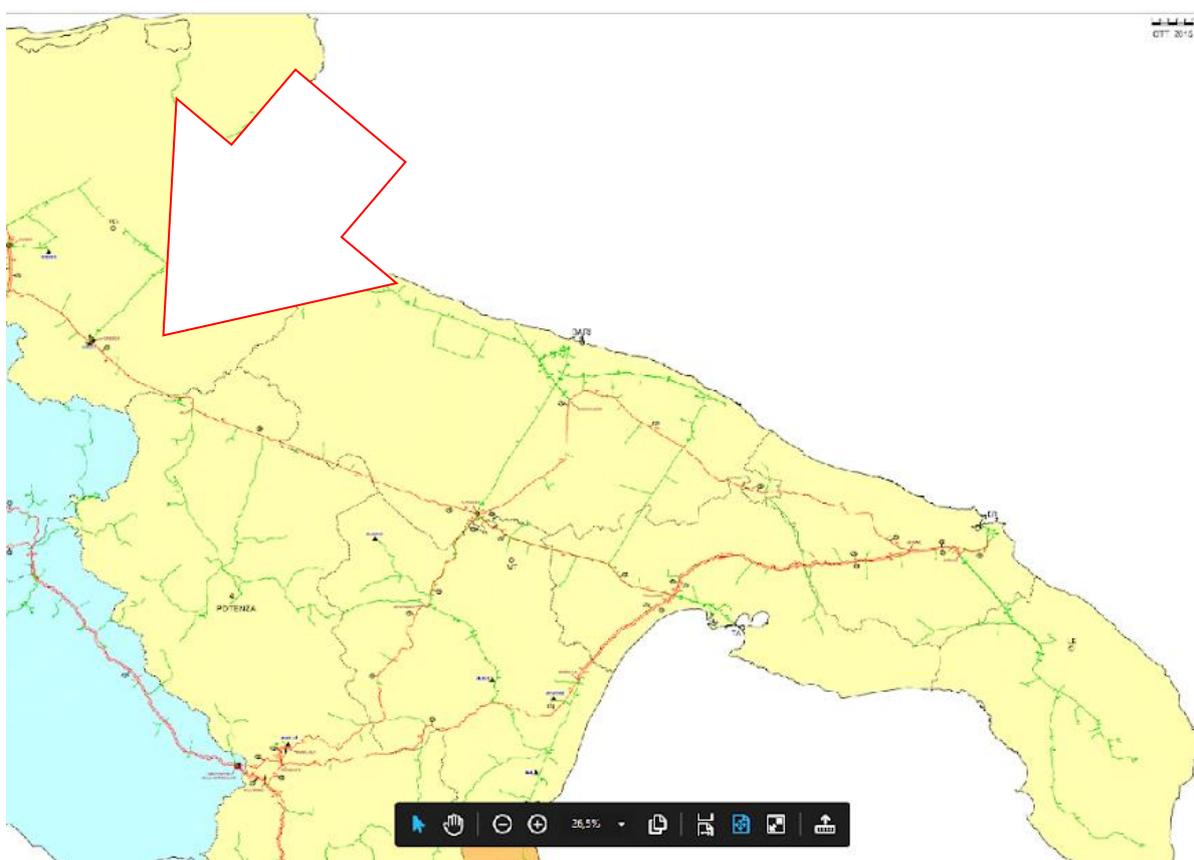


Fig. 3.1: rete di trasporto SNAM in Puglia e localizzazione del sito

La zona di Candela, confinante con Ascoli, risulta attraversata dalla rete di trasporto nazionale SNAM lungo il tratto denominato Massafra Biccari (appartenente alla cosiddetta Rete Adriatica che arriverà fino a Minerbio¹⁰), con diametro nominale 1200mm, oltre al tratto Candela Altamura (in parziale dismissione) con

¹⁰ https://www.SNAM.it/it/SNAM_per_abruzzo/rete_adriatica/sicurezza_tracciato/

DN 600/400. Il sito di Ascoli Satriano Capo d'acqua dista circa una decina di chilometri da queste infrastrutture appartenenti alla rete nazionale, il che può far ipotizzare una connessione diretta in rete nazionale SNAM ad una distanza tutto sommato modesta, specialmente nel caso che poi si sviluppi un più ampio numero di impianti di elettrolisi o di produzione di biometano nella zona di intervento. Ascoli Satriano ed i comuni limitrofi sono poi interessati da una fitta rete di metanodotti, in esercizio o pianificati, di diametro compreso tra 100 e 500mm, ai quali (previa verifica di idoneità e/o ammodernamento) potrebbe essere allacciato l'impianto di elettrolisi.

Denominazione Gasdotto	Comuni interessati	Lunghezza [Km]	Diametro [mm]	Categoria (Specie)	Anno di entrata in esercizio
ALL. 10811	Ascoli Satriano	0,117	100	1a	2002
ALL. 11184	Deliceto	0,52	400	1a	2005
COL. Pot.Borg.-Barletta/3- All.Com.Cerignola	Cerignola	0,01	150	1a	2000
ALL. 12695	Cerignola	0,62	100	1a	2009
ALL. 13931	Candela	0,178	100	1a	2009
ALL. 14414	Candela	2,482	80 - 100 - 200	1a	2020
ALL. 14415	Ascoli Satriano, Candela	2,773	80 - 100 - 200	1a	2011
ALL. 14418	Candela	0,055	150 - 200	1a	2012
ALL. 14428	Deliceto	5,881	100 - 150	1a	2012
ALL. 4104356	Cerignola	7,468	150	1a	1985
ALL. 4180426	Ordona	0,115	80 - 100	1a	1992
ALL. 4180955	Candela	0,216	100	1a	1996
ALL. 4181139	Candela	0,56	100	1a	2001
COL. Imp. miscelaz. al nodo smist. Candela	Deliceto	0,14	300 - 500	1a	2000
POT. CANDELA- MANFREDONIA:TR.CANDELA- BORGO M.	Ascoli Satriano, Carapelle, Deliceto, Foggia, Manfredonia, Ordona	34,158	500	1a	1996
POT. MET. BORGOMEZANONE- BARLETTA	Barletta, Cerignola, Foggia, Manfredonia, Trani, Trinitapoli	51,916	400	1a	2000
All. SOC. AGR. ARCA - Cerignola (FG) PdC	CERIGNOLA	0,223	100	1a	
All. SOC. AGR. ARCA - Cerignola (FG) PdR	CERIGNOLA	0,02	100	1a	

Tab. 3 2: rete regionale SNAM (Fonte MITE¹¹)

Risulta inoltre in previsione la realizzazione / riconversione della rete metano esistente per poter trasportare idrogeno puro o in miscela con il metano stesso (blending)¹², al fine di facilitare la diffusione dell'idrogeno ed il suo utilizzo, coerentemente con gli obiettivi Europei del programma REPowerEU.

Tuttavia, l'iniziativa forse più significativa che coinvolge direttamente SNAM è la partecipazione all'**European Hydrogen Backbone (EHB)**, che coinvolge 31 TSO (Transport System Operator) tra i quali l'italiana SNAM. Nel suo recente report 'Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030'¹³ ha analizzato in dettaglio

¹¹ <https://www.mite.gov.it/node/14772>

¹² <https://hydroneews.it/european-hydrogen-backbone-tutti-i-numeri-del-corridoio-a-per-importare-h2-attraverso-i-gasdotti-italiani/>

¹³ <https://ehb.eu/page/publications>

un'evoluzione della rete di trasporto con 5 “corridoi”. Uno di questi corridoi, quello denominato ‘**Corridor A**’, unisce il Nord Africa con l’Europa centro-meridionale, attraversando l’Italia per raggiungere gli agglomerati industriali della Germania del Sud e dei Paesi circostanti.

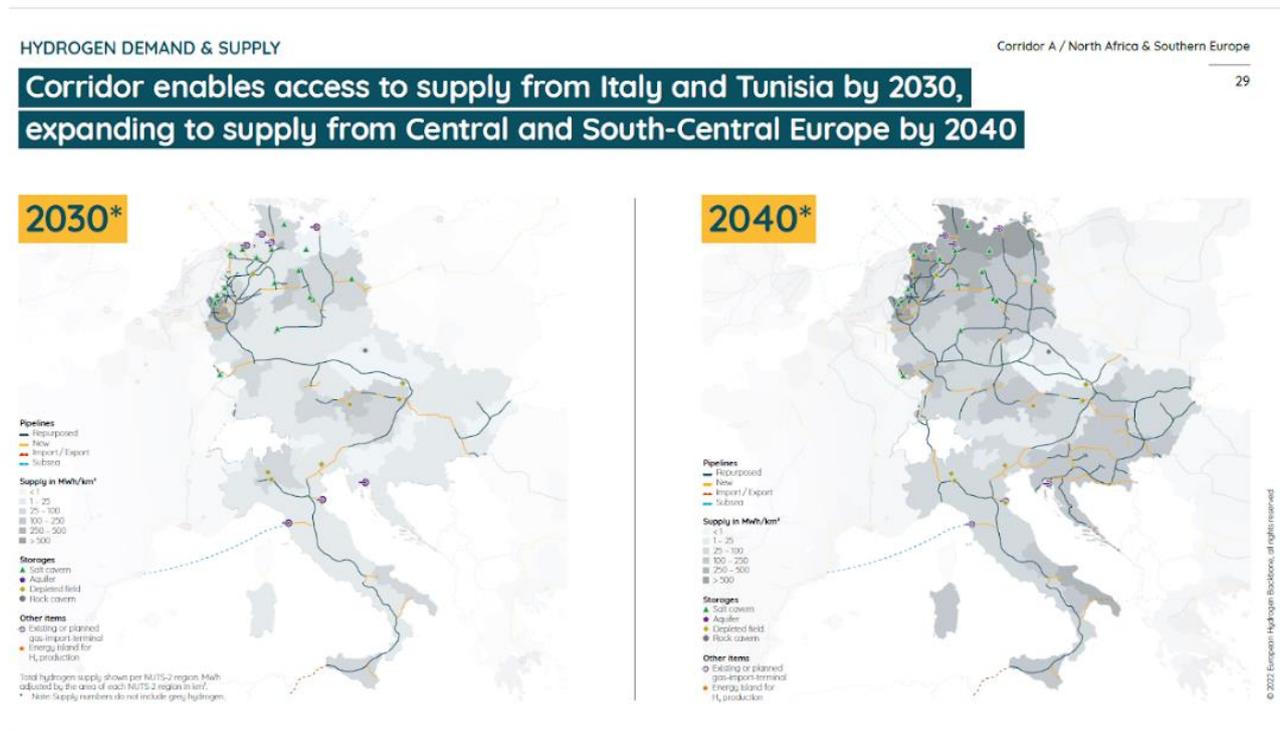


Fig. 3.2: rete idrogeno: corridoio A (fonte EHB)

Andando ad analizzare il piano decennale di SNAM rete gas¹⁴, si evince (come peraltro sarebbe logico, partecipando ai lavori di EHB) che nei suoi piani di sviluppo vi è coerenza con la rete del Corridoio A, ed una parte di estensione di rete pianificata (in verde scuro) è diretta proprio nei pressi della zona di Cerignola / Ascoli Satriano.

¹⁴ https://www.SNAM.it/it/trasporto/piani_decennali/



Fig. 3.3: Piano decennale rete SNAM “transizione energetica – idrogeno” e localizzazione del sito di “Capo D’Acqua”

E’ infine da rimarcare che proprio a Cerignola, ad una decina di chilometri circa dal sito di intervento di Masseria Capo d’Acqua, le Società EDISON (proprietaria della centrale Turbogas di Candela), Alboran (Gruppo ENIT), SAIPEM ed almeno nella fase iniziale SNAM (anche se non ha ancora aderito formalmente al progetto), stanno promuovendo la realizzazione di una **hydrogen valley**, che a questo punto sarebbe ubicata a distanza limitata dal progetto promosso da EDIS ed in posizione coerente con gli sviluppi di rete idrogeno / metano previsti dalla stessa SNAM e da EHB, come si può evincere dalle figure precedenti.

L’hydrogen Valley di Cerignola fa parte di un gruppo di 3 Hydrogen Valley in Puglia (una a Brindisi, l’altra a Taranto e la terza appunto a Cerignola), le quali, utilizzando energia da fonte solare fotovoltaica per circa

400MW, alimenteranno altrettante batterie di elettrolizzatori per una potenza complessiva prevista pari a circa 220MW.

Si evince quindi come il progetto di Ascoli Satriano Masseria Capo d'Acqua sia ben inserito in un contesto in pieno sviluppo (con particolare riferimento agli aspetti geopolitici dell'energia, alla localizzazione geografica e temporale) assieme ad un significativo insieme di altri progetti (non solo Pugliesi, ma Italiani ed Europei), con i quali può operare in piena sinergia, e con la possibilità nel prossimo futuro di immettere idrogeno verde nel c.d. Corridoio A.

SNAM sta inoltre lavorando con soggetti che utilizzano la propria infrastruttura a monte e a valle per progetti e sperimentazioni finalizzati all'utilizzo dell'idrogeno per decarbonizzare alcuni processi industriali o la generazione elettrica (Tenaris ed Edison), insieme a RINA e al Gruppo GIVA, ha avviato la prima sperimentazione di utilizzo di un mix di idrogeno (al 30%) e gas naturale per la forgiatura dell'acciaio a livello globale e si sta posizionando sulle nuove tecnologie che potranno abilitare lo sviluppo dell'idrogeno (ITM Power, De Nora), in particolare gli elettrolizzatori.

3.1.1 Sperimentazioni

Ad aprile 2019, per prima in Europa, SNAM ha sperimentato l'immissione di un mix di idrogeno al 5% in volume e gas naturale nella propria rete di trasmissione. La sperimentazione, che ha avuto luogo con successo a Contursi Terme, in provincia di Salerno, ha comportato la fornitura, per circa un mese, di H2NG (miscela idrogeno-gas) a due imprese industriali della zona, un pastificio e un'azienda di imbottigliamento di acque minerali. L'iniziativa ha avuto risalto a livello internazionale, con articoli e reportage dedicati da Bloomberg, Financial Times e New York Times. La sperimentazione di Contursi è stata replicata a dicembre 2019, raddoppiando la percentuale di idrogeno in volume al 10%.

Applicando la percentuale del 10% di idrogeno al totale del gas trasportato annualmente da SNAM, se ne potrebbero immettere ogni anno in rete 7 miliardi di metri cubi, un quantitativo equivalente ai consumi annui di 3 milioni di famiglie e che consentirebbe di ridurre le emissioni di anidride carbonica di 5 milioni di tonnellate.

Nel 2020, inoltre, SNAM ha testato la prima turbina "ibrida" a idrogeno al mondo progettata per un'infrastruttura di trasporto del gas naturale. La turbina, prodotta da Baker Hughes in Italia e alimentata fino al 10% a idrogeno, sarà installata entro il 2021 nell'impianto di spinta di SNAM a Istrana, in provincia di Treviso.

L'azienda è oggi impegnata nella verifica della piena compatibilità delle sue infrastrutture con crescenti quantitativi di idrogeno miscelato con gas naturale, nonché nel supporto allo sviluppo della filiera italiana, per favorire l'utilizzo di idrogeno in molteplici settori, dall'industria ai trasporti. Attualmente, secondo alcune dichiarazioni della stessa SNAM, circa il 70% dei tubi dei metanodotti di SNAM risultano compatibili con blend metano - idrogeno.

4 Riferimenti Normativi produzione Idrogeno

Il presente documento fa riferimento alle seguenti principali normative in materia ambientale:

Decreto Ministeriale del 16 febbraio 1982 concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi

Decreto Ministeriale del 24 novembre 1984 concernente le norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8

Decreto Ministeriale del 31 agosto 2006, concernente l'approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione.

DIRETTIVA 2014/94/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi

UNI ISO/TR 15916:2018 Sicurezza dei sistemi a idrogeno – Rapporto che fornisce le linee guida per l'uso dell'idrogeno nelle forme gassose e liquide, nonché la sua conservazione in una di queste o altre forme (idruri). Identifica i principali problemi di sicurezza, pericoli e rischi e descrive le proprietà dell'idrogeno rilevanti per la sicurezza.

LEGGE REGIONE PUGLIA N. 34 DEL 24.7.2019 - Norme in materia di promozione dell'utilizzo di idrogeno e disposizioni concernenti il rinnovo degli impianti esistenti di produzione di energia elettrica da fonte eolica e per conversione fotovoltaica della fonte solare e disposizioni urgenti in materia di edilizia.

DGR n. 547 del 06/04/2021 che ha costituito un gruppo di lavoro interdipartimentale sull'idrogeno, con l'obiettivo di realizzare un Piano Regionale sull'idrogeno e l'Osservatorio sull'Idrogeno

DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 31 gennaio 2022, n. 55 "Avviso pubblico relativo all'invito alle regioni/province autonome volte alla realizzazione di siti di produzione di idrogeno da finanziare nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), Missione 2 «Rivoluzione verde e transizione ecologica», Componente 2 «Energia rinnovabile, idrogeno rete e mobilità sostenibile». Linee di indirizzo per la partecipazione della Regione Puglia

4.1 Riferimenti normativi Regione Puglia ed Italia

La Regione Puglia ha emanato la già richiamata legge regionale (**n. 34 del 23 luglio 2019**) "Regolamento sulla promozione dell'uso dell'idrogeno e disposizioni riguardanti il rinnovo degli impianti esistenti per la produzione di energia elettrica da fonti eoliche e per la conversione fotovoltaica della fonte solare e disposizioni urgenti nel campo dell'edilizia".

Con questa legge, la Regione riconosce l'idrogeno come sistema di accumulo, vettore energetico e combustibile alternativo alle fonti fossili e ne favorisce la produzione attraverso l'utilizzo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Attualmente la Regione Puglia è leader nazionale nella produzione di energia rinnovabile da fonti eoliche e solari ed è caratterizzata da problemi tipici di discontinuità e picchi di sovrapproduzione legati a fonti non

programmabili. Pertanto, l'interesse regionale per la questione del bilanciamento dell'elettricità è molto alto. La piattaforma energetica in esame è una soluzione innovativa per affrontare questo problema consentendo di accumulare il surplus di elettricità, che altrimenti andrebbe perso, sotto forma di idrogeno, per reintrodurre il surplus di elettricità con metodi e tempistiche appropriate nella stessa rete nazionale o utilizzarla in contesti in cui il trasporto di energia è difficile o direttamente sotto forma di idrogeno pulito per usi in che questo vettore energetico è ottimale.

I principali obiettivi da raggiungere ad Ascoli Satriano sono:

- Integrare efficacemente le fonti energetiche rinnovabili, salvaguardando l'affidabilità e la sicurezza delle reti di distribuzione;
- Preservare le caratteristiche di sfruttamento dei terreni in linea con le linee guida paesaggistiche della Regione Puglia alternando strutture fotovoltaiche a colture tipiche locali, creando una esemplare infrastruttura agro-fotovoltaica.
- Progettare e rendere disponibili strumenti avanzati per le smart grid (strumenti di simulazione, piattaforma ICT del sistema di gestione dell'energia);
- Dimostrare l'utilizzo di tecnologie innovative di produzione e stoccaggio dell'idrogeno combinate con lo stoccaggio dell'energia, da integrare in un ciclo chiuso combinato con elettrolizzatori d'acqua e sistemi di celle a combustibile con l'obiettivo di ottenere un'elevata efficienza ciclo di rigenerazione (superiore al 60%);
- Implementare un sistema alternativo di mobilità urbana elettrica e a idrogeno alimentato da energia verde sui percorsi stradali con maggiore traffico veicolare, che costeggiano le proprietà su cui ricade l'infrastruttura.
- Attivare un nuovo modello di sviluppo sostenibile del territorio che sfrutti la presenza della piattaforma per un coinvolgimento attivo delle amministrazioni locali e del mondo accademico.

L'utilizzo dell'energia immagazzinata avrà come destinazione d'uso:

- stazione di ricarica per auto elettriche;
- vendita e utilizzo di idrogeno tout-court;
- reimmersioni programmate di energia elettrica nella rete elettrica nazionale;
- sfruttamento in loco per attività in laboratori di ricerca da allestire negli edifici rurali appartenenti alla proprietà fondiaria in cui verrà costruita sulla piattaforma.

Vi sono poi ulteriori norme nazionali rilevanti per l'autorizzazione e l'esercizio degli elettrolizzatori: ecco una breve rassegna di quelle più significative.

ART. 38 D.Lgs. 199/2021 (Semplificazioni per la costruzione ed esercizio di elettrolizzatori)

1. La realizzazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno è autorizzata secondo le procedure seguenti:

a) la realizzazione di elettrolizzatori con potenza inferiore o uguale alla soglia di 10 MW, ovunque ubicati anche qualora connessi a impianti alimentati da fonti rinnovabili esistenti, autorizzati o in corso di autorizzazione, costituisce attività in edilizia libera e non richiede il rilascio di uno specifico titolo abilitativo, fatta salva l'acquisizione degli atti di assenso, dei pareri, delle autorizzazioni o nulla osta da parte degli enti

territorialmente competenti in materia paesaggistica, ambientale, di sicurezza e di prevenzione degli incendi e del nulla osta alla connessione da parte del gestore della rete elettrica ovvero del gestore della rete del gas naturale;

b) gli elettrolizzatori e le infrastrutture connesse ubicati all'interno di aree industriali ovvero di aree ove sono situati impianti industriali anche per la produzione di energia da fonti rinnovabili, ancorché non più operativi o in corso di dismissione, la cui realizzazione non comporti occupazione in estensione delle aree stesse, né aumento degli ingombri in altezza rispetto alla situazione esistente e che non richiedano una variante agli strumenti urbanistici adottati, sono autorizzati mediante la procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;

c) gli elettrolizzatori stand-alone e le infrastrutture connesse non ricadenti nelle tipologie di cui alle lettere a) e b) sono autorizzati tramite un'autorizzazione unica rilasciata:

1) dal Ministero della transizione ecologica tramite il procedimento unico ambientale di cui all'articolo 27 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152, qualora tali progetti siano sottoposti a valutazione di impatto ambientale di competenza statale sulla base delle soglie individuate dall'Allegato II alla parte seconda del medesimo decreto legislativo;

2) dalla Regione o Provincia Autonoma territorialmente competente nei casi diversi da quelli di cui al numero 1);

d) gli elettrolizzatori e le infrastrutture connesse da realizzare in connessione a impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili sono autorizzati nell'ambito dell'autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, rilasciata:

1) dal Ministero della transizione ecologica qualora funzionali a impianti di potenza superiore ai 300 MW termici o ad impianti di produzione di energia elettrica off-shore;

2) dalla Regione o Provincia Autonoma territorialmente competente nei casi diversi da quelli di cui al punto 1).

4.2 La Strategia Regionale per l'Idrogeno

A marzo 2022, la Commissione europea ha proposto un nuovo piano per affrancare l'Europa dai combustibili fossili prima del 2030, denominato "REPowerEU" prevedendo due nuovi obiettivi con orizzonte 2030 (rispetto allo scenario di riferimento 2020):

- il 45% di copertura dei consumi finali lordi con energia da fonti rinnovabili;
- il 13% di efficienza energetica.

La Regione Puglia partecipa al raggiungimento degli obiettivi europei di decarbonizzazione attraverso la Pianificazione Energetica Ambientale Regionale (oggi in fase di revisione), il corretto svolgimento dei processi autorizzativi per gli impianti FER, e, infine, programmi e norme regionali volte a favorire il processo di decarbonizzazione sia nel settore civile che in quello produttivo.

Il quadro normativo in materia ambientale in Puglia è oggi tra i più innovativi in Italia e in Europa: infatti, il Governo Regionale, è stato un precursore della legislazione nazionale introducendo, quasi 20 anni fa, politiche innovative che hanno fortemente promosso lo sviluppo delle FER e l'efficientamento energetico a livello edilizio e industriale.

La Puglia garantisce tra i più alti livelli di irraggiamento per i sistemi solari in Italia, nonché un'alta producibilità della tecnologia eolica e per questo motivo risulta, a inizio 2022, la prima regione italiana sia per produzione elettrica che per richieste di autorizzazioni per nuovi impianti fotovoltaici e eolici di grandi dimensioni. Nel 2019 la regione ha coperto il 52% dei propri consumi con energie rinnovabili a fronte di una media nazionale del 34%¹⁵ e, nel Mezzogiorno, la Puglia è la prima Regione sia per potenza installata (10,4% della potenza nazionale) sia per la producibilità (10.095 GWh, pari all'8,6% del totale nazionale)¹⁶. L'importanza del settore della green economy è cresciuta in maniera pervasiva anche nel tessuto produttivo locale, e nel quinquennio 2016-2020, 24.766 imprese hanno investito in tecnologie e prodotti verdi, classificando la Puglia all'ottavo posto in Italia per numero di "imprese verdi"¹⁷.

Il ricorso crescente alla generazione di energia da fonti rinnovabili in Puglia, soprattutto in prospettiva, pone il problema di disporre di energia in ogni momento, in quanto l'eolico ed il fotovoltaico sono per loro natura delle fonti intermittenti e non programmabili.

Vi sono inoltre settori con alti consumi energetici (ad esempio industria pesante, acciaierie, chimica, industria della carta, ecc.) che rivestono particolare importanza nel territorio in cui è tecnicamente complesso utilizzare l'energia elettrica al posto dei combustibili fossili nei propri processi produttivi: per questo vengono definiti hard-to-abate.

In questo contesto la tecnologia ad idrogeno verde, al centro delle politiche pubbliche a livello internazionale, grazie alle sue qualità come combustibile, agente chimico e vettore energetico e di accumulo, a condizione di essere prodotto da fonti energetiche rinnovabili e in maniera sostenibile, può fornire un importante contributo nella risoluzione di dette problematiche agevolando, in Puglia, il trasporto a zero emissioni, l'aumento della flessibilità della rete elettrica, la riduzione delle emissioni di inquinanti e di gas climalteranti nell'industria, la penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili.

L'obiettivo di tale politica è, pertanto, individuare e definire, attraverso un percorso partecipato e condiviso, come avviato a livello europeo e nazionale, una Strategia Regionale per l'Idrogeno, rappresentativa della visione di alto livello della Regione Puglia sul ruolo che tale vettore possa occupare nel percorso regionale di decarbonizzazione, che identifichi le priorità di policy e d'investimento per strutturare l'azione regionale coerentemente con le seguenti finalità:

- a. valorizzare l'introduzione del vettore idrogeno nel sistema energetico, industriale e dei trasporti per migliorare il posizionamento competitivo del territorio;
- b. contribuire alla realizzazione degli obiettivi delle politiche energetiche e ambientali europee e nazionali sull'idrogeno;
- c. sostenere gli investimenti nella ricerca e nel sistema industriale delle tecnologie per la produzione, lo stoccaggio, il trasporto e l'uso del vettore idrogeno;
- d. accompagnare i progetti infrastrutturali con un percorso di crescita delle competenze dell'interno ecosistema regionale dell'innovazione nella filiera dell'idrogeno;
- e. collegare gli investimenti alle diverse specificità territoriali pugliesi;
- f. sostenere le attività di ricerca e innovazione degli attori regionali, con un focus sullo sviluppo di nuove competenze e soluzioni tecnologiche per i mercati nazionali ed internazionali;

¹⁵ Fonte: ISTAT, BES gennaio 2021 – Consultabile al seguente link: https://www.istat.it/it/files//2022/04/BES_2021.pdf

¹⁶ Consultabile al seguente link: <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/pubblicato-il-rapporto-statistico-gse-2022>

¹⁷ Elaborazione Puglia Sviluppo, "Puglia the new green tech valley, from mechatronics to clean Energy"

- g. favorire il dialogo tra gli attori regionali e sostenere la loro partecipazione alle reti nazionali ed internazionali dell'idrogeno, anche come misura di marketing territoriale ed attrazione degli investimenti;
- h. assicurare la piena e funzionale connessione della strategia regionale con le principali iniziative a livello nazionale ed europeo in tema di idrogeno, attraverso la valorizzazione dei partenariati, per favorire la transizione energetica con benefici trasversali a tutti i settori della filiera.

5 IDROGENO: ASPETTI TECNICI

Nel 1783, Antoine Lavoisier assegnò all'elemento il nome di idrogeno (dal greco "generatore di acqua") quando provò, insieme a Laplace, la scoperta di Cavendish che la combustione del gas genera acqua.

L'idrogeno allo stato elementare esiste sotto forma di molecola biatomica, H₂, che a pressione atmosferica e a temperatura ambiente è un gas incolore, inodore, altamente infiammabile. Per renderlo liquido a pressione ambiente è necessario ricorrere ad un processo di liquefazione, fortemente energivoro che, tipicamente, prevede una serie di cicli di compressione del gas e raffreddamento ad una temperatura di -253 °C (20 K).

Tra tutti i combustibili, l'idrogeno possiede la maggiore **densità energetica: 142 MJ/Kg [PCS]** rispetto ai 46 della benzina. Semplificando, un kg di idrogeno permette di:

- **muovere un'automobile a cella combustibile per 100 km;**
- **fornire riscaldamento per due giorni a un'abitazione;**
- **produrre 9 kg di acciaio a partire dal ferro grezzo** ¹⁸.

Uno dei primi usi che si fece dell'idrogeno gassoso fu come gas di riempimento per aerostati e la famosa tragedia del dirigibile Hindenburg¹⁹ è stata storicamente (ma probabilmente a torto) collegata all'uso dell'idrogeno, da cui è nata anche una sopravvalutazione circa la sua pericolosità.

L'idrogeno è l'elemento più leggero e abbondante di tutto l'universo osservabile, è presente nell'acqua e in tutti i composti organici. Le stelle sono principalmente composte di idrogeno nello stato di plasma di cui rappresenta il combustibile delle reazioni termonucleari. Il fatto che l'idrogeno sia l'elemento più abbondante dell'universo potrebbe far pensare che sia facile da ottenere, ma ciò non è vero perché l'idrogeno atomico e molecolare è assai scarso sulla Terra, in quanto esso si trova combinato assieme ad altri elementi in vari composti, generalmente molto stabili, come l'acqua.

L'idrogeno deve quindi essere isolato artificialmente, spendendo energia, per separarlo dalle molecole in cui è combinato e, per questa ragione, non può quindi essere considerato una fonte primaria di energia come lo sono gas naturale, petrolio e carbone, ma piuttosto come un vettore energetico, cioè come un mezzo per immagazzinare e trasportare l'energia disponibile ove occorra, una sorta di batteria, per semplificare.

Tra i processi oggi comunemente usati per la produzione commerciale di idrogeno è possibile annoverare il reforming degli idrocarburi e del biogas (95% circa dell'idrogeno prodotto attualmente ogni anno), un processo di conversione termochimica che determina la produzione di CO₂ equivalente all'idrocarburo usato, l'elettrolisi dell'acqua (4-5%), nonché la produzione per gassificazione del carbone che copre attualmente più del 20 della produzione mondiale (specialmente in CINA). Oltre a questi, vi sono ulteriori 50 metodi per produrre l'idrogeno (es. l'idrogeno ottenuto dalla fotosintesi, dalle alghe o dagli elettrolizzatori ad acqua

¹⁸ Consultabile al seguente link: https://www.SNAM.it/it/transizione_energetica/idrogeno/idrogeno/

¹⁹ Il 6 maggio 1937 lo Zeppelin LZ 129 Hindenburg esplose durante le manovre di atterraggio in New Jersey.

marina), ma si tratta di soluzioni al momento costose, sebbene i passi avanti della ricerca siano notevoli, visto l'enorme interesse a trovare soluzioni economiche e sostenibili per produrre il prezioso vettore energetico.

5.1 I “colori” dell'idrogeno

La produzione di idrogeno viene catalogata in macro-categorie basate su una classificazione “cromatica”:

- nero o marrone, ovvero estratto dall'acqua usando l'elettricità prodotta da una centrale elettrica a carbone fossile o a petrolio, con ovvi risvolti sulla produzione di emissioni anche climalteranti;
- grigio, quando si tratta dello scarto produttivo di una reazione chimica, oppure è estratto dal metano (che è formato da idrogeno e carbonio) o da altri idrocarburi;
- blu, quando l'elemento è estratto da idrocarburi fossili ma, a differenza del “grigio”, l'anidride carbonica che risulta dal processo non viene liberata nell'aria bensì catturata e immagazzinata;
- viola quando l'elemento è estratto dall'acqua usando la corrente elettrica prodotta da una centrale nucleare, cioè a zero emissione di CO₂;
- verde, estratto dall'acqua usando la corrente elettrica prodotta da una centrale alimentata da energie rinnovabili, come idroelettrica, solare o fotovoltaica. È la tipologia di idrogeno su cui sono generalmente focalizzate le politiche pubbliche.

Tassonomie più precise sulle diverse tipologie di idrogeno sono in corso di definizione a livello europeo e potranno avere importanti effetti pratici sui sistemi di incentivazione.

Ogni tecnologia per la produzione di idrogeno presenta diversi rendimenti, generalmente modesti nel caso dell'idrogeno da fonti nucleari e da energia termoelettrica (intorno al 45%) e più alti nel caso di altre soluzioni (fino all'80% da elettrolisi o da steam reforming). Il rendimento, che misura la capacità di una soluzione di non “sprecare energia” durante i processi di conversione, non è comunque l'unico parametro per misurare la convenienza di una tecnologia di conversione energetica, essendoci altri elementi rilevanti come la flessibilità operativa (fondamentale nel caso dell'idrogeno usato per lo stoccaggio), i costi fissi e di esercizio.

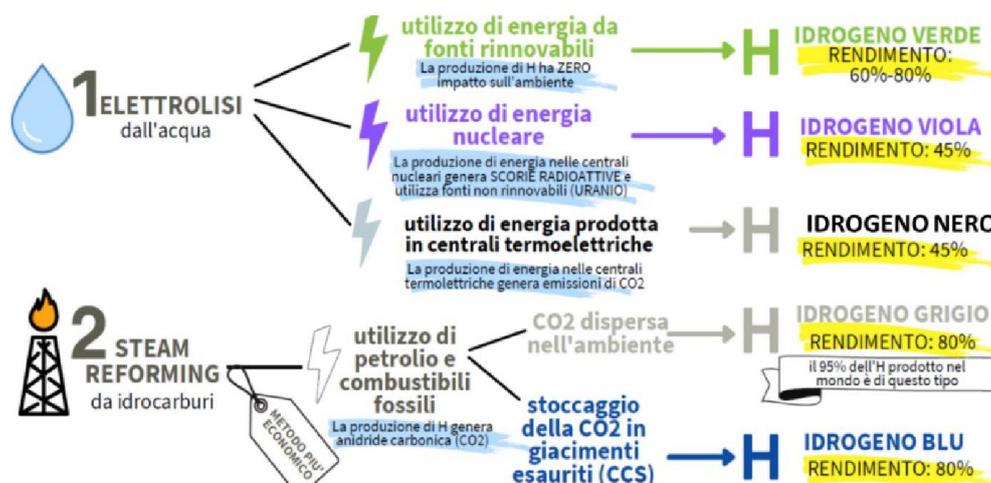


Fig 5.1 - Schematizzazione della produzione di idrogeno, i suoi impatti ambientali e i suoi rendimenti. Fonte: Elaborazione ARTI su Pallante, Palazzetti, 2021

L'elettrolisi è comunque oggi il sistema di produzione dell'idrogeno di maggior interesse per due motivi principali:

- in questo processo, il passaggio di corrente elettrica nell'acqua (H_2O), che causa la scomposizione della sua molecola in ossigeno e idrogeno allo stato gassoso, non determina emissioni di gas serra.;
- la sua sostenibilità: se l'energia elettrica che viene utilizzata per separare l'ossigeno dall'idrogeno viene prodotta da fonti energetiche rinnovabili l'intero sistema è sostenibile dal punto di vista ambientale.

Se il primo vantaggio è di natura ambientale, il secondo è di ordine strategico e politico, in quanto l'elettrolisi può essere un utile strumento per un Paese per ridurre la necessità di importare petrolio o carbone.

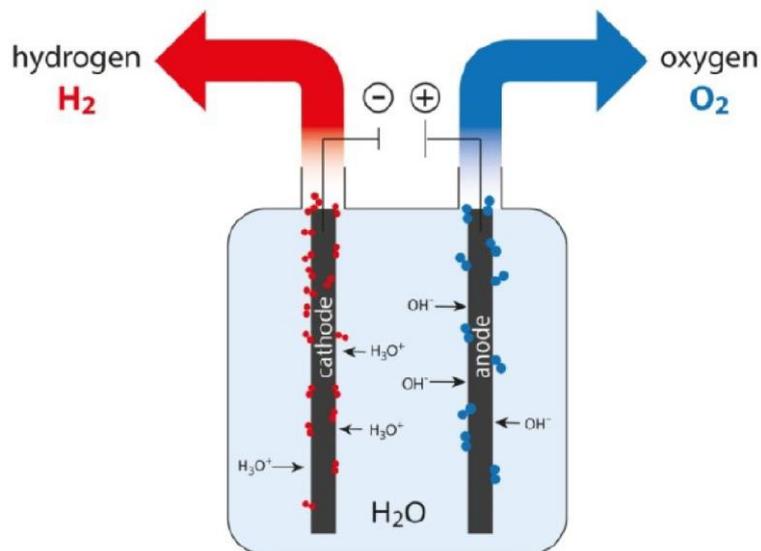


Fig 5.2 – Processo di elettrolisi

Come la crisi energetica di inizio 2022 ha dimostrato, l'assenza di una produzione europea di combustibili fossili in grado di coprirne il fabbisogno, rappresenta una criticità di tipo sia geo-politico sia economico, e una produzione endogena di idrogeno verde potrebbe ridurre la vulnerabilità del sistema di approvvigionamenti dell'Unione Europea, essendo un potenziale sostituto di gas e petrolio.

5.2 Idrogeno: le modalità di stoccaggio e trasporto

Quando è in forma gassosa, le più comuni modalità di trasporto dell'idrogeno sono in bombole ad alta pressione (fino a 600-800 bar), in autocisterne o attraverso gasdotti, anche in miscela con il gas naturale (il cosiddetto Hythane o Idrometano, così da riuscire anche a sfruttare l'esistente rete di trasporto).

Quando è in forma liquida è possibile trasportare l'idrogeno in autocisterne o in navi, in contenitori criogenici ($-253^{\circ}C$). La liquefazione dell'idrogeno richiede una quantità di energia molto elevata, pari al 35-40% del contenuto energetico dell'idrogeno stesso. Una parte consistente viene poi persa a causa dei fenomeni

evaporativi (circa l'1-2% al giorno²⁰), e della capacità dell'idrogeno stesso di permeare nelle stesse strutture di contenimento.

Vi sono altre soluzioni di trasporto e stoccaggio dell'idrogeno più sperimentali in cui l'idrogeno è legato ad altre sostanze chimiche in maniera stabile ma reversibile, come quella dell'immagazzinamento in moduli solidi di magnesio sperimentata in Puglia nell'ambito del **progetto Ingrid**.

5.3 Gli impieghi dell'idrogeno

Dall'idrogeno si possono ricavare altre forme di energia sostanzialmente in due modi:

- utilizzandolo direttamente come un combustibile, analogamente al metano o ad altri combustibili gassosi;
- utilizzandolo per generare energia elettrica nelle celle a combustibile (fuel cell), dove l'energia chimica dell'idrogeno e dell'ossigeno viene trasformata in energia elettrica con un processo inverso all'elettrolisi dell'acqua.

L'idrogeno può essere impiegato per le attività di trasporto (es. auto, camion, navi, aerei), applicazioni industriali (es. raffinazione, processi con calore ad alta temperatura, produzione di acciaio), convertito in ammoniaca e usato in agricoltura, in linea teorica anche immesso nella rete di trasporto e distribuzione del gas per usi domestici (riscaldamento). Non tutte queste applicazioni possono dirsi virtuose, in quanto in diversi casi esistono alternative tecnologiche più efficienti e con minori problematiche di tipo tecnico (due fra tutte: le pompe di calore per il riscaldamento e le auto elettriche, che necessitano di $\frac{1}{3}$ dell'energia necessaria rispetto ad un'auto ad idrogeno a parità di percorrenza).

20

https://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Sienze_applicate/enciclopedia/italiano_vol_2/361-374_ita.pdf

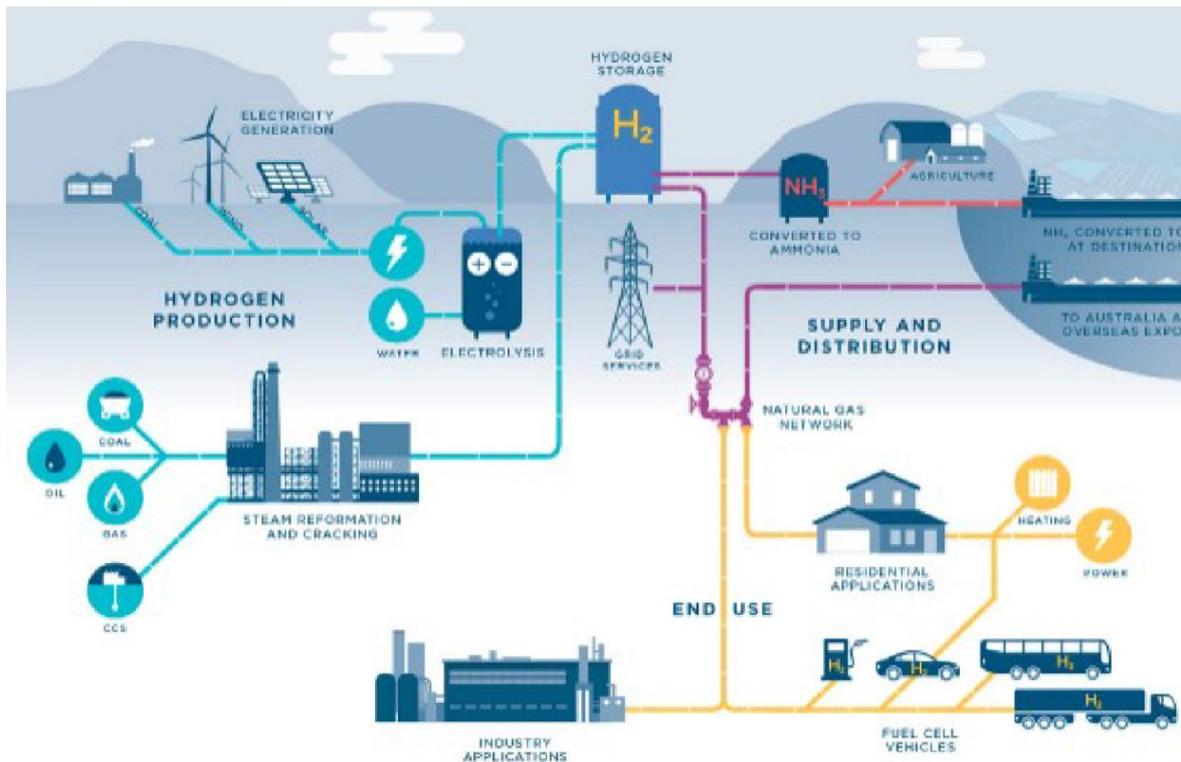


Fig. 5.3 - Schema della filiera dell'idrogeno. Fonte: Powermagazine²¹

Il più grande vantaggio dell'idrogeno è che esso, al pari dell'elettricità e a differenza dei combustibili fossili, nel suo utilizzo energetico non emette gas serra e fattori inquinanti, ma l'unico derivato dal suo utilizzo è acqua. Quindi, a condizione di essere prodotto tramite elettricità da fonti rinnovabili (idrogeno verde) e in maniera sostenibile (utilizzando quindi soluzioni impiantistiche e di trasporto poco impattanti), l'idrogeno può essere considerato un combustibile green.

Ulteriori vantaggi nell'adozione dell'idrogeno sono che esso è:

- una tra le migliori soluzioni attuali per decarbonizzare i settori hard-to-abate e i trasporti pesanti. Vi sono alcuni settori economici (come le acciaierie, le raffinerie o i cementifici) in cui è tecnicamente difficile o molto difficile utilizzare l'energia elettrica al posto dei combustibili fossili nei propri processi produttivi: per questo vengono definiti hard-to-abate. Analogo discorso vale per i trasporti pesanti (navi, treni, aerei, veicoli pesanti). Già oggi l'idrogeno (in larga prevalenza "nero") viene utilizzato in specifici processi produttivi quali la produzione di ammoniaca e fertilizzanti. In tutti questi settori l'idrogeno verde potrebbe risultare la migliore soluzione per sostituire i combustibili fossili attualmente utilizzati, grazie alla sua maggiore densità energetica e ai suoi veloci tempi di ricarica rispetto alle batterie. Ciò riveste un'importanza fondamentale se si pensa che solo alla produzione di acciaio è imputabile circa il 10% delle emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra a livello mondiale. Il settore dei trasporti è invece oggi responsabile di un quarto delle emissioni di CO₂ dell'UE ed è l'unico settore in cui le emissioni non sono state ridotte rispetto allo scenario di riferimento del 1990;
- un valido (al netto delle - non irrilevanti - complicazioni tecniche) sistema di stoccaggio e trasporto dell'energia. Uno dei principali limiti delle fonti rinnovabili è l'aleatorietà e variabilità della loro produzione energetica. Il rendimento del fotovoltaico dipende dalle variazioni della radiazione solare e di notte è nullo.

²¹ Powermagazine, Achieving Market Penetration of Hydrogen Economy, consultato a febbraio 2022, consultabile al seguente link: <http://www.apsense.com/article/achieving-market-penetration-of-hydrogen-economy.html>

Il rendimento dell'eolico dipende dall'intensità del vento, che non è costante. L'uso dell'idrogeno come vettore energetico ha la funzione di superare questi limiti in quanto esso può immagazzinare energia in grandi quantità per un lungo periodo di tempo e può quindi essere utilizzato per compensare le fluttuazioni nella domanda e nella produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili (come eolico e fotovoltaico). L'idrogeno inoltre può essere trasportato da autocisterne, navi o condutture in qualsiasi area del pianeta con evidenti ricadute positive sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico. L'idrogeno supporta infine l'integrazione tra settori elettrico e del gas, permettendo di raggiungere maggiore flessibilità e potenzialmente minori costi per il sistema energetico nel suo complesso. La progressiva diffusione delle soluzioni basate sull'idrogeno potrebbe incidentalmente determinare la riconversione dell'infrastruttura del gas naturale esistente ed evitare così che i gasdotti siano progressivamente dismessi con l'esaurirsi del consumo di gas naturale;

- una occasione di sviluppo economico e occupazionale. Nel mondo il settore dell'idrogeno è in forte crescita e si stima che il mercato degli elettrolizzatori quadruplichi i suoi volumi nel corso del 2022 rispetto all'anno precedente. Entro il 2050 gli investimenti cumulativi a favore dell'idrogeno rinnovabile in Europa, secondo la Commissione Europea, dovrebbero raggiungere un valore compreso tra 180 e 470 miliardi di euro. L'emergere di una catena del valore dell'idrogeno al servizio di numerosi settori industriali e altri usi finali potrebbe creare in Europa fino a un milione di posti di lavoro diretti di alta qualità entro il 2030 e 5,4 milioni entro il 2050, e ciò rappresenta di per sé una grande opportunità di sviluppo economico per le regioni che attualmente dipendono fortemente dalle fonti energetiche tradizionali come la Puglia, in particolare dopo la recessione economica dovuta alla COVID-19.

Il principale svantaggio dell'idrogeno, soprattutto di quello verde, è il suo costo, molto più alto rispetto agli altri combustibili fossili. A inizio 2021 il costo dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio è compreso tra 2,5 e 5,5 EUR/kg, mentre il costo della produzione di idrogeno di origine fossile è di circa 1,50 EUR/kg e, per questo motivo, senza un adeguato sistema di incentivazione, l'idrogeno verde non solo non è competitivo rispetto alle alternative fossili, ma non è competitivo neanche con l'idrogeno "nero" nei processi produttivi in cui esso viene attualmente utilizzato (es fertilizzanti). Se l'obiettivo è impiegare l'idrogeno su larga scala in sostituzione dei combustibili fossili è evidente che ciò determinerà un costo per il sistema economico, con possibili conseguenze negative sulla competitività internazionale del sistema produttivo e accresciuti costi energetici per i consumatori.

Il recente aumento del costo del metano (con il quale si ottiene idrogeno tramite Steam Methane Reforming) ha "ridotto la distanza" tra i costi di produzione dell'idrogeno verde e grigio: è da sottolineare come non ci sia una vera e propria innovazione nei processi dell'idrogeno verde (ottenuto da alimentazione diretta da impianti FER) ma solo perché quello ottenuto tramite SMR è attualmente reso molto più costoso a causa delle contingenze di mercato.

In realtà, come tutte le evoluzioni tecnologiche dagli esiti incerti, il futuro dell'idrogeno dipenderà in massima parte dai risultati della ricerca e sviluppo in riferimento sia alle sue tecnologie di produzione, trasporto e consumo sia alle opzioni alternative (es. elettrificazione o altri combustibili green) ed è importante mantenere una visione equilibrata di sperimentazione, priva di preconcetti e aperta ad accogliere i mutamenti di orizzonte che potrebbero realizzarsi.

La grande speranza è che, sulla scorta di quanto avvenuto per le FER negli ultimi 20 anni, anche nel caso dell'idrogeno i costi delle tecnologie per la produzione di idrogeno verde si riducano significativamente.

Alcuni segnali positivi ci sono: i costi degli elettrolizzatori sono diminuiti del 60% negli ultimi dieci anni. La Commissione fa riferimento a stime per cui i costi degli elettrolizzatori dovrebbero scendere da 900 EUR/kW a 450 EUR/kW o meno dopo il 2030, e a 180 EUR/kW dopo il 2040. Le previsioni indicano che nel 2030 nell'UE l'idrogeno rinnovabile potrebbe costare 1,1-2,4 EUR/kg (AIE, IRENA, BNEF) 12. Se tali previsioni dovessero

realizzarsi, i costi dell'idrogeno prodotto in maniera sostenibile diventeranno analoghi a quelli dell'idrogeno prodotto da fonti fossili. Alcune ricerche, citate in una recente relazione del Parlamento Europeo²², stimano che le energie rinnovabili potrebbero rappresentare fino al 100% del mix energetico dell'UE nel 2050, e l'idrogeno potrebbe coprire tra il 20% e il 50% dell'energia utilizzata per i trasporti e tra il 5% e il 20% dell'energia utilizzata nell'industria.

Per raggiungere questi obiettivi saranno, in ogni caso, necessari enormi investimenti pubblici e privati per sostenere il settore, e sembra che il mercato mondiale vada proprio in questa direzione se si considera che, a inizio 2022, 30 paesi hanno redatto strategie nazionali sull'idrogeno allocando circa 66 miliardi di euro in fondi pubblici²³.

5.4 Il mercato dell'idrogeno

Attualmente circa il 2% del mix energetico dell'UE è costituito da idrogeno, di cui il 95% è prodotto utilizzando combustibili fossili, liberando 70-100 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno.

Il 43% dell'idrogeno prodotto a livello mondiale è utilizzato per produrre ammoniaca, a sua volta impiegata principalmente per produrre fertilizzanti agricoli a base di ammoniaca, il 52% è utilizzato per la raffinazione e la desolforazione degli idrocarburi e il 5% per la sintesi del metanolo e per altri scopi.

Per far avanzare la nuova economia dell'idrogeno verde si stanno percorrendo due strade:

- la prima è la definizione, oggi a livello embrionale, di politiche governative e regolamenti di supporto al settore (approccio "dall'alto verso il basso");
- la seconda è la realizzazione di progetti specifici che mettano assieme domanda e offerta ("dal basso verso l'alto").

In Europa si stanno portando avanti entrambi i percorsi.

Da un lato, le Istituzioni Europee, gli Stati Membri e finanche alcune Regioni, tra cui la Puglia, hanno messo a punto le proprie strategie di sviluppo, dall'altro hanno iniziato a diffondersi iniziative sperimentali per creare una catena del valore completa. I casi di sperimentazione più rilevanti sono denominati "Valli dell'Idrogeno" o "Hydrogen Valleys", ecosistemi territoriali in cui si sviluppano progetti e soluzioni che incrociano l'offerta e la domanda di idrogeno che, una volta maturi, possono essere scalati verso l'alto e fungere da trampolini di lancio verso un'economia dell'idrogeno a livello europeo. Si tratta di progetti che, come di seguito specificato, potrebbero godere di un'accelerazione grazie ai fondi europei, a partire dal già richiamato Next Generation EU²⁴, a cui si aggiungono gli investimenti dei singoli governi e i fondi privati.

Nel mondo vi sono circa 40 progetti di Valli dell'Idrogeno, per un valore complessivo di circa 36 miliardi di euro, circa la metà di questi sono in Europa, perlopiù nel centro-nord Europa. L'unica Valle dell'Idrogeno italiana (attualmente avviata) è quella del Sud Tirolo, che rappresenta un investimento di 55 milioni di euro

²² Parlamento Europeo, 2021, RELAZIONE su una strategia europea per l'idrogeno (2020/2242(INI)), consultabile al seguente link: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2021-0116_IT.html

²³ Lifegate 2002, Volano gli investimenti nell'idrogeno, tassello fondamentale per la transizione energetica. Consultabile al seguente link: <https://www.lifegate.it/investire-idrogeno-ambiente>

²⁴ Consultabile al seguente link: https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_it

e ha un focus principale sul sistema dei trasporti. In Italia vi sono tuttavia numerosi progetti per la realizzazione di ulteriori hydrogen valley in altre regioni.

6 Impianto di Power to Gas

6.1 Introduzione

All'interno della piattaforma su area dedicata si prevede la realizzazione di un impianto Power to Gas per la produzione di Idrogeno Verde mediante elettrolisi di acqua disponibile in situ. La produzione è alimentata tramite connessione diretta dalla tecnologia solare fotovoltaica per una potenza pari a 20 MW.

La tecnologia power-to-gas (P2G) è utilizzata per trasformare l'energia elettrica in un altro vettore energetico allo stato gassoso, per mezzo del processo di elettrolisi, ossia la separazione dell'acqua in idrogeno e ossigeno tramite elettricità. Se il combustibile prodotto è l'idrogeno si parla più propriamente di power-to-hydrogen (P2H). L'idrogeno così prodotto può anche essere utilizzato come vettore di accumulo per produrre nuovamente elettricità con sistemi reversibili a celle a combustibile (power-to-power, P2P), può essere trasportato presso un altro punto di utilizzo tramite la rete del gas naturale (in miscela con il gas naturale, c.d. blending) oppure convogliato in infrastrutture dedicate e utilizzato tal quale ad es. per rifornire mezzi di trasporto. In alternativa l'idrogeno può essere combinato con CO₂ per produrre gas metano (processo di c.d. metanazione), che può essere immesso nella rete del gas naturale senza limiti tecnici, necessitando però di una fonte di CO₂ per la sua produzione.

Affinché il gas prodotto venga considerato rinnovabile è necessario che l'elettricità impiegata nel processo sia prodotta da fonti rinnovabili. La tecnologia power-to-gas è particolarmente interessante se usata in combinazione con la produzione di surplus di energia elettrica da fonti intermittenti, quali il solare e l'eolico, in quanto offre una possibilità di stoccaggio dell'energia prodotta nei momenti di elevata produzione ma domanda bassa, permettendo una più efficiente integrazione delle fonti rinnovabili.

In entrambi i casi (produzione di metano o idrogeno) il contributo all'effetto di stoccaggio può essere assai rilevante a livello di sistema, potenzialmente molto superiore in termini di quantità e durata a quello consentito dalle tecnologie di stoccaggio per via elettrochimica: il sistema gas europeo, infatti, è già oggi in grado di garantire una capacità di accumulo sotterraneo pari a oltre 1.000 TWh.

Di seguito verranno descritte le tecnologie, i dispositivi previsti e la loro interazione; l'immagine seguente riporta un diagramma di flusso che rappresenta la sequenza delle operazioni tipiche per la realizzazione della tecnologia Power to Gas.

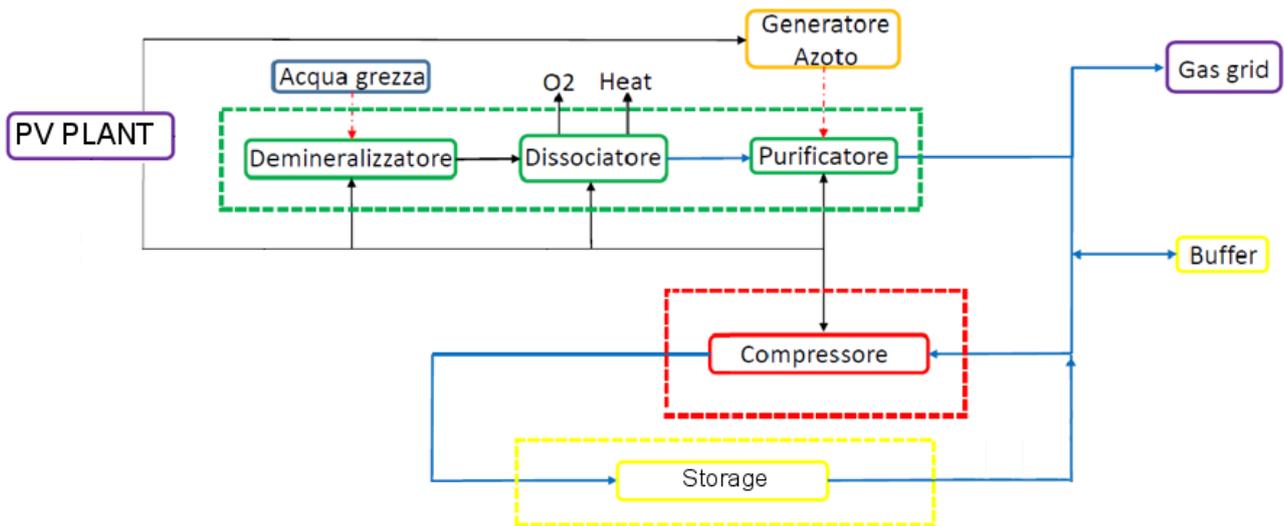


Fig. 6.1 – Diagramma di flusso della produzione di Idrogeno per elettrolisi Power to Gas

Nel caso in esame si prevede la produzione e l'immissione nella rete SNAM dell'idrogeno prodotto e uno stoccaggio utile per garantire la pressione idonea alla trasmissione del gas.

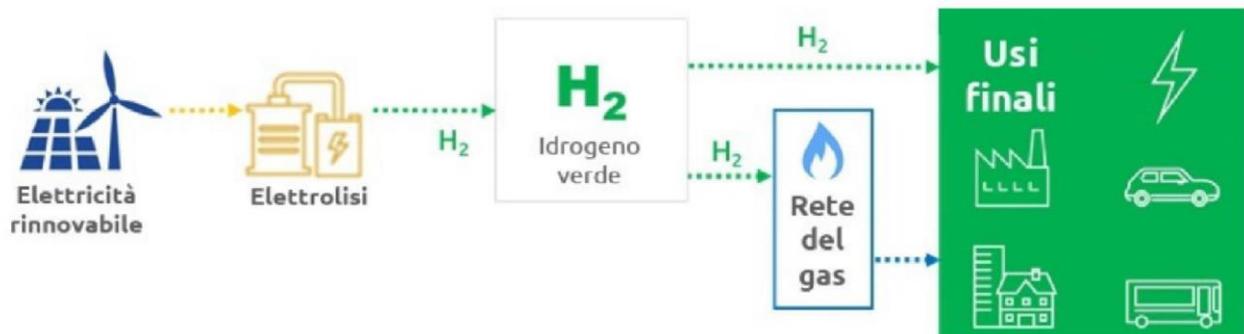


Fig. 6.2 – Schema del processo produttivo e destinazione d'uso dell'Idrogeno Verde

6.2 Caratterizzazione del sistema

L'impianto di produzione di idrogeno verde è stato dimensionato sulla base dei dati di produzione dell'impianto fotovoltaico che risulta quindi a servizio della rete di distribuzione, del sistema di accumulo elettrochimico (BESS) utile per stabilizzare la rete e, in caso di eventuali picchi, di porre in carica lo storage per mettere a disposizione l'energia in momenti diversi dalla produzione e a servizio del Power to Gas che quindi alimenta la rete di distribuzione in metanodotto come precedentemente descritto e rende disponibile il vettore energetico per diverse applicazioni (ad esempio per produzione combinata di energia e calore nelle Fuel Cells).

Tra parentesi sono riportati i valori (prospettici) dell'impianto PTG quando alimentato non solo direttamente dall'impianto AgroPV (circa 3500h) ma anche tramite PPA da fonte rinnovabile (prevalentemente eolica, con numero di ore annuali pari a circa 8000).

Dato	U.M.	Valore	Note
Potenza nominale impianto FV	[MWp]	90	Assetto con moduli da 800Wp
Potenza Elettrolizzatore	[MW _{ele}]	20	Suddiviso in sub unità di potenza indicativa unitaria 5MW
Produzione unitaria PV	[kWh/kWp]	1902	Produzione media annua unitaria
Ore di idrolisi medie	[h/anno]	3500 <i>(circa 8000 con PPA addizionale)</i>	Ore di produzione H ₂ stimate
Energia prodotta FV	[GWh/anno]	171	Produzione media annua AgroFV
Emissioni evitate	[ton CO ₂ /anno]	66.053	Mix ele. nazionale
Energia spesa per idrolisi	[GWh/anno]	70 <i>(circa 160 con PPA addizionale)</i>	En IN all'elettrolizzatore, direttamente fornita dall'impianto AgroPV

Tab. 6 1: Dati generali di produzione della Piattaforma

Considerando quindi le efficienze dei sottosistemi e le dovute trasformazioni vengono considerati i seguenti parametri

Dato	U.M.	Valore
1 L H ₂ O	[Kg H ₂]	0,1119
1 kg H ₂	[Nm ³ H ₂]	11,1
Energy content 1 kg H ₂ - LHV	[kWh/kg]	33,39
Energy content 1 Nm ³ H ₂ - LHV	[kWh/Nm ³]	3
Energy content 1 kg NG - LHV	[kWh/kg]	9,97
Energy content 1 Sm ³ NG - LHV	[kWh/Sm ³]	10,94
Energy content 1 Nm ³ NG - LHV	[kWh/Nm ³]	11,55
1 Nm ³ =	[Sm ³]	1,0549
η_{convH_2}		0,65
Energy need for 1 kg H ₂	[kWh/kg H ₂]	51,37
Water requirement for 1 kg H ₂	[kg]	9

Tab. 6 2: Dati generali di conversione e trasformazione

Dato	U.M.	Valore @ 3500h	Valore @ 8000h (+PPA)
Produzione	H ₂ [kg/anno]	1.360.000	3.110.000
Produzione H ₂	[Nm ³ /anno]	15.000.000	34.000.000
Contenuto energetico H ₂ LHV	[MWh/anno]	45.500	104.000
Equivalenza natural gas	[Nm ³ /anno]	3.940.000	9.010.000
Equivalenza natural gas	[Sm ³ /anno]	4.160.000	9.500.000
Consumo H ₂ O	[kg/anno = l/anno]	12.300.000	28.700.000
Consumo H ₂ O	[m ³ /anno]	12.300	28.700

Tab. 6 3: Dati generali di produzione energetica e idrico della Piattaforma PTG

I dati di produzione e consumo vengono quindi confrontati con i valori di mercato previsti

Controvalore H ₂ da rinnovabili ²⁵		
Selling price H ₂ [€/kg]	[€/kg]	2,73 €
Selling price H ₂ [€/Nm ³]	[€/Nm ³]	0,25 €
Selling price H ₂ [€/MWh]	[€/MWh]	90,00 €
Controvalore H ₂ [€/anno]	[M€/anno]	3,7 M€ (8,45 M€ su 8000h)

Tab. 6 4: Dati generali di controvalore per l'H₂ Verde (stima del fatturato)

Nell'ambito della mobilità, per dare un riferimento di massima di cosa è possibile rifornire con i quantitativi stimati di idrogeno prodotto dalla piattaforma di Ascoli Satriano, valgono le seguenti quantità in tabella:

²⁵ <https://www.qualenergia.it/articoli/20180502-lidrogeno-da-rinnovabili-sara-mai-competitivo-con-il-gas-naturale-cosa-dicono-le-ricerche/>
http://lem.ch.unibo.it/didattica/infochimica/Idrogeno_2005/documenti/idrogeno2.pdf
http://ieahydrogen.org/pdfs/Global-Outlook-and-Trends-for-Hydrogen_Dec2017_WEB.aspx

Numero di veicoli rifornibili / anno						
				Connessione diretta	Connessione diretta + PPA	
Ore di elettrolisi [h/y]				3500	8000	
Produzione annua H ₂ [kg/y]				1.360.000	3.110.000	
	Percorrenza annuale [km]	Consumo chilometrico [km/kgH ₂]	Consumo annuale x veicolo [kgH ₂ /y]	Connessione diretta	Connessione diretta + PPA	Note
Auto	15.000	100	150	9.067	20.733	
Camion	20.000	16	1250	1.088	2.488	
Bus	30.000	11	2720	500	1.143	
Treni	219.000	7,9	27733	49	112	Treno locale di medie dimensioni a fuel cells - tratta giornaliera A/R 600km (150 km di percorrenza per due volte al giorno 365 giorni / anno)

Tab. 6 5: Dati di produzione riferiti alla mobilità

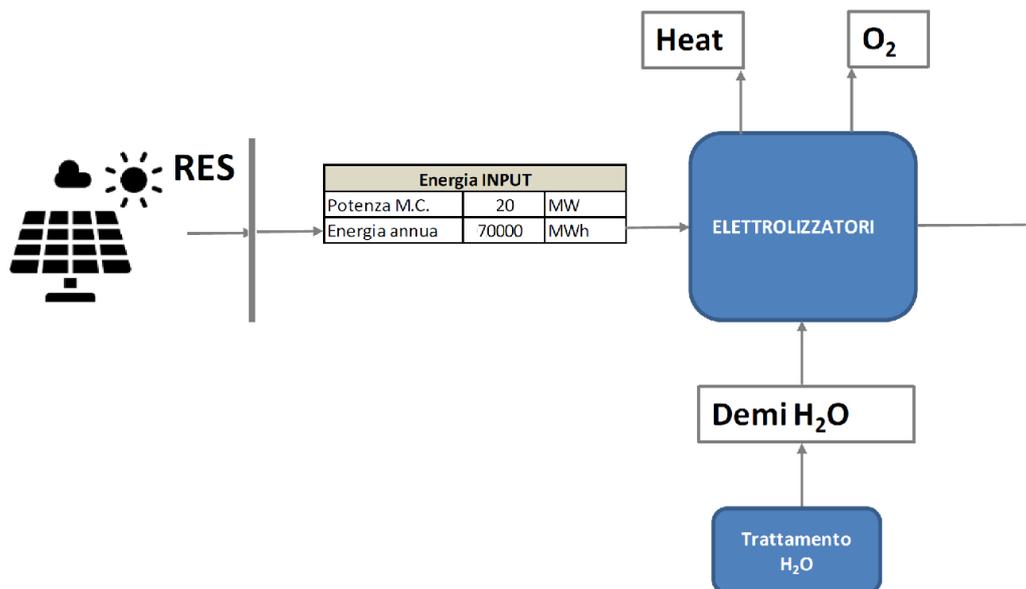


Fig 6.6 – Configurazione finale del dimensionamento Power to Gas: Input di Energia da FER e acqua demineralizzata, Elettrolizzatore, produzione di calore, ossigeno e idrogeno

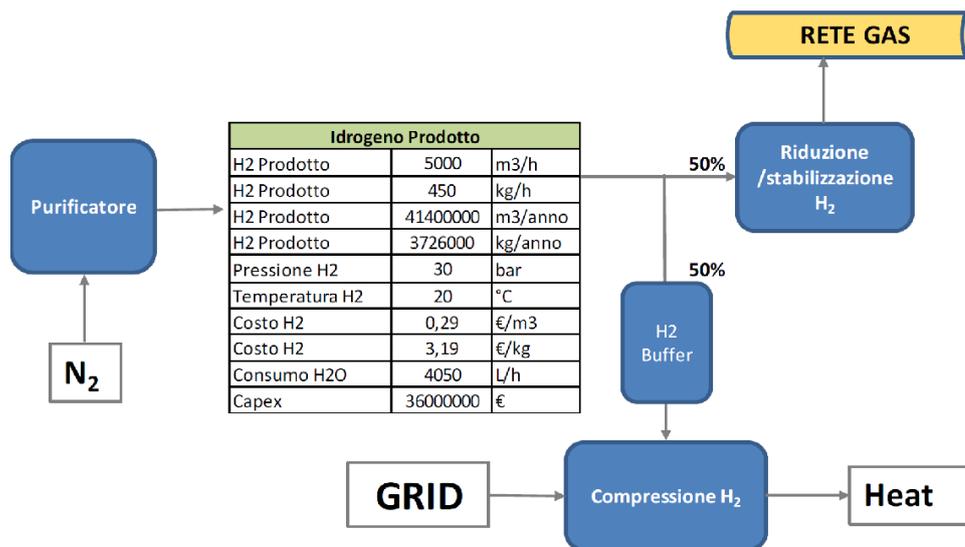


Fig 6.7 – Configurazione finale del dimensionamento Power to Gas: idrogeno dall’elettrolizzatore al purificatore e da questo in quota parte alla rete Gas – Valori massimi

Quindi le caratteristiche dell’idrogeno verde immesso nella rete gas saranno le seguenti

Idrogeno in Rete Gas		
H2 in rete gas	2500	m3/h
H2 in rete gas	225	kg/h
H2 in rete gas	20700000	m3/anno
H2 in rete gas	1863000	kg/anno
% H2 in miscela	5	%
Portata gas	50000	Nm3/h
Gas arricchito	414000000	Nm3/anno
Prezzo H2	5	€/kg
Prezzo H2	0,45	€/m3
Ricavo	9315000	€/anno

Tab. 6 8: Dati generali dell’idrogeno in Rete Gas

Tornando quindi alla Stazione di produzione di Idrogeno Verde in sintesi

Potenza richiesta in ingresso	20 MW
Portata totale media di H ₂ elaborata	3.200 m3/h (282 kg/h)
Pressione uscita H ₂	30 bar
Rendimento elettrolizzatore	0,65
Numero container 40 ft	8

Tab. 6 9: Caratteristiche sintetiche Stazione Produzione

L'impianto di produzione si comporrà quindi dei seguenti dispositivi

Elettrolizzatore	Sistema accumulo	Purificazione
•Acqua demineralizzata in ingresso e purificazione H ₂	•Accumulo con gas compresso	•PEM
•Sistema di raffreddamento	•Pressione in bar	•Stack modulabili
•Generatore N ₂ per lavaggio interno	•Pacco bombole raggruppabile in container	•Sistema di raffreddamento
•Sistema raggruppabile in container	•Buffer di disaccoppiamento stazione di compressione	•Sistema di spurgo acqua
	•Sistema raggruppabile in container	•Sistema raggruppabile in container

Tab 6.10 - Principali dispositivi, funzioni e package

Produzione H₂ [kg/anno]	1.362.597
Produzione H₂ [Nm³/anno]	15.124.825
Contenuto energetico H ₂ LHV [MWh/anno]	45.500
Equivalenza natural gas [Nm ³ /anno]	3.941.016
Equivalenza natural gas [Sm ³ /anno]	4.157.377
Consumo H ₂ O [kg/anno = l/anno]	12.263.372
Consumo H ₂ O [m ³ /anno]	12.263

Tab 6.11 – Sintesi Dati di produzione e consumo

6.3 Sito di installazione

L'impianto di Power to Gas verrà realizzato in area dedicata nei pressi della cabina di consegna MT/MT, nelle immediate adiacenze dell'impianto AgroFV. Si rimanda per il dettaglio all'elaborato grafico di riferimento ED-EG-Tav_09.

I dispositivi containerizzati verranno disposti su platea in cls, collegato ai sottoservizi idrici e cablati su Quadro Elettrico dedicato BT/MT per un'estensione di 2.800 mq utile per mantenere le distanze di sicurezza dei vari

dispositivi (si rimanda per il dettaglio la relazione tecnica “Protocolli di Sicurezza di riferimento ED-H2V-PDS”).

E’ altresì analizzata nel presente documento un alternativa di localizzazione del sistema PTG, sempre in configurazione di autoconsumo, nei pressi della sottostazione satellite di Deliceto.

6.4 Alternative di ubicazione

Tra le alternative riguardanti il **sito di ubicazione dello Storage elettrochimico (BESS) e dell’impianto di produzione idrogeno (Power to Gas)**, oltre all’attuale collocazione (Soluzione #1) posta nei pressi dell’accesso principale al sito dalla SP 87 sono state valutate ulteriori alternative, in modo da ottimizzare il successivo trasporto dell’idrogeno prodotto verso il consumo finale, ed avere più alternative percorribili anche in base allo sviluppo della rete metano / idrogeno di SNAM, non ancora in fase esecutiva e per la quale si dispongono di informazioni ancora generiche.

Tutte le alternative di localizzazione qui analizzate partono dal presupposto di mantenere il PTG in autoconsumo (direttamente connesso all’impianto di produzione elettrica ovvero senza l’interposizione di un tratto di rete con obbligo di connessione a terzi), coerentemente con la STMG di Terna che prevede l’allacciamento del PTG e del BESS a valle del contatore di immissione, posto elettricamente e geograficamente presso la stazione Satellite AT di Deliceto.

E’ da rilevare che questo specifico assetto elettrico, alternativo allo schema cosiddetto PPA (Power Purchase Agreement, che prevede l’approvvigionamento a distanza tramite rete con obbligo di connessione a terzi dell’energia verde per l’elettrolisi), non esclude di fatto questa ulteriore modalità. In altre parole, per la Piattaforma di Ascoli Satriano mentre è possibile operare l’elettrolisi nelle ore diurne di produzione dell’impianto AgroFV, nelle ore notturne è possibile proseguire l’elettrolisi approvvigionando l’energia tramite un PPA (ad esempio da impianti eolici operanti nella medesima zona di prezzo), ed elevare in modo significativo il capacity factor di utilizzo del PTG da circa 3000h/anno ad oltre 8000 (su un totale teorico di 8760h/anno, ipotizzando 760 ore di fermo dedicate alla manutenzione o derivanti da eventuali guasti). In questo modo sarebbe largamente aumentata la produzione di idrogeno, l’utilizzo e l’ammortamento degli impianti realizzati, ed in definitiva reso più economico e competitivo il processo di elettrolisi.

Come seconda soluzione “alternativa”, peraltro disponibile ed in fase di negoziazione con la proprietà, riguarda la collocazione del PTG (ed eventualmente del Gruppo BESS) a ridosso della Stazione di Alta Tensione in ampliamento di Deliceto. Questa soluzione (identificata come Soluzione #2), avverrebbe sempre a valle della connessione prevista MT/AT (e quindi del contatore di connessione. L’area in questione sarebbe ubicata nei pressi, tra l’altro, da una diramazione esistente della rete gas SNAM che faciliterebbe le operazioni di collegamento ed immissione dell’idrogeno prodotto.

Un’ulteriore soluzione (Soluzione #3) attualmente in valutazione comporta invece la collocazione dell’impianto PTG (ed accessoriamente del BESS) nelle immediate adiacenze dell’area industriale nei pressi della Centrale Edison di Candela, sempre in prossimità della linea Rete Gas di SNAM. La centrale EDISON di Candela potrebbe diventare uno dei clienti (o il cliente) dell’idrogeno prodotto, da utilizzare in blending con il gas naturale nel suo processo di generazione di energia, andando a decarbonizzare la sua produzione.

Data la natura stessa dell’intervento ovvero la sostenibilità e l’impatto quasi zero si è stimato un approvvigionamento idrico dai limitrofi depuratori e la cessione del calore di processo generato dagli elettrolizzatori alle serre presenti nell’area.

Tale impianto consentirebbe comunque di essere alimentato dall'energia elettrica prodotta dal campo FV a Capo d'Acqua e di essere per tale ragione essere considerato Idrogeno Verde come qualità del vettore; a corredo di questa alternativa di installazione delle tecnologie BESS e PtG vengono indicati negli elaborati di progetto elettrico le possibili intersezioni con la linea MT e di seguito una planimetria della fattibilità della realizzazione su area già opzionata dal proponente per la realizzazione della Sottostazione Elettrica AT in ampliamento.

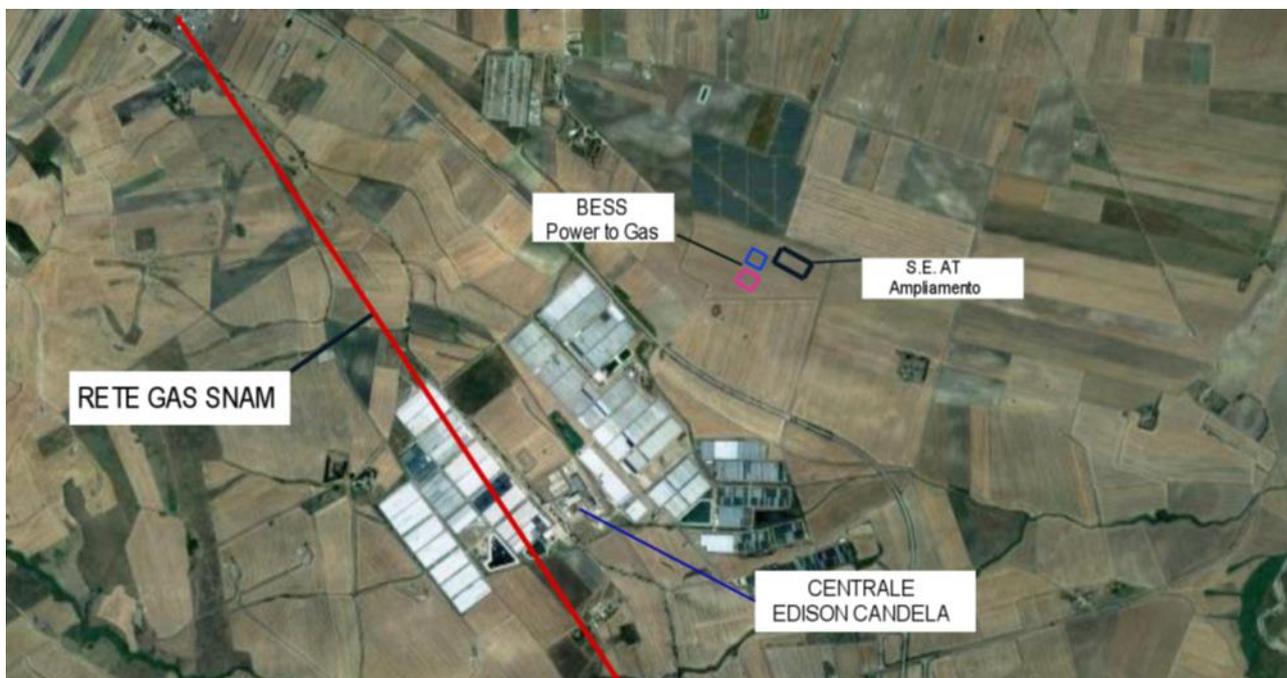


Fig. 6.8– Layout dell'area possibile alternativa alla posa del BESS e PtG (soluzione#2)

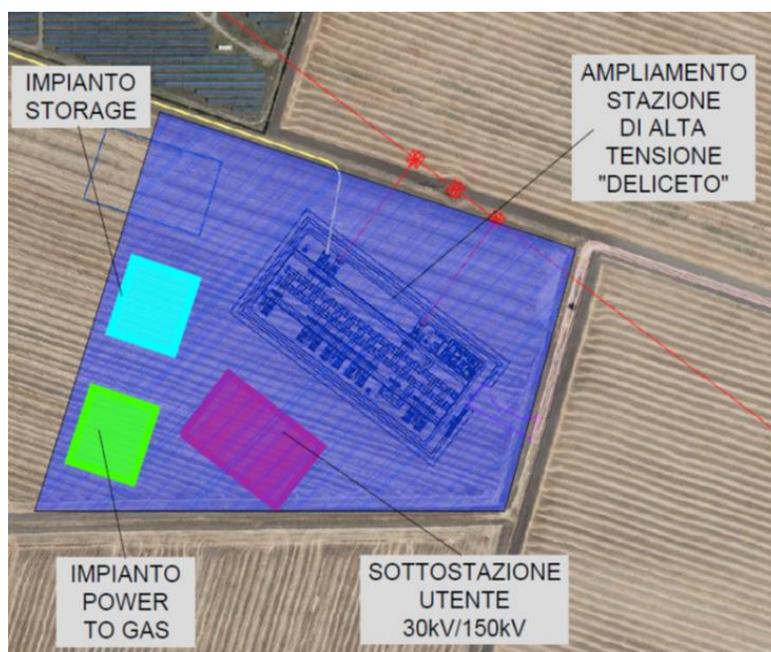


Fig 6.9 – Layout della possibile alternativa sul lotto opzionato (soluzione#2)

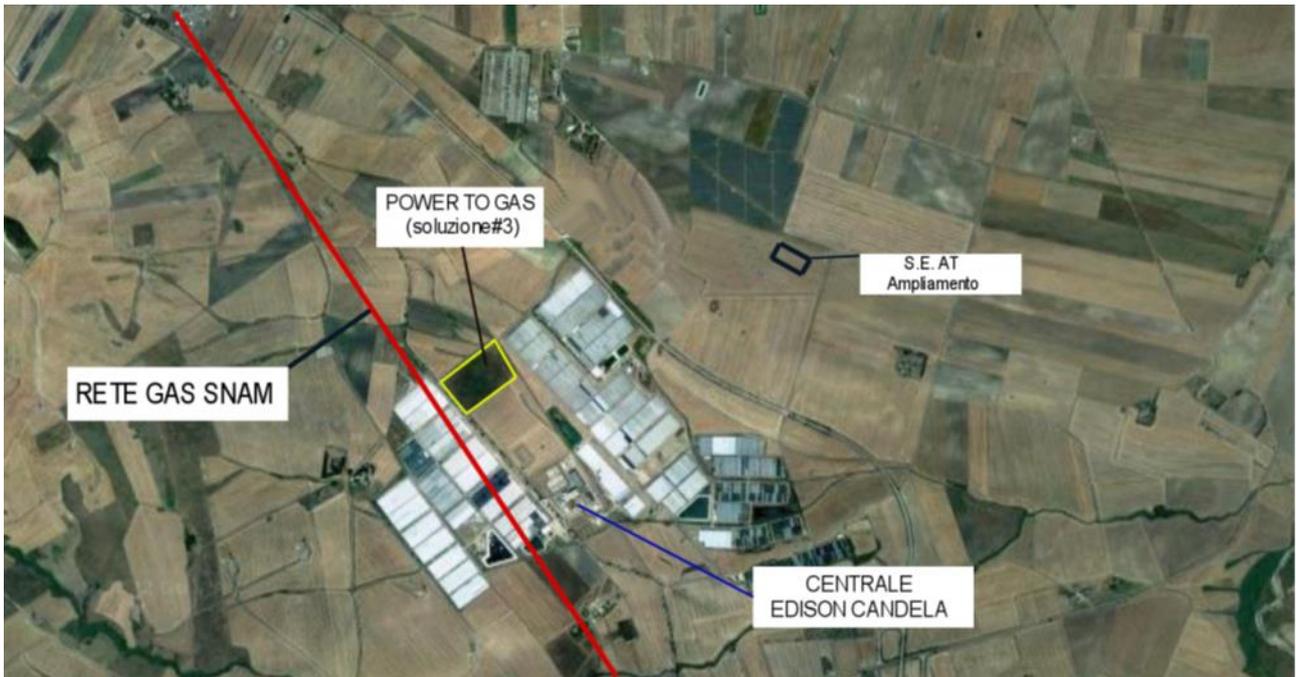


Fig 6.10 – Layout della possibile alternativa (soluzione#3) in zona industriale nei pressi della Centrale Edison “Candela”



Fig. 6.11 – Localizzazione del Power to Gas - Layout della possibile alternativa (soluzione #1, 2 e 3) rispettivamente in area dedicata all’interno del Parco Agrovoltaico (#1), nei pressi dell’ampliamento della SE Deliceto (#2) in zona industriale nei pressi della Centrale Edison “Candela”(#3)

6.5 Descrizione dell'impianto

Trattasi uno dei primi impianti nel mondo con queste caratteristiche: i progetti Agrovoltaiici generalmente si limitano ad uno storage elettrochimico di complemento, mentre i pochi impianti solari che alimentano i sistemi di elettrolisi, sono fotovoltaici "puri" (non Agrovoltaiici, come ad esempio l'impianto di Iberdrola in Spagna, a servizio dell'azienda di produzione di fertilizzanti Fertiberia, a Ciudad Real).

L'impianto contempla le infrastrutture connesse per l'approvvigionamento idrico, i sottoservizi elettrici e un'area complessiva di circa 8.000 mq ed una dedicata attrezzata per la messa in servizio e l'esercizio dei dispositivi pari a 2.800 mq.

Il progetto dell'impianto di produzione di idrogeno per elettrolisi sarà composto da 4 elementi principali:

1. Sistema di trattamento acque
2. Elettrolizzatore
3. Sistema di compressione
4. Serbatoi di stoccaggio

Le principali tipologie di elettrolizzatori impiegabili per la produzione di idrogeno verde sono quattro: alcalina (Aec), a polimero solido (Pem), a membrana a scambio anionico (Aem) e a ossido solido (Soec). Le prime due sono commerciali e possono raggiungere potenze dell'ordine dei megawatt. Per le altre parliamo di chilowatt, con buone prospettive di sviluppo ma ancora senza un mercato consolidato.

Per la realizzazione dell'impianto in oggetto si prevede l'utilizzo di un **sistema di elettrolizzatori di tipo PEM** (Proton Exchange Membrane) ovvero la tecnologia più efficiente e per la produzione di idrogeno puro su larga scala.

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.

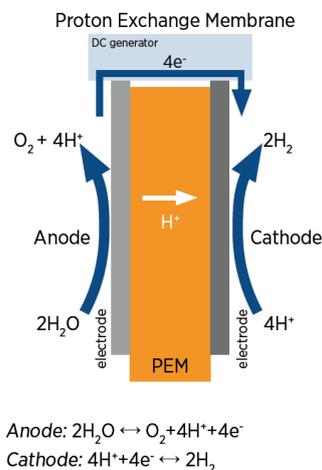


Fig. 6.12 - Schema elettrolizzatore PEM (fonte: IRENA GH cost reduction 2020)

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	R&D stage
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 ₂]	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).

Tab. 6.12 - Confronto tecnologie elettrolizzazione

L'alta efficienza si concilia con esigenze di compattezza e bassa manutenzione fornendo una modularità che consente l'utilizzo di sistemi compatti containerizzati, dotati di collegamenti elettrici e idrici standard, purificazione dell'idrogeno e teleassistenza.

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 m³/h di acqua demineralizzata per produrre circa 4.000 Nm³/h di idrogeno per immissione nella rete gas.

L'impianto in sintesi

Potenza nominale	20	MW
Produzione nominale H ₂	4.000	Nm ³ /h
Produzione nominale O ₂	2.000	Nm ³ /h
Configurazione stack	PEM	-
Portata acqua in ingresso	4,5	m ³ /h

Tab. 6.13 - Dati principali dell'impianto

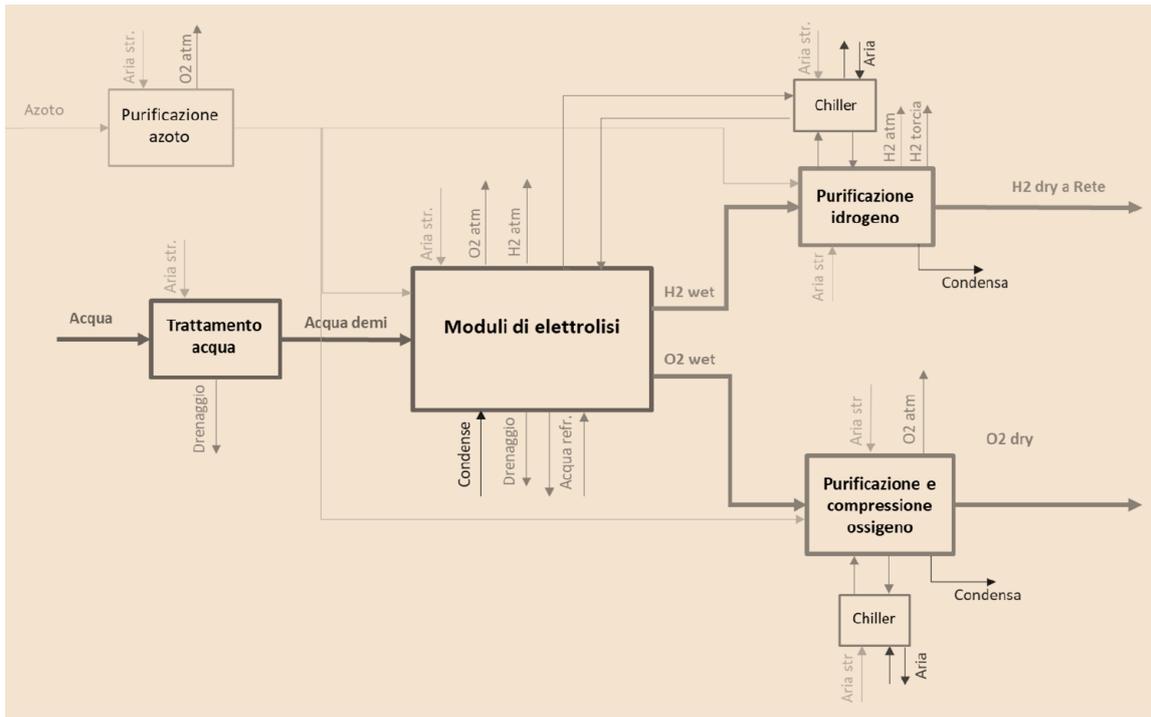


Fig. 6.13- Schema a blocchi dell'impianto

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 formazioni 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.

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.

Tab. 6.14- Analisi dei flussi entranti ed uscenti dal sistema con le relative grandezze chimico-fisiche.

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

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% destinati rispettivamente al modulo di purificazione dell'idrogeno e dell'ossigeno. 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 scarichi atmosferici di idrogeno e ossigeno discontinui provenienti dalla degassificazione degli stream di recupero delle condense.

È presente, inoltre, uno scarico di acqua (drenaggio) che sarà utilizzato durante la fermata dell'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 che è a servizio anche del modulo di purificazione dell'idrogeno e dalle torri di raffreddamento integrate nei moduli containerizzati.

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 potrebbe garantire in modalità continua (considerando 7.500 ore di funzionamento annue) una produzione annua di idrogeno di 2.676.00 kg/anno . 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%.

Sistema di purificazione

Lo scopo di tale dispositivo 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 ($2H_2+O_2=2H_2O+calore$). 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 O₂ nel flusso di H₂ alimentato e ridurre il contenuto di O₂ 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.

Sono presenti due sfiati di idrogeno:

- Uno sfiato atmosferico discontinuo attivo nella fase di rigenerazione dei letti di assorbimento dell'umidità.
- Uno sfiato in pressione costituito dall'idrogeno prodotto nel processo e non inviato all'utilizzo finale nel momento in cui si verificano le seguenti condizioni: (a) l'idrogeno non è a specifica, ad esempio per fuori servizio o malfunzionamento dell'impianto o avviamento oppure (b) in situazioni di emergenza e quindi quando si ha necessità di evacuare rapidamente le linee, ad esempio per una sovrappressione.

Il flusso di idrogeno alimentato al sistema di purificazione proveniente dai moduli di elettrolisi sarà di circa 370 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 350 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 nella rete gas.

L'acqua raccolta dal sistema di assorbimento dell'umidità e diretta alla raccolta delle condense sarà di circa 20 kg/h. Lo sfiato atmosferico di idrogeno durante la fase di rigenerazione dei letti di assorbimento sarà di circa 18 kg/h.

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 e sono posizionati sul lato est della piattaforma.

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.

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.

Alimentazione

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.

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 media tensione a 30kV e sarà installato nell'edificio A un nuovo trasformatore abbassatore che porterà l'elettricità dalla alta alla media tensione e trasformatori dalla media alla bassa tensione.

Oltre ai trasformatori, sulla piattaforma saranno installati:

- i quadri di distribuzione in media tensione (30/15 KV) per l'alimentazione dei moduli trasformatori/raddrizzatori per gli elettrolizzatori;
- il quadro di distribuzione per l'alimentazione del compressore;
- 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.

Per il dettaglio dello schema elettrico unifilare si rimanda alle relazioni specialistiche elettriche e relativi elaborati grafici a corredo.

6.6 Dispositivi

6.6.1 Sistema di trattamento H₂O

Il primo dispositivo nell'ordine è il **sistema di trattamento delle acque** per il successivo passaggio all'elettrolizzatore.

Nello specifico la disponibilità idrica dedicata per la sola stazione di produzione H₂ è di 18 m³/h mentre il fabbisogno della stazione alla massima potenza sarà di 3,5 l/h max.

IL SISTEMA DI OSMOSI INVERSA CONTAINERIZZATO sarà composto da una linea e completamente preassemblato su uno skid e containerizzato. L'impianto sarà implementato da collegamenti idraulici ed elettrici.

La linea sarà composta da:

- Accumulo in ingresso (fuori portata).
- Pompa dell'acqua grezza
- Pre-trattamento composto da:
 - Filtro autopulente
 - Sistema di dosaggio del controllo del pH.
 - Sistema di dosaggio del coagulante.
 - Sistema di dosaggio dell'antincrostante.
 - Filtro a cartuccia da 20 µm
 - Filtro a cartuccia da 5 µm
- Impianto a osmosi inversa.
- Disinfezione UV.
- Clorazione finale in linea.
- Quadro elettrico generale.

L'impianto è dimensionato per il trattamento di Acqua grezza da emungimento pozzi esistenti in situ.

Queste le caratteristiche per l'alimentazione dell'impianto:

Type	three-phase power
Voltage	400 V
Frequency	50 Hz
Installed power of the line	Approx. 13,0 kW

Caratteristiche dell'acqua trattata

Outlet flow rate of the line	~5 m ³ /h
Outlet pressure	0,5 bar (*)

(*) Si noti che questa pressione è sufficiente a riempire per gravità un serbatoio di accumulo finale situato vicino all'impianto.

Si prevede, date le distanze tra i punti di emungimento e la stazione di trattamento, l'installazione di un serbatoio distante 50 m circa dall'impianto di osmosi inversa e una stazione di sollevamento tra l'impianto e il serbatoio di accumulo.

Di seguito il diagramma di flusso del sistema di trattamento

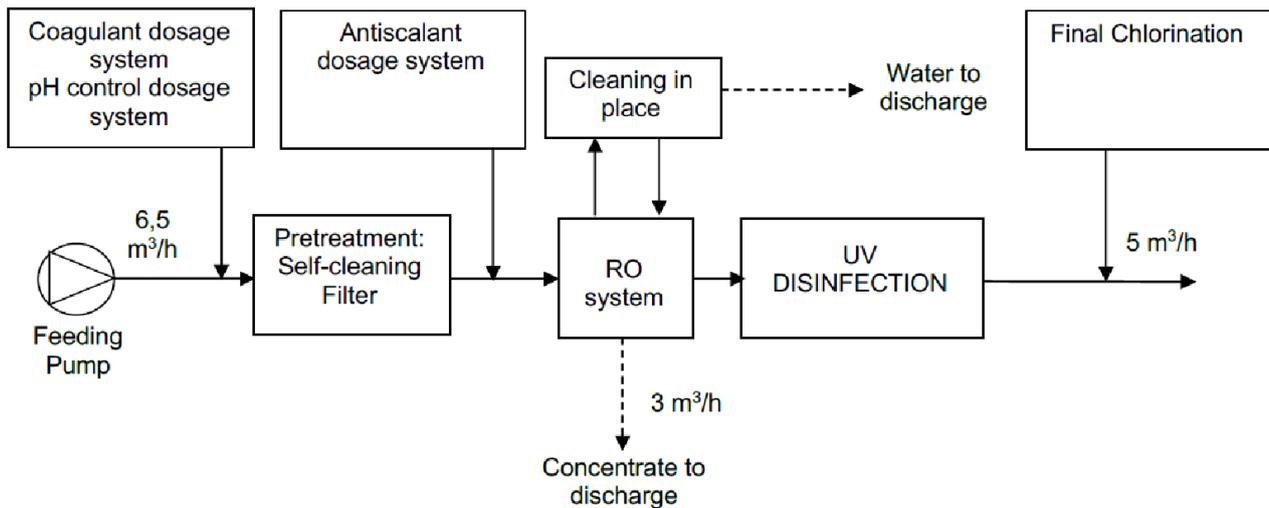


Fig 6.14 – Diagramma di flusso sistema di trattamento acque

L'impianto sarà composto da:

a) ACCUMULO IN ENTRATA (fuori campo nei pressi del sistema di emungimento)

b) POMPA

Pompa centrifuga per installazione esterna con le seguenti caratteristiche:

portata nominale : 6,5 m³/h

Prevalenza: 2,90 barg

- **Stazione di dosaggio coagulante**

Per facilitare la rimozione dei residui in ingresso viene dosato un dosaggio di coagulante.

La stazione di dosaggio sarà composta da:

- N.1 pompa dosatrice con le seguenti caratteristiche:

Tipo: a membrana

Capacità massima : 2 lt/h

Prevalenza : 10 bar max

Materiale : PVDF/PVC

Potenza installata : 18 W

Tensione : 220V - 50 Hz

- N.1 serbatoio con manicotto di sicurezza.

- **Stazione di dosaggio per il controllo del pH**

Per controllare il pH in ingresso alla RO, viene dosata la soda caustica.

La stazione di dosaggio sarà composta da:

- N.1 pompa dosatrice con le seguenti caratteristiche:

Tipo: a membrana

Capacità massima : 2 lt/h

Prevalenza : 10 bar max

Materiale : PVDF/PVC

Potenza installata : 18 W

Tensione : 220V - 50 Hz

- N.1 serbatoio con manicotto di sicurezza.

c) FILTRO AUTOPULENTE

Filtri autopulenti con ugelli di aspirazione. Filtro autopulente per la rimozione delle particelle solide potenzialmente presenti nell'acqua. Il sistema di pulizia si attiva automaticamente al raggiungimento di un valore predefinito di differenza di pressione.



Il filtro consente un flusso continuo anche durante la fase di rigenerazione, mantenendo la sua produttività e minimizzando lo spreco d'acqua.

Quantità: 1 con le seguenti caratteristiche:

Flusso	fino a 8 m ³ /h
Pressione massima di lavoro	10 bar
Potenza	120 W
Materiale	SS 304
Connessione IN/OUT	2" BSP M
Grado di filtrazione	50 micron
TSS massimo in ingresso	100 mg/

d) SISTEMA OSMOSYS

- PRE-TRATTAMENTO

Il sistema a osmosi inversa richiede, per un corretto funzionamento, un'acqua in ingresso priva di particelle solide.

Per questo motivo, è strettamente necessaria una filtrazione finale.



Il comparto di pretrattamento sarà composto da:

- Filtro a cartuccia con le seguenti caratteristiche:

Dimensione:	40"
Maglia della cartuccia:	20 µm
Numero di cartucce:	1
Materiale :	PP
Portata :	fino a 10m ³ /h
Pressione di progetto :	9 bar

Il secondo stadio avrà le seguenti caratteristiche

Dimensione:	40"
Maglia della cartuccia:	5 µm

Numero di cartucce:	1
Materiale :	PP
Portata :	fino a 10m ³ /h
Pressione di progetto :	9 bar

STAZIONE DI DOSAGGIO DELL'ANTINCROSTANTE

L'impianto a osmosi inversa richiede, per un corretto funzionamento, il dosaggio di antincrostante per evitare la precipitazione di sali sulla superficie delle membrane.

precipitazione di sali sulla superficie delle membrane.

La stazione di dosaggio sarà composta da:

- N.1 pompa dosatrice con le seguenti caratteristiche:

Tipo:	a membrana
Capacità massima :	2 lt/h
Prevalenza :	10 bar max
Materiale :	PVDF/PVC
Potenza installata :	18 W
Tensione :	220V - 50 Hz

- N.1 serbatoio con manicotto di sicurezza.



SISTEMA DI OSMOSI INVERSA

L'impianto a osmosi inversa ha lo scopo di rimuovere le sostanze potenzialmente disciolte nell'acqua. Il sistema prevede l'utilizzo di membrane in grado di rimuovere completamente gli inquinanti particellari, oltre a virus, batteri e impurità in generale. È previsto anche un filtro a cartuccia iniziale per rimuovere la sabbia o altri elementi che rendono l'acqua torbida (vedi sezione di pretrattamento sopra descritta).

Il sistema è composto da:

- Pompa ad alta pressione, con parti bagnate in acciaio inox AISI 304/304L per una maggiore resistenza alla corrosione, dotata di VFD.
- resistenza alla corrosione, dotata di controllo VFD per garantire una portata costante di permeato RO.
- Vasca in FRP per contenere le membrane.
- Membrane con le seguenti dimensioni 8"x40".



- Manometri.
 - Flussimetro per la misurazione del permeato.
 - Conduttimetro (da 0 a 1000 $\mu\text{S}/\text{cm}$).
 - Sistema di lavaggio e CIP con pompa e serbatoio di stoccaggio in acciaio inox 304.
 - serbatoio di stoccaggio montato su skid per un funzionamento automatizzato e di semplice manutenzione.
 - Le tubazioni sono in acciaio inox AISI 304 (alta pressione) e in PVC-U (bassa pressione).
- I componenti di questo sono certificati per uso alimentare e resistenti alla corrosione.
- Il carrello è in acciaio al carbonio verniciato per facilitare il trasporto e l'installazione.

Fornitura per n.1 sistema containerizzato:

Designed feed flow	~6,5 m ³ /h
Flow production	~5 m ³ /h
Approximative dimensions	1 x 20' ISO CONTAINER

e) DISINFEZIONE FINALE

- DISINFEZIONE UV

Disinfezione con sistema UV per la rimozione della contaminazione batterica potenzialmente presente nell'acqua.

Quantità : 1 con le seguenti caratteristiche:

Flusso	5 m ³ /h
Pressione massima di esercizio	6 barg
Potenza	65 W
Materiale	Acciaio Inox 304
Connessione IN/OUT	2" BSP M
Numero lampada	1



Clorazione finale in linea

Considerando che l'acqua potabile venga stoccata in un serbatoio, è necessario garantire un residuo di cloro per evitare la proliferazione batterica per prevenire la crescita batterica, per questo motivo viene dosato ipoclorito di sodio.

La stazione di dosaggio sarà composta da:

- N.1 pompa dosatrice con le seguenti caratteristiche:

Tipo: a membrana

Capacità massima : 2 lt/h

Prevalenza : 10 bar max
Materiale : PVDF/PVC
Potenza installata : 18 W
Tensione : 220V - 50 Hz

- N.1 serbatoio con manicotto di sicurezza.

f) STRUMENTAZIONE

L'impianto sarà dotato della seguente strumentazione:

- Pressostato sull'aspirazione della pompa di prealimentazione per evitare il funzionamento a secco.
- Un set di interruttori di livello su ogni serbatoio chimico per evitare il funzionamento a secco della pompa di dosaggio dei prodotti chimici.
- N.1 Flussimetro sulla linea del permeato RO per il controllo della pompa ad alta pressione con segnale analogico 4- 20mA
- N.1 Indicatore di flusso sulla tubazione di ricircolo del concentrato
- N.1 pH-metro sulla tubazione dell'acqua grezza con segnale analogico 4 -20mA
- N.1 Termometro sulla tubazione dell'acqua grezza con segnale analogico 4 -20mA
- N.1 Conduttimetro sulla tubazione dell'acqua di permeato con segnale analogico 4 -20mA
- N.1 Redox-metro sulla condotta dell'acqua permeata con segnale analogico 4 - 20mA
- N.1 pH-metro su tubazione dell'acqua di permeazione con segnale analogico 4 -20mA
- Un set di interruttori di livello per il serbatoio dell'acqua potabile (serbatoio escluso)
- N.1 Pressostato di alta pressione sulla pompa di alimentazione RO ad alta pressione
- N.1 Interruttore di bassa pressione sulla pompa di alimentazione RO ad alta pressione
- Un set di interruttori di livello per il serbatoio di pulizia RO
- N.1 Indicatore di flusso per la tubazione di pulizia RO
- N.2 valvola ON/OFF ad aria per il lavaggio automatico
- N.6 manometri.

g) CONSUMO CHIMICO

Di seguito si allega una tabella riassuntiva con la stima dei consumi chimici per l'impianto.

Number	Service	Chemical	Commercial solution % of active product	Dosing rate mg/l	Hourly consumption l/h of commercial solution	daily consumption l/d of commercial solution	Storage tank foreseen l	Days for tank refilling days
1	Initial Chlorination	Sodium hypochlorite	15%	2,00	0,027	0,648	120	185
2	Coagulant for raw water	PAC	24%	2	0,036	0,864	120	140
3	pH control	Caustic Soda	32%	(*)	(*)	(*)	120	(*)
4	Antiscalant for Membrane	Antiscalant	100%	5	0,03	0,72	120	160

(*) Only in case of needs

h) Quadro elettrico di comando

Fornitura di n. 1 quadro elettrico per il controllo e la protezione di tutte le apparecchiature, con alimentazione a 400 V, 50 Hz (con neutro a terra) su un pannello in lamiera d'acciaio.

La potenza totale installata stimata è di circa 13 kW.

La morsettiera sarà collegata all'impianto di messa a terra generale esistente dell'edificio in cui si trovano gli impianti dell'edificio in cui saranno collocati gli impianti.

i) Configurazione dell'impianto

Secondo gli standard costruttivi, gli impianti proposti e descritti saranno inseriti all'interno di un n.1 CONTAINER ISO da 20'.

Il container è completo di tutti i collegamenti idraulici ed elettrici e tutti i punti di collegamento sono flangiati, e, come da nostre normali procedure di controllo qualità, testato in officina prima della spedizione.

Il container è dotato di pozzetti per facilitare l'ispezione e la manutenzione del serbatoio interno.

Tutte le interconnessioni saranno flangiate e dotate di connessioni rapide camlock per adattarsi l'una all'altra.

Il container sarà completo di certificazione RINA per il trasporto e sarà dotato di illuminazione, isolamento termico e impianto di condizionamento.

6.6.2 Elettrolizzatore ed unità di Purificazione

Il principale dispositivo per la produzione di idrogeno verde per elettrolisi dell'acqua è evidentemente l'**elettrolizzatore**.

Si prevede quindi un impianto di elettrolizzazione del tipo HyLYZER® o altro modello equivalente modulare in container e completo dei dispositivi per raggiungere la capacità richiesta verrà affiancato ai seguenti componenti:

- Impianto di trattamento dell'acqua dal sistema di trattamento esterno- acqua demineralizzata per il processo di elettrolisi.

- Alimentazione elettrica AC/DC.
- “Dispositivi di processo” in cui sono installati gli stack 1500E. Le funzioni principali di questa parte di processo altamente automatizzata sono:
 - Alimentazione e circolazione continua dell'acqua attraverso gli stack 1500E
 - Raffreddamento del processo di elettrolisi
 - Separazione di H₂ e O₂ dall'acqua
 - Controllo della pressione di H₂ e O₂ prodotti
 - Dispositivi di sicurezza

Un sistema di purificazione dell'idrogeno per ridurre le ultime tracce di O₂ e acqua nell'H₂ prodotto. L'H₂ prodotto è puro al 99,998%.

Apparecchiature periferiche per il funzionamento dell'impianto: sistemi di raffreddamento, alimentazione dell'aria dello strumento, pannello di controllo .

Per le capacità necessarie Hydrogenics ha elaborato un approccio integrato in container per ospitare tutte le apparecchiature di cui sopra.



Fig 6.15 – Elettrolizzatore Containerizzato- HyLYZER 400/30

Tutti i dispositivi saranno installati in container; il lay-out compatto dell’Elettrolizzatore HyLYZER® modulare avrà la seguente configurazione:

- Container da 40 piedi con parte di processo, 2 X stack, trattamento dell'acqua e attrezzature periferiche.
- N. 5 Container da 40 piedi da 4 MW' con AC/DC controllato e un trasformatore HV esterno
- N. 2 Container da 20 piedi con sistemi di purificazione dell'idrogeno.
- N. 2 Container da 20 piedi con sistemi di compressione per eventuale stoccaggio di sicurezza per la Rete Gas.

Di conseguenza viene previsto un ingombro complessivo di 70 X 40 m sufficiente per l'impianto di elettrolisi dell'acqua HyLYZER® della potenza complessiva di 20 MW

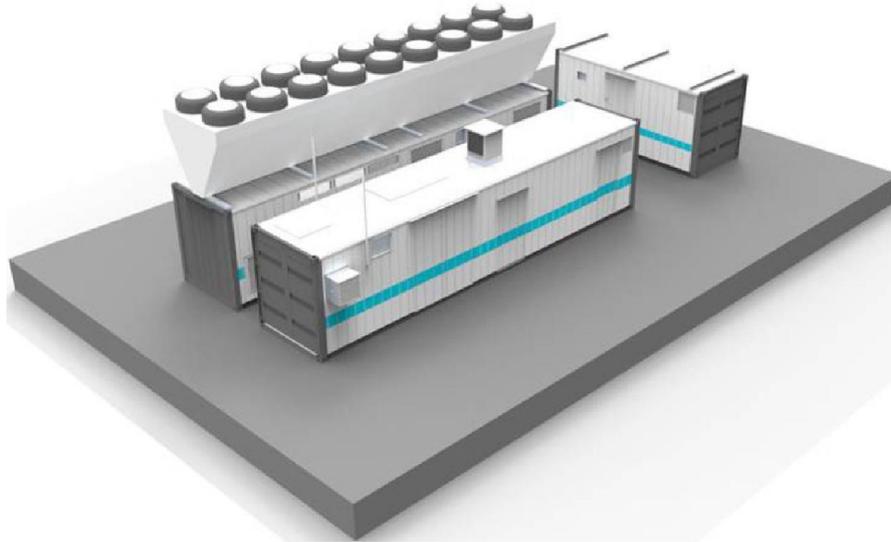


Fig. 6.16- Layout tipo dell'elettrolizzatore "HyLYZER"

SPECIFICHE PRINCIPALI

- Pressione di uscita 30 bar
- Qualità H2 99,998% (dopo il sistema di purificazione dell'idrogeno)
- Tempo di rampa min-max 10s
- Avvio del sistema da "freddo" meno di 2 minuti
- 5-100%, possibile un sovraccarico temporaneo (nell'intervallo 10-20%, ma non più di 15 minuti)
- Consumo specifico di elettricità 5,2 kWh/Nm³
- Capacità nominale di produzione di H2 100 - 1000Nm³
- Temperatura operativa ± 60°C (acqua di raffreddamento rilasciata a 50°C max.) Regola empirica: per ogni Nm³ di H2 prodotto circa 1 kWh di energia termica viene ceduto al circuito di raffreddamento.
- Consumo specifico di acqua di rubinetto ±1,5 l/Nm³
- Temperatura ambiente da -20 a +40°C (possibile da -40 a +40°C)

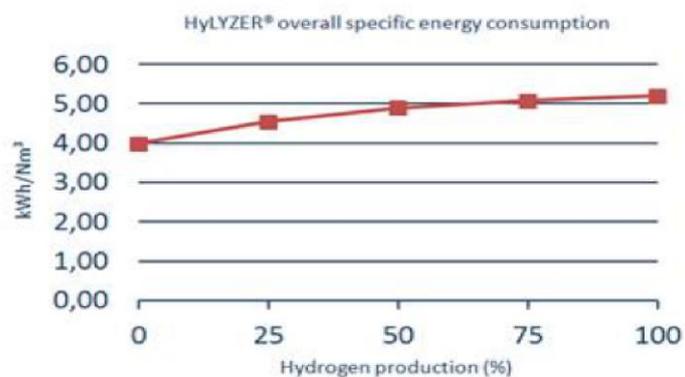


Fig. 6.17 - Degrado previsto dell'efficienza di processo dell'elettrolizzatore: 0,05 kWh/Nm³ in più ogni 10.000 ore. Durata stimata del camino: 80.000 ore

L'Ossigeno ad elevata purezza sarà scaricato all'atmosfera in quanto non utilizzato nel resto dell'impianto e in quanto sottoprodotto della produzione di Idrogeno Verde. Per lo scarico, a temperatura leggermente superiore a quella ambientale, verrà previsto un tubo dedicato di un'altezza di pochi metri, installato direttamente sopra il container di elettrolisi, che scaricherà all'atmosfera la portata prodotta (circa 600 kg/h, fino a un massimo di 8 tonnellate giorno in estate).

L'idrogeno sarà invece inviato all'unità di purificazione, realizzata in forma modulare, dove la poca acqua e l'ossigeno residuo contenuti nella corrente gassosa saranno rimossi tramite via catalitica e di assorbimento, rendendo l'Idrogeno Verde idoneo per la compressione e l'uso finale.

6.6.3 Compressione e caricamento Idrogeno verde

L'idrogeno disidratato e ad altissima purezza sarà a questo punto inviato all'unità di compressione, dove un compressore dedicato lo porterà sino ai livelli di pressione richiesti per lo stoccaggio e l'utilizzo per la Rete Gas secondo le prescrizioni del gestore di rete e la normativa (ancora in fase di definizione).

Una prima ipotesi potrebbe essere quella di utilizzare un unità di compressione tipo Linde AG mod. Ionic Compressor IC 90, sviluppata a Vienna presso il Linde Vienna Application Technology Centre (ATC) in grado di comprimere l'idrogeno fino ad una pressione di stoccaggio pari a 90MPa (900 bar) e comunque di molto superiore alla pressione richiesta dalla rete gas (50-60 bar).

E' in grado di raggiungere una portata di 33.6 kg/h (linea singola) o 67.2 kg/h (linea doppia).¹⁹ Con un contenuto energetico riferito alla massa pari a 120.0 MJ/kg (33.33 KWh/kg) una linea singola ha una potenza di compressione di 4.03 MW (8.06 MW per la linea doppia).

Il fabbisogno energetico del compressore calcolato in rapporto all'energia compressa è molto ridotto (circa 2.3 %)

I dati tecnici del compressore IC 90 sono riportati nella scheda tecnica seguente.

IC 90	valore	unità
dimensioni (L x B x H)	4,2 x 2,7 x 2,6	m
peso	17,5	t
livello sonoro	75	dB(A) in 5m
pressione in entrata	0,5 to 20	MPa
portata approssimativa linea singola (max)	33,6	kg/h
portata approssimativa linea doppia (max)	67,2	kg/h
massima pressione di esercizio	100	MPa
pressione di erogazione	70	MPa at 15°C
temperatura ambiente di esercizio	-30 to 45	°C
fabbisogno energetico a 70MPa (dipende dalla pressione in entrata)	2,7	kWh/kg H ₂



Tab. 6.18 - Specifiche tecniche Linde Ionic Compressor IC 90

Stoccaggio

Lo stoccaggio è quindi limitato nella quantità e nel tempo, prima che l'idrogeno sia trasportato verso i siti di consumo. Lo stoccaggio in sito è quindi funzionale al successivo trasporto, ovvero quello di normalizzare la produzione giornaliera ed adattare questa alla rete del metano in caso di immissione, in modo da avere un

profilo di immissione non dipendente dalla produzione oraria ed un adattamento della pressione alle esigenze di rete. Una tipologia di stoccaggio potrebbe essere quella dei serbatoi in pressione, in alternativa quella degli idruri metallici.

Un esempio di sistema di stoccaggio ad idruri metallici è quello chiamato Hy2Green. Questo prevede un serbatoio a idruri metallici e viene prodotto dalla ditta GKN powder metallurgy: il sistema è modulare, compatto e containerizzabile .



Fig. 6.19: Serbatoio a idruri metallici di GKN powder metallurgy

6.6.4 Sezione di Produzione Ausiliari

L'intera produzione di fluidi ausiliari necessari per il funzionamento dell'impianto sarà realizzata tramite l'installazione di moduli containerizzati, capaci di soddisfare in autonomia il fabbisogno dell'impianto di Idrogeno Verde.

Nello specifico, saranno presenti:

- Circuito chiuso di acqua di raffreddamento, con dispersione del calore tramite scambiatori aria/acqua;
- Circuito di acqua refrigerata a servizio dell'unità di purificazione e di caricamento dell'idrogeno, con dispersione del calore tramite scambiatori aria/acqua;
- Produzione di azoto per flussaggio dell'elettrolizzatore a partire dall'aria ambiente;
- Sistema di produzione di aria compressa per l'operazione di valvole e strumentazione presenti all'interno dell'impianto di produzione di Idrogeno Verde.

6.6.5 Emissioni principali

L'impianto oggetto della presente istanza permetterà la produzione di idrogeno mediante elettrolisi, consumando energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili (approvvigionata sia in modo diretto dall'impianto agrovoltaiico che tramite acquisto certificato da impianti terzi a fonte rinnovabile). Accanto all'idrogeno verrà prodotto anche l'ossigeno. Entrambi i gas vengono al momento prodotti a partire da fonti fossili (in particolare con il procedimento di steam methane reforming, o SMR) e sfruttando energia prodotta convenzionalmente: quindi, la produzione di questi mediante idrolisi alimentata da fonti rinnovabili permetterebbe di ridurre la quota di origine fossile in modo significativo.

Una volta chiarita la fonte di approvvigionamento dell'energia necessaria per l'elettrolisi, va specificato che l'impianto di Power to Gas nel suo complesso non prevede ulteriori emissioni inquinanti in atmosfera derivanti dai processi da esso sviluppati.

Come anticipato, l'energia elettrica deriva direttamente dalla fonte rinnovabile costituita dall'impianto Agrofotovoltaico, ma nulla vieta di estendere le ore di esercizio dell'impianto PTG acquistando ulteriore energia tramite un apposito contratto PPA (Power Purchase Agreement) da altri impianti a fonte rinnovabile realizzati nella medesima zona di prezzo (coerentemente con le regole di tassonomia prima descritte).

Le uniche emissioni locali possono essere così sintetizzate:

- Ossigeno ad elevata purezza, scaricato all'atmosfera tramite tubazione di piccolo diametro dedicata, avente un'elevazione di qualche metro superiore alla quota del container. La massima portata prodotta sarà di circa 600 kg/h, fino a un massimo di 8 tonnellate giorno in estate). Sarà valutato un eventuale recupero dell'ossigeno prodotto con stoccaggio nel caso vi fosse un utilizzo commercialmente sostenibile ed una richiesta di mercato;
- Per la tecnologia di elettrolisi scelta si prevede una quantità limitata di residui liquidi (soluzione acquosa alcalina di idrossido di potassio e acqua di processo) da smaltire periodicamente (annualmente) tramite trasporto in autobotti dedicate. Anche in questo caso, se possibile, si procederà ad un recupero per alimentare nuovamente il processo di elettrolisi.

Gli sfiati presenti non rappresentano una emissione in atmosfera ai sensi della definizione 268.b. del d.lgs. n. 152/2006, in quanto sono composti da gas non inquinanti, quali vapore acqueo, idrogeno o ossigeno. Questi sfiati (indicativamente meno di 10), vengono rilasciati in atmosfera presso l'area dell'impianto e saranno opportunamente distanziati per assicurare che l'esercizio dell'impianto avvenga in piena sicurezza.

Indicativamente vi sarà solo uno sfiato in pressione, dato dall'idrogeno prodotto nel processo e non inviato all'utilizzo finale (stoccaggio) nel momento in cui si verificano le seguenti condizioni:

- (a) l'idrogeno non è conforme alla specifica, ad esempio per fuori servizio o malfunzionamento dell'impianto o avviamento oppure
- (b) in situazioni di emergenza e quindi quando si ha necessità di evacuare rapidamente le linee, ad esempio per una sovrappressione.

Si sottolinea che tale sfiato, essendo sostanzialmente costituito da idrogeno e contenuti minimi di vapore e ossigeno, non è dannoso per l'ambiente una volta emesso in atmosfera e, tanto meno se eventualmente bruciato in torcia, in quanto in quest'ultima la combustione di idrogeno comporta la formazione di acqua ($2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$).

Tutti gli scarichi idrici (gli scarichi di processo - sostanzialmente acqua a basso o nullo contenuto salino proveniente dall'unità di trattamento acqua in ingresso e occasionalmente dall'elettrolizzatore - lo scarico

dei servizi igienici) verranno inviati al sistema fognario, eventualmente tramite autobotti. Gli scarichi meteorici (senza alcuna possibilità di contaminazione) saranno recuperati ed immagazzinati in un apposito serbatoio per quanto possibile per alimentare il processo di elettrolisi.

L'acqua degli eventuali scarichi dall'elettrolizzatore sarà acqua demineralizzata di un grado di purezza molto elevata, in quanto del tutto equiparabile all'acqua in ingresso al modulo di elettrolisi e sarà il più possibile recuperata per alimentare il processo.

Si segnala che possono essere presenti dei flussi di condensa provenienti dai moduli di purificazione di idrogeno e ossigeno: questi saranno recuperati e rimessi in entrata del modulo di elettrolizzazione al fine di ridurre il consumo di acqua.

6.6.6 Viabilità di accesso e di servizio

L'accesso all'impianto verrà predisposta presso l'accesso generale N-O della piattaforma mediante viabilità dedicata. Si prevede movimentazione di mezzi e personale sia nella fase di cantiere che nella fase di esercizio della piattaforma: l'area dedicata si presenta in forma pressoché pianeggiante e sarà dotata dei sottoservizi utili per la connessione alla cabina di parallelo MT.

Si rimanda nel dettaglio allo schema elettrico unifilare (ED-EG_TAV07) e al Layout d'impianto (ED-EG_TAV09) a corredo del progetto.

6.6.7 Piano di dismissione degli impianti e di ripristino, reinserimento e recupero

Il piano di dismissione dei dispositivi interessati prevede il recupero dei materiali riciclabili e reinseribili nel ciclo produttivo per le loro caratteristiche quali acciaio, rame, alluminio e materiali RAEE ovvero rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche disciplinati dalla Direttiva Europea 2012/19/EU ovvero il Dlg.49/2014 che sostituisce le precedenti 2002/96/EU e 2003/108/EU. Il Consorzio individua e supporta le aziende al corretto adempimento delle direttive vigenti.

- Direttiva RAEE – Dlg.49/2014
- Sostanze Pericolose AEE – Dlg.27/2014
- Uno contro Zero – DM. 121/2016
- Decreto Tariffe – DM.17/2016
- Decreto Garanzie Finanziarie – DM.68/2017

Per un approfondimento di dettaglio si rimanda agli elaborati grafici e al Piano di Dismissione e alla relazione protocolli di Sicurezza a corredo del progetto.

