



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

**DIPARTIMENTO DI SCIENZE ECONOMICHE ED AZIENDALI
"M.FANNO"**

CORSO DI LAUREA TRIENNALE IN ECONOMIA

PROVA FINALE

**"IL RUOLO DELL'IDROGENO NELLA TRANSIZIONE
ENERGETICA: DAL GAS NATURALE ALL'IDROGENO VERDE"**

RELATORE:

CH.MO PROF. FULVIO FONTINI

LAUREANDO: ANGELO GATTI

MATRICOLA N. 1188376

ANNO ACCADEMICO 2020 – 2021

Il candidato, sottoponendo il presente lavoro, dichiara, sotto la propria personale responsabilità, che il lavoro è originale e che non è stato già sottoposto, in tutto o in parte, dal candidato o da altri soggetti, in altre Università italiane o straniere ai fini del conseguimento di un titolo accademico. Il candidato dichiara altresì che tutti i materiali utilizzati ai fini della predisposizione dell'elaborato sono stati opportunamente citati nel testo e riportati nella sezione finale 'Riferimenti bibliografici' e che le eventuali citazioni testuali sono individuabili attraverso l'esplicito richiamo al documento originale.

INDICE

INTRODUZIONE	5-6
CAPITOLO 1. ECONOMIA DEL GAS NATURALE	7
1.1 – COS’È IL GAS NATURALE?	7
1.2 – RISERVE DI GAS NATURALE.....	7-8
1.3 - TRASPORTO, STOCCAGGIO E DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE	9
1.4 – COSTI, PREZZI E CONSUMI DEL GAS NATURALE	10-12
1.5 EMISSIONI DEL GAS NATURALE	12-13
1.6 - IL GAS NATURALE PUÓ ESSERE IL VERO PROTAGONISTA DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA?.....	13-14
CAPITOLO 2. ECONOMIA DELL’IDROGENO	15
2.1 – COS’È L’IDROGENO?	15
2.2 – PRODUZIONE E TIPOLOGIE DI IDROGENO.....	15-17
2.3 - TRASPORTO E STOCCAGGIO DELL’IDROGENO.....	17-18
2.4 - COSTI E PREZZI DELL’IDROGENO.....	18-19
2.5 - QUALI SONO I SETTORI DELL’IDROGENO?	20-22
2.6 - SFIDE DA AFFRONTARE PER LO SVILUPPO DELL’IDROGENO VERDE....	23-24
CAPITOLO 3. GEOPOLITICA DELLE DUE ECONOMIE	25
3.1 – QUADRO GEOPOLITICO DEL GAS NATURALE	25-26
3.2 – QUAL È L’OFFERTA DI GAS NATURALE E QUAL È IL SUO FUTURO?	27-30
3.3– GEOPOLITICA DELL’IDROGENO	30-36

CONCLUSIONE 37-39

BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA..... 40-42

INTRODUZIONE

<< La rete energetica dell'idrogeno, come la rete globale delle telecomunicazioni, permetterà di connettere ogni uomo a ogni suo simile in una matrice sociale ed economica indivisibile e interdipendente, cosicché la specie umana potrà trasformarsi in una comunità perfettamente integrata nell'ecosistema terrestre... La geopolitica disgregante, che tanto ha permeato l'era dei combustibili fossili, cederà il passo, nell'era dell'idrogeno, a un nuovo concetto di politica della biosfera >>¹ - così conclude il suo illuminante lavoro, *Economia all'Idrogeno*, l'economista, sociologo, attivista e saggista statunitense, Jeremy Rifkin. Era il non lontano 2002 quando Rifkin pubblicò il suo saggio ed all'epoca quelle parole sembravano quasi utopia, od almeno una realtà non vicina alla nostra. In poco meno di un ventennio, però, l'umanità è andata in contro ad un susseguirsi di irreversibili eventi che hanno inevitabilmente plasmato le nostre vite.

La Terra si sta surriscaldando. Secondo le stime della Nasa, nel 2019 la temperatura media è stata superiore di 0,98 gradi confrontati ai livelli preindustriali. Il riscaldamento globale, oltre a causare la fusione dei ghiacciai e l'innalzamento del livello del mare, provoca altri cambiamenti climatici come la desertificazione e l'aumento di fenomeni estremi fra cui uragani, inondazioni e incendi: lo stravolgimento del clima rischia di comportare danni incalcolabili.

La causa prima è da attribuire alle emissioni antropiche di gas a effetto serra in atmosfera. Il principale fra questi gas, l'anidride carbonica, proviene per il 90% dal settore energetico, in particolare dalle centrali elettriche a carbone.²

Nel dicembre 2015, alla COP21 di Parigi, è stato siglato un accordo internazionale che pone l'obiettivo di mantenere il riscaldamento globale entro la fine di questo secolo al di sotto di 2 gradi rispetto ai livelli preindustriali, e possibilmente limitarlo a 1,5 gradi.³

Per raggiungere questo obiettivo lo strumento principale è la transizione energetica, cioè il passaggio da un mix energetico centrato sui combustibili fossili a uno a basse o a zero emissioni di carbonio, incentrato sulle fonti rinnovabili.

Lo sviluppo delle energie rinnovabili rappresenta il cuore della transizione energetica. Negli ultimi anni il fotovoltaico e l'eolico si sono aggiunti a tecnologie mature come l'idroelettrico e il geotermico e si sono imposti come i grandi protagonisti della transizione in atto. Un deciso e convinto cambio di rotta centrato sulla de-carbonizzazione, cioè l'abbandono progressivo delle

¹ J. Rifkin, *Economia all'Idrogeno*, Mondadori, 2003, ed 1.

² NASA Climate Change And Global Warning, <https://climate.nasa.gov/causes/>.

³ United Nations, "The Paris Agreement", 2015, Paris, <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>.

fonti fossili e, quindi, la dismissione delle centrali a carbone. Alla transizione potrebbe presto contribuire anche lo sviluppo di settori nuovi, come quello dell'idrogeno verde.⁴

Il risplendere di una possibile attuazione di un'economia dell'idrogeno, sia da parte dell'industria che del mondo accademico, spronati dai problemi provenienti dal cambiamento climatico e dalla capillare campagna di sensibilizzazione circa i temi ambientali, ha contribuito a porre l'attenzione sul suo immenso potenziale. L'idrogeno può comportare una rivoluzione energetica fondamentale e prioritaria per la nostra società, apportando quella flessibilità e adattabilità tanto necessaria nei sistemi di energia rinnovabile. Come vettore di energia pulita, l'idrogeno presenta una moltitudine di vantaggi per de-carbonizzare simultaneamente i settori dei trasporti, residenziale, commerciale e industriale. L'idrogeno ha dimostrato di instaurare forti sinergie con altre alternative a bassa emissione di carbonio, consentendo una transizione energetica più efficace, in termini di costi, verso sistemi energetici de-carbonizzati, più puliti, non tossici per l'ambiente.⁵

L'obiettivo di questo elaborato è mettere in luce le potenzialità dell'idrogeno, partendo dall'analisi del suo primo concorrente fossile, il gas naturale, per arrivare ad un preciso studio dell'economia dell'idrogeno.

Nel primo capitolo verrà presentato il mondo del gas naturale, studiando i suoi costi, come viene prodotto, in quali luoghi viene prodotto, il suo stato attuale e le previsioni future di questa fondamentale realtà energetica.

Nel secondo capitolo verrà analizzata l'economia dell'idrogeno cos'è, come viene utilizzato, quali tipologie vengono ad oggi prodotte, come viene prodotto, chi lo produce, qual è il suo mercato, quali sono i costi attuali e quali sono le previsioni dei costi futuri. Nel terzo capitolo verrà proposta una chiara comparazione delle due economie, con una valutazione geopolitica di un'economia in cui l'idrogeno possa essere definito una realtà concreta nel mercato energetico, evidenziando i possibili scenari e i rivoluzionati equilibri. Tale valutazione verrà avanzata sulla base di come ad oggi si stanno muovendo i mercati, i governi, le nazioni e le multinazionali, in questo nuovo mondo, e sulla base di quali sono gli investimenti di capitali attuati, e quelli che verranno stanziati nei prossimi anni, in infrastrutture, tecnologie, know-how, per abbattere i costi di produzione, creare economie di scala e permettere una veloce ed efficiente transizione energetica.

Il lavoro chiuderà con un breve resoconto di quelle che possono essere le conseguenze dell'avanzamento di questo nuovo mercato.

⁴ Snam and Mc Kinsey, "The Hydrogen challenge: the potential of hydrogen in Italy", 2019, https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/repository_hy/file/The-H2-challenge-position-Paper.pdf.

⁵ M. Alverà, Rivoluzione Idrogeno, Mondadori Electra, 2020, 1 ed.

CAPITOLO 1 – ECONOMIA DEL GAS NATURALE

1.1 – COS'È IL GAS NATURALE?

Il gas naturale è un gas prodotto dalla decomposizione anaerobica di materiale organico. In natura si trova comunemente allo stato fossile, insieme al petrolio, al carbone o da solo in giacimenti di gas naturale. Viene però anche prodotto dai processi di decomposizione correnti, nelle paludi (in questo caso viene chiamato anche gas di palude), nelle discariche, durante la digestione negli animali e in altri processi naturali. Viene infine liberato nell'atmosfera anche dall'attività vulcanica.

Il gas naturale è, sostanzialmente, un insieme di diversi composti idrocarburici, tra i quali ricordiamo i principali, ossia il metano, l'etano, il propano. La miscela del gas naturale contiene inoltre alcuni gas inerti, quali l'anidride carbonica e l'azoto. La percentuale di tutti questi componenti, tuttavia, varia a seconda del luogo dove il gas naturale viene estratto.

Il metano, il gas naturale principale, la cui molecola contiene un atomo di carbonio e 4 di idrogeno (CH₄), è inodore, incolore, infiammabile se miscelato con aria in modeste concentrazioni (tra il 5% e il 15%). Il suo odore caratteristico è dovuto all'aggiunta di sostanze odorizzanti (mercaptani) non tossiche utili a riconoscere eventuali fughe o perdite.⁶

Nella maggior parte dei casi il gas naturale si estrae dagli stessi giacimenti di petrolio. Come il petrolio, infatti, il gas naturale è il prodotto delle trasformazioni subite dalla sostanza organica depositatasi sul fondo di antichi mari e laghi (bacini sedimentari). Non vi è, quindi, una ricerca di gas naturale distinta da quella del petrolio, ma un'unica attività di ricerca degli idrocarburi: solo dopo la perforazione di pozzi esplorativi è possibile appurare la natura del deposito. Si parla di "gas associato" quando il gas naturale è diluito nel petrolio o costituisce lo strato di copertura del giacimento petrolifero; e di "gas non associato", quando all'interno del giacimento è presente quasi esclusivamente da gas naturale (ad esempio, i grandi giacimenti del Mare del Nord e dell'Olanda).⁷

1.2. RISERVE DI GAS NATURALE

I principali Paesi produttori e i maggiori detentori di riserve di gas naturale nel mondo sono: Russia e Paesi dell'area ex URSS, Iran, Qatar, Emirati Arabi, Algeria, Nigeria e Venezuela,

⁶ "Gas naturale", Istituto della Enciclopedia Italiana fondata da Giovanni Treccani S.p.A.

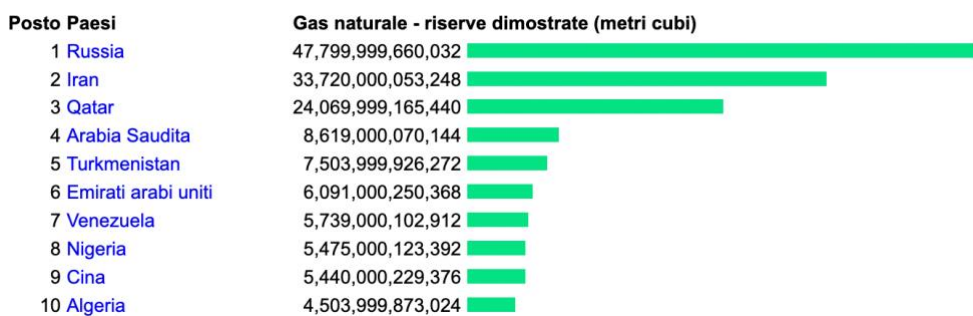
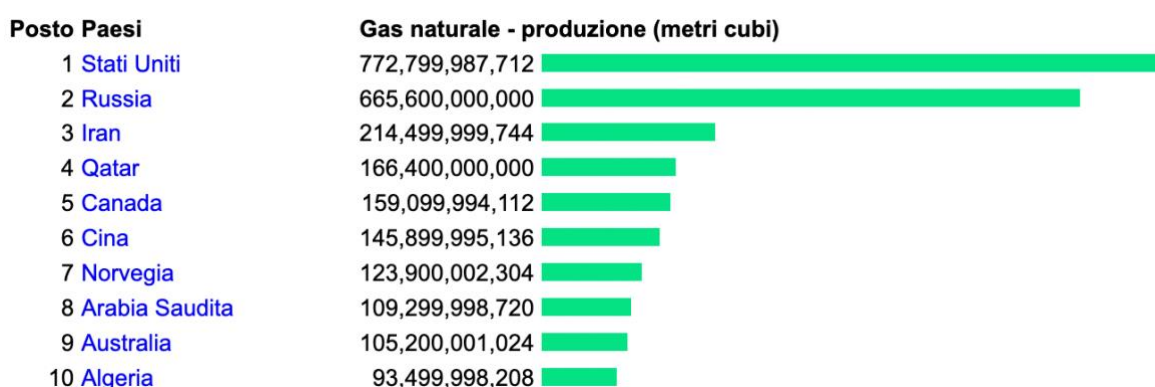
⁷ Eni scuola, "gas naturale", 2013, realizzato con il patrocinio del Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca e Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Cina, Turkmenistan; in Europa, Gran Bretagna, Olanda e Norvegia; l'Italia ha una modesta produzione, in fase calante, concentrata nell'Adriatico e in Basilicata.

Le riserve di gas naturale esistenti non sono ad oggi tutte sfruttabili; alcune, pur individuate, devono attendere, per essere utilizzate, lo sviluppo di nuove tecniche di estrazione e prezzi sui mercati remunerativi dei maggiori costi di produzione. Esistono giacimenti di gas cosiddetto 'non convenzionale', quali lo shale gas, ossia gas naturale proveniente da formazioni argillose, dove il g. n. si trova sotto forma di piccole bolle intrappolate tra lastre di roccia a profondità di alcuni chilometri. Molto prosperosi di shale gas sono gli USA, che hanno giacimenti di scisti argillose in molti Stati e riserve che hanno reso il Paese energeticamente autosufficiente ed esportatore. Altre riserve immense di gas non ancora sfruttabili sono quelle costituite dagli idrati di metano, composti cristallini formati da acqua e metano.⁸

Di seguito vengono riportati due grafici: il primo stila la classifica dei primi 10 paesi produttori di gas naturale (sia proveniente da riserve dimostrate che dalle argille di scisto) nell'anno 2020; il secondo riporta lo stock di riserve certe (dimostrate) di gas naturale dei primi 10 paesi produttori nell'anno 2020.

Figura 1: stock di riserve certe (dimostrate) di gas naturale dei primi 10 paesi produttori nell'anno 2020.



9

⁸ Ibidem (7)

⁹ CIA World Factbook - aggiornato a partire da Gennaio 1, 2020

1.3. TRASPORTO, STOCCAGGIO E DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE

Il gas naturale viene trasportato allo stato gassoso tramite l'utilizzo di gasdotti, oppure con navi metaniere sulle quali viene compresso allo stato liquido (GNL o Gas Naturale Liquefatto). I gasdotti, in tal modo, consentono il trasporto di cospicue quantità di gas, direttamente dal luogo di estrazione a quello di consumo, senza necessità di alcuna operazione di carico e immagazzinamento.

Circa ogni 100-200 chilometri vengono posizionate stazioni di compressione che ristabiliscono la pressione sufficiente a far muovere il metano a una velocità di 20-30 chilometri l'ora, in modo tale da poter mantenere la velocità costante. Le reti dei metanodotti comprendono, inoltre, hub di stoccaggio, all'interno dei quali parte del metano viene conservato e tenuto a disposizione per eventuali situazioni di emergenza. Come depositi vengono sfruttati preferibilmente i giacimenti esauriti situati presso le aree di maggior consumo. Le loro stesse caratteristiche geologiche garantiscono la massima sicurezza contro eventuali perdite.

Quando non è possibile effettuare il trasporto tramite metanodotto, come già riportato in precedenza, il metano viene liquefatto e trasportato con navi metaniere. Oggigiorno circa il 25% del metano viene trasportato tramite la medesima modalità.

Una metaniera trasporta mediamente 130.000 metri-cubi di metano liquefatto che corrispondono a 78 milioni di metri cubi allo stato gassoso. I costi di trasporto con le metaniere sono più elevati perché occorre effettuare diversi trasbordi, i quali inficiano sull'aumento dei costi. Il primo consiste nel trasporto dal giacimento alla costa con un metanodotto. In seguito, il gas viene liquefatto e immagazzinato su di una metaniera, dotata di serbatoi isolati termicamente e di sofisticati sistemi di sicurezza e protezione ambientale. Arrivato a destinazione il GNL viene inserito all'interno del terminale di importazione, nel quale viene riscaldato, riportato allo stato gassoso (processo di rigassificazione) e immesso, dopo aver raggiunto un adeguato livello di pressione, nella rete dei metanodotti. Il processo di estrazione del gas naturale dai giacimenti, la sua liquefazione per il trasporto su navi, la rigassificazione costituiscono la cosiddetta catena del GNL.

La distribuzione del gas naturale avviene tramite l'ausilio di migliaia di chilometri di tubazioni più piccole, le quali sono direttamente collegate ai gasdotti della Rete di Trasporto Nazionale, comunemente definite "di allacciamento", che trasportano il metano alle industrie e alle abitazioni.¹⁰

¹⁰ Eni scuola, "gas naturale", 2013, realizzato con il patrocinio del Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca e Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

1.4 - COSTI, PREZZI E CONSUMI DEL GAS NATURALE

Il costo del gas naturale è fortemente dipendente dal Paese fornitore, il quale stabilisce il prezzo in concomitanza con il Paese che acquista lo acquista. A seconda del mercato che si prende in considerazione (servizio di tutela oppure il mercato libero) il prezzo del gas varia in maniera sostanziale.

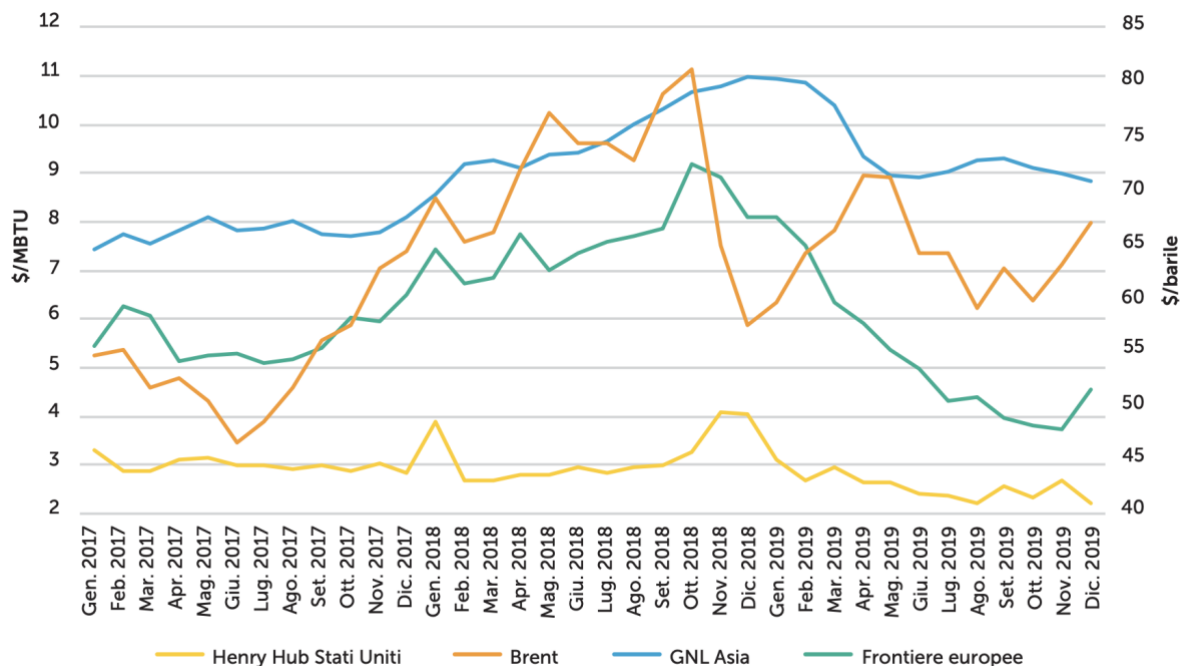
Nel servizio di tutela il costo viene regolamentato dall'Autorità per il Gas, l'Energia Elettrica e il Sistema Idrico. Il costo stabilito da questo fondamentale ente varia una volta al trimestre e al giorno d'oggi ha subito un aumento del 5,3% stabilendosi sui 0,20 euro per metro cubo standard. La questione è assai differente per quanto riguarda il mercato libero, nel quale il costo viene stabilito in autonomia da ogni fornitore in relazione ai servizi, promozioni, prodotti, consumi, difficoltà di trasporto e oscillazioni generiche del costo del gas. Da considerare, inoltre, che il prezzo del gas naturale può variare in misura massiccia anche tra le diverse offerte provenienti dallo stesso fornitore: diminuire o aumentare a seconda delle fasce orarie di consumo o delle promozioni, cambiare in base al volume di consumo o alla zona geografica di fornitura.

Stando ai dati della relazione annuale ARERA, i prezzi internazionali del gas naturale sono decresciuti fortemente, sulla scia del generico calo dei prezzi energetici e l'impetuosa crescita generalizzata dell'offerta, soprattutto di GNL. Il mercato asiatico ha mantenuto i prezzi del gas più alti, con una media nel 2019 di 9,49 \$/MBTU, seguito dal mercato europeo con 5,25 \$/MBTU e, a distanza, da quello nordamericano con 2,57 \$/MBTU all'Henry Hub. La diminuzione rispetto all'anno precedente è stata di circa 2 \$/MBTU.

Le oscillazioni di prezzo inter-annuali dei tre macro-mercati sono rimaste in linea con i diversi driver: sui mercati asiatici ed europei, all'interno dei quali vi è uno stretto legame con i prezzi del petrolio, sono avvenute variazioni in corso d'anno, rispettivamente, di 2,1 \$/MBTU e 4,4 \$/MBTU tra minimo e massimo.

Il mercato nordamericano, essendo non influenzato dal prezzo del petrolio, ha registrato variazioni inferiori (0,9 \$/MBTU).

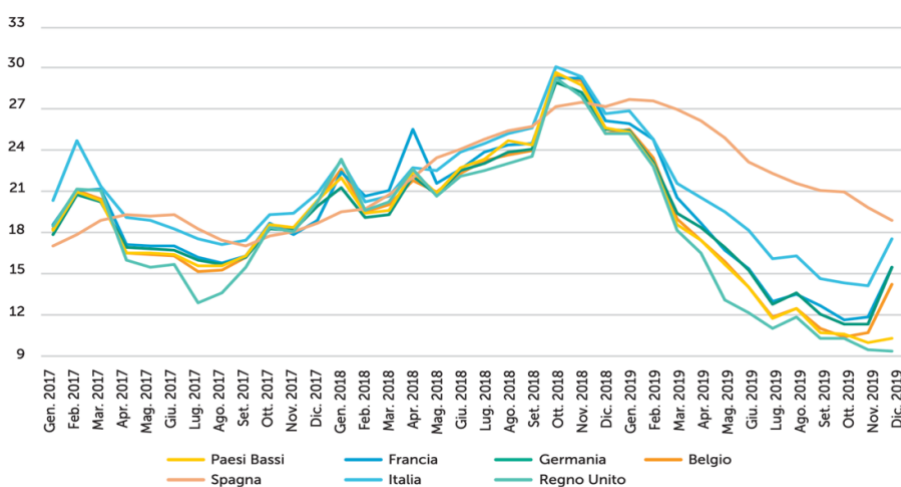
Figura 2: confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent (in \$/MBTU per il gas e \$/barile per il Brent).



11

Analizzando, invece, il prezzo alle frontiere europee, nel 2019 esso è stato pari a 17,14 c€/m³, contro i 23,81 c€/m³ osservati nel 2018. Il prezzo alle frontiere italiane è stato superiore alla media europea di 1,59 c€/m³, raddoppiando il differenziale del 2018 di 0,78 c€/m³.¹² Di seguito viene riportata la tabella con le variazioni di prezzo alle frontiere.

Figura 3: prezzo alla frontiera per paese importatore (in c€/m³)



13

¹¹ Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

¹² ARERA, relazione annuale, 2019.

¹³ Fonte: Platts e World Gas Intelligence

Per quanto riguarda, invece, il lato dei consumi mondiali di gas naturale è proseguita nel 2019 la crescita dei consumi mondiali di gas con un aumento del 3,6% rispetto al 2018, per 136 G(m3) aggiuntivi a livello globale: l'area OCSE ha contribuito per 63 G(m3) e la Cina per 24 G(m3). In zona OCSE i volumi incrementali sono da affibbiare in gran parte all'area americana, per 44 G(m3), mentre l'aumento nella zona asiatica ed europea è stato pari, rispettivamente, a 5 G(m3) e 14 G(m3).

In Europa, l'Unione europea ha confermato un aumento dei consumi particolarmente importante, pari al 5,5%, passando da 470 a 495 G(m3). La domanda in Russia è, d'altro canto, andata incontro ad una contrazione di 11 G(m3) rispetto al 2018, come, in linea di massima, tutti i paesi dell'ex CSI. Di seguito viene presentata una tabella dei consumi di gas naturale nelle principali aree del mondo.¹⁴

Tabella 1: consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo (in G(m3))

PAESI	2015	2016	2017	2018	2019
Paesi OCSE	1.623	1.687	1.704	1.764	1.827
Paesi ex URSS	604	599	606	669	621
Altri paesi	1.171	1.257	1.335	1.379	1.500
TOTALE MONDO	3.398	3.543	3.644	3.812	3.948
<i>di cui Unione europea</i>	<i>436</i>	<i>468</i>	<i>486</i>	<i>470</i>	<i>495</i>

15

1.5 – EMISSIONI DEL GAS NATURALE

Un chilowattora proveniente dal gas richiede in media 500 g di CO₂ e, quasi il 50% in meno del carbone (tra 800 e 900 gCO₂) e meno della metà rispetto alla lignite.¹⁶

Proporzione sostenuta anche dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) – «il passaggio dal carbone al gas riduce le emissioni del 50% quando si produce elettricità» – constatando, inoltre, che questa percentuale si riduce al «33% quando si fornisce calore». In linea di massima, afferma l'IEA, «la maggior parte del gas e del carbone prodotti oggi viene utilizzata per la produzione di energia elettrica e come fonte di calore per l'industria e gli edifici».

¹⁴ ARERA, relazione annuale, 2019.

¹⁵ ARERA, elaborazione su dati IEA, BP e Cedigaz.

¹⁶ UNEP, Emissions Gap Report 2019: <https://www.unenvironment.org/resources/emissions-gap-report-2019>

Sulla scia delle ultime osservazioni le stime sulle emissioni relative al gas naturale sono state rivalutate, in particolare, scrive l'IEA, «il livello aggregato delle emissioni di metano derivanti dalla produzione e dal consumo di combustibili fossili negli ultimi anni è stato più vicino a 175 Mt [milioni di tonnellate] all'anno piuttosto che a 120 Mt all'anno (come riportato nelle precedenti stime dell'IEA)». Analizzando tale documento si evince che le emissioni di metano provengono anche e soprattutto dalla stessa filiera dell'energia.

L'IEA riporta che oggi le emissioni indirette (perdite durante l'estrazione e il trasporto) totali per le attività di petrolio e gas equivalgono a 5200 milioni di tonnellate di biossido di carbonio equivalente (CO₂) e il metano «è il più grande singolo componente di queste emissioni indirette». Il problema primario delle emissioni di metano è che questo gas è circa 30 volte più potente dell'anidride carbonica a trattenere calore in atmosfera.

Prosegue l'IEA: «Le emissioni indirette provenienti dal petrolio sono tra il 10% e il 30% dell'intensità delle sue emissioni durante l'intero ciclo di vita, mentre per il gas naturale sono tra il 15% e il 40%».¹⁷

Secondo l'Energy Watch Group – rete globale di scienziati e parlamentari senza scopo di lucro – il gas naturale non è da considerarsi idoneo per la transizione energetica. In particolare, nel loro rapporto “*Natural Gas Makes No Contribution to Climate Protection*” del 2019, affermano che le emissioni aggiuntive di metano compensano ogni tipo di risparmio di CO₂ durante il processo.¹⁸

1.6 - IL GAS NATURALE PUÓ ESSERE IL VERO PROTAGONISTA DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA?

Stando alle valutazioni dei dati appena presentati, sembra abbastanza palese che il gas naturale, il metano, non può essere considerato un "combustibile di transizione" nel senso che non c'è ragione di preferirlo ad altri combustibili fossili in termini di minore emissione. In più, il gas può servire come combustibile di transizione solo perché al momento sembra che le risorse siano più abbondanti di quelle di carbone e petrolio e le tecnologie in questo campo sono solide, mature e caratterizzate da consolidate economie di scala.

¹⁷ IEA, Methane Tracker 2020: <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/methane-from-oil-gas>

¹⁸ EWG, Natural Gas Makes No Contribution to Climate Protection, 2019: http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_Natural_Gas_Study_September_2019.pdf

Ad oggi sembra che sia necessario ben altro per avviare il processo di transizione energetica, ed al fine di poter raggiungere gli obiettivi internazionali in termini di de-carbonizzazione, riduzione delle emissioni di gas serra e sostenibilità, la strada dello sfruttamento intensivo del gas naturale appare impercorribile.

L'idrogeno potrebbe essere una concreta soluzione.

Il resoconto geopolitico, le motivazioni per cui la strada di un perseverante utilizzo del gas naturale non è più praticabile verranno ripresi nel Capitolo 3, nel quale si presenterà una chiara comparazione tra il gas naturale e il suo potenziale sostituto, l'idrogeno verde.

CAPITOLO 2 – IL MERCATO DELL'IDROGENO

2.1 – COS'É L'IDROGENO

L'idrogeno (H) è l'elemento chimico più abbondante dell'Universo formando circa il 75 % della materia e delle stelle, tra cui il Sole.

Inodore, incolore, insapore, complesso da estrarre, va meglio identificato come un vettore per il trasporto e lo stoccaggio di energia e non definito, quindi, come una fonte primaria. I riflettori puntati sull'idrogeno come vettore energetico sono dovuti, essenzialmente, da alcune sue interessanti caratteristiche: è leggero, molto più semplice e meno costoso da immagazzinare a lungo termine rispetto all'energia elettrica, reattivo, ad alto contenuto di energia per unità di massa ed, inoltre, può essere facilmente prodotto su scala industriale.

L'idrogeno è un combustibile poco inquinante e con un imponente potere calorifico che lo rende incredibilmente efficiente. Al contrario degli altri combustibili che hanno un deciso impatto sul nostro pianeta, l'idrogeno non provoca piogge acide, non riduce l'ozono e non genera emissioni pericolose. L'unico prodotto della combustione dell'idrogeno è l'acqua, non presentando, quindi, sostanze che incidono direttamente sull'inquinamento dell'atmosfera. Inoltre, va constatata, l'assenza, come prodotto della combustione, del diossido di carbonio, che ad oggi viene considerato come il maggior responsabile del progressivo aumento della temperatura sulla Terra. Tuttavia, va considerato l'ampio intervallo di infiammabilità in aria, motivo per il quale viene considerato pericoloso da gestire, visto che può raggiungere velocemente le condizioni di esplosività. In ogni modo l'idrogeno tendenzialmente è portato a diffondersi molto rapidamente e, quindi, a non accumularsi, diminuendo drasticamente la soglia di rischio di esplosività.¹⁹

2.2 – PRODUZIONE E TIPOLOGIE DI IDROGENO

Come evidenziato in precedenza, l'idrogeno, pur presente in modo così massiccio sul nostro pianeta, si trova in minuscole quantità allo stato elementare: le molecole di H₂ devono essere,

¹⁹ A. Munari, F. Michelin, Fondamenti di Chimica, Milano, CAE, 2019, ed.1, pagg. 421-422.

quindi, prodotte principalmente dai combustibili fossili (carbone, gas naturale, ecc.), oppure avvalendosi di metodi elettrochimici (elettrolisi di soluzioni acquose). Di seguito viene presentata una classificazione, in base alla fonte di estrazione, delle tipologie di idrogeno che attualmente vengono prodotte.

- Idrogeno Marrone. L'idrogeno marrone è definito tale poiché estratto tramite il processo di gassificazione del carbone o della lignite. Il carbone viene trasformato in una miscela di syngas e metano, nota anche come town gas (gas di città). Tale processo prevede il trattamento del carbone con vapore acqueo (processo del gas d'acqua). Per evidenti motivi questo metodo di produzione è altamente inquinante proprio perché non vengono in nessun modo utilizzate fonti rinnovabili, generando emissioni fortemente dannose per l'ambiente.

- Idrogeno Grigio. Idrogeno generato da fonti fossili, quale ad esempio il gas naturale, più precisamente il metano. Ci sono circa quaranta metodi di produzione, ma il più adoperato è lo *steam reforming* con vapore (*cracking* del metano). Il discorso sull'inquinamento di questo processo è lo stesso della produzione di idrogeno dal carbone.

-Idrogeno Blu. L'idrogeno blu, anche esso prodotto allo stesso modo dell'idrogeno grigio, viene in tal modo definito poiché, l'impianto di produzione è accoppiato con un sistema di cattura e sequestro dell'anidride carbonica (CCS) prodotta nel processo. In questo modo si può estrarre idrogeno senza comportare dannose emissioni per l'ambiente.

- Idrogeno Viola. L'idrogeno "viola" è così definito poiché viene estratto dall'acqua usando la corrente prodotta da una centrale nucleare, il che implica una produzione a zero emissione di CO₂.²⁰

- Idrogeno Verde. Idrogeno generato utilizzando l'elettricità prodotta da impianti ad energia solare, eolica o proveniente da altre fonti rinnovabili. Il processo prende avvio utilizzando l'elettricità prodotta in eccesso, che non viene sfruttata dagli impianti fotovoltaici od eolici, la quale alimenta celle elettrolitiche che producono idrogeno ed ossigeno a partire dall'acqua (processo di elettrolisi). In questo modo si può avere una produzione di idrogeno pulita e priva di emissioni di CO₂.²¹

Negli ultimi anni la domanda globale annuale di idrogeno è esponenzialmente aumentata, ma il 99% di essa è ancora fornita dai combustibili fossili (idrogeno grigio). Purtroppo, solo lo 0,7% della presente produzione di idrogeno proviene da fonti rinnovabili o da impianti a combustibili fossili con cattura e sequestro del carbonio, rendendo così la produzione di

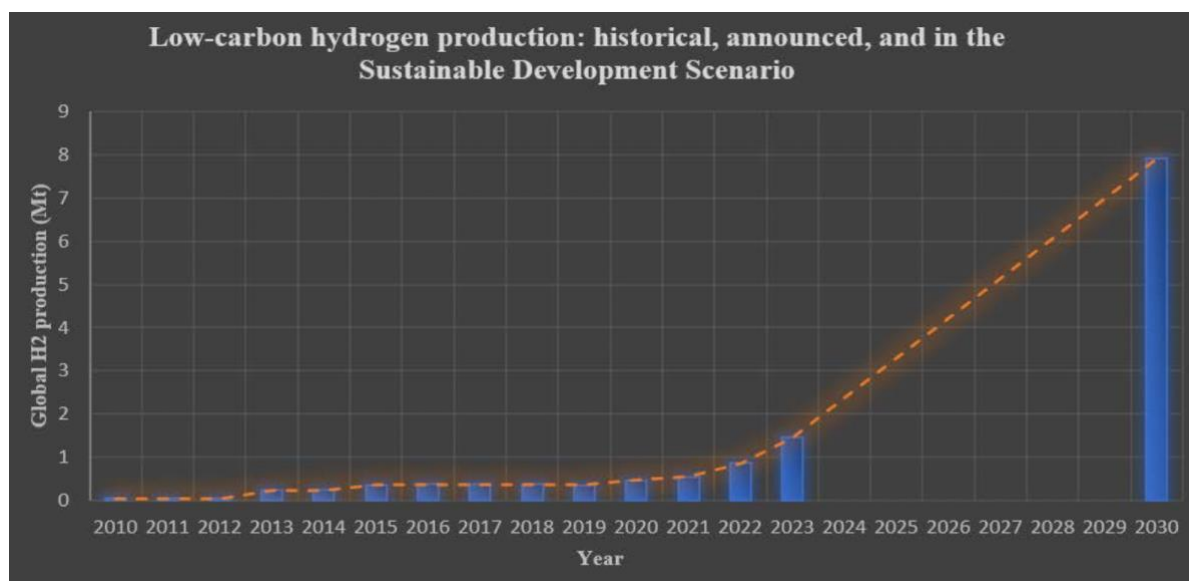
²⁰ M. Della Pietra, S. McPhail, L. Turchetti, G. Monteleone, I 'colori' dell'idrogeno nella transizione energetica, Roma, Dipartimento Tecnologie Energetiche e Fonti Rinnovabili, ENEA, 2020.

²¹ M. Alverà, Rivoluzione Idrogeno, Mondadori Electra, 2020, 1 ed., pag. 32.

idrogeno responsabile di circa 830Mt di anidride carbonica all'anno – per comprendere al meglio questi numeri, parliamo delle emissioni di CO2 di Indonesia e Regno Unito messi insieme.

Analizzando la realtà dei fatti, la sfida primaria per lo sviluppo di un'economia dell'idrogeno pulita rimane non solo lo scaling-up della produzione di idrogeno, ma anche e soprattutto la transizione da una produzione di idrogeno ad alta intensità di carbonio a una a bassa intensità di carbonio. Per avere un'idea più chiara, osservando il seguente grafico, al fine di raggiungere i livelli di produzione di idrogeno a basso contenuto di carbonio, necessari per soddisfare lo Scenario di Sviluppo Sostenibile, la strada è ancora lunga, ma non impercorribile.

Figura 4: storico della produzione di idrogeno a basso contenuto di carbonio, 2010-2030.



22

2.3. TRASPORTO E STOCCAGGIO DELL'IDROGENO

Il trasporto e la distribuzione dell'idrogeno possono essere veicolati sia da infrastrutture già esistenti sia da infrastrutture nuove realizzate ad hoc.

La peculiarità dell'idrogeno è che può essere miscelato con il gas naturale, per poi essere filtrato solo dopo il trasporto, facilitando, così, l'utilizzo delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione del gas naturale esistenti, permettendo, in tal modo, il trasporto su lunghe distanze.

²² R. Scita, P.P. Raimondi, M. Noussan, "Green Hydrogen: the Holy Grail of Decarbonisation? An Analysis of the Technical and Geopolitical Implications of the Future Hydrogen Economy", Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), 2020, elaborazione degli autori basata sui dati dell'IEA (<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/low-carbon-hydrogen-production-2010-2030-historical-announced-and-in-the-sustainable-development-scenario-2030>).

Il problema sostanziale è che la maggior parte delle condutture può accogliere piccole percentuali di miscela di idrogeno (nell'intervallo circa del 5-15%); la miscelazione di percentuali più elevate (o il trasporto di idrogeno puro) richiede condutture appositamente progettate. In ogni modo il trasporto di miscele più elevate è possibile effettuarlo nei nuovi gasdotti per il gas naturale o attraverso l'uso di tecnologie per convertire l'idrogeno in metano sintetico permettendo così la distribuzione tramite gasdotto.

L'idrogeno può anche essere trasportato su rotaia o su camion in forma compressa e liquefatta, come i gas industriali.²³

Lo stoccaggio dell'idrogeno è molto meno impegnativo, rispetto all'elettricità, la quale può essere stoccata per sole poche ore o giorni in ingombranti e costose batterie con una durata che nel tempo rapidamente decade.

Lo stoccaggio dell'idrogeno dipende, invece, dall'uso finale del carburante. L'idrogeno è solitamente immagazzinato come gas compresso in un serbatoio ad alta pressione o come combustibile liquido in un contenitore criogenico (a bassa temperatura). Il costo per immagazzinare l'idrogeno varia in modo considerevole a seconda del metodo di stoccaggio.²⁴ Inoltre vi è anche la possibilità di stoccarlo nelle cavità saline, le quali possono immagazzinare quantità enormi di idrogeno a costi relativamente bassi e con tempi molto veloci.²⁵

2.4. COSTI E PREZZI DELL'IDROGENO

In merito ad i costi dell'idrogeno possono essere fatte delle stime, le quali sono molto suscettibili ai luoghi e alle condizioni di produzione.

Stando a quanto riportato dall'articolo di Stefano Agnoli, "Idrogeno, la nuova frontiera dell'economia «green»: che cos'è, a cosa serve, come si può impiegare", Corriere della Sera, 20/12/2020, partendo dall'idrogeno grigio, il suo costo di produzione è fortemente correlato al prezzo del metano. Osservando il prezzo del metano europeo pre-pandemia, il costo di produzione dell'idrogeno era circa 1 euro al chilogrammo. Constatato il deciso aumento del

²³ M. Ewing, B. Israel, T. Jutt, H. Talebian and L. Stepanik, Hydrogen on the path to net-zero emissions Costs and climate benefits, Pembina Institute, 2020.

²⁴ (20) Ibidem.

²⁵ M. Alverà, Rivoluzione Idrogeno, Mondadori Electra, 2020, 1 ed., pag. 33.

prezzo del metano durante l'emergenza covid-19 del metano (25 euro al Megawattora), il costo dell'idrogeno grigio, ad oggi, si aggira intorno ai 1,5 euro al chilogrammo.

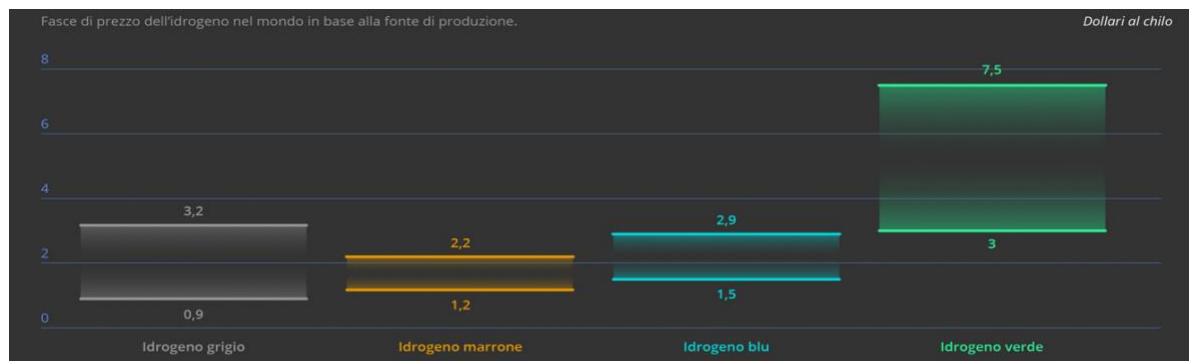
Passando dall'idrogeno grigio a quello blu, bisogna tener conto dei costi per la cattura ed il sequestro dell'anidride carbonica, che, inevitabilmente, portano ad un aumento del costo complessivo dell'impianto. Valutando i costi di impianto attuali, il costo di produzione dell'idrogeno blu è pari a quello dell'idrogeno grigio maggiorato di 0,5 euro al chilogrammo (circa 2,0 euro al chilogrammo). Nel lungo periodo, il plus dell'idrogeno blu potrebbe scendere a 0,25 euro al chilogrammo, considerando l'incremento di economie di scala in questo settore. Chiaramente più complesso il calcolo del costo di produzione dell'idrogeno verde, che dipende principalmente dal costo dell'energia elettrica rinnovabile che li alimenta e dal costo degli elettrolizzatori, i quali ad oggi sono ancora costruiti artigianalmente, e non in scala industriale. In Italia, ad esempio, ipotizzando che l'impianto sia alimentato ad energia solare in un'area caratterizzata da un massiccio irraggiamento, l'idrogeno verde costerebbe oggi da 6 a 8,7 euro al chilogrammo, a seconda della grandezza dell'elettrolizzatore.

Entro il 2030, si stima che l'idrogeno verde potrebbe costare da 3,7 a 5,9 euro al chilogrammo e nel lungo periodo tra 2,1 e 4,4 euro al chilogrammo.

Facendo un confronto, che ci permette di comprendere le oscillazioni dei prezzi dell'idrogeno in base alla fonte di produzione e al costo di alimentazione, se l'elettrolizzatore fosse alimentato da un parco eolico offshore come avviene oggi nel mar del Nord, l'idrogeno potrebbe costare tra i 4 e i 5,2 euro al chilogrammo; entro il 2030 da 3 a 3,9 euro al chilogrammo e sul lungo periodo tra i 2 e i 2,8 euro al chilogrammo.²⁶

Di seguito viene proposta una tabella elaborata dall'Enidatalab sull'oscillazione dei prezzi dell'idrogeno nel mondo in base alla fonte di produzione.

Tabella 2: fasce di prezzo dell'idrogeno nel mondo in base alla fonte di produzione



27

²⁶ S. Agnoli, "Idrogeno, la nuova frontiera dell'economia «green»: che cos'è, a cosa serve, come si può impiegare", Corriera della Sera, 20/12/2020.

²⁷ Elaborazione Enidatalab su dati lea 2018 da Statista.

2.5. QUALI SONO I SETTORI DELL'IDROGENO?

Lo sfruttamento dell'idrogeno, ad oggi, è ancora fortemente ancorato ad un tipo di produzione finalizzato per essere utilizzato come prodotto chimico nelle applicazioni industriali (per esempio nella raffinazione del petrolio o la produzione di ammoniaca e fertilizzanti azotati). La prospettiva, però, è che l'idrogeno possa sostituire i combustibili fossili per varie applicazioni, compresi gli edifici, l'elettricità, l'industria e i trasporti.

Il valore aggiunto, dell'idrogeno, tuttavia, lo si riscontra nel suo potenziale per ridurre le emissioni dei settori difficili da de-carbonizzare. L'idrogeno può anche essere usato nella produzione di combustibili prodotti sintetizzando (o combinando) diversi tipi di gas (come monossido di carbonio e anidride carbonica). Gli esempi includono metano sintetico, metanolo e ammoniaca. Poiché l'idrogeno non produce emissioni nocive nel punto di utilizzo in una cella a combustibile, contribuisce a migliorare la qualità dell'aria nelle regioni in cui sostituisce i combustibili fossili più inquinanti, come il gas naturale, la benzina o il diesel, che emettono vari livelli di contaminanti dell'aria che hanno effetti negativi sulla salute e sull'ambiente (ad esempio smog, piogge acide). L'idrogeno verde e l'idrogeno blu possono anche essere miscelati con combustibili fossili (ad esempio il gas naturale) per ridurre l'intensità di carbonio del carburante. La tabella seguente descrive le principali modalità d'uso finali dell'idrogeno che sono attualmente in sviluppo o disponibili sul mercato, in quattro settori primari.

Tabella 3: principali modalità d'uso dell'idrogeno che sono attualmente in sviluppo o disponibili sul mercato, in quattro settori primari.

Settore	Idrogeno	Idrogeno miscelato
Edilizia	Può essere usato per: -alimentare elettrodomestici, come le pompe di calore a celle a combustibile a idrogeno; - generare elettricità domestica usando una cella a combustibile; - produrre calore ed energia combinati (per esempio sistemi di teleriscaldamento).	Miscelato con il gas naturale usato per riscaldare, raffreddare e alimentare gli edifici (compresa la cogenerazione). Può essere usato in apparecchi esistenti (come forni e stufe) se miscelato nella rete del gas naturale.
Elettrico	Può essere utilizzato per: -generazione di elettricità (in alcune turbine); -accumulo di elettricità: usando l'elettrolisi per convertire la generazione di elettricità in eccesso (per esempio da fonti rinnovabili) in idrogeno, in un processo chiamato "power-to-gas".	Miscelato con gas naturale per la generazione di elettricità (in alcune turbine).
Industria	Teoricamente fattibile per l'uso in processi termici ad alta temperatura, ma rimangono sfide tecniche.	Miscelato con combustibili fossili usati per generare calore ad alta temperatura nell'industria.
Trasporto leggero	Può essere usato in veicoli a celle a combustibile.	Non perseguito commercialmente.
Trasporto pesante	Può essere usato in veicoli a celle a combustibile che trasportano carichi pesanti su lunghi percorsi (cioè veicoli pesanti (camion, autobus, ferrovia, marina)). I veicoli a celle a combustibile hanno una maggiore densità di immagazzinamento dell'energia e tempi di rifornimento più brevi, e sono più leggeri dei veicoli elettrici a batteria.	Miscelato con il diesel per l'uso in motori diesel adattati.

28

²⁸ ns traduzione da: M. Ewing, B. Israel, T. Jutt, H. Talebian and L. Stepanik, Hydrogen on the path to net-zero emissions Costs and climate benefits, Pembina Institute, 2020.

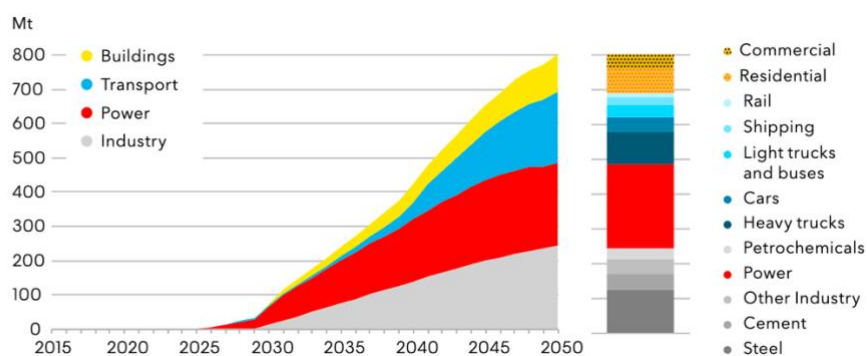
Il settore sicuramente più interessante per cui l'idrogeno può fare davvero la differenza è il trasporto pesante; ci si riferisce ad autobus, camion, treni, settori nei quali è possibile implementare l'utilizzo di idrogeno verde senza eccessivi costi aggiuntivi. È evidente che vanno considerati i non trascurabili costi di una nuova infrastruttura, ma anche i costi dei nuovi veicoli dotati di motori elettrici con celle a combustibile che producono elettricità utilizzando come fonte l'idrogeno. Ma l'efficienza di questi nuovi veicoli sarebbe molto maggiore rispetto a quella dagli attuali motori a combustione, il che porterebbe ad una compensazione di quell'extra costo dato dalle nuove dotazioni facilmente ammortizzabile durante la vita del veicolo.

Altri settori importanti per rimanere nell'area del trasporto pesante sono quelli delle navi e degli aerei. Nel lungo periodo, non vi è alternativa migliore dell'idrogeno per avviare la procedura di de-carbonizzazione. Per la precisione nel settore navale, l'idrogeno viene sfruttato sotto forma di ammoniaca; per il settore del trasporto aereo troviamo l'idrogeno sotto forma di cherosene sintetico per i voli di lunga distanza, mentre per i voli breve-media distanza, di 500-800 km, potrebbe essere congeniale l'idrogeno in celle a combustibile.

La sfida in questi settori è molto ambiziosa essendo segmenti costosi da de-carbonizzare, poiché bisogna generare idrogeno verde, e poi farlo reagire con gli altri elementi sopracitati (anidride carbonica proveniente dalla combustione del bio-metano, o cattura dell'aria per il cherosene sintetico, e azoto con l'ammonica).²⁹

In ogni caso stando alle stime proposte da Bloomberg NEF, le prospettive di mercato nei diversi settori dell'idrogeno, sono molto incoraggianti, e la domanda si prevede in esponenziale crescita nei prossimi anni. Di seguito viene riportato il grafico delle previsioni di crescita della domanda di idrogeno nei diversi settori entro il 2050.

Figura 5: previsioni di crescita della domanda di idrogeno nei diversi settori entro il 2050.



30

²⁹ Snam e Mckinsey Report, "The hydrogen challenge: the potential of hydrogen in Italy", 2019, https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/repository_hy/file/The-H2-challenge-Position-Paper.pdf.

³⁰ Bloomberg NEF 2020

2.6. SFIDE DA AFFRONTARE PER LO SVILUPPO DELL'IDROGENO VERDE

Stando alle tecnologie attuali, il processo più consolidato e maturo per generare idrogeno verde risulta essere l'elettrolisi dell'acqua alimentata con elettricità fornita da fonti rinnovabili quali l'eolico e il fotovoltaico. Al fianco dei già collaudati elettrolizzatori alcalini, sono, inoltre, disponibili sul mercato elettrolizzatori PEM, caratterizzati da una maggiore flessibilità, a fronte di una minore efficienza. Nonostante l'adeguata prestanza degli elettrolizzatori per le applicazioni industriali, quella relativa alle applicazioni energetiche è inferiore e c'è ancora ampio margine di miglioramento in campo di costi di investimento, efficienza e vita utile; in particolare, la performance in regime dinamico e la resistenza a frequenti cicli avvio-arresto vanno necessariamente migliorati al fine di rendere competitivo l'idrogeno verde sui mercati. Inoltre, la prospettiva di raggiungere elevate pressioni operative comporterebbe ulteriori fondamentali vantaggi sia dal punto di vista energetico che economico.

Queste sfide possono essere affrontate tramite l'utilizzo degli elettrolizzatori alcalini con membrana a scambio anionico (AEM), attualmente ancora in fase di sviluppo.

Un'altra importante frontiera di innovazione in questo ambito riguarda l'elettrolisi del vapore ad alta temperatura, considerata potenzialmente molto più efficiente dal punto di vista energetico, ossia che può utilizzare energia "meno pregiata", rispetto all'elettrolisi dell'acqua, poiché permette di sostituire una quantità dell'elettricità, necessaria per il processo, con calore a bassa temperatura.

Oltre all'elettrolisi, la ricerca internazionale sta sviluppando nuove metodologie per la generazione di idrogeno verde, basate sullo sfruttamento di fonti rinnovabili diverse da quelle già utilizzate, come le biomasse o il calore solare, in modo da sfruttare completamente la flessibilità del vettore idrogeno rispetto al mix energetico ed al contesto produttivo locale.³¹

L'agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) ha definito, ad oggi, tre ambiziosi problemi da risolvere affinché l'idrogeno possa assumere effettivamente un ruolo da attore protagonista nei sistemi energetici.

Innanzitutto, va considerata l'incertezza politica e la tecnologica: attualmente molte applicazioni per l'idrogeno verde non sono competitive con quelle già ampiamente consolidate provenienti dal mondo delle fonti non rinnovabili; senza il supporto pubblico e in assenza di impegni chiari, vincolanti e di prospettiva ragionevolmente lunga da parte dei Governi, lo sviluppo di progetti innovativi potrebbe non essere abbastanza attrattivo dal punto di vista finanziario-economico.

³¹ M. Della Pietra, S. McPhail, L. Turchetti, G. Monteleone, I 'colori' dell'idrogeno nella transizione energetica, Roma, Dipartimento Tecnologie Energetiche e Fonti Rinnovabili, ENEA, 2020.

In secundis, vanno affrontate le sfide provenienti dalla non trascurabile complessità della catena del valore e la necessità di un coerente sviluppo di un'infrastruttura adatta al trasporto e alla distribuzione.

Infine, è prioritaria la definizione di regolamentazioni e standard condivisi ed approvati dalla comunità internazionale. È evidente che la soluzione di questi problemi può essere raggiunta solo attraverso un convinto sforzo condiviso e coordinato tra i governi dei diversi Paesi impegnati allo sviluppo di questo mercato.³²

Nel Capitolo 3 verrà delineato il quadro geopolitico del mercato dell'idrogeno verde, analizzando gli investimenti stanziati negli ultimi anni e quelli che sono in programma di essere attuati.

³² IEA (International Energy Agency), The future of hydrogen, Report prepared by the IEA for the G20, Japan, giugno 2019

CAPITOLO 3 – GEOPOLITICA DELLE DUE ECONOMIE

3.1 – QUADRO GEOPOLITICO DEL GAS NATURALE

Il maggiore Paese produttore al mondo di gas naturale e detentore di riserve, nonché esportatore, è la Russia ma ci sono vasti giacimenti anche nel Golfo Persico, nel Qatar, in Canada, Iran, negli USA (con lo sfruttamento del gas di scisto). Tra i principali importatori di gas figurano gli USA, la Germania, il Giappone e l'Italia, mentre tra i maggiori esportatori ci sono, oltre alla Russia, il Qatar, gli USA, l'Iran, l'Algeria, il Canada e la Norvegia.³³ La società leader al mondo nel settore del gas per estrazione, produzione e distribuzione, è la russa Gazprom. Gazprom detiene le più grandi riserve di gas naturale del mondo.

Come produttore, Gazprom rappresenta il 12% della produzione globale di gas e il 68% della produzione interna di gas. Attualmente, la compagnia sta attivamente implementando progetti di sviluppo del gas su larga scala nella penisola di Yamal, nella piattaforma artica, nella Siberia orientale e nell'Estremo Oriente russo, così come una serie di progetti di esplorazione e produzione di idrocarburi all'estero.

Gazprom è un fornitore affidabile di gas per i consumatori russi e stranieri. La compagnia possiede il più grande sistema di trasmissione del gas al mondo, la cui lunghezza totale entro i confini della Russia raggiunge i 175,2 mila chilometri. Gazprom vende più della metà del suo gas ai consumatori russi ed esporta il gas in oltre 30 paesi all'interno e all'esterno dell'ex Unione Sovietica.³⁴

Tra le altre importanti società attive nel settore del gas naturale figurano Exxon, China National Petroleum (CNPC), Royal Dutch Shell, BP, Chevron, e Total.

Subito in basso viene riportata una mappa indicante le esportazioni di gas naturale in base al paese di provenienza con annessa tabella.

Figura 6: la mappa visualizzata di seguito mostra come variano le esportazioni di gas naturale in base al paese. La tonalità di colore del paese corrisponde alla grandezza dell'indicatore. Più scura è la tonalità del colore, maggiore è il valore.

³³ Economia- gas naturale-esportazioni, Index Mundi, 2020. <https://www.indexmundi.com/map/?v=138&l=it>.

³⁴ About Gazprom, <https://www.gazprom.com/about/>.

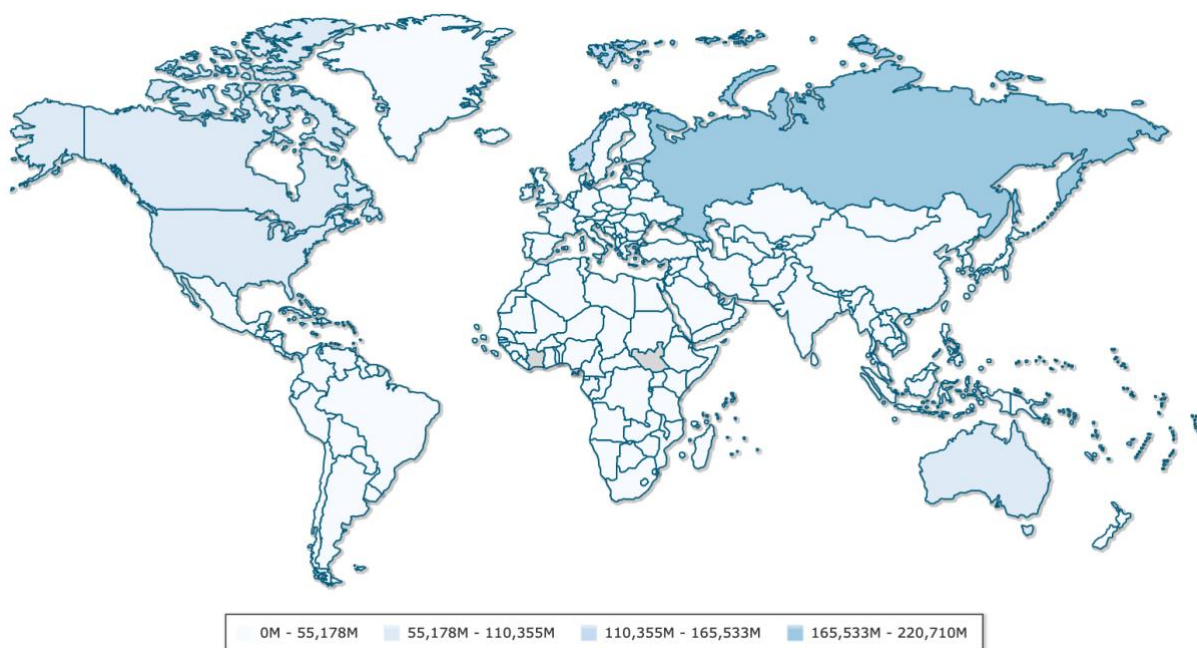


Tabella 4: questa voce riporta il gas naturale totale esportato in metri cubi (cu m) dei primi 10 paesi nel mondo.

Paesi	Gas naturale - esportazioni (metri cubi)	Anno
Russia	210,200,002,560	2020
Qatar	126,500,003,840	2020
Norvegia	120,200,003,584	2020
Stati Uniti	89,699,999,744	2020
Canada	83,959,996,416	2020
Australia	67,960,000,512	2020
Algeria	53,880,000,512	2020
Paesi Bassi	51,249,999,872	2020
Malesia	38,229,999,616	2020
Turkmenistan	38,139,998,208	2020

35

³⁵ CIA World Factbook - Aggiornato a partire da Gennaio 1, 2020.

3.2 – QUAL È L’OFFERTA DI GAS NATURALE E QUAL È IL SUO FUTURO?

Per comprendere al meglio i movimenti del mercato del gas naturale, analizziamo i dati proposti dalla relazione annuale ARERA 2019.

Nel 2019, la produzione OCSE di gas naturale è cresciuta di 93 G(m3) rispetto al 2018. Da sottolineare è anche l’incremento produttivo dell’area Asia- Oceania, con l’Australia che ha fatto registrare un incremento del 14,8%, con +22 G(m3), grazie all’avvio di nuovi treni di esportazione di GNL. L’Europa OCSE ha subito, invece, un calo del 6,8% nella produzione di gas naturale, dovuto per la gran parte agli effetti dell’impegno di ridurre lo sfruttamento del giacimento olandese di Groningen nei Paesi Bassi (-13%) al fine di limitare i micro-sismi attribuiti al suo progressivo esaurimento.

Rispetto al 2018, nel 2019 le esportazioni totali OCSE di gas naturale sono aumentate del 2,8%, equivalente a un incremento di 20,7 G(m3), per un totale di 764,6 G(m3). Di queste, quasi il 22% è rappresentato da esportazioni di GNL, per complessivi 167 G(m3), in aumento del 25,4% rispetto al 2018.

Sul fronte delle importazioni, il totale dei volumi ammonta a 1.072 G(m3), anch’esso in aumento dello 0,9% rispetto al 2018. L’import nei paesi OCSE di Asia e Oceania è diminuito del 5,6%, mentre quello dei paesi OCSE delle Americhe del 3,5%; viceversa, è cresciuto del 4,3% quello dell’Europa OCSE.

La dipendenza dell’Unione europea dalla Russia si è attestata sul 46% (45% nel 2018), mentre la dipendenza dalla Norvegia si ferma al 28% (anch’essa in calo). Nel 2019, spicca per l’Unione europea l’incremento rilevante delle importazioni via GNL, che hanno registrato un +45%, toccando i 108 G(m3), volume che corrisponde a una quota del 27% dell’import e del 22% dei consumi complessivi annuali.

Il Qatar è rimasto il primo per gli approvvigionamenti di GNL, salendo a 29,8 G(m3) dai 19,8 G(m3) del 2018, in virtù della scelta di dirottare molti carichi dal mercato asiatico a quello europeo.

Gli USA registrano, però, la crescita più imponente nel 2019, raggiungendo i 17,2 G(m3) di forniture GNL, partendo dai 3,3 G(m3) dell’anno precedente. Nel quarto trimestre 2019 gli USA sono addirittura diventati il primo fornitore di GNL dell’Europa, assicurando un quarto delle quantità di GNL complessivamente fornite. La Russia, in forte competizione con il fornitore americano per la conquista di quote di mercato, ha toccato i 21,4 G(m3), contro i 6,5 del 2018.

Si sono registrati volumi in crescita nel 2019 anche per l’offerta sui mercati spot: i volumi trattati nell’hub olandese TTF sono aumentati di oltre il 20%, rafforzando così ulteriormente il

ruolo di riferimento di tale hub per il mercato europeo, anche in virtù del calo registrato negli ultimi mesi dell'anno degli scambi all'NBP inglese e delle quote decisamente più ridotte degli altri hub continentali.³⁶

Tabella 5: importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza (in G(m3)).

AREA DI PROVENIENZA	2015	2016	2017	2018	2019
America del Nord	107,2	122,7	126,8	116,4	113,3
Asia ^(A)	2,8	1	0,1	0,0	0,0
Europa	0,5	0,4	0,0	0,3	0,1
Altre aree	10	9,3	6,3	5,7	4,8
TOTALE IMPORT AREA: OCSE AMERICHE	120,5	133,5	133,1	122,5	118,2
Oceania	29	38,6	46,0	51,6	53,1
Asia ^(A)	96,7	88,2	79,5	74,8	64,8
Europa e Russia	14,6	14	13,2	12,6	13,6
Altre aree	33,1	30,7	37,1	42,9	40,2
TOTALE IMPORT AREA: OCSE ASIA-OCEANIA	173,4	171,5	175,9	181,9	171,7
Europa	351,2	354,8	377,8	376,7	378,8
Russia	56	59,4	69,0	76,9	80,1
Asia ^(A)	36	32,4	23,6	24,3	36,6
Altre aree	221	245,2	268,8	272,2	286,9
TOTALE IMPORT AREA: OCSE EUROPA	664,3	691,7	739,2	750,1	782,4

37

Analizzati i dati sull'offerta di gas naturale, come si sono mossi i mercati, e quali sono i protagonisti, per comprendere il ruolo del gas naturale nei prossimi lustri è interessante notare le decisioni prese dall'Unione Europea in questo campo per il lungo periodo.

Il 16 dicembre 2020, il Consiglio dell'Ue ha approvato l'accordo politico con l'Europarlamento sul JTF (Just Transition Fund), il fondo per la transizione "giusta" da 17,5 miliardi di euro. Il fondo si focalizza sulle nazioni che devono abbandonare gradualmente la produzione e l'utilizzo di carbone/lignite e che devono trasformare le loro industrie pesanti con investimenti in efficienza energetica e fonti rinnovabili. Dal documento si evince che l'accordo conferma la direzione "no gas" che sta prevalendo in molte decisioni della politica Ue.

³⁶ ARERA, relazione annuale, 2019.

³⁷ IEA, Monthly Gas Statistics, gennaio 2020.

Il JTF, infatti, non implementerà nessun investimento indirizzato ai combustibili fossili, compreso il gas naturale, il quale non potrà nemmeno essere utilizzato per la disattivazione o la costruzione di centrali nucleari.

Il futuro del gas, però, rimane non chiaro, od almeno dai contorni sfumati.

Nelle conclusioni del Consiglio europeo si osserva, infatti, che gli Stati membri hanno il diritto di decidere in merito alle rispettive fonti energetici e di scegliere le tecnologie più appropriate per conseguire collettivamente l'obiettivo climatico 2030, comprese le tecnologie di transizione come il gas naturale.

Quindi il gas è riconosciuto chiaramente come risorsa energetica di transizione, vale a dire, che può fare "da ponte" nel passaggio dai combustibili fossili alle tecnologie rinnovabili. Ma, la Commissione europea, nella proposta di regolamento delegato sui requisiti tecnici che consentono di stabilire se un'attività economica è sostenibile dal punto di vista ambientale, ha inserito la produzione di elettricità con centrali a gas che emettono meno di 100 grammi di CO₂e per kWh. Un requisito, quest'ultimo, molto limitante che, di fatto, elimina tutti gli impianti sprovvisti di sistemi CCS (carbon capture and storage) con cui sequestrare l'anidride carbonica.

In ultima analisi, ad onor di cronaca, per rendere tutto ancora più contorto, nella politica di finanziamento della Bei (Banca europea per gli investimenti) in ambito energetico, sono ammessi i contributi alle centrali fossili che producono energia elettrica con emissioni inferiori a 250 grammi di CO₂ per kWh, una soglia ben più elevata in confronto a quella proposta da Bruxelles.³⁸

Da come possiamo notare, la strada del gas naturale, ad oggi, non è molto chiara, anzi è alquanto intricata. Il destino di questo combustibile fossile sarà dettato dalla seria volontà dei governi di abbandonarlo, e quindi incanalare la maggioranza degli investimenti nelle fonti rinnovabili di energia, o proseguire sulla scia degli anni passati, che come abbiamo potuto notare nella relazione dell'ARERA presenta volumi enormi.

È evidente che, ad oggi, il gas naturale sarà un grande protagonista della transizione energetica, ma sembra alquanto palese che rimarrà confinato a tale ruolo, poiché il fine è pur sempre abbattere i combustibili fossili, gas naturale compreso. La domanda più interessante è sicuramente un'altra, ossia, per quanto tempo sarà necessario affidarsi al gas naturale, ed agli altri combustibili fossili, petrolio in primis, prima di essere abbastanza autosufficienti in campo rinnovabile?

³⁸ Redazione QualEnergia.it, L'Europa vuole o non vuole il gas nella transizione energetica?, 2020, <https://www.qualenergia.it/articoli/leuropa-vuole-o-non-vuole-il-gas-nella-transizione-energetica/>.

La risposta dipenderà sostanzialmente dalla velocità di affermazione delle rinnovabili, dagli investimenti indirizzati dai governi, da un piano comune tra i Paesi, non solo la volontà.

La strada però sembra abbastanza rassicurante, anche se ad oggi quella luce in fondo al tunnel non è ancora visibile.

Interessanti saranno gli sviluppi dei prossimi anni.

Ora, nel prossimo paragrafo, analizziamo gli sviluppi del mercato dell'idrogeno, in materia di investimenti, e gli scombussolamenti geopolitici provocati dallo sviluppo di tale mercato, che come già accennato nelle pagine precedenti, è il primo rivale del gas naturale, l'unico che, ad oggi, sembra poterlo rimpiazzare, od almeno ridimensionare.

3.3. - GEOPOLITICA DELL'IDROGENO

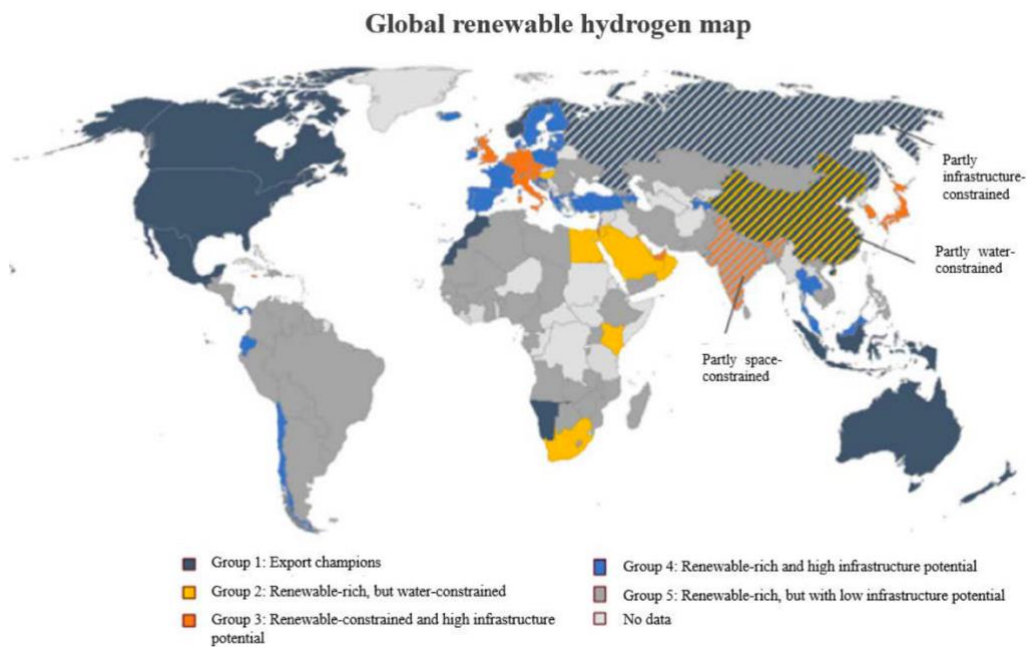
È difficile immaginare come sarà un'economia de-carbonizzata. Come evidenziato dall'International Renewable Energy Agency, "così come i combustibili fossili hanno plasmato la mappa geopolitica negli ultimi due secoli, la trasformazione energetica altererà la distribuzione globale del potere, le relazioni tra gli stati, il rischio di conflitti e i fattori sociali, economici e ambientali dell'instabilità geopolitica".³⁹ Se l'economia dell'idrogeno prenderà slancio, probabilmente contribuirà a delineare un nuovo scenario geopolitico, creando una nuova mappa di importatori ed esportatori, ridisegnando alleanze e rivalità tra paesi, e favorendo nuovi attori internazionali.

Innanzitutto, l'economia dell'idrogeno altererà le dipendenze tra gli stati. A questo proposito, si sostiene che una futura economia dell'idrogeno potrebbe avere l'effetto di "democratizzare" il sistema energetico. Infatti, l'idrogeno verde potrebbe, almeno teoricamente, essere prodotto quasi ovunque. Tuttavia, tale idilliaca ipotesi, rimane altamente improbabile. Se è certamente vero che le fonti di energia rinnovabili, e quindi l'idrogeno prodotto attraverso di esse, hanno il potenziale di decentralizzare il sistema energetico, è anche vero che l'economia reale non funziona in questo modo. Molto probabilmente, la futura economia dell'idrogeno sarà plasmata dal commercio di idrogeno rinnovabile, seguendo i vantaggi comparati. Così, anche se un paese può teoricamente produrre idrogeno da fonti interne, sceglierà di beneficiare del commercio internazionale, se questo è più conveniente. Per suddette ragioni, la futura economia

³⁹ IRENA (2019), "A New World: the Geopolitics of the Energy Transformation", International Renewable Energy Agency, p.12.

dell'idrogeno creerà probabilmente una nuova classe di paesi importatori ed esportatori. Il ruolo che i paesi probabilmente adotteranno sarà basato sulla loro dotazione di risorse - cioè la disponibilità di fonti di energia rinnovabile e di acqua dolce - e sul potenziale delle infrastrutture.⁴⁰

Figura 7: la figura divide i paesi in gruppi da 1 a 5, in base alla loro dotazione di risorse.



⁴⁰ De Blasio N., Pflugmann F. (2020), “Geopolitical and Market Implications of Renewable Hydrogen: New Dependencies in a Low-Carbon Energy World”, Environment and Natural Resources Program, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, Cambridge.

Tabella 6: dotazioni di risorse e potenziale delle infrastrutture dei principali paesi esposti nel mercato dell'idrogeno.

Legenda: Abbondante/molto elevato (+ +); Disponibile/elevato (+); povertà disponibilità/presenza di vincoli (-); scarsa/vincoli elevati (- -).

#	Gruppo	Risorse rinnovabili di energia	Risorse rinnovabili di acqua dolce	Potenziale delle infrastrutture	Esempi di paesi
1	Migliori esportatori con vaste risorse rinnovabili di energia e acqua dolce, così come di potenziale delle infrastrutture	++	+	+	-Australia; -US; -Marocco; -Norvegia;
2	Nazioni ricche di risorse, ma con limitazioni d'acqua ed alto potenziale infrastrutturale	++	--	+	-Arabia Saudita; -Cina (potenzialmente)
3	Nazioni con limitazioni sulle risorse, ma con alto potenziale infrastrutturale	-	+	+	- Buona parte dell'Europa; - Giappone; - Corea del Sud
4	Nazioni ricche di risorse con alto potenziale infrastrutturale	+	+	+	- Turchia; - Spagna; - Thailandia
5	Nazioni ricche di risorse con basso potenziale infrastrutturale	+	+/-	-	- Maggior parte del Sud America

41

⁴¹ ns traduzione da: R.Scita, P.P.Raimondiand, M.Noussan, "Green Hydrogen: the Holy Grail of Decarbonisation?", 2020, Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) (2020).

Alcuni paesi stanno già investendo nel loro potenziale come paesi importatori o esportatori. Per esempio, l'Unione Europea, il Giappone e la Corea del Sud si aspettano di importare idrogeno verde da paesi con energie rinnovabili relativamente economiche ed abbondanti, il che potrebbe aiutare a ridurre il costo della transizione energetica e le pressioni sulle risorse interne - cioè lo spazio sul mare e sulla terraferma.⁴² Dall'altro lato, paesi come l'Australia, il Cile e la Nuova Zelanda si concentrano sulla possibilità di diventare esportatori di idrogeno verde, grazie all'abbondanza delle loro energie rinnovabili. In particolare, tra i possibili futuri esportatori di idrogeno pulito, il Cile emerge come uno dei principali attori nel futuro del vettore energetico. Attraverso lo sviluppo di progetti eolici, idroelettrici e solari, il paese sudamericano potrebbe davvero trasformare la sua economia, che attualmente è fortemente dipendente dalle importazioni di combustibili fossili. Secondo il rapporto redatto da McKinsey⁴³, il Cile potrebbe diventare un attore altamente competitivo nel futuro mercato dell'idrogeno verde, fornendo idrogeno a Corea, Giappone e forse Cina, oltre a rifornire i mercati del Nord America e dell'Europa occidentale. Attualmente, diverse compagnie energetiche, tra cui l'italiana Enel, stanno lavorando su impianti pilota per produrre idrogeno rinnovabile in Cile. Per esempio, Enel sta esplorando la possibilità di installare un impianto di produzione di idrogeno, alimentato da energia eolica, nella regione più meridionale del Cile, Magallanes.⁴⁴ L'impianto potrebbe entrare in produzione nel 2022, diventando il primo impianto di idrogeno verde in Cile e uno dei più grandi dell'America Latina.

Parallelamente, è chiaro che anche gli stati ricchi di combustibili fossili devono adattarsi alla transizione energetica, diversificando le loro economie e investendo nelle energie rinnovabili, al fine di prevenire un futuro dissesto economico. Per esempio, i paesi del Medio Oriente devono investire nella loro posizione di paesi strategici nella Cintura del Sole Globale, approfittando della disponibilità di irraggiamento solare abbondante e a basso costo (per produrre idrogeno verde), delle opzioni di stoccaggio sotterraneo per CCS, (per produrre idrogeno blu), e della posizione geografica, ideale per servire sia il mercato europeo che quello asiatico.⁴⁵ Tuttavia, per diventare esportatori di idrogeno rinnovabile, questi paesi dovrebbero

⁴² Van de Graafa Thijs, Overlandb Indra, Scholtenc Daniel, Westphald Kirsten (2020), "The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen", *Energy Research & Social Science* 70 (2020) 1016672, Elsevier.

⁴³ McKinsey & Company (2020), "Perspective on Hydrogen", https://energia.gob.cl/sites/default/files/clemens_muller-falcke_de_mckinseyco.pdf.

⁴⁴ Azzopardi Tom (2020), "Enel advances Chile's first green hydrogen project", SP Global Platts, <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/100220-enel-advances-chiles-first-green-hydrogen-project>.

⁴⁵ Van de Graafa Thijs, Overlandb Indra, Scholtenc Daniel, Westphald Kirsten (2020), "The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen", *Energy Research & Social Science* 70 (2020) 1016672, Elsevier.

necessariamente investire anche nella capacità di desalinizzazione, essenziale per produrre idrogeno, data la scarsità di acqua dolce nella regione. A questo proposito, l'Arabia Saudita ha recentemente annunciato il suo impegno a sviluppare un'industria dell'idrogeno pulito. Come parte della Vision 2030 e con l'obiettivo di diversificare l'economia saudita, lo stato del Golfo ha recentemente svelato un piano per la costruzione di un enorme impianto di idrogeno verde. L'impianto, con sede a NEOM, vedrà la collaborazione della città di NEOM, una megalopoli modello per la vita sostenibile, di Air Products, un'azienda statunitense di gas industriali e chimici, e di Acwa Power, una utility saudita di energia e desalinizzazione. I prospetti parlano di produzioni intorno alle 650 tonnellate di idrogeno verde al giorno, abbastanza per far funzionare circa 20.000 autobus a idrogeno.⁴⁶

Diversi paesi si sono già impegnati nella cosiddetta diplomazia dell'idrogeno, esplorando la possibilità di un commercio di idrogeno su larga scala. Per esempio, la Germania ha recentemente firmato un accordo di cooperazione con il Marocco, con l'obiettivo di sviluppare la produzione di idrogeno verde e cooperare nella ricerca e nello sviluppo di progetti di idrogeno rinnovabile.⁴⁷ Inoltre, il Marocco e la Germania hanno già annunciato lo sviluppo di due progetti: il progetto "Power-to-X" per la produzione di idrogeno verde, proposto dall'Agenzia marocchina per l'energia solare; e una piattaforma di ricerca su "Power-to-X", volta a condividere conoscenze e competenze tra i due paesi, in collaborazione con l'Istituto di ricerca sull'energia solare e le nuove energie. Questo accordo costituisce un esempio promettente del futuro commercio di idrogeno rinnovabile tra paesi. In particolare, il Marocco (come altre nazioni nordafricane) è adatto a diventare un fornitore chiave di idrogeno pulito per i paesi europei. Come evidenziato in uno studio del 2019 per il Ministero dell'Energia del Marocco, Fraunhofer ISI, "la strategica vicinanza geografica del Marocco all'Europa, insieme al suo eccezionale potenziale di energia eolica e solare, in particolare nel sud del paese, nonché le sue infrastrutture portuali e del gas attuali e future, ne fanno un potenziale fornitore di molecole verdi ad altissimo valore aggiunto".⁴⁸

Un'economia dell'idrogeno potrebbe quindi offrire l'opportunità di rafforzare i legami diplomatici con i paesi terzi.

Per fornire un ulteriore esempio, nel 2019 la Corea del Sud e la Norvegia hanno concordato di rafforzare i legami nell'energia a idrogeno, firmando un memorandum d'intesa "per cooperare

⁴⁶ Air Products (2020), "Air Products, ACWA Power and NEOM Sign Agreement for \$5 Billion Production Facility in NEOM Powered by Renewable Energy for Production and Export of Green Hydrogen to Global Markets", <https://www.airproducts.com/company/news-center/2020/07/0707-air-products-agreement-for-green-ammonia-production-facility-for-export-to-hydrogen-market>

⁴⁷ Guessous Hamza (2020), "Morocco First to Partner with Germany to Develop Green Hydrogen Sector", Morocco World News, <https://www.morocoworldnews.com/2020/06/305441/morocco-first-to-partner-with-germany-to-develop-green-hydrogen-sector/>

⁴⁸ Eichhammer et al. (2019), "Study on the Opportunities of "Power-to-X" in Morocco", Fraunhofer ISI.

nell'energia a idrogeno per sfruttare al meglio la forza della Corea nei veicoli alimentati a idrogeno e quella della Norvegia nelle capacità di produzione e fornitura ".⁴⁹ Nell'agosto 2020, il Portogallo e i Paesi Bassi hanno firmato un memorandum d'intesa per sviluppare una catena di valore di esportazione e importazione di idrogeno verde. L'idrogeno verde, prodotto in Portogallo, verrebbe trasportato nei Paesi Bassi e nel suo entroterra attraverso i porti di Sines e Rotterdam.⁵⁰

Spostandoci di nuovo sul lato dei detentori di combustibili fossili, nel luglio 2020, il Ministero dell'Energia russo ha preparato una bozza di piano per lo sviluppo dell'energia a idrogeno russa per il periodo fino al 2020-2024, sostenendo la "realizzazione di progetti pilota prioritari nel campo della produzione di idrogeno, compresa la creazione di impianti pilota ", e prevedendo l'esportazione di 200.000 tonnellate di idrogeno entro il 2024, e 2 milioni di tonnellate entro il 2035. Il governo russo ha effettivamente compreso la necessità di esaminare l'economia dell'idrogeno, che potrebbe sfidare le fonti di energia tradizionali nei prossimi 20-30 anni.⁵¹

Gli Stati Uniti, invece, sono il paese con più veicoli a celle a combustibile, i quali rappresentano circa la metà dei FCEV registrati, seguiti dal Giappone (25%), dall'Unione europea (11%, soprattutto in Germania e Francia) e dalla Corea (8%).⁵² Nel 2016 il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti ha anche svelato l'iniziativa "H2@Scale", esplorando il potenziale per la produzione e l'utilizzo dell'idrogeno su larga scala in tutti i settori energetici.⁵³

I dati sono chiari, le carte in tavola sono state scoperte, tutti sembrano esserci dentro, in maniera marginale, sperimentale o in modo netto e pionieristico in questo nuovo mondo dell'idrogeno. La fetta di mercato è importante, e si sa, quando si crea un nuovo mercato ci sono sempre nuove opportunità e maggior spazio di entrata e di manovra. Ma va considerato che chi effettivamente può fare la differenza, sono proprio quei paesi ricchi di combustibile fossile, il nemico d'abbattere. Loro hanno le risorse naturali, economiche, politiche, finanziarie. I capitali importanti vengono spostati da loro e, quindi, non è un caso che sono proprio loro ad esserci entrati in maniera massiccia, nonostante l'ampia dotazione di combustibile fossile (mi riferisco

⁴⁹ Ji-hye Shin (2019), "Korea, Norway to cooperate on hydrogen, shipbuilding", The Korea Herald, <http://www.koreaherald.com/view.php?ud=20190613000650>.

⁵⁰ Government of the Netherlands (2020), "Memorandum of understanding between Portugal and the Netherlands concerning green hydrogen", <https://www.government.nl/documents/publications/2020/09/23/memorandum-of-understanding-between-the-netherlands-and-portugal-concerning-green-hydrogen>.

⁵¹ Teller Report (2020), "The Ministry of Energy prepared a draft plan for the development of hydrogen energy", <https://www.tellerreport.com/business/2020-07-22-the-ministry-of-energy-prepared-a-draft-plan-for-the-development-of-hydrogen-energy.ryXGDWUxv.htm>.

⁵² IEA (2019), "The Future of Hydrogen: seizing today's opportunities", Report prepared by the IEA for the G20, International Energy Agency, Japan, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.

⁵³ US Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (2020), "H2@Scale", <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/h2scale>.

agli Stati Uniti, Arabia Saudita, Russia). In fin dei conti è un percorso logico, poiché per abbattere l'utilizzo dei combustibili fossili, detenuto da quegli Stati, vi è per forza la necessità che questi abbiano qualcosa in cambio. Quel qualcosa è inevitabilmente la maggioranza di questo nuovo mercato, maggioranza che implica una minoranza tutta ancora da stabilire, spazio fondamentale e proficuo, dove i nuovi entranti, come il Cile, l'Italia stessa, la Corea e gli altri Stati che stanno investendo ingenti capitali, possono dire la propria.

CONCLUSIONE

La Terra sta soffrendo.

Il travaglio del pianeta è legato, inequivocabilmente, alle azioni dell'uomo.

Stando a quanto riportato dallo scienziato e climatologo Johan Rockström nel suo saggio << Planetary Boundaries: Exploring the Safe Operating Space for Humanity >>⁵⁴, la società deve rendere conto di precisi limiti in nove ambiti - *planetary boundaries* -:

1. la percentuale di perdita di biodiversità;
2. il livello di acidificazione degli oceani;
3. il tasso di sfruttamento del suolo;
4. il tasso di consumo di acqua dolce;
5. il livello di ozono nell'atmosfera;
6. il cambiamento climatico;
7. il livello di inquinamento;
8. l'equilibrio nei cicli dell'azoto e del fosforo;
9. La quantità di particolato atmosferico.

Negli anni '60 abbiamo superato il limite di sostenibilità del ciclo dell'azoto; la soglia sul cambiamento climatico è stata oltrepassata negli anni '90. Ad oggi abbiamo superato anche una terza soglia, quella della perdita di biodiversità, e rapidamente stiamo avanzando verso il limite anche in ambito di sfruttamento del suolo, del fosforo, dell'acqua e dell'acidificazione degli oceani.⁵⁵

Se vogliamo garantire un futuro sereno ai nostri figli e nipoti, la nostra generazione ha il dovere di fare qualcosa, l'obbligo di rimediare agli errori fatti dalle generazioni passate. Il settore dell'energia è responsabile di quasi tre quarti delle emissioni globali di anidride carbonica.⁵⁶ Sembra, quindi, coerente che questi deve prioritariamente essere il settore più importante da de-carbonizzare.

Come già rammentato nel corso del documento, il perseverante sfruttamento dei combustibili fossili non può essere adoperato, ivi compreso il gas naturale.

L'idrogeno può dare un serio contributo al processo di de-carbonizzazione, crescendo e lavorando in perfetta linea con l'industria delle energie rinnovabili. A quest'ultima è evidente l'adattabilità della tecnologia dell'idrogeno, poiché le consente di aprirsi a un nuovo mercato, aumentandone la penetrazione del mix energetico; inoltre, la conversione a idrogeno

⁵⁴ J. Rockström, W. Steffen, Planetary Boundaries: Exploring the Safe Operating Space for Humanity, Resilience Alliance, 2009, pagg. 6-7

⁵⁵ Ibidem (54).

⁵⁶ IEA, Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector, 2021.

permette sia di alimentare le acciaierie che di accendere il riscaldamento di inverno con l'energia del sole, questo per sottolineare la trasversalità dello sviluppo della molecola verde. L'idrogeno può aiutarci a risolvere il triplice cavillo dell'energia: ridurre velocemente e in modo significativo le emissioni fino ad arrivare a zero, garantire la sicurezza energetica e dare energia a buon mercato a chi ne ha bisogno e oggi non può permettersela.

Il dato che ci fa sperare nella buona riuscita di questo mercato è che i fattori politici, economici e strutturali si stanno ordinando: la riduzione dei costi delle rinnovabili, la volontà dei governi di stanziare capitali in questo settore, garantendone lo sviluppo e la diffusione, fanno presagire che l'idrogeno non è più una questione di “se”, ma di “quando”, come conferma uno studio redatto da McKinsey e Snam del 2019.⁵⁷

In conclusione, vorrei mettere in evidenza un possibile scenario che si auspica non si presenti, ma che con molta probabilità non esiterà a manifestarsi, quindi è giusto tenerlo in considerazione e sottolinearlo.

L'economia dell'idrogeno avrà un impatto sulle relazioni tra i paesi più sviluppati e il Sud del mondo. Il modo in cui influenzerà queste relazioni dipenderà dal reale impegno a costruire un sistema energetico diverso, basato su una partnership paritaria. La lotta contro il cambiamento climatico ha spinto diverse nazioni a mettere in discussione un sistema economico basato sul petrolio, ripensando l'attuale rapporto tra gli esseri umani e l'ambiente. Tuttavia, questa nuova mentalità non dovrebbe limitarsi a promuovere uno sviluppo sostenibile nei confronti dell'ambiente. Al contrario, dovrebbe promuovere lo sviluppo sostenibile anche verso gli altri esseri umani. In particolare, dovrebbe spingere i paesi sviluppati ad adottare un approccio diverso e più inclusivo nei confronti del Sud del mondo. La rivoluzione verde - e quindi la rivoluzione dell'idrogeno - porta con sé un rischio di colonialismo verde, cioè il rischio di considerare i paesi in via di sviluppo solo come fornitori di materie prime e, in questo caso, di idrogeno verde. Man mano che il cambiamento climatico sale alla ribalta della politica internazionale, c'è infatti il rischio che i paesi sviluppati esternalizzino le loro attività ad alta intensità di carbonio nel Sud del mondo, de-carbonizzando le proprie economie interne, ma sfruttando contemporaneamente le risorse e il lavoro dei paesi in via di sviluppo. Mentre la società progredisce verso l'emergenza climatica, è fondamentale che non interiorizzi i principi coloniali che hanno purtroppo permeato la nostra società. La rivoluzione industriale è stata sostenuta dalle << infrastrutture della schiavitù e del colonialismo; una versione verde di

⁵⁷ Snam and Mc Kinsey, “The Hydrogen challenge: the potential of hydrogen in Italy”, 2019, https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/repository_hy/file/The-H2-challenge-position-Paper.pdf

questo non è migliore >>.⁵⁸ Così, lo sviluppo dell'idrogeno rinnovabile non dovrebbe essere fatto a spese dei popoli indigeni.

Inoltre, le società inclusive e i partenariati paritari gioverebbero in egual modo di tale scenario, contribuendo ad aumentare la fiducia reciproca, che è alla base di ogni accordo commerciale benefico e duraturo. Purtroppo, nell'economia reale ciò non sempre possibile, data la costante propensione verso la massima ottimizzazione dei propri interessi, come si suol dire, tirare l'acqua al proprio mulino.

Ma, riflettiamoci.

Se riuscissimo a portare acqua a tutti i mulini che partecipano al processo, sarebbe davvero un risultato inefficiente? O forse sintomo di una società evoluta che ha superato la stagnante fase dell'estremo individualismo e nazionalismo?

Ai posteri l'ardua sentenza.

⁵⁸ Gebrial Dalia (2019), "As the left wakes up to climate injustice, we must not fall into green colonialism", The Guardian, <https://www.theguardian.com/commentisfree/2019/may/08/left-climate-injustice-green-new-deal>.

BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

A. Munari, F. Michelin, *Fondamenti di Chimica*, Milano, CAE, 2019, ed.1, pagg. 421-422.

Air Products, “Air Products, ACWA Power and NEOM Sign Agreement for \$5 Billion Production Facility in NEOM Powered by Renewable Energy for Production and Export of Green Hydrogen to Global Markets”, <https://www.airproducts.com/company/news-center/2020/07/0707-air-products-agreement-for-green-ammonia-production-facility-for-export-to-hydrogen-market>, 2020.

ARERA, “relazione annuale”, 2019.

Azzopardi Tom, “Enel advances Chile’s first green hydrogen project”, *SP Global Platts*, <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/100220-enel-advances-chiles-first-green-hydrogen-project>, 2020.

Bloomberg NEF, <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>, 2020.

CIA World Factbook - Aggiornato a partire da Gennaio 1, 2020.

De Blasio N., Pflugmann F., “Geopolitical and Market Implications of Renewable Hydrogen: New Dependencies in a Low-Carbon Energy World”, Environment and Natural Resources Program, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, Cambridge, 2020.

Eichhammer et al., “Study on the Opportunities of “Power-to-X” in Morocco”, Fraunhofer ISI, 2020.

Eni scuola, “gas naturale”, realizzato con il patrocinio del Ministero dell’Istruzione, dell’Università e della Ricerca e Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 2013.

Environment and Natural Resources Program, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, Cambridge, “Renewable Hydrogen: New Dependencies in a Low-Carbon Energy World”, 2020.

“Gas naturale”, Istituto della Enciclopedia Italiana fondata da Giovanni Treccani S.p.A.

Gazprom, “About Gazprom”, <https://www.gazprom.com/about/>, 2020.

Gebrial Dalia, “As the left wakes up to climate injustice, we must not fall into green colonialism”, *The Guardian*, <https://www.theguardian.com/commentisfree/2019/may/08/left-climate-injustice-green-new-deal>, 2019.

Government of the Netherlands, “Memorandum of understanding between Portugal and the Netherlands concerning green hydrogen”, <https://www.government.nl/documents/publications/2020/09/23/memorandum-of-understanding-between-the-netherlands-and-portugal-concerning-green-hydrogen>, 2020.

Guessous Hamza, “Morocco First to Partner with Germany to Develop Green Hydrogen Sector”, Morocco World News, <https://www.moroccoworldnews.com/2020/06/305441/morocco-first-to-partner-with-germany-to-develop-green-hydrogen-sector/>, 2020.

IEA, “Monthly Gas Statistics”, gennaio 2020.

IEA, “Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector”, 2021.

IEA, “The Future of Hydrogen: seizing today’s opportunities”, report prepared by the IEA for the G20, International Energy Agency, Japan, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, 2019.

Index Mundi, “Economia- gas naturale-esportazioni”, <https://www.indexmundi.com/map/?v=138&l=it>, 2020.

IRENA, “A New World: the Geopolitics of the Energy Transformation”, International Renewable Energy Agency, p.12, 2019.

J. Rifkin, “Economia all’Idrogeno”, Mondadori, 2003, ed 1.

J. Rockström, W.Steffen , “Planetary Boundaries: Exploring the Safe Operating Space for Humanity”, Resilience Alliance, 2009, pagg. 6-7.

Ji-hye Shin, “Korea, Norway to cooperate on hydrogen, shipbuilding”, The Korea Herald, <http://www.koreaherald.com/view.php?ud=20190613000650>, 2019.

M. Alverà, “Rivoluzione Idrogeno”, Mondadori Electra, 2020, 1 ed.

M. Della Pietra, S. McPhail, L. Turchetti, G. Monteleone, “I ‘colori’ dell’idrogeno nella transizione energetica”, Roma, Dipartimento Tecnologie Energetiche e Fonti Rinnovabili, ENEA, 2020.

M. Ewing, B. Israel, T. Jutt, H. Talebian and L. Stepanik, “Hydrogen on the path to net-zero emissions Costs and climate benefits”, Pembina Institute, 2020.

McKinsey & Company, “Perspective on Hydrogen”, https://energia.gob.cl/sites/default/files/clemens_muller-falcke_de_mckinseyco.pdf, 2020.

NASA Climate Change And Global Warning, <https://climate.nasa.gov/causes/>, 2020.

R. Scita, P.P. Raimondi, M. Noussan, “Green Hydrogen: the Holy Grail of Decarbonisation? An Analysis of the Technical and Geopolitical Implications of the Future Hydrogen Economy”, Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), 2020.

Redazione QualEnergia.it, “L’Europa vuole o non vuole il gas nella transizione energetica? ”, <https://www.qualenergia.it/articoli/leuropa-vuole-o-non-vuole-il-gas-nella-transizione-energetica/>, 2020.

S. Agnoli, “*Idrogeno, la nuova frontiera dell’economia «green»: che cos’è, a cosa serve, come si può impiegare*”, Corriera della Sera, <https://www.corriere.it/economia/finanza/cards/che-cos-e-che-cosa-serve-l-idrogeno/i-costi-quali-idrogeno-utilizzeremo.shtml>, 20/12/2020.

Snam and McKinsey, “*The Hydrogen challenge: the potential of hydrogen in Italy*”, https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/repository_hy/file/The-H2-challenge-position-Paper.pdf, 2019.

Teller Report, “*The Ministry of Energy prepared a draft plan for the development of hydrogen energy*”, <https://www.tellerreport.com/business/2020-07-22-the-ministry-of-energy-prepared-a-draft-plan-for-the-development-of-hydrogen-energy.ryXGDWUxv.htm>, 2020.

UNEP, “*Emissions Gap Report*”, <https://www.unenvironment.org/resources/emissions-gap-report-2019>, 2019.

United Nations, “*The Paris Agreement*”, Paris, <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>, 2015.

US Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, “*H2@Scale*”, <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/h2scale>, 2020.

Van de Graafa Thijs, Overlandb Indra, Scholtenc Daniel, Westphald Kirsten, “*The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen*”, Energy Research & Social Science 70 1016672, Elsevier, 2020.