



**BUREAU
VERITAS**

SHAPING A WORLD OF TRUST

LEADER MONDIALE NEI SERVIZI DI
ISPEZIONE, VERIFICA DI
CONFORMITÀ E CERTIFICAZIONE

2024

INDICE



01

BUREAU VERITAS



02

**LA SOSTENIBILITÀ
COME SERVIZIO
E LA CSR COME
IMPEGNO**



03

**ATTIVITÀ E
ORGANIZZAZIONE**



04

APPENDICE

01

BUREAU VERITAS



BUREAU
VERITAS

BUREAU VERITAS NEL MONDO



€5.9
miliardi

FATTURATO 2023



83.000
dipendenti*



400.000
clienti



~1.600
uffici e
laboratori

IN 140 PAESI

FATTURATO E DIPENDENTI

PER AREA GEOGRAFICA*

18% 10%
del personale mondiale

NORD AMERICA

35% 22%
del personale mondiale

EUROPA

28% 40%
del personale mondiale

ASIA-PACIFICO

9% 10%
del personale mondiale

AFRICA E MEDIO ORIENTE

10% 18%
del personale mondiale

AMERICA LATINA

CHI SIAMO

BUREAU VERITAS ITALIA HOLDING

Il Gruppo Bureau Veritas, con sede a Parigi, è leader a livello mondiale nei servizi di controllo, verifica e certificazione per Qualità, Ambiente, Salute, Sicurezza e Responsabilità Sociale (QHSE-SA).

A livello locale, Bureau Veritas Italia Holding è presente con:



Bureau Veritas Italia

servizi di ispezione, verifica di conformità e certificazione



Cepas

certificazione delle professionalità e della formazione



QCertificazioni

certificazione di prodotto in ambito biologico, agroalimentare e cosmetico



Bureau Veritas Nexta

servizi di consulenza e di ingegneria, orientati alla pianificazione strategica e alla sostenibilità



Inspectorate

servizi di ispezione per settori agricolo, petrolchimico e minerario



Bureau Veritas Certest

Servizi di ispezione, analisi di laboratorio, audit e assistenza per settori moda e lusso

I NOSTRI VALORI



BUREAU VERITAS ITALIA È SOCIETÀ BENEFIT



Perseguire attività che possano aiutare nello **sviluppo di opportunità** di ingresso nel mondo del lavoro da parte dei giovani, attraverso **collaborazioni con Scuole e Università**



Favorire la **crescita professionale** dei **dipendenti** e **collaboratori esterni** della Società



Promuovere la **parità di genere** nelle professioni tecniche, grazie ad **iniziative di sensibilizzazione**



Diffondere la cultura della **sostenibilità** e dell'**inclusione** tra le imprese e i propri partner



Contenere gli impatti ambientali legati all'esercizio delle proprie attività, perseguendo la riduzione della carbon footprint e dell'utilizzo di risorse

**CINQUE OBIETTIVI DI
BENEFICIO COMUNE**

↔ POSIZIONAMENTO ESTERNO

BUREAU VERITAS GREEN LINE

Servizi e soluzioni per rispettare le normative, gestire i rischi e migliorare le prestazioni

-  STRATEGIE ESG
-  PRODUZIONE E FILIERA SOSTENIBILE
-  CONSUMO RESPONSABILE ED ETICHETTATURA
-  ECONOMIA CIRCOLARE
-  EDILIZIA E INFRASTRUTTURE
-  ENERGIA E RINNOVABILI

03 ATTIVITÀ





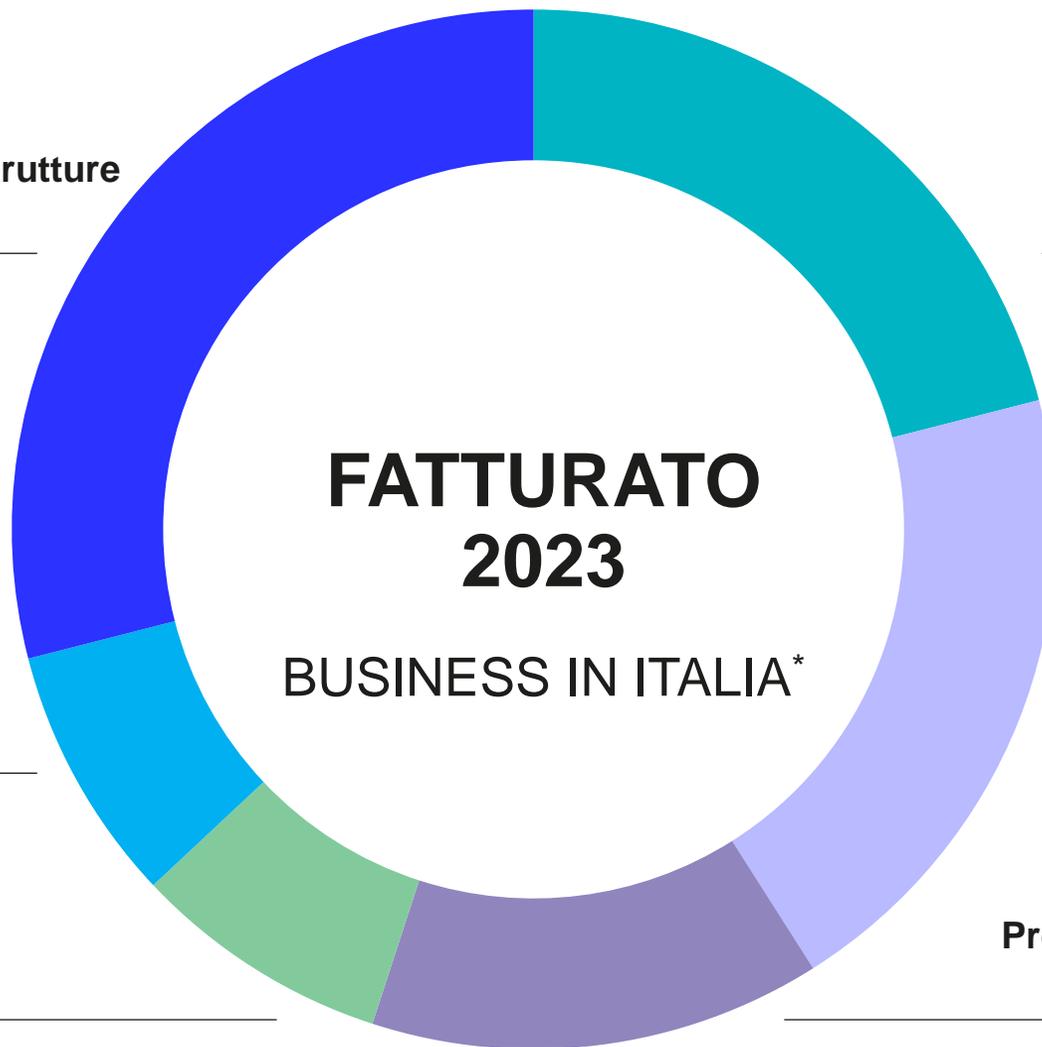
15% Edilizia e infrastrutture



10% Marine & Offshore



28% Certificazione



Agroalimentare e materie prime

6%



Industria

33%



Prodotti di consumo

8%



* Al 31 dicembre 2023
Le percentuali si riferiscono al valore del fatturato dell'attività di core business

04 APPENDICE



BUREAU
VERITAS

H₂



LA COMPLIANCE AGLI ATTI DELEGATI DELLA RED II PER GLI RFNBO



**BUREAU
VERITAS**

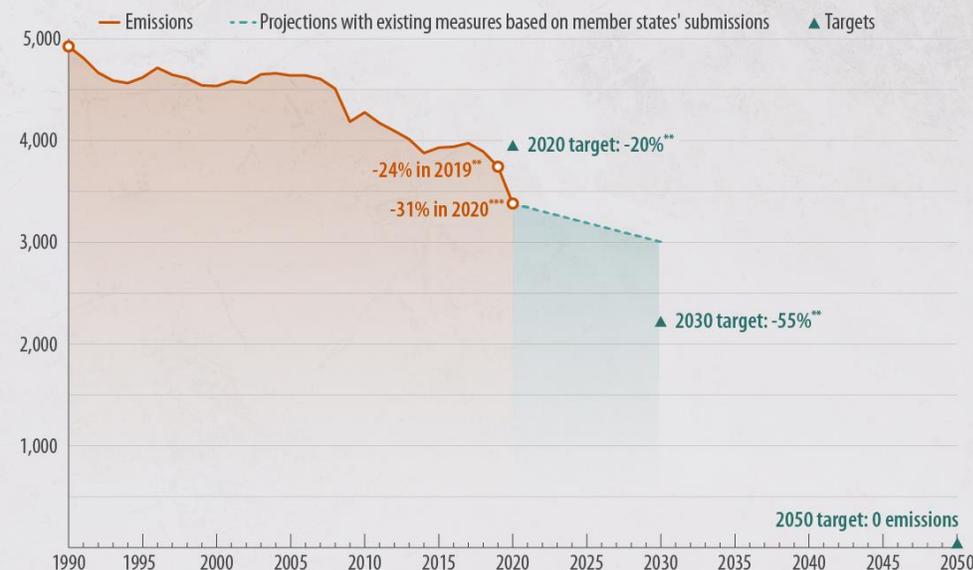
NET-ZERO EUROPE

EU GREEN DEAL

- Dal Recovery and **Resilience Facility (RRF)**, declinato nel PNRR italiano, al recente **REPowerEU**, l'idrogeno è presente come attore chiave per l'attuazione di piani di sviluppo ed indipendenza energetica per le nazioni dell'Unione Europea
- **L'idrogeno rinnovabile** svolge un ruolo determinante nel traguardare gli obiettivi posti nel **Fit for 55** dell'UE:
 - Ridurre le emissioni di gas serra del **55%** entro il **2030**
 - Raggiungere emissioni nette **zero** entro il **2050**
- La sostenibilità energetica è una sfida per il futuro che coinvolge tutti

Greenhouse gas emission trends Emissions, projections and targets for the EU

[million tonnes of CO2 equivalents*]



* Greenhouse gas emissions without land use, land-use change and forestry, including aviation, excluding the United Kingdom

**Compared to 1990 levels

***Estimated

Source: European Environmental Agency

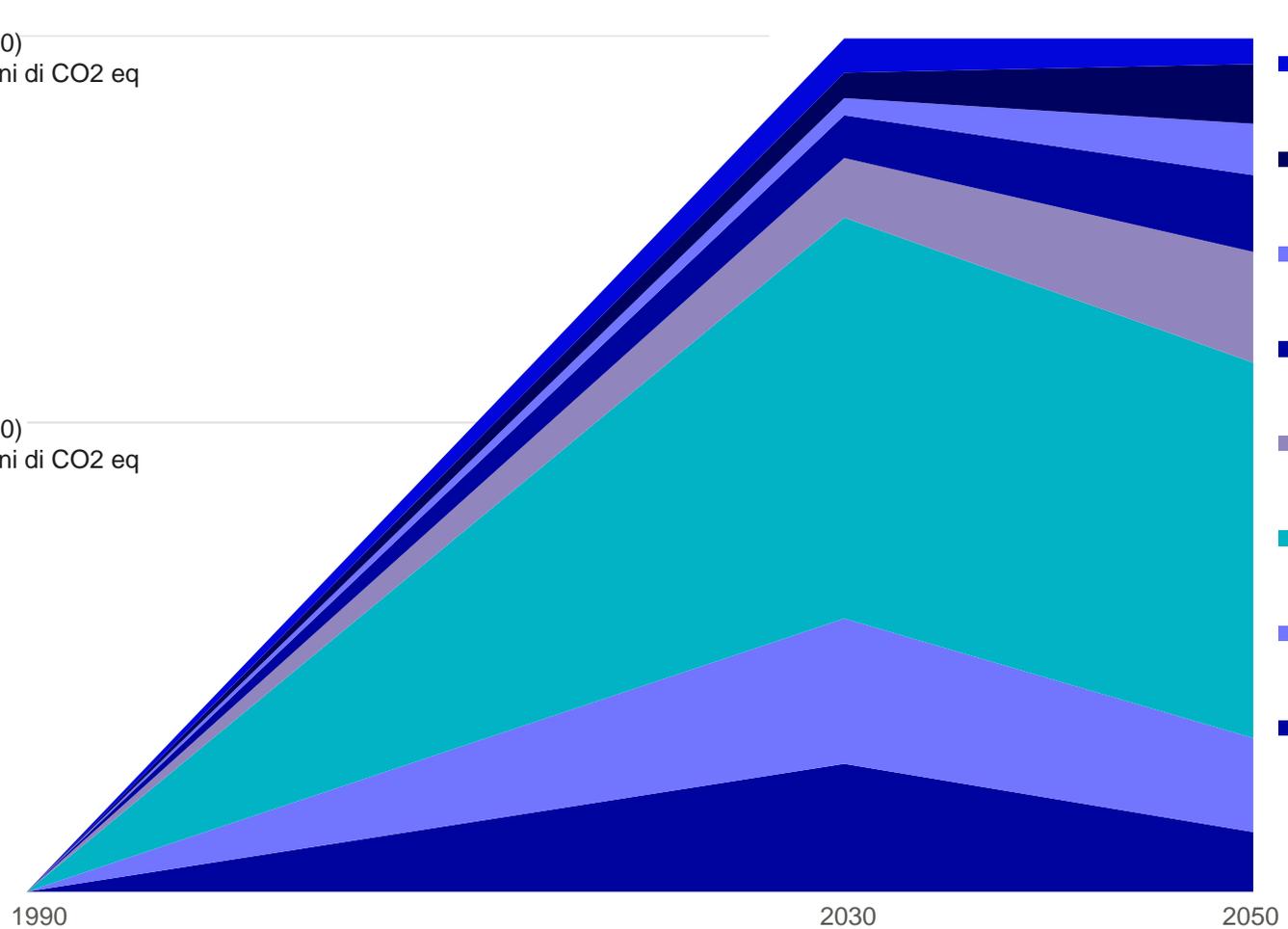
REFERENCE:
[European
Environmental Agency](https://www.eea.europa.eu/)

NET-ZERO EUROPE

LE POSSIBILI OTTO LEVE DI DECARBONIZZAZIONE PER RAGGIUNGERE ZERO EMISSIONI NETTE ENTRO IL 2050

-100%
(1990-2050)
di emissioni di CO2 eq

-55%
(1990-2030)
di emissioni di CO2 eq

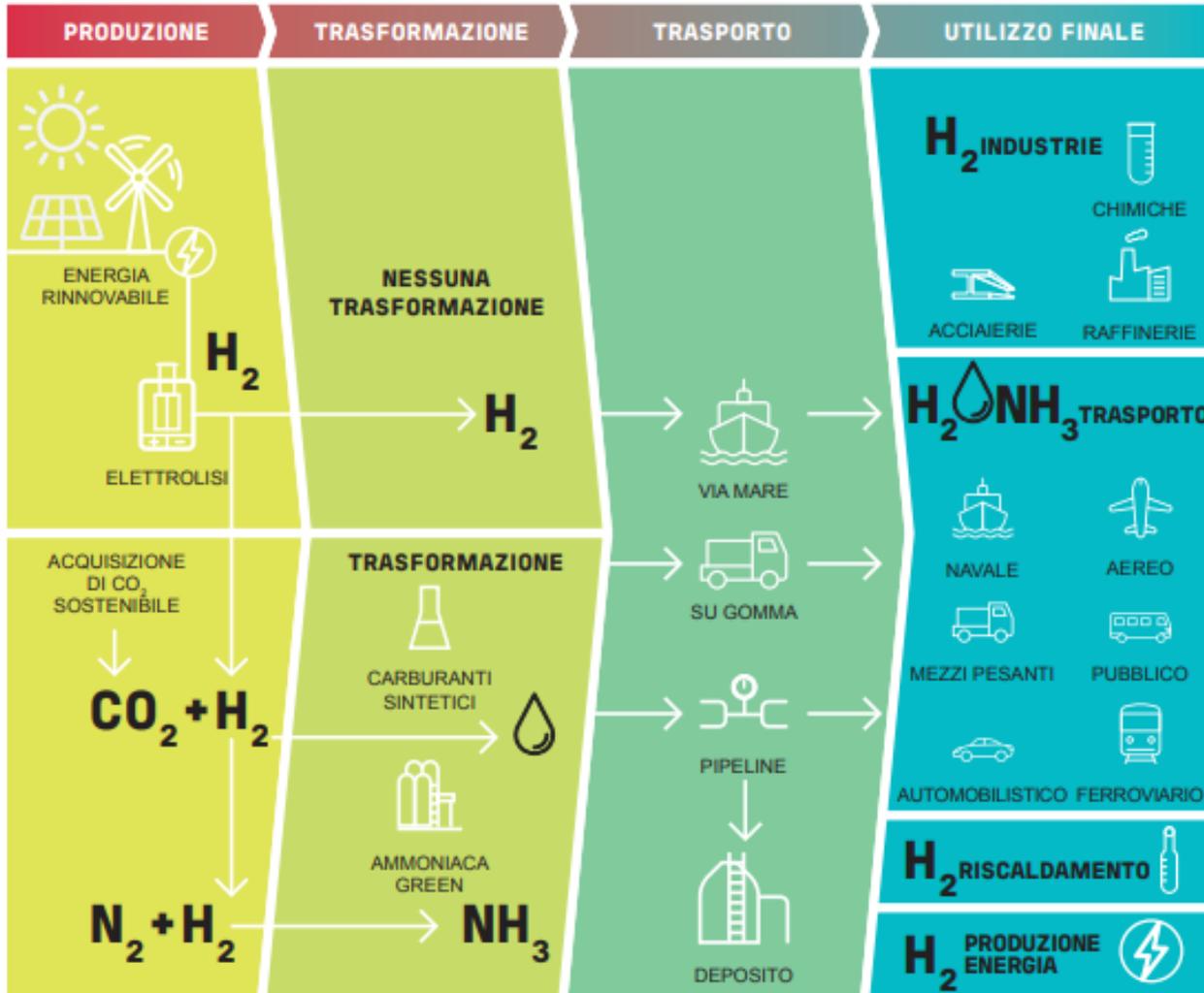


	2017-2030	2017-2050
■	4%	3% Altre innovazioni
■	3%	7% Agricoltura zero emissioni
■	2%	6% CCS/U
■	5%	9% Biomasse
■	7%	13% Idrogeno
■	47%	44% Elettificazione ed energia a zero emissioni
■	17%	11% Efficiamento energetico
■	15%	7% Azioni lato domanda

DATA SOURCE:
[Europe's path to decarbonization | McKinsey REPORT](#)

IDROGENO & DECARBONIZZAZIONE

LA VALUE CHAIN DELL'IDROGENO



- Nel futuro prossimo l'**idrogeno rinnovabile** dell'idrogeno potrà essere presente in importanti aree della vita socioeconomica dei differenti Paesi: **trasformazione e produzione industriale, mobilità, consumi vari** (riscaldamento e raffrescamento) e **generazione di energia elettrica**. La preconditione che rende rivoluzionario il cambio di paradigma è che l'idrogeno utilizzato sia "RINNOVABILE".
- Oggi, infatti, la quasi totalità dell'idrogeno prodotto si serve dell'energia proveniente da combustibili fossili, per nulla sostenibili

COS'È L'IDROGENO RINNOVABILE?

Energy

[Home](#) | [Topics](#) | [Data and analysis](#) ▾ | [Studies](#) ▾ | [Publications](#) | [Consultations](#) | [Energy explained](#) ▾ | [Events](#) | [News](#) |

[Home](#) > [News](#) > [Renewable hydrogen production: new rules formally adopted](#)

NEWS ANNOUNCEMENT | 20 June 2023 | Directorate-General for Energy

Renewable hydrogen production: new rules formally adopted



COS'È L'IDROGENO RINNOVABILE?

IDROGENO CHE SI QUALIFICA COME RFNBO SOTTO LA RED

- 1) Deve verificare la definizione di RFNBO come introdotta nell'articolo 2(36) della RED
- 2) Deve soddisfare le regole introdotte nell'articolo 27(6) sulle fonti di elettricità rinnovabile
- 3) Garantire una riduzione delle emissioni del 70%
- 4) Essere tracciato come detto nell'articolo 30(1 e 2) della RED lungo la supply chain

I produttori devono certificare l'idrogeno come rinnovabile

DEFINIZIONI & CONCETTI CHIAVE

ATTI DELEGATI RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE 2018/2001 (REDII)

ATTO DELEGATO RNFBO - RED II ARTICLE 27(3)

**DEFINISCE QUANDO
L'ENERGIA PUÒ
CONSIDERARSI
COMPLETAMENTE
RINNOVABILE**

per la produzione di carburanti rinnovabili liquidi e gassosi per autotrazione di origine non biologica (RNFBO)

ATTO DELEGATO GHG - RED II ARTICLE 28(5)

**DEFINISCE LA SOGLIA
MINIMA PER LA
RIDUZIONE DELLE
EMISSIONI DI GAS A
EFFETTO SERRA**

fornisce una metodologia per il calcolo delle emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il ciclo di vita delle RNFBO (tenendo conto delle GHG dell'intero ciclo di vita fino al consumatore finale)



C(2023) 1087 - ATTO DELEGATO RNFBO

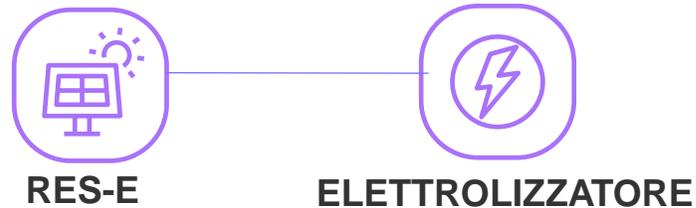
APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA ELETTRICA - I 2 CASI

| L'atto delegato si divide in due scenari per l'approvvigionamento di elettricità per la produzione di idrogeno tramite elettrolisi

- Caso 1: connessione diretta → articolo 3
- Caso 2: connessione indiretta (tramite rete) → articolo 4

C(2023) 1087 - ATTO DELEGATO RNFBO

CASO 1: COLLEGAMENTO DIRETTO IMPIANTO PRODUZIONE RNFBO E UN IMPIANTO FER – ARTICOLO 3



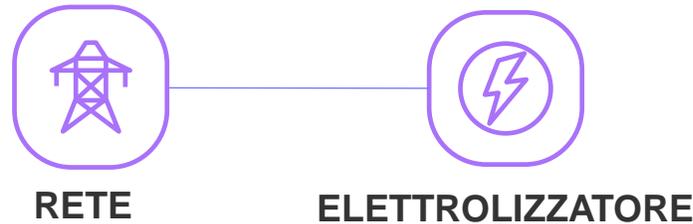
L'atto delegato, in questo caso, definisce due condizioni preliminari che devono essere soddisfatte per contare l'elettricità fornita come completamente rinnovabile:

- il funzionamento dell'impianto di energia rinnovabile deve entrare in funzione **non prima di 36 mesi prima dell'elettrolizzatore** (dove l'entrata in funzione è intesa come la data di messa in funzione).
- l'impianto di produzione di energia **elettrica non è connesso alla rete**, oppure l'impianto di produzione di energia elettrica è connesso alla rete ma un **sistema di misurazione intelligente** che misura tutti i flussi di energia elettrica dalla rete mostra che non è stata prelevata energia elettrica dalla rete per produrre RNFBO.

In questo caso tutta la produzione di idrogeno verrebbe conteggiata come RNFBO e avrebbe un fattore di emissione pari a **0 gCO₂eq/MJ**.

C(2023) 1087 - ATTO DELEGATO RNFBO

CASO2: ELETTRICITÀ MEDIA DEL MIX DI RETE

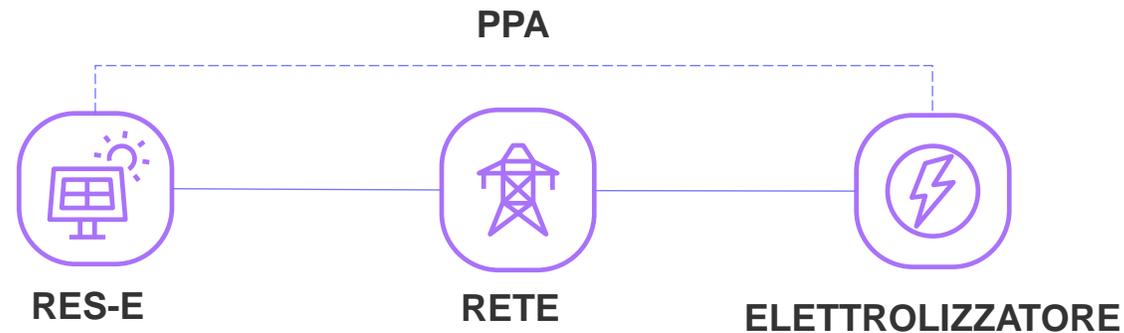


L'elettricità prelevata dalla rete può essere considerata come completamente rinnovabile se:

1. l'impianto si trova in una zona di offerta in cui la percentuale media di **elettricità rinnovabile non sia scesa sotto il 90%** consecutivamente nei 5 anni precedenti alla produzione di RNFBO non superi un numero massimo di ore stabilito in relazione alla quota di energia elettrica rinnovabile (8760 ore x RES-E),
2. l'impianto è situato in una zona di offerta in cui l'intensità di emissione di energia elettrica è **inferiore a 18 gCO₂eq/MJ**, a condizione che siano soddisfatte le condizioni sulla correlazione temporale e geografica
3. l'energia elettrica utilizzata è consumata durante un periodo di **compensazione dei picchi energetici** dovuta alla non programmabilità delle FER
4. l'energia elettrica utilizzata soddisfa le condizioni previste **addizionalità, correlazione temporale e correlazione geografica** ai sensi degli articoli 5, 6 e 7.

C(2023) 1087 - ATTO DELEGATO RNFBO

CASO 2 PUNTO 4: ELETTRICITÀ COMPLETAMENTE RINNOVABILE FORNITA ATTRAVERSO LA RETE ELETTRICA



Grazie all' L'articolo 27.3 della RED II, in questo caso i produttori RNFBO non hanno bisogno di essere collegati direttamente a una FER e possono comunque avere il 100% del loro combustibile come rinnovabile (al contrario del caso 1), **con un fattore di emissione pari a 0 gCO₂eq/MJ**.

Questo caso richiede tuttavia diversi presupposti aggiuntivi per poter classificare l'elettricità come completamente rinnovabile, tra cui:

- addizionalità
- correlazione temporale
- correlazione geografica

C(2023) 1087 - ATTO DELEGATO RNFBO

IL PRINCIPIO DI ADDIZIONALITÀ (ARTICOLO 5)

Si applica solo al Caso 2 punto 4 (articolo 4 punto 4)

L'addizionalità significa il RES-E deve provenire da attività che non esisterebbero in assenza della produzione RNFBO.

In pratica, i criteri di addizionalità sono stati definiti nell'atto delegato RNFBO come una serie di condizioni, tra cui:

- La MIS di un impianto di produzione di energia da FER deve avvenire non prima **di 36 mesi prima** la MIS dell'elettrolizzatore,
- l'impianto di energia rinnovabile **non ha ricevuto alcun sostegno finanziario** pubblico sotto forma di aiuti al funzionamento o aiuti agli investimenti.

È prevista una **fase transitoria (articolo 11)** per i criteri del requisito di addizionalità e per **tutti gli impianti RNFBO entrati in esercizio prima della fine del 2027**, con **il requisito di addizionalità applicabile solo dal 1° gennaio 2038**.

Per tutti gli altri impianti RNFBO **entrati in esercizio dopo il 1° gennaio 2028**, l'addizionalità i requisiti si applicheranno dal primo giorno.

C(2023) 1087 - ATTO DELEGATO RNFBO

IL PRINCIPIO DI CORRELAZIONE TEMPORALE (ARTICOLO 6)

L'atto delegato RNFBO implementa il principio di correlazione temporale nel modo seguente:

- È richiesto solo per il caso 2 e 4
- **Fino al 31 dicembre 2029** l'energia elettrica consumata per la produzione di RNFBO deve essere abbinata all'energia elettrica prodotta entro lo stesso mese.
- **A partire dal 1° gennaio 2030**, l'energia elettrica consumata per la produzione di RNFBO deve essere abbinata all'energia elettrica prodotta entro la stessa ora.
- Esiste **un'esenzione** in cui non è necessario seguire la regola di correlazione temporale: vale a dire quando **l'elettrolizzatore è in funzione durante l'ora in cui il prezzo dell'elettricità del giorno prima nella zona di offerta era ≤ 20 €/MWh o $\leq 0,36$ del prezzo del carbonio ETS (€/t CO₂).**

C(2023) 1087 - ATTO DELEGATO RNFBO

IL PRINCIPIO DI CORRELAZIONE GEOGRAFICA (ARTICOLO 7)

La RED II prevede che, affinché l'elettricità di rete utilizzata per la produzione di RNFBO sia considerata rinnovabile, dovrebbe esistere una "correlazione geografica tra l'unità di produzione di energia elettrica con cui il produttore ha un PPA bilaterale per le rinnovabili e la produzione di combustibile".

In pratica la disposizione di cui sopra è stata attuata da un insieme delle seguenti regole:

- Il RES-E e l'elettrolizzatore devono trovarsi nella **stessa zona di offerta** o
- Il RES-E si trova in una **zona di offerta interconnessa** e, se non si tratta di una zona di offerta offshore, i prezzi per il periodo in questione sul mercato del giorno prima erano superiori rispetto alla zona di offerta in cui si trova l'elettrolizzatore.

C(2023) 1086 - ATTO DELEGATO GHG

SOGLIA E METODOLOGIA DI CALCOLO

La soglia massima di emissioni GHG è definita come il 70% al di sotto di un combustibile fossile di confronto di 94 gCO₂eq/MJ, cioè non più di 28,2 gCO₂eq/MJ (equivalenti a 3,38 tCO₂eq/tH₂ o 102 gCO₂eq/kWhH₂).

$$E = \sum_n e_{i,n} + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$$

$e_{i,n}$ = emission derivanti dalla fornitura degli input (emissions from supply of inputs) (gCO₂eq / MJ fuel)

e_p = emissions from processing (gCO₂eq / MJ fuel)

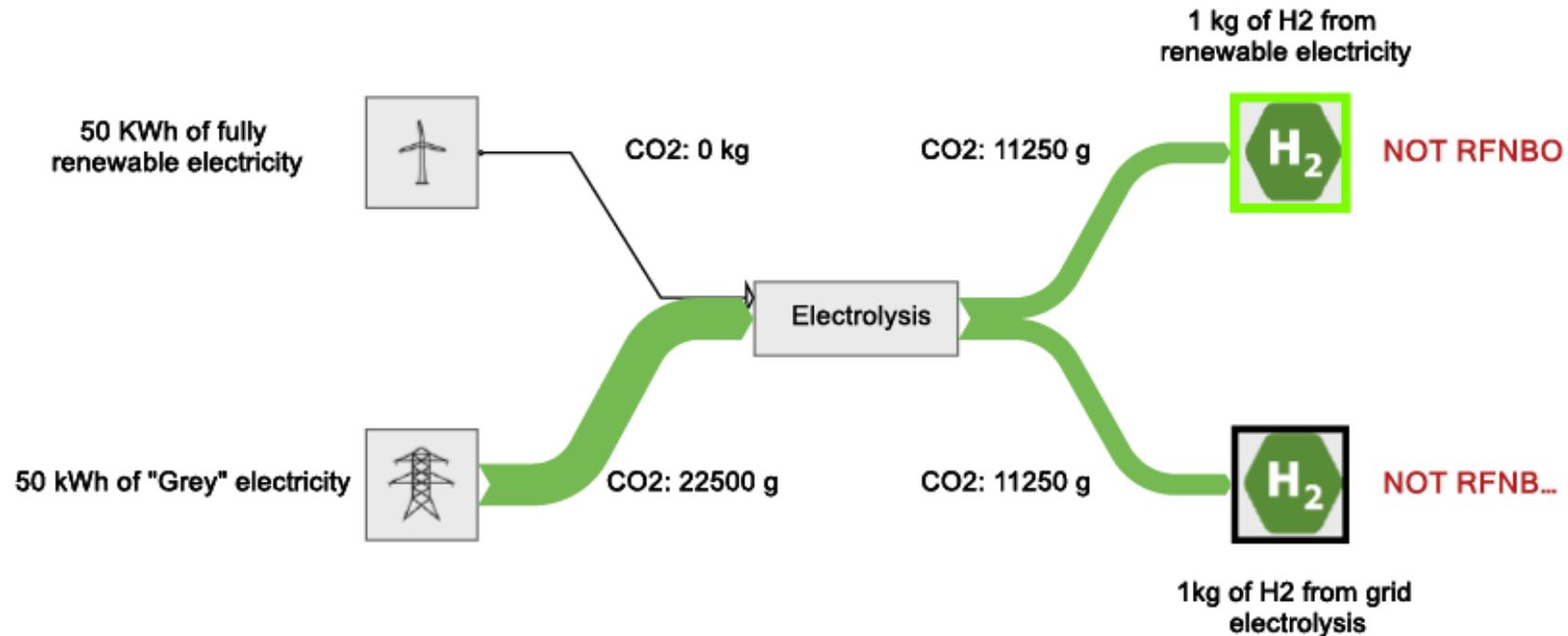
e_{td} = emissions from transport and distribution (gCO₂eq / MJ fuel)

e_u = emissions from combusting the fuel in its end-use (gCO₂eq / MJ fuel)

e_{ccs} = emission savings from carbon capture and geological storage (gCO₂eq / MJ fuel)

C(2023) 1086 - ATTO DELEGATO GHG

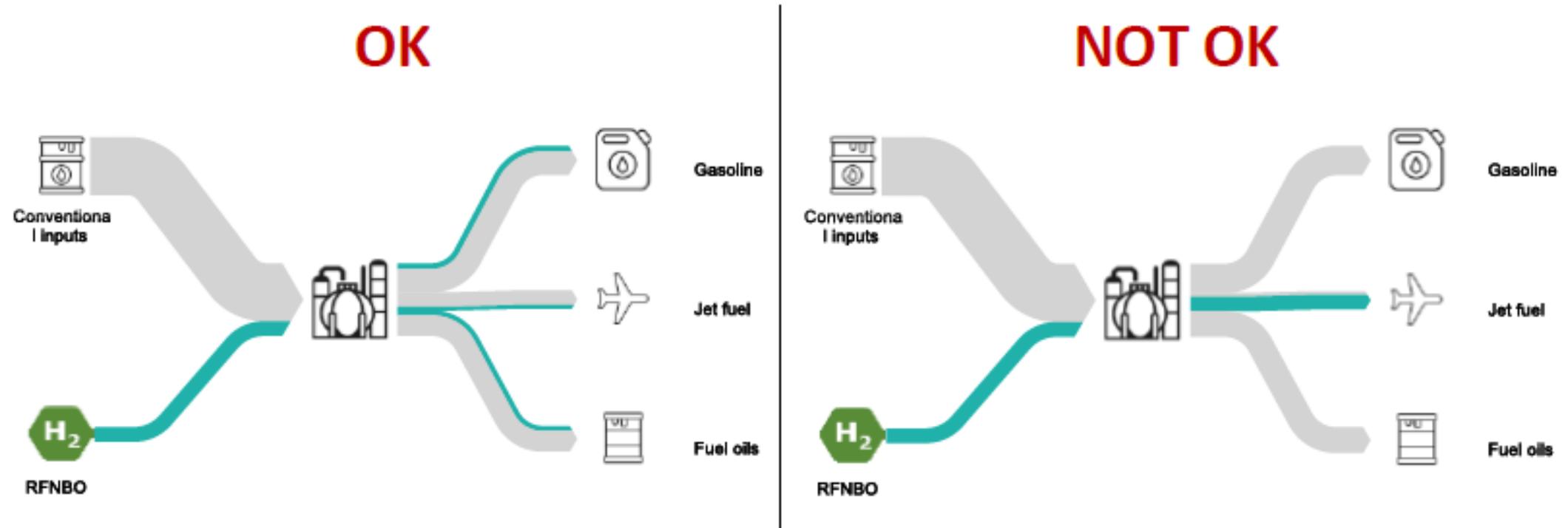
CASO 1: UTILIZZO DI FONTI DI ELETTRICITÀ DIFFERENTI



SOURCE:
[Hydrogen Europe
Analysis](#)

C(2023) 1086 - ATTO DELEGATO GHG

CASO 2: UTILIZZO DI INPUT PARZIALMENTE RINNOVABILI



SOURCE:
[Hydrogen Europe
Analysis](#)

C(2023) 1086 - ATTO DELEGATO GHG

CASO 2: UTILIZZO DI INPUT PARZIALMENTE RINNOVABILI

Perché è importante e qual è l'impatto?

Questa è una regola molto positiva in quanto consente l'introduzione **graduale di input rinnovabili** nei processi in risposta alla crescente domanda di combustibili rinnovabili

Ad esempio se un operatore di raffineria desidera che il **10% della produzione sia rinnovabile**, una **proporzione corrispondente di gli apporti energetici (ad esempio il 10%) devono essere rinnovabili**.

Ciò consente di decarbonizzare gradualmente la produzione di carburanti e apre anche il mercato della produzione di e-carburanti alle raffinerie esistenti su larga scala.

Tuttavia, è necessario notare che la regola deve ancora essere applicata **proporzionalmente** a tutti gli output, quindi uno non può assegnare liberamente il carattere rinnovabile (e il vantaggio in termini di gas serra) a un solo output.

I SERVIZI BUREAU VERITAS LUNGO LA CATENA DEL VALORE DELL'IDROGENO

PRODUZIONE

- | Gestione del rischio e della sicurezza
- | Due diligence
- | Asseverazioni di idrogeno rinnovabile o a basse emissioni
- | Compliance dell'elettrolizzatore (iso 22734)

STORAGE & TRANSPORTATION

- | Gas/H2 blending studi di fattibilità per pipeline e piping
- | Type approval: Certificazione di tipo di prodotto adatto ad uso idrogeno
- | Conformità dei componenti BOP (Balance of plant)
- | Conformità dei sistemi di stoccaggio e trasporto

END USES

- | Certificazione stazioni di rifornimento (iso19880)
- | Certificazione attrezzature
- | Certificazione H2-ready
- | Compliance agli atti delegati della RED II
- | Studio combustione idrogeno

Formazione degli operatori e dei nuovi utilizzatori di apparecchiature e asset a idrogeno



ENERGIA RINNOVABILE: PARCHI EOLICI



CATTURA DELLA CO2 BIOGENICA



PRODUZIONE DI GREEN HYDROGEN: ELETTROLIZZATORI

H₂



COMPATIBILITA' CON IDROGENO: I MATERIALI E LE NORMATIVE



**BUREAU
VERITAS**

ASME BPVC VIII DIV.3

Alcuni studi hanno dimostrato che i metodi di design delle sezioni ASME VIII Div. 1 e 2 non sono adeguati per i «*Pressure Vessel*» servizio Idrogeno

Molti costruttori usano la Sezione ASME VIII Div. 3, in particolare la parte KD-10, nello specifico fanno riferimento ai test da svolgere sui materiali

KD-1000 SCOPE

(a) The requirements of this Article shall be met for all vessels in hydrogen service, as defined by (b) below. Each pressure component shall be evaluated for the specified **fatigue cycles and shall meet the fracture toughness** requirements in this Article. The requirements in this Article are in addition to the other requirements of this Division.

(b) The requirements of this Article are mandatory for the following vessels in hydrogen service.

(1) Nonwelded vessels operating at temperatures less than 200°F (95°C).

(-a) Nonwelded vessels with hydrogen partial pressure exceeding 6,000 psi (41 MPa).

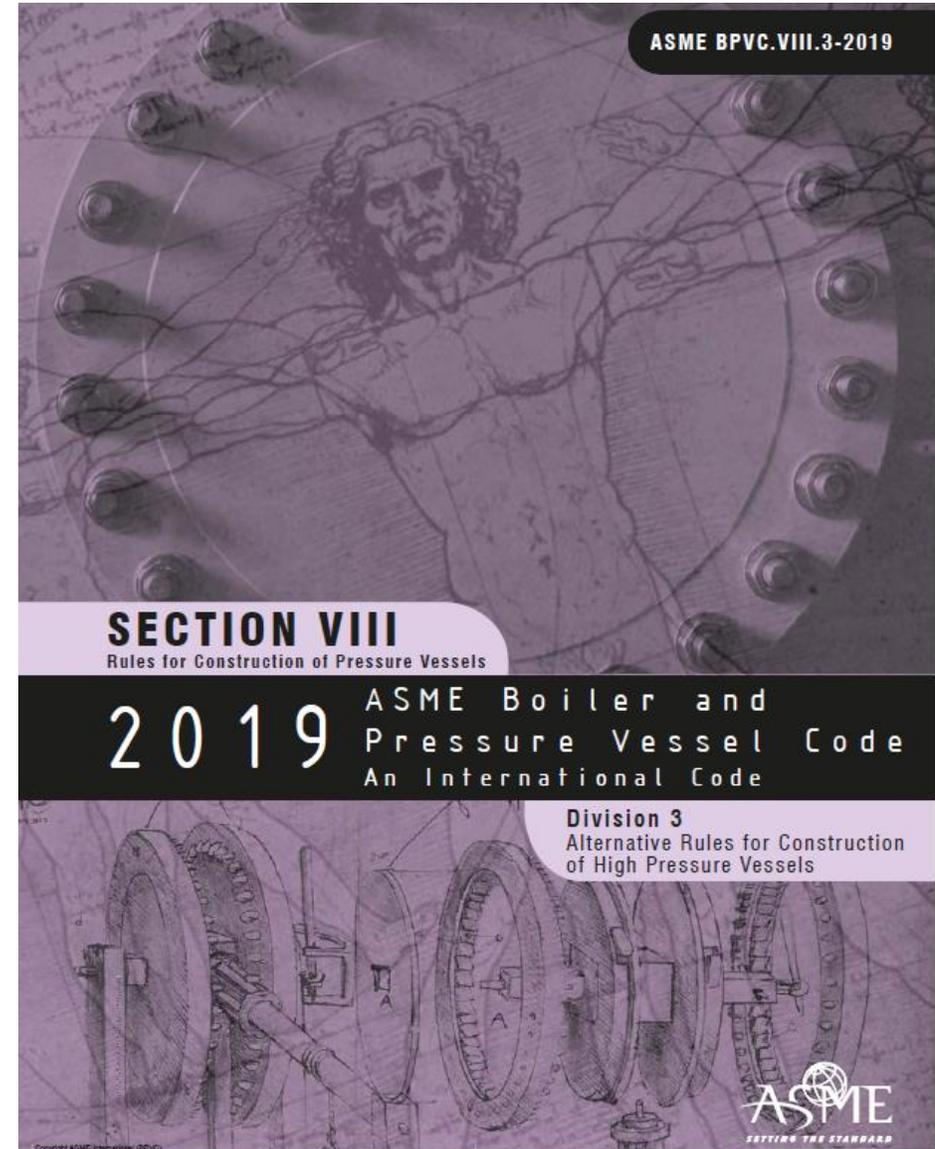
...

(2) Vessels of welded construction operating at temperatures less than 200°F (95°C).

(-a) Vessels of welded construction with hydrogen partial pressure exceeding 2,500 psi (17 MPa).

...

(e) Vessel parts in direct contact with hydrogen shall have an ultimate tensile strength not exceeding 137 ksi (950 MPa) unless $K_{I\max}^* + K_{I\text{res}} \leq 0$.



ASME BPVC

RICHIESTE DI MODIFICA

PROPOSTA: Inserire all'interno delle sezioni VIII Div. 1 e Div. 2 dei riferimenti alla VIII Div. 3

RISPOSTA: Rifiutata con riferimento all'introduzione delle norme

This Code contains mandatory requirements, specific prohibitions, and nonmandatory guidance for construction activities and inservice inspection and testing activities. The Code does not address all aspects of these activities and those aspects that are not specifically addressed should not be considered prohibited. The Code is not a handbook and cannot replace education, experience, and the use of engineering judgment. The phrase engineering judgment refers to technical judgments made by knowledgeable engineers experienced in the application of the Code. Engineering judgments must be consistent with Code philosophy, and such judgments must never be used to overrule mandatory requirements or specific prohibitions of the Code.

ASME BPVC – MATERIAL SECT. II PART D



A-700 ENVIRONMENTALLY INDUCED EMBRITTLEMENT AND CRACKING

...

A-702 HYDROGEN DAMAGE

A-702.1 Definition. Hydrogen damage is a general term used to cover several types of possible material degradation for which hydrogen is the principal degrading agent, including the following:

- Hydrogen embrittlement
- Hydrogen-induced blistering
- Cracking from precipitation of internal hydrogen
- Hydrogen attack
- Cracking from hydride formation

A-702.2 References. Most of what is needed to understand and deal with hydrogen damage can be found in the general references cited in [A-120](#). An additional useful specific reference is:

[1] *Steels for Hydrogen Service at Elevated Temperatures and Pressures in Petroleum Refineries and Petrochemical Practices*, API 941, American Petroleum Institute, Dallas, TX 1970.

A-120 GENERAL REFERENCES

ASM Handbooks ...

...

- Garverick, L., *Corrosion in the Petrochemical Industry*, ASM, 1994
- Collins, J. A., *Failure of Materials in Mechanical Design*, John Wiley and Sons, New York, 1981
- Wulpi, D. J., *Understanding How Components Fail*, ASM, 1985
- Smith, G. V., *Properties of Metals at Elevated Temperatures*, McGraw-Hill Book Co., New York, 1950
- Revie, R. W. and Uhlig, H. H., *Corrosion and Corrosion Control*, John Wiley and Sons, New York, 2008
- Dobis, J. D. and Bennett, D. C., *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Pulp and Paper Industry*, WRC Bulletin 488, January 2004
- Dobis, J. D. et al., *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*, WRC Bulletin 489, February 2004
- Dobis, J. D. and French, D. N., *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Fossil Electric Power Industry*, WRC Bulletin 490, April 2004
- McGuire, M. F., *Stainless Steels for Design Engineers*, ASM International, 2008

API 941

2.1 What is Hydrogen Attack?

API RP 941 recognizes two basic types of hydrogen attack:

- 1) Reactions on surfaces exposed to the process stream and evidenced by decarburization.
- 2) Internal damage as evidenced by voids ("bubbles"), cracks, (micro) fissures and blisters, sometimes associated with internal decarburization.

ASME B31

Code Section	Application	Piping found in (abstract):
B31.1	Power Piping	<ul style="list-style-type: none"> ✓ electric power generating stations, ✓ in industrial and institutional plants, ✓ geothermal heating systems, ✓ central and district heating and cooling systems
B31.3	Process Piping:	<ul style="list-style-type: none"> ✓ petroleum refineries; ✓ chemical, pharmaceutical, textile, paper, ✓ cryogenic plants; and terminals
B31.4	Pipeline Transp. Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids: stations (predominantly liquid)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ between plants and terminals ✓ within terminals, pumping, regulating, and metering stations;
B31.5	Refrigeration Piping	<ul style="list-style-type: none"> ✓ refrigerants and secondary coolants
B31.8	Gas Transportation and Distribution Piping Systems (Predominantly gas)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ between sources and terminals, ✓ compressor, regulating, and metering stations; ✓ gas gathering pipelines
B31.9	Building Services Piping:	<ul style="list-style-type: none"> ✓ industrial, institutional, commercial, and public buildings, in multi-unit residences, ✓ which does not require the range of sizes, pressures, and temperatures covered in B31.1;
B31.11	Slurry Transportation Piping Systems:	<ul style="list-style-type: none"> ✓ aqueous slurries between plants and terminals ✓ within terminals, pumping, and regulating stations
B31.12	Hydrogen Piping and Pipelines: (gaseous and liquids)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ piping in gaseous and liquid hydrogen service, ✓ pipelines in gaseous hydrogen service



ASME B31

Nel 2008 è stata emessa la B31.12

Riferimenti al Power, Process, Transportation, Distribution, commercial, and Residential applications

Include riferimenti della B31.1, B31.3 e B31.8

Parte separate per Industrial, commercial/residential e Pipelines

Riguarda sia la parte di Construction che di Operation and Maintenance

ASME B31.12-2019
(Revision of ASME B31.12-2014)



Hydrogen Piping and Pipelines

ASME Code for Pressure Piping, B31

AN AMERICAN NATIONAL STANDARD



ASME B31



RICHIESTE DI MODIFICA

PROPOSTA: Eliminare la percentuale riportata dalle esclusioni

RISPOSTA: Al momento sotto giudizio della *Commission*.

PART PL PIPELINES

Chapter PL-1 Scope and Exclusions

PL-1.1 SCOPE

Rules for this Part of the Code apply to transmission pipelines, distribution pipelines, and service lines used for transporting hydrogen from a production facility to the point of final use.

PL-1.2 CONTENT AND COVERAGE

This Part sets forth requirements for materials, components, design, fabrication, assembly, erection, inspection, examination, testing, operation, and maintenance of hydrogen pipelines.

PL-1.3 EXCLUSIONS

This Part excludes the following:

- (a) design and manufacture of pressure vessels covered by the ASME BPVC
- (b) pipeline systems with temperatures above 232°C (450°F) or below -62°C (-80°F)
- (c) pipeline systems with pressures above 21 MPa (3,000 psig)
- (d) pipeline systems with a moisture content greater than 20 ppm [dew point at 1 atm = -55°C (-67°F)]
- (e) pipeline systems with a hydrogen content less than 10% by volume

TYPE APPROVAL / H2 READY CERTIFICATE



**RIFERIMENTI NORMATIVE
PER LA COMPATIBILITA' DEI
MATERIALI CON H2:**

- ASME B31.12**
- ISO 11114-2**
- CSA ANSI CHMC**

valvola di blocco BM6X di Emerson per l'utilizzo con 100% H2

TYPE APPROVAL

REVIEW OF BASE MATERIALS IN CONTACT WITH HYDROGEN



For materials into contact with hydrogen, particular attention shall be taken to the phenomena of hydrogen embrittlement and decrease in fatigue strength.

It is important to consider the actuator, valves and piping materials and design so there aren't any: significant changes in operation, deformation, changes in mechanical properties, corrosion events, deformation or deterioration of materials caused by conditions of use of hydrogen .

To guarantee the compatibility with hydrogen of the materials under the conditions of service, the customer shall provide the certificates of the materials used for the construction of the actuator/valve.

Metal	Non-metal
<ul style="list-style-type: none">- Permeability to hydrogen, diffusivity and solubility;- Tensile properties;- Fatigue test results (low-cycle and high-cycle, crack propagation);- Slide test results; Impact test results;- Disc break test results;- Metallography;- Chemical composition;- Thermal characteristics.	<ul style="list-style-type: none">- Permeability to hydrogen, diffusivity and solubility;- Tensile properties;- Impact test results;- Chemical composition;- Thermal characteristics.

COMPATIBILITA' DEI POLIMERI



CSA/ANSI CHMC 2:19
National Standard of Canada
American National Standard

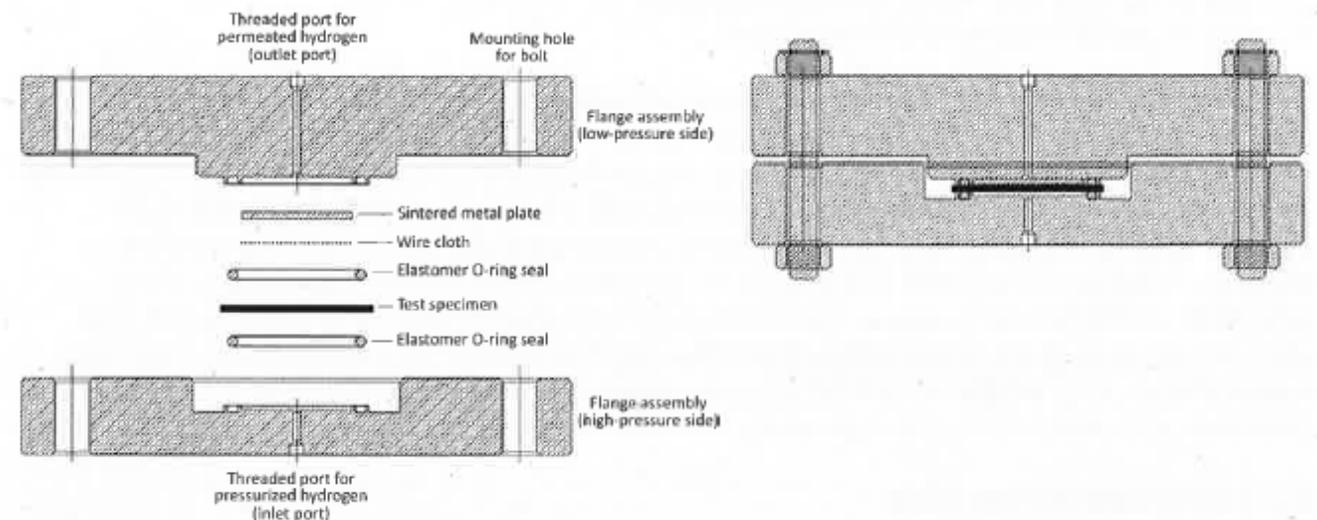


Test methods for evaluating material compatibility in compressed hydrogen applications — Polymers

Test methods for evaluating material compatibility in compressed hydrogen applications — Polymers

CSA/ANSI CHMC 2:19

Figure 2
Example of specimen test chamber apparatus for hydrogen diffusion and permeability testing
(See Clauses 5.2.2, 5.2.4.4, and 5.2.5.2.)



Note: Image courtesy of TecTneT Engineering GmbH © 2018

CONTATTI

GIUSEPPE SIGNORETTA

giuseppe.signoretta@bureauveritas.com

SIMONE MAUSOLI

simone.mausoli@bureauveritas.com



H₂



BUREAU
VERITAS

Shaping a World of Trust

WWW.BUREAUVERITAS.IT

