

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

250/2021/R/GAS

**INFRASTRUTTURE DEL GAS NATURALE: PROGETTI PILOTA DI
OTTIMIZZAZIONE DELLA GESTIONE E UTILIZZI INNOVATIVI**

Orientamenti finali

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per la regolazione di energia reti e ambiente 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas

Mercato di incidenza: gas naturale

15 giugno 2021

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte

di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Via dei Crociferi, 19, 00187, Roma, e-mail: rpd@arera.it.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito dei procedimenti avviati con deliberazioni dell'Autorità per la regolazione di energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas (di seguito: deliberazione 82/2017/R/gas) e 23 ottobre 2018, 529/2018/R/gas, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità rispettivamente per il servizio di trasporto del gas naturale e per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione, e fa seguito ai precedenti documenti per la consultazione 2 agosto 2018, 420/2018/R/gas, in materia di regolazione della qualità e innovazione del servizio di trasporto del gas naturale e al documento per la consultazione 7 maggio 2019, 170/2019/R/gas in materia di linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione e, infine, al documento per la consultazione 11 febbraio 2020, 39/2020/R/gas sulla medesima materia.

Il documento espone gli orientamenti finali dell'Autorità ai fini dell'avvio dei progetti pilota per la sperimentazione di soluzioni per la gestione ottimizzata e per nuovi utilizzi delle infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità entro il 30 luglio 2021.

Le osservazioni possono essere trasmesse unicamente attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità www.arera.it o, in alternativa, all'indirizzo pec istituzionale protocollo@pec.arera.it.

Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità.

**Autorità per la regolazione di energia reti e ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling**

PEC: protocollo@pec.arera.it

sito internet: www.arera.it

INDICE

PARTE I - ESITI DELLA CONSULTAZIONE 39/20 E INDIRIZZI GENERALI DELL'AUTORITA'	6
1. Premessa	6
2. Principali elementi emersi dalla consultazione	7
3. Orientamenti generali.....	8
4. Struttura del documento	11
PARTE II - AMBITI DI INTERESSE DELLE SPERIMENTAZIONI.....	12
5. Ambito progettuale 1 – Metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti.....	12
6. Ambito progettuale 2 – Utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti	12
7. Ambito progettuale 3 – Interventi di innovazione tecnologica/gestionale sulle reti	13
PARTE III – MODALITA' DI GESTIONE DELLE SPERIMENTAZIONI	16
8. Soggetti interessati e modalità di presentazione delle istanze di ammissione alle sperimentazioni	16
9. Criteri generali di valutazione	16
10. La griglia di valutazione	18
11. Commissione di valutazione.....	24
12. Copertura dei costi delle sperimentazioni	24
13. Conduzione delle sperimentazioni e monitoraggio dei risultati.....	27
14. Esiti delle sperimentazioni e diffusione dei risultati	27
PARTE IV – modifiche della regolazione tariffaria relativa al servizio di distribuzione del gas naturale	28
15. Ipotesi regolatorie in relazione al servizio di distribuzione del gas naturale	28
APPENDICE I: QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	30
16. Normativa comunitaria	30
17. Normativa nazionale	33
18. Quadro regolatorio	35
19. Normativa tecnica sulla qualità del gas da trasportare nei gasdotti	37
APPENDICE II: GLOSSARIO DEI TERMINI UTILIZZATI NEL DOCUMENTO	42

PARTE I - ESITI DELLA CONSULTAZIONE 39/20 E INDIRIZZI GENERALI DELL'AUTORITA'

1. Premessa

- 1.1 Il documento per la consultazione 39/2020/R/gas (nel seguito: documento 39/20), facendo seguito ai documenti per la consultazione 420/2018/R/gas e 170/2019/R/gas e in coerenza con il Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità¹, ha illustrato le prime proposte dell'Autorità relative allo sviluppo di progetti pilota di carattere sperimentale finalizzati all'ottimizzazione della gestione e all'utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas esistenti, in relazione alle prospettive di transizione energetica e decarbonizzazione dell'economia, in particolare del settore energetico.
- 1.2 Con tale documento per la consultazione, l'Autorità ha inteso avviare un percorso finalizzato alla sperimentazione delle potenzialità e degli eventuali limiti alla diffusione dei c.d. *gas rinnovabili*, compreso l'idrogeno, nonché di nuove tecnologie, tecniche e prassi gestionali in grado di apportare esternalità positive al sistema, specialmente da un punto di vista ambientale, tramite l'attivazione di progetti pilota innovativi.
- 1.3 Gli obiettivi fondamentali che l'Autorità intendeva conseguire con dette sperimentazioni erano, in sintesi, i seguenti:
- contribuire al conseguimento dei *target* ambientali di medio-lungo termine per il settore energetico, individuando le soluzioni con le più elevate possibilità di successo in termini di efficacia ed efficienza (considerando i costi non solo attuali ma anche prospettici), scalabilità e replicabilità delle soluzioni e concentrando la propria azione sul ruolo delle infrastrutture del gas naturale lungo tutta la filiera regolata, pur prevedendo al contempo il potenziale coinvolgimento dell'intero settore energetico e, laddove funzionale e necessario alle sperimentazioni, anche di settori esterni ad esso;
 - individuare soluzioni normativo/regolatorie utili a rimuovere eventuali ostacoli ovvero in grado di favorire l'ottimale operatività futura delle soluzioni individuate in una prospettiva di neutralità tecnologica.
- 1.4 Con il documento per la consultazione 39/20 l'Autorità ha prospettato 3 ambiti di sperimentazioni:
- Ambito progettuale 1: metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti, quali lo scambio bidirezionale tra reti a diversa pressione (in particolare attraverso la realizzazione di cabine cosiddette "bi-REMI", ma analogamente per livelli di pressione inferiori), modalità gestionali di utilizzo delle reti in funzione di accumulo (attraverso la gestione dinamica delle pressioni), metodi e strumenti per la riduzione delle perdite di gas dalle reti.
 - Ambito progettuale 2: utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti in relazione alla loro capacità di accogliere i c.d. gas rinnovabili, ivi compreso l'idrogeno, nonché applicazioni di *power-to-gas (P2G)* e di *power-to-hydrogen (P2H)* e le attività connesse quali quelle di cattura, sequestro e/o utilizzo dell'anidride carbonica (*CCS, CCU*);
 - Ambito progettuale 3: interventi di innovazione tecnologica/gestionale sulle reti, quali metodi e strumenti finalizzati alla digitalizzazione delle reti e dei processi aziendali,

¹ Approvato con deliberazione 18 giugno 2019, 242/2019/A.

nonché introduzione di tecnologie innovative o utilizzi innovativi di tecnologie esistenti, ad esclusione quanto già oggetto degli ambiti 1 e 2.

- 1.5 Con il presente documento per la consultazione l’Autorità, esaminate e valutate le osservazioni pervenute nell’ambito della prima consultazione, intende sottoporre ad ulteriore consultazione i propri orientamenti finali prima dell’assunzione delle proprie deliberazioni in materia di progetti pilota.

2. Principali elementi emersi dalla consultazione

- 2.1 Nell’ambito della consultazione 39/20 sono pervenute agli uffici dell’Autorità 26 risposte da parte di soggetti interessati: 3 da operatori di rete del settore gas, 8 da operatori di mercato del settore energetico (gas e/o elettrico), 3 da altri operatori di mercato, 10 da associazioni di imprese, 2 da Enti (CIG, ENEA).
- 2.2 La consultazione ha fatto emergere un generale apprezzamento in merito all’iniziativa dell’Autorità e all’impostazione complessiva delle proposte, in particolare con riferimento all’approccio regolatorio intersettoriale e tecnologicamente neutrale, ai c.d. “esperimenti regolatori”, all’ampio coinvolgimento dei soggetti potenzialmente interessati a partecipare alle sperimentazioni.
- 2.3 Di contro, è stata osservata una eccessiva rigidità in relazione alla suddivisione tra gli ambiti progettuali 1, 2 e 3, l’esigenza di poter considerare esplicitamente nelle sperimentazioni anche lo stoccaggio, la rigassificazione e liquefazione del gas così come la possibilità di inclusione nelle sperimentazioni del c.d. *Power to Power (P2P)*, della *CCS-CCU* (anche *stand-alone*), dei sistemi di combustione per turbine a gas, di iniziative di miglioramento dell’interoperabilità tra i diversi sistemi gas europei nonché di flessibilità dei flussi *cross-border*, ovvero ulteriori proposte.
- 2.4 Un aspetto particolarmente rilevante emerso dalla consultazione riguarda lo spazio e il ruolo che può o deve essere attribuito nelle sperimentazioni ai soggetti regolati della filiera del gas naturale (TSO/DSO/operatori dello stoccaggio e del GNL), agli operatori di mercato o anche a soggetti regolati dall’Autorità ma appartenenti ad altre filiere, comunque nel rispetto sia della normativa primaria (nazionale ed europea) sia della regolazione.
- 2.5 Su tale tematica si è potuta osservare una certa polarizzazione delle posizioni: se da un lato emerge un auspicio per un ruolo il più ampio possibile (e talora esclusivo) che dovrebbe essere riservato nelle sperimentazioni in questione ai soggetti appartenenti alla filiera regolata del gas naturale, dall’altro si registra la richiesta per un ruolo più incisivo per gli operatori diversi da quelli attivi in detto settore, siano essi TSO o DSO appartenenti al settore elettrico oppure operatori di mercato, evidenziando tra l’altro l’importanza di poter costituire compagini di progetto intersettoriali evitando di attribuire ai gestori di rete ruoli di rilievo in attività libere.
- 2.6 Si registrano anche posizioni e proposte assai diversificate in relazione alla tematica della copertura economico-finanziaria delle attività sperimentali, con particolare enfasi sulla necessità di adottare meccanismi di separazione contabile per le attività afferenti alle sperimentazioni, sulla possibilità di estensione delle coperture anche a progetti già avviati, sulla possibile compresenza di forme di finanziamento ulteriori rispetto a quelle rese disponibili dall’Autorità; si registra invece una generale convergenza da parte dei soggetti interessati nel ritenere il complesso delle risorse messe a disposizione per le sperimentazioni come non sufficientemente adeguato e nel richiederne pertanto il potenziamento.

- 2.7 Ulteriori aspetti segnalati dai soggetti che hanno partecipato alla consultazione riguardano:
- la possibilità di ammettere alle sperimentazioni anche progetti non esplicitamente ricompresi negli ambiti progettuali prospettati nel documento per la consultazione 39/20;
 - in relazione all'ambito progettuale 1, la possibilità di prevedere sperimentazioni relative anche:
 - o alle Cabine bi-REMI con riferimento sia a gas di origine rinnovabile sia non rinnovabile;
 - o al c.d. *reverse flow* non solo con riferimento alle cabine bi-REMI ma anche ai punti di regolazione delle pressioni interni alle reti di distribuzione;
 - o all'utilizzo di rami dismessi di reti nelle sperimentazioni relative alla gestione delle reti in funzione di accumulo;
 - in relazione all'ambito progettuale 2, la possibilità di prevedere sperimentazioni relative:
 - o all'esplicita estensione delle sperimentazioni anche all'idrogeno di origine non rinnovabile, allo stoccaggio tramite idrogeno e in generale a quei processi che possono essere classificati come *P2P* ovvero *P2X2P*;
 - in relazione all'ambito progettuale 3:
 - o viene rilevata una criticità in relazione alla possibilità per il TSO gas di produrre energia elettrica tramite sistemi di compressione presenti sulle reti di trasporto del gas.

3. Orientamenti generali

- 3.1 Pur confermando l'articolazione generale della propria proposta, l'Autorità intende affinarla in esito al processo di consultazione con l'introduzione di alcune modifiche e integrazioni, illustrate di seguito.
- 3.2 In particolare, l'Autorità ritiene che alcune attività innovative inizialmente identificate nell'ambito progettuale 3 possano trovare adeguata valorizzazione direttamente nell'ambito della regolazione ordinaria, con sviluppi regolatori orientati alla eliminazione o quanto meno alla riduzione delle possibili barriere all'innovazione.² Tali possibili modifiche alla regolazione tariffaria sono oggetto di approfondimento nella Parte IV del presente documento

Ambito di applicazione – ruolo delle infrastrutture di rete

- 3.3 Con riferimento all'ambito di applicazione delle sperimentazioni, si deve osservare che queste saranno sostenute – integralmente ovvero parzialmente – tramite il gettito raccolto con specifiche maggiorazioni delle tariffe dei servizi regolati del gas naturale e cioè, in ultima analisi, da soggetti che prelevano dal sistema nazionale italiano. Pertanto, l'Autorità ritiene opportuno che le sperimentazioni medesime debbano concretizzarsi in progetti che prevedono

² Tale orientamento si è già concretizzato, nel contesto del servizio di trasporto, in occasione della deliberazione 15 dicembre 2020, 539/2020/R/gas, quando nel valutare positivamente i progetti di sviluppo delle centrali di compressione *dual fuel* presentati nel Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto 2020-2029 di Snam Rete Gas, in ragione degli effetti sortiti in termini di maggiore efficienza dei costi di compressione e minore impatto ambientale rispetto a tecnologie tradizionali, l'Autorità ha provveduto ad avviare un procedimento in materia di trattamento tariffario dei costi di tali investimenti e dei potenziali ricavi derivanti dalla partecipazione del gestore a MSD.

un ruolo attivo³ per le infrastrutture del gas naturale, ivi compresi gli stoccaggi e la rigassificazione.

Ambiti progettuali

3.4 Rispetto agli ambiti progettuali identificati nel documento per la consultazione 39/20, l’Autorità ritiene che:

- le attività sperimentali afferenti all’ambito progettuale 1 e parte di quelle afferenti all’ambito progettuale 3, come dettagliato nel capitolo successivo – le quali sono chiaramente afferenti al perimetro di attività proprio degli operatori di rete regolati - possano essere oggetto di specifiche misure di sostegno a sperimentazioni;
- le attività sperimentali afferenti all’ambito progettuale 2 e cioè quelle attinenti ai c.d. *green gas* (compreso l’idrogeno, prodotto da fonti rinnovabili nel medio-lungo termine e anche da fonti fossili nel breve termine, nella logica della transizione energetica) e al *P2X*, possano comunque essere oggetto di specifiche misure di sostegno nell’ambito delle sperimentazioni di cui al presente documento per la consultazione, pur nei limiti dello specifico ruolo che possono ricoprire le infrastrutture regolate del gas naturale nel conseguimento degli obiettivi propri della c.d. transizione energetica verso la decarbonizzazione e tenuto conto degli indirizzi che stanno emergendo nell’ambito delle strategie definite a livello europeo e nazionale in relazione all’idrogeno⁴.

Esperimenti regolatori

3.5 Per quanto riguarda l’approccio c.d. per “esperimenti regolatori”, l’Autorità ritiene che esso possa essere applicato qualora ciò risulti necessario per la fattibilità e/o la significatività della sperimentazione; ritiene altresì opportuno che le richieste di deroga alla regolazione vigente, in termini di natura ed estensione, debbano essere indicate nell’ambito delle istanze di ammissione alle sperimentazioni, insieme alle relative motivazioni.

3.6 Per quanto riguarda invece l’ipotesi che talune previsioni della normativa primaria o della normativa tecnica (che non sono sotto il controllo dell’Autorità) possano rappresentare una barriera all’innovazione⁵, l’Autorità ritiene che, pur non potendosi prevedere deroghe in tal senso, le sperimentazioni possano comunque fornire elementi utili per il loro superamento

³ Cioè dovranno prevedere che il soggetto tariffariamente regolato del settore del gas naturale che assume il ruolo di Titolare di progetto sviluppi interventi (capex) e/o conduca attività (opex) sulla porzione di infrastruttura di propria competenza, nell’ambito territoriale nazionale. In ogni caso, nell’istanza di ammissione alle sperimentazioni, dovranno essere previste opportune garanzie di assenza di pregiudizio per il normale esercizio dell’asset che partecipa alle sperimentazioni medesime, ovvero la adeguata specificazione delle possibili indisponibilità per gli asset coinvolti (quali: possibili fuori servizio conseguenti alla implementazione del progetto pilota).

⁴ Nell’attuale contesto europeo alcuni Paesi hanno varato o stanno per varare piani ambiziosi di finanziamento allo sviluppo della filiera dell’idrogeno, altri sembrano più indietro nel percorso che può portare verso la c.d. “economia dell’idrogeno”, altri ancora non sembrano aver affrontato la questione dal punto di vista strategico, ovvero la questione dell’inquadramento del vettore idrogeno negli scenari futuri di decarbonizzazione e in particolare l’aspetto della sinergia ovvero di competizione con il vettore elettrico. In particolare, con riferimento all’ambito italiano, nell’ambito del PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) è presente una prima opportunità per la realizzazione di parte della strategia dell’idrogeno, con la previsione dell’installazione di elettrolizzatori, la conversione di parte del settore siderurgico al vettore idrogeno, l’impiego di idrogeno nei trasporti pesanti su strada e nelle ferrovie.

⁵ Si rimanda al punto 8.11 - criterio di valutazione n. 4 “barriere normative” del presente documento.

prospettico, potendo peraltro essere oggetto di opportune segnalazioni da parte dell’Autorità medesima.

Titolare di progetto

- 3.7 Con riferimento all’ambito di applicazione delle sperimentazioni, si deve osservare che queste saranno sostenute – integralmente ovvero parzialmente – tramite il gettito raccolto con specifiche maggiorazioni delle tariffe dei servizi regolati del gas naturale e cioè, in ultima analisi, da soggetti che prelevano gas dal sistema nazionale italiano.
- 3.8 L’Autorità ritiene pertanto necessario – sia per ragioni di coerenza rispetto al perimetro dei soggetti tariffariamente regolati sia per ragioni di efficienza amministrativa, di dover prevedere che il Proponente (che, in esito alla eventuale approvazione delle proprie istanze di ammissione alle sperimentazioni, assumerà il ruolo di Titolare di progetto) debba necessariamente coincidere, per tutti gli ambiti progettuali, con un soggetto appartenente alla filiera infrastrutturale regolata tariffariamente del settore del gas naturale.

Il contesto normativo e regolamentare

- 3.9 Sullo sviluppo della filiera dell’idrogeno in Italia incideranno in modo significativo le scelte che saranno definite a livello UE e nazionale. Di particolare rilevanza al riguardo è la prospettiva di riforma della direttiva sul mercato interno del gas naturale delineata nella “roadmap” pubblicata dalla Commissione Europea⁶. Le proposte di nuovo Regolamento e di nuova Direttiva sono attese entro la fine dell’anno in corso, precedute da un’ulteriore consultazione pubblica.⁷
- 3.10 Le ipotesi che vengono sviluppate dall’Autorità in relazione all’ambito progettuale 2 si inseriscono dunque in un contesto normativo e regolamentare non ancora consolidato.

Considerazioni sulle prospettive della filiera dell’idrogeno

- 3.11 Come emerge anche dalle risposte alla consultazione rispetto alle linee guida preliminari relative alla definizione di una strategia nazionale sull’idrogeno predisposte Governo⁸, si prospettano differenti configurazioni in relazione allo sviluppo della filiera dell’idrogeno, sinteticamente riassumibili in alcuni scenari prospettici:
- produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed elettrolisi per la produzione di H₂ presso i siti di utilizzo (principalmente trasporto pesante e industrie di processo/energivore);

⁶ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=PI_COM:Ares\(2020\)3320999&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=PI_COM:Ares(2020)3320999&from=EN).

⁷ La posizione di ENTSO-g, resa pubblica, prevede principalmente: i) l’applicazione dell’attuale quadro regolatorio del settore europeo del gas anche al vettore idrogeno, tenendo conto delle sue peculiarità ii) il riconoscimento del ruolo dei TSO del gas come detentori e operatori della rete dell’idrogeno iii) necessità di un adeguato meccanismo di finanziamento degli investimenti necessari per lo sviluppo delle infrastrutture dell’idrogeno iv) l’esenzione dall’applicazione delle regole generali per specifiche porzioni di rete (linee dirette, sistemi di distribuzione chiusi) v) riconoscimento dei costi di riconversione delle reti gas esistenti al trasporto e distribuzione dell’idrogeno vi) riconoscimento dei costi di adattamento delle reti gas al trasporto di miscele gas naturale-biometano-idrogeno, opzione considerata attraente nel breve-medio termine in attesa di realizzare infrastrutture dedicate vii) applicazione del metodo delle “regulatory sandboxes” per favorire la sperimentazione di tecnologie innovative viii) necessità di incentivare la produzione di idrogeno da rinnovabili o comunque con basse emissioni di carbonio.

⁸ <http://consultazione.gov.it/it/le-consultazioni/le-consultazioni-delle-amministrazioni-centrali/strategia-nazionale-sullidrogeno/>

- produzione decentralizzata da energia elettrica rinnovabile prelevata da rete e successivo utilizzo come H2 puro;
- produzione centralizzata in prossimità di impianti FER e successivo trasporto ai siti di utilizzo come H2 puro (trasporto su strada o con tubazioni dedicate) oppure mediante *blending* con gas naturale in rete gas.

3.12 Con riferimento ai possibili scenari di cui al punto precedente, si osserva che, mentre le prime due ipotesi non contemplano il trasporto di gas dai siti di produzione ai siti di consumo, nell'ultimo caso è invece previsto un trasporto di gas che potrebbe essere effettuato tramite gasdotti, non escludendo dunque l'utilizzo delle reti del gas naturale.

Il sostegno alle sperimentazioni

3.13 Con riferimento alle ipotesi di introdurre misure di sostegno alle sperimentazioni, considerato da un lato l'attuale assetto normativo e le sue prospettive di evoluzione e dall'altro le configurazioni possibili di sviluppo della filiera dell'idrogeno, l'Autorità ritiene opportuno che, per quanto riguarda l'ambito progettuale 2, le sperimentazioni oggetto di sostegno debbano essere focalizzate sul ruolo delle infrastrutture regolate del gas naturale (trasporto, distribuzione, nonché stoccaggio e rigassificazione) in relazione alla loro capacità di accogliere e gestire i gas rinnovabili e non rinnovabili, nella prospettiva della transizione energetica verso la decarbonizzazione.

3.14 L'Autorità, nel confermare che lo scopo ultimo delle sperimentazioni in questione consiste in un supporto alla transizione verso un sistema energetico più sostenibile - e pertanto fondato sull'impiego crescente di fonti rinnovabili - ritiene di non dover escludere a priori esperimenti in campo che vedano l'utilizzo anche di gas non rinnovabili (comprese quindi le sperimentazioni relative all'idrogeno, rinnovabile e non rinnovabile), laddove con tali sperimentazioni possano essere simulate situazioni che prospetticamente vedranno l'utilizzo prevalente o esclusivo di gas rinnovabili. Aspetti quali la presenza o meno di gas rinnovabili, così come quelli relativi alla estensione delle sperimentazioni lungo le filiere ed altri ancora (per i quali si rimanda al successivo capitolo 9) si ritiene che debbano trovare una valorizzazione diversificata nell'ambito del processo di valutazione delle istanze di ammissione alle sperimentazioni.

4. Struttura del documento

4.1 Il presente documento per la consultazione comprende, oltre alla presente parte introduttiva, una parte II dedicata ad approfondimenti relativi ai singoli ambiti progettuali, una parte III nella quale sono esaminati aspetti relativi alla modalità di gestione dei sostegni ai progetti, una parte IV relativa a ipotesi di introduzione di modifiche alla regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione del gas naturale e infine un'appendice contenente richiami al quadro normativo e regolamentare.

S 1.Osservazioni in merito agli indirizzi generali prospettati dall'Autorità.

S 2.Osservazioni in merito agli ambiti progettuali proposti e alla loro articolazione

PARTE II - AMBITI DI INTERESSE DELLE SPERIMENTAZIONI

5. Ambito progettuale 1 – Metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti

- 5.1 L’Autorità intende confermare le seguenti categorie progettuali di sperimentazione:
- a) reti bi-direzionali, attraverso la ricompressione del gas da una rete operante a più bassa pressione a una a pressione superiore (tipicamente in coincidenza con cabine REMI, ma anche di altre stazioni di riduzione della pressione, operanti a livelli più bassi di pressione);
 - b) utilizzo delle reti in funzione di accumulo, attraverso la gestione dinamica delle pressioni guidata, anche attraverso strumenti predittivi, dall’entità dei flussi che attraversano le reti di trasporto e distribuzione; in questo ambito si potrà anche valutare l’installazione di serbatoi di accumulo, che agiscano in combinazione con la gestione delle pressioni;
 - c) metodi e soluzioni utili alla riduzione delle emissioni fugitive di gas dalle reti.
- 5.2 I progetti delle categorie a) e b) saranno dedicati all’obiettivo di incrementare la possibilità di iniezione, distribuita lungo le reti di trasporto ma soprattutto di distribuzione, di gas di origine rinnovabile (principalmente il biometano).
- 5.3 L’obiettivo dei progetti della categoria c) consiste nell’individuazione e sperimentazione di soluzioni atte a favorire la riduzione delle emissioni in atmosfera del gas dalle reti di trasporto e distribuzione; in particolare tali sperimentazioni potranno riguardare tecniche di tipo innovativo in grado di ridurre le perdite di gas; sarà possibile proporre progetti che combinino il perseguimento sia dell’obiettivo di incrementare la possibilità di immissione di gas in rete che di quello di ridurre le perdite all’atmosfera. In questo ambito potrebbero essere previsti anche progetti di recupero di gas evaporato a seguito di operazioni di stoccaggio e trasporto di GNL (cosiddetto Boil Off Gas, BOG). Nei progetti di riduzione delle perdite i proponenti dovranno applicare metodologie di misura e di calcolo adeguate ad una quantificazione dei benefici ottenibili.

<i>S 3.Osservazioni in merito alle ipotesi prospettate per l’ambito progettuale 1</i>

6. Ambito progettuale 2 – Utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti

- 6.1 Possono afferire all’ambito progettuale 2 diverse tipologie di progetti sperimentali. L’Autorità ritiene che possano essere di maggior interesse progetti “integrati” che coprano l’intera filiera di produzione, stoccaggio, trasporto, distribuzione e utilizzo di idrogeno o altri gas con ridotte emissioni sul ciclo di vita; saranno tuttavia ammissibili anche progetti che coprano solo alcuni segmenti della filiera, purché comportino l’utilizzo di almeno alcune tra dette infrastrutture. Di seguito si riporta un elenco esemplificativo e non esaustivo di alcune tipologie di

sperimentazioni volte, anche in combinazione fra loro, a dimostrare l'integrabilità sistemica di tecnologie innovative *power to gas* in alcuni particolari scenari di interesse:

- a) reti di media/piccola dimensione interessate da una miscela di idrogeno e gas naturale, variabile sia localmente nei diversi punti della rete, sia a livello temporale nell'arco della giornata. Alla rete possono essere connesse diverse tipologie di utenze: utenti finali industriali/terziari e residenziali. L'obiettivo di questa sperimentazione consiste nella verifica delle condizioni di esercizio reti con miscele metano/idrogeno con riguardo alle problematiche di sicurezza, funzionamento e prestazioni dei diversi componenti/utilizzatori, nonché degli aspetti connessi alla misura e qualificazione del vettore energetico;
- b) integrazione di tecnologie per i gas rinnovabili in processi industriali e relativa integrazione con il sistema gas. Ad esempio, si considerino processi di trattamento rifiuti, produzione di energia elettrica da biomassa, trattamento acque ecc. L'obiettivo di questa fattispecie progettuale consiste nella sperimentazione di sistemi di poligenerazione (combustibili liquidi/gassosi, energia elettrica) interfacciati alla rete gas come produttori;
- c) sperimentazione di elettrolizzatori anche abbinati a processi di metanazione catalitica o biologica per la produzione di metano e interfaccia con il sistema gas. In questa fattispecie sperimentale si focalizza l'attenzione sulla possibile fornitura di servizi di flessibilità alla rete elettrica e partecipazione ai mercati, indagando sperimentalmente le diverse problematiche legate a questo particolare esercizio degli elettrolizzatori;
- d) sperimentazione di tecnologie *power to gas* integrate in impianti con processi di cattura/separazione della CO₂, con l'obiettivo della riduzione delle emissioni climalteranti, sempre in relazione con il sistema gas⁹.

S 4. Osservazioni in merito alle ipotesi prospettate per l'ambito progettuale 2

7. Ambito progettuale 3 – Interventi di innovazione tecnologica/gestionale sulle reti

- 7.1 L'Autorità, ritenendo che sia opportuno verificare l'interesse e le potenzialità di un ampio spettro di possibili sperimentazioni, conferma il proprio orientamento che prevede l'individuazione di un terzo ambito progettuale, nel quale possano confluire sperimentazioni diverse da quelle associabili ai precedenti ambiti progettuali 1 e 2, comunque orientate verso i medesimi obiettivi generali. A tal fine si ritiene opportuno che tale ambito progettuale possa accogliere progetti relativi all'introduzione sperimentale di tecnologie/prassi gestionali a supporto della gestione delle reti al fine di aumentarne l'efficienza tecnica, economica, ambientale.
- 7.2 Rispetto a quanto prospettato con il documento per la consultazione 39/20, si ritiene che l'ambito progettuale 3 debba essere dedicato alla sperimentazione di quelle attività che non

⁹ La CO₂ necessaria per la reazione di metanazione può derivare da diverse fonti: impianti di (co)generazione elettrica alimentati da combustibili fossili, dove la separazione può avvenire in fase di post-combustione, di pre-combustione e mediante ossi-combustione. Alternativamente, la CO₂ può derivare da prodotti di scarto di processi industriali: direttamente prodotta nei processi di produzione di biogas o bioetanolo, da raffinerie, industrie dei metalli dove è presente uno *steam reformer* a metano.

siano semplicemente connotate da un carattere innovativo (quali quelle oggetto della Parte IV del presente documento) ma che richiedano anche lo sviluppo di una fase di sperimentazione in campo (al pari dei progetti afferenti agli ambiti 1 e 2) per essere integrate efficacemente con il sistema delle infrastrutture regolate del gas naturale e che, date anche possibili incertezze in relazione ai tempi di manifestazione e all'entità dei benefici, possono non trovare, allo stato attuale, sufficiente incentivo dai meccanismi di regolazione *out-put based* già in campo o dalle logiche di riconoscimento dei costi.

7.3 A titolo di esempio possono rientrare nel perimetro delle sperimentazioni:

a) Metodi e strumenti per la digitalizzazione delle reti

In questo insieme ricadono le sperimentazioni volte all'adozione di strumenti innovativi, sia hardware che software, finalizzati all'ottimizzazione della gestione delle reti sotto i profili ambientale, economico e della sicurezza. Ad esempio, si considerano tra queste sperimentazioni l'introduzione di sensori e strumenti software che permettano il telecontrollo/telegestione delle reti favorendo una gestione puntuale della rete e un monitoraggio continuo di parametri e consumi di impianti e servizi ausiliari. La digitalizzazione delle reti contempla anche l'impiego di tecnologie innovative per favorire il passaggio da logiche di manutenzione programmata a manutenzione predittiva, in grado ad esempio di comunicare situazioni anomale e prevedere possibili guasti o perdite, riducendo così i costi di intervento e di mancato servizio. A questi interventi si affiancano più in generale l'automazione dei processi di gestione, monitoraggio e manutenzione, caratteristici dell'esercizio delle reti gas, quali le attività di rilevazione, raccolta ed elaborazione delle misure a servizio della gestione efficiente delle reti.

b) Recupero di energia nelle stazioni di ricompressione del gas

Il recupero di energia negli impianti di compressione del gas prevede, ad esempio, l'impiego di tecnologie che sfruttano il calore contenuto nei gas combusti del turbocompressore e lo trasformano in altre forme di energia utile. Il beneficio ambientale consiste nel recupero dell'energia termica dei fumi e/o del gas compresso, altrimenti persa, per la produzione di energia elettrica, utilizzabile in primo luogo per autoconsumo, e/o nell'impiego del calore per soddisfare i fabbisogni termici della stazione di ricompressione. A titolo di esempio si cita la tecnologia Organic Rankine Cycle (ORC)^{10,11}, che prevede che i fumi esausti riscaldino un fluido organico che si espande in una turbina collegata ad un generatore elettrico.

c) Recupero di energia dai salti di pressione nelle stazioni di decompressione

Nelle stazioni di decompressione, la riduzione della pressione avviene tipicamente per mezzo di valvole di laminazione, che dissipano l'energia meccanica di pressione del gas tramite un'espansione adiabatica. Questa energia può essere recuperata tramite l'impiego di sistemi in grado di sfruttare il salto di pressione per generare energia elettrica utilizzabile, ad esempio, per il preriscaldamento del gas naturale prima della riduzione o per soddisfare i consumi di altri servizi della stazione di compressione. Un esempio di sistema di recupero spesso citato in letteratura è quello del turboespansore radiale¹², che

¹⁰ S. L.Gómez-Aláez, V. Brizzi, D. Alfani, P. Silva, A. Giostri, M. Astolfi, Off-design study of a waste heat recovery ORC module in gas pipelines recompression station, Energy Procedia, 2017.

¹¹ Si veda ad es. caso studio riportato al link: <https://www.turboden.com/case-histories/1744/uzneftegazdobycha>

¹² P. Danieli, G. Carraro, A. Lazzaretto, Thermodynamic and Economic Feasibility of Energy Recovery from Pressure Reduction Stations in Natural Gas Distribution Networks, Energies, Agosto 2020.

troverebbe impiego soprattutto presso le cabine di riduzione primaria, caratterizzate da portate di gas e salti di pressione importanti, mentre per stazioni di decompressione più piccole potrebbero trovare applicazione gli espansori di tipo scroll¹³.

d) Efficienza energetica nei sistemi di preriscaldamento del gas nelle stazioni di decompressione

In questa categoria ricadono sperimentazioni volte a ridurre i consumi di energia e/o ad impiegare fonti energetiche con minori emissioni per il preriscaldamento del gas naturale prima della riduzione di pressione. Tradizionalmente, per il preriscaldamento sono impiegati scambiatori di calore ad acqua alimentati da caldaie che consumano una frazione del gas di rete. A questa configurazione potrebbero essere sostituiti oppure integrati sistemi a fonti rinnovabili, come il solare termico¹⁴ o altre fonti di calore a bassa temperatura¹⁵, pompe di calore¹⁶, unità cogenerative ecc.

S 5.Osservazioni in merito alle ipotesi prospettate per l'ambito progettuale 3

¹³ Espansori costituiti da una parte fissa ed una mobile recanti due condotti a spirale, che nel moto relativo creano una serie di camere mobili di volume crescente, che trasferiscono il fluido dall'ingresso all'uscita; originariamente sviluppati come compressori, solo in tempi relativamente recenti si è cominciato ad utilizzarli come espansori.

¹⁴ M. Olfati, M. Bahiraei, S. Nazari, F. Veysi, A comprehensive assessment of low-temperature preheating process in natural gas pressure reduction stations to better benefit from solar energy, Energy, 2020.

¹⁵ D. Borelli, F. Devia, E. Lo Cascio, C. Schenone, Energy recovery from natural gas pressure reduction stations: Integration with low temperature heat sources, Energy Conversion and Management, 2018.

¹⁶ A. Jedlikowski, S. Englart, W. Cępiński, M. Badura, M. A. Sayegh, Reducing energy consumption for electrical gas preheating processes, Thermal Science and Engineering Progress, 2020.

PARTE III – MODALITA’ DI GESTIONE DELLE SPERIMENTAZIONI

8. Soggetti interessati e modalità di presentazione delle istanze di ammissione alle sperimentazioni

- 8.1 L’Autorità ritiene che le modalità di gestione delle sperimentazioni debbano essere impostate secondo lo schema definito nei punti seguenti.
- 8.2 Il Proponente è il soggetto (giuridico) che presenta l’istanza di ammissione del progetto pilota alle sperimentazioni.
- 8.3 L’ammissione delle proposte progettuali alla sperimentazione è subordinata alla presentazione, da parte del Proponente, di una apposita istanza il cui formato sarà definito con apposito provvedimento dell’Autorità antecedentemente all’avvio delle sperimentazioni.
- 8.4 L’Autorità ritiene che, in ragione sia della fonte di finanziamento delle sperimentazioni sia per ragioni di efficienza amministrativa, il Proponente debba necessariamente coincidere con un soggetto regolato tariffariamente della filiera delle infrastrutture del gas naturale.
- 8.5 Qualora un progetto possa essere classificato in più di un ambito progettuale, il Proponente lo associa – secondo una propria proposta motivata nell’ambito dell’istanza di ammissione alle sperimentazioni - all’ambito progettuale ritenuto prevalente; la classificazione proposta dovrà essere confermata dall’Autorità (per il tramite della Commissione di valutazione di cui al successivo capitolo 8) in esito alla valutazione dell’istanza di ammissione.
- 8.6 Oltre al Proponente, potranno partecipare alle sperimentazioni altri soggetti (Partecipanti) che, insieme al Proponente, costituiscono la Compagine progettuale. Nel caso dei progetti afferenti all’ambito progettuale 2, l’Autorità ritiene che le sperimentazioni debbano necessariamente prevedere la presenza di una Compagine progettuale.

S 6. Osservazioni in merito alla identificazione dei soggetti che possono presentare le istanze e alle modalità di presentazione delle medesime.

9. Criteri generali di valutazione

- 9.1 L’Autorità, con l’obiettivo di selezionare i progetti caratterizzati dalle più elevate potenzialità, ritiene opportuno prevedere modalità di valutazione delle istanze che includano una apposita Commissione di valutazione.
- 9.2 L’Autorità ritiene che la valutazione debba essere legata al beneficio energetico/economico/ambientale (in particolare al potenziale di de-carbonizzazione) e ad altri obiettivi tipici delle sperimentazioni in campo.
- 9.3 L’Autorità intende altresì perseguire l’obiettivo, in una situazione di iniziale incertezza circa le potenzialità di sviluppo connesse a diversi filoni progettuali, della massima ampiezza possibile del perimetro delle sperimentazioni.
- 9.4 A tale scopo, saranno adottati, nell’ambito delle valutazioni, criteri di omogeneità nella ripartizione dei contributi alle sperimentazioni tra i diversi Ambiti progettuali, anche attraverso meccanismi di ripartizione dei progetti nei diversi ambiti progettuali.

- 9.5 In particolare, si possono prevedere due modalità alternative per la formazione delle graduatorie delle istanze in esito alle valutazioni:
- prevedere che siano ammissibili all'incentivazione i progetti che ottengono il punteggio maggiore nell'ambito in una classifica unica comprendente tutti i progetti proposti indipendentemente dall'ambito progettuale di appartenenza, sino ai limiti di capienza prospettati al successivo capitolo 12 e con il vincolo del conseguimento di un predefinito punteggio minimo, in modo tale da assicurare che progetti che hanno ottenuto le valutazioni migliori non risultino spiazzati da altri progetti con valutazione assoluta inferiori solo a causa dell'appartenenza ad ambiti progettuali diversi. Al fine di poter comunque assicurare l'attivazione di un numero minimo di progetti per ciascun ambito progettuale, la proposta progettuale che avrà ottenuto il punteggio più elevato (purché superiore alla soglia minima sopra richiamata) nel *ranking* separato per ciascun ambito progettuale, risulterà automaticamente ammessa alle sperimentazioni;
 - in alternativa, prevedere la formazione di tre graduatorie separate, una per ciascun ambito progettuale, in modo tale che il confronto tra istanze avvenga solo nell'ambito di ciascun ambito progettuale; anche in questa ipotesi si ritiene necessario il superamento di un predefinito punteggio minimo. Ai fini del rispetto dei limiti di capienza complessiva prospettati al successivo capitolo 12, si ritiene altresì necessario prevedere un meccanismo di limitazione del numero complessivo di istanze da ammettere alle sperimentazioni, ad esempio attraverso lo scorrimento sequenziale delle tre graduatorie sino a esaurimento della capienza complessiva.
- 9.6 I progetti proposti saranno valutati attraverso uno schema il cui dettaglio sarà compiutamente definito nell'ambito del provvedimento di avvio delle sperimentazioni.
- 9.7 L'Autorità ritiene che i criteri di valutazione debbano coprire due macro-ambiti:
- un primo sottoinsieme di criteri dovrà essere in grado di valutare le dimensioni prospettiche delle *performance* energetica, ambientale ed economica delle soluzioni oggetto di sperimentazione rispetto alle soluzione/i alternativa/e di riferimento (soluzioni *b.a.u.*) ovvero di valutare *ex-ante* (in via necessariamente previsiva) i miglioramenti che le soluzioni testate potrebbero apportare a livello sistemico qualora implementate su base nazionale alla scala di regime;
 - un secondo sottoinsieme di criteri dovrà invece valorizzare la dimensione propriamente sperimentale dei progetti, con riferimento, al grado di replicabilità attesa e di maturità tecnologica delle soluzioni testate, alle possibili economie di apprendimento e di scala, alla presenza di benefici ulteriori (co-benefici), alla tempistica di attuazione del progetto pilota, alla qualità e la coerenza tecnica complessiva della proposta, all'ampiezza di aspetti che la sperimentazione consente di testare, ecc.
- 9.8 In sostanza, con il primo ambito di valutazione si vuole valutare – con tutti i *caveat* propri di tale tipo di valutazione – il beneficio energetico/economico/ambientale atteso qualora la sperimentazione giunga a buon fine e ne segua un *deployment* ad ampia scala delle soluzioni testate; con il secondo ambito di valutazione si vogliono valutare le potenzialità del progetto di conseguire l'obiettivo dichiarato.
- 9.9 L'Autorità ritiene che, sulla base dello schema di valutazione delineato ai punti precedenti, i Proponenti dovranno sviluppare la propria valutazione del progetto, la quale sarà parte integrante dell'istanza di ammissione alle sperimentazioni e che, conseguentemente, la

Commissione di valutazione dovrà verificare la valutazione proposta, la sua coerenza rispetto allo schema indicato dall'Autorità, la ragionevolezza e la robustezza delle ipotesi adottate, delle valutazioni effettuate, dei risultati ottenuti.

10. La griglia di valutazione

10.1 L'Autorità ritiene che la *dimensione prospettica* debba essere articolata in un *set* di criteri tali da coprire le tematiche della decarbonizzazione, della riduzione dell'inquinamento, dell'economicità, della coerenza con gli indirizzi normativi e regolatori, della capacità di attivare integrazioni sinergiche all'interno del settore energetico e tra il settore energetico e gli altri settori dell'economia, con priorità per quelli regolati dall'Autorità, con riferimento all'obiettivo primario della decarbonizzazione. In particolare, si ritiene che gli indicatori possano essere i seguenti:

- 1) CO₂eq evitata. Il proponente dovrà stimare le emissioni di CO₂eq (pertanto tenendo conto dei diversi gas climalteranti emessi) della soluzione proposta e della soluzione sostituita (baseline). Le emissioni di CO₂eq dovranno essere calcolate secondo il *baseline model* a 100 anni proposto da IPCC 2013¹⁷ e dovranno essere stimate tenendo conto dell'intero ciclo di vita della soluzione proposta e della soluzione sostituita secondo l'approccio di Life Cycle Assessment normato dalla ISO 14040. La documentazione delle ipotesi e delle modalità di calcolo dovrà essere anch'essa aderente a quanto previsto dalla norma ISO 14040. L'indicatore è calcolato come rapporto percentuale tra le emissioni evitate e le emissioni della soluzione sostituita. Pertanto, indicando con *CO₂eqP* le emissioni climalteranti della soluzione proposta e con *CO₂eqB* le emissioni della soluzione sostituita (baseline) l'indicatore viene calcolato come $CO_{2eq} = 100 * (CO_{2eqB} - CO_{2eqP}) / (CO_{2eqB})$.
- 2) Inquinamento. Il proponente dovrà stimare le emissioni inquinanti della soluzione proposta e della soluzione sostituita (baseline). Le emissioni da considerare sono le seguenti: NO_x, SO₂, NMVOC, NH₃, PM_{2.5}. Nella valutazione delle emissioni occorrerà adottare un approccio di ciclo di vita, salvo motivate eccezioni. Le emissioni inquinanti andranno aggregate in un unico indicatore che ne quantifichi le esternalità ambientali secondo i fattori di danno (€/t di inquinante) riportati nella tabella 1 sottostante. L'indicatore è da calcolare come il rapporto percentuale tra le esternalità evitate e le esternalità della soluzione sostituita. Pertanto indicando con *ExtP* le esternalità della soluzione proposta e con *ExtB* le esternalità della soluzione sostituita (baseline) l'indicatore viene calcolato come $Inq = 100 * (ExtB - ExtP) / (ExtB)$.

¹⁷ L'elenco dei gas climalteranti e dei relativi GWP è disponibile alla pagina [https://eplca.jrc.ec.europa.eu/permalink/EF-LCIAMethod_CF\(EF-v3.0\).xlsx](https://eplca.jrc.ec.europa.eu/permalink/EF-LCIAMethod_CF(EF-v3.0).xlsx).

NO_x	SO₂	NMVOG	NH₃	PM_{2.5} (da combustione)
€ ₂₀₁₆ /kg	€ ₂₀₁₆ /kg	€ ₂₀₁₆ /kg	€ ₂₀₁₆ /kg	€ ₂₀₁₆ /kg
14.1	12.7	1.1	21.6	21.1

Tabella 1 - Fattori di danno per gli inquinanti atmosferici da considerare per il calcolo dell'indicatore *Inquinamento* (Fonte: "European Commission Handbook on the external costs of transport, Version 2019")

- 3) Efficienza Economica nella riduzione delle emissioni climalteranti. L'indicatore relativo a questo criterio esprime l'efficienza economica associata all'operazione di riduzione delle emissioni di CO₂eq. Si indica con *Cucl* il costo unitario (per tonnellata di CO₂eq) della riduzione delle emissioni climalteranti calcolato pertanto come il rapporto tra il costo della piena implementazione delle misure associate alle sperimentazioni e la riduzione delle emissioni climalteranti calcolate come esposto al punto precedente (cioè: $Cucl = \text{Costo implementazione} \backslash [CO_{2eqB} - CO_{2eqP}]$); indicando con *Ie* l'indice di efficienza nella riduzione delle emissioni climalteranti, calcolato come rapporto tra il costo unitario della riduzione delle emissioni climalteranti *Cucl* e il danno ambientale connesso alle emissioni di CO₂eq (assunto pari a 100 €₂₀₁₆/t), risulta $Ie = Cucl / 100$ ¹⁸. L'indicatore Efficienza Economica (*EE*) assumerà i valori riportati nella sottostante tabella 2.

¹⁸ Fonte: "European Commission Handbook on the external costs of transport, Version 2019". Come noto la monetizzazione del danno causato dalle emissioni climalteranti prevede un intervallo di valori piuttosto ampio in funzione degli scenari e degli orizzonti temporali di riferimento. Il principale e più recente riferimento in materia può essere sintetizzato nella tabella seguente (Valori tratti da Handbook on the external costs of transport, Version 2019):

Periodo di riferimento per le emissioni	Emissioni di gas serra fino al 2030		Emissioni di gas serra 2040-2060	
	(central value)	(min-max)	(central value)	(min-max)
U.d.M.	€ ₂₀₁₆ /t			
Ambito geografico di riferimento: EU 28	100	60-189	269	156-498

Indice di efficienza nella riduzione delle emissioni climalteranti - <i>le</i>	Indicatore di Efficienza Economica - <i>EE</i>
$le < 0,25$	100
$0,25 \leq le < 0,50$	75
$0,50 \leq le < 0,75$	50
$0,75 \leq le < 1,50$	25
$le \geq 1,50$	0

Tabella 2 – Valori assunti dall’indicatore Efficienza Economica al variare del rapporto tra costo di riduzione delle emissioni climalteranti ed esternalità delle emissioni climalteranti

- 4) Barriere normative. L’indicatore tiene conto di quanto il quadro normativo e regolatorio debba essere modificato affinché sia possibile dare corso alla piena implementazione delle misure sperimentate. L’indicatore **Brn** assume i valori riportati nella sottostante tabella 3.

Grado delle modifiche normative necessarie per la piena implementazione delle sperimentazioni	<i>Brn</i>
Nessuna modifica necessaria	100
Delibere o altri atti sotto il controllo di ARERA	75
Normativa Tecnica Nazionale	50
Legislazione nazionale	25
Direttive europee	0

Tabella 3 - Valori assunti dall’indicatore Barriere normative (Brn) in funzione del livello di norma da modificare.

- 5) Grado di integrazione intra-settoriale e di intersectorialità delle soluzioni proposte e/o potenzialità abilitanti per altri settori nella transizione energetica. L’indicatore è finalizzato a tenere conto del fatto che, mentre alcune tipologie di interventi esplicano i propri effetti solo nell’ambito del sistema di trasporto e distribuzione del gas naturale (comunque incrementando il grado di integrazione sistemica all’interno del medesimo settore) altri interventi comportano sinergie con il sistema elettrico ed energetico nel suo complesso, e con altri sistemi. Tali sinergie possono essere monodirezionali (power to gas) o bidirezionali (power to H2 congiunto con impianti di produzione elettrica da idrogeno) o essere abilitanti per interventi di decarbonizzazione anche verso settori economici esterni al settore energetico. In particolare, si ritengono prioritariamente meritevoli di valorizzazione quei progetti i cui benefici si estendono anche ad altri settori regolati dall’Autorità, così da generare una sinergia positiva in termini di riduzione delle emissioni climalteranti. In funzione delle sinergie potenzialmente attivabili dalla piena implementazione dell’intervento, l’indicatore **CR** assume i valori riportati nella sottostante tabella 4.

Grado di integrazione intra-settore o di intersettorialità	CR
Interventi totalmente ricompresi all'interno del sistema gas naturale	20
Interventi che prevedono anche il supporto al settore elettrico (flessibilità, hosting FRNP, ecc.)	40
Interventi che prevedono sinergie bidirezionali con l'intero sistema energetico	60
Interventi che prevedono sinergie sia con il sistema energetico sia con altri settori	80
Interventi che prevedono sinergie con altri settori regolati	100

Tabella 4 - Valori assunti dall'indicatore intersettorialità (CR) in funzione delle sinergie ipotizzabili per le attività oggetto di sperimentazione.

- 10.2 L'Autorità ritiene che, per quanto attiene invece la dimensione della sperimentazione, questa possa essere declinata secondo i seguenti criteri: *Congruietà del Contributo richiesto*, *Affidabilità*, *Scalabilità*, *Completezza* e *Replicabilità*.
- 10.3 L'indicatore relativo al criterio *Congruietà del Contributo richiesto (Cc)* rappresenta un giudizio espresso attraverso un numero intero compreso tra 0 (per nulla congruo) e 100 (molto congruo) e rappresenta la congruietà del contributo richiesto per le sperimentazioni rispetto agli obiettivi delle medesime, valutata tenendo conto anche dell'entità di eventuali di co-finanziamenti che vadano a ridurre il contributo richiesto.
- 10.4 L'indicatore relativo al criterio *Affidabilità (Af)* rappresenta un giudizio espresso attraverso un numero intero compreso tra 0 (per nulla affidabile) e 100 (molto affidabile) e rappresenta l'affidabilità del progetto (inteso come la probabilità che la sperimentazione giunga a termine ovvero in termini di fattibilità tecnica) e l'affidabilità delle tecnologie utilizzate nella sperimentazione (tecnologie consolidate, nuove o prototipali).
- 10.5 L'indicatore relativo al criterio *Scalabilità (Sc)* rappresenta un giudizio espresso attraverso un numero intero compreso tra 0 (difficilmente scalabile) e 100 (facilmente scalabile) e comprende un giudizio su quali possano essere i tempi di implementazione su vasta scala della sperimentazione, la disponibilità commerciale delle tecnologie utilizzate nonché la presenza di fattori di scala che riducano i costi delle tecnologie e delle soluzioni adottate nel passaggio dalla scala sperimentale a quella di piena implementazione.
- 10.6 L'indicatore relativo al criterio *Completezza (Co)* rappresenta un giudizio espresso attraverso un numero intero compreso tra 0 (gravemente incompleto) e 100 (completo) ed indica quale parte del sistema industriale in prospettiva (ovvero quando se ne immagina un'applicazione di ampia scala) verrà coinvolto dalle applicazioni conseguenti la sperimentazione. Ad esempio, una sperimentazione che preveda solo l'impiego di elevate percentuali di idrogeno in rete avrà un punteggio di completezza più basso rispetto ad una sperimentazione che comprenda anche la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili nonché il suo utilizzo presso gli utenti finali.

- 10.7 L'indicatore relativo al criterio *Replicabilità (Re)* rappresenta un giudizio espresso attraverso un numero intero compreso tra 0 (difficilmente replicabile) e 100 (facilmente replicabile) e rappresenta quanto la sperimentazione sia riproducibile in realtà diverse (per aspetti geografici, tipi di rete, tipi di utenze, ecc.) rispetto alle condizioni testate in fase sperimentale.
- 10.8 Tutti gli indicatori elencati dovranno essere quantificati dal proponente (ad eccezione dell'indicatore *Congruietà del Contributo richiesto* che è valutato dalla Commissione di Valutazione) nell'ambito dell'istanza di ammissione alle sperimentazioni. Il proponente dovrà altresì documentare gli aspetti salienti delle analisi e delle valutazioni che hanno portato alla quantificazione del valore dei singoli indicatori.
- 10.9 A tutti gli indicatori di cui ai punti precedenti la Commissione di Valutazione applicherà un fattore correttivo variabile tra 0 ed 1. Tale valore correttivo esprime in forma sintetica il giudizio della Commissione sui valori così come proposti dal Proponente e tiene conto dell'affidabilità delle fonti di dati utilizzate, delle ipotesi adottate, della trasparenza e della ripercorribilità dello studio, della condivisibilità delle assunzioni, dell'adeguatezza dei dati, dell'effettiva applicazione dell'approccio LCA (quando richiesto ed opportuno), dell'adeguatezza della scelta della *baseline* per gli indicatori che lo richiedono.
- 10.10 Gli indicatori corretti secondo quanto esposto al punto precedente verranno moltiplicati per un fattore di peso che ne rappresenta l'importanza nell'ambito della valutazione. La somma pesata degli indicatori corretti darà luogo ad un punteggio attribuibile a ciascuna proposta, sulla base del quale sarà stabilito un ordine di merito delle diverse proposte. Il punteggio è calcolato secondo la formula: $P_i = \sum_{n=1}^{10} (I_{ni} * f_{ni} * p_n)$; dove P_i è il punteggio ottenuto dalla i -esima proposta, n è il numero degli indicatori, I_{ni} è il valore dell'indicatore n contenuto nella proposta i e dichiarato dal proponente, f_{ni} è il fattore correttivo attribuito dalla Commissione di valutazione all'indicatore n riportato nella proposta i , p_n è il peso dell'indicatore n .
- 10.11 La tabella sottostante (tabella 5) riporta in sintesi i criteri e gli indicatori della griglia di valutazione, il relativo metodo di stima, il peso e in generale riassume il processo di valutazione. Si osservi che il peso complessivo attribuito al macro-ambito *Dimensione prospettica* è ipotizzato essere pari a 2 volte quello attribuito al macro-ambito *Dimensione di sperimentazione*.

Dimensione di valutazione	di	Criterio	Id. criterio	Indicatore	Metodo di calcolo	Intervallo di variazione	Fattore correttivo	peso
Dimensione prospettica								
		Effetto serra	CO ₂ eq	CO ₂ eq evitata	riduzione % rispetto alla baseline	0-100	0-1	100
		Inquinamento	Inq	Esternalità da inquinamento	riduzione % rispetto alla baseline	0-100	0-1	50
		Efficienza economica nella riduzione delle emissioni climalteranti	EE	€_tCO ₂ eq evitata/ (Esternalità CO ₂ eq)	Classi di valori	0-100	0-1	25
		Barriere normative	Brn	Punteggio per classi	Classi di valori	0-100	0-1	10
		Inter-settorialità /potenzialità abilitanti	CR	Punteggio per classi	Classi di valori	0-100	0-1	15
Dimensione di sperimentazione		Contributo richiesto	Cc	scala	Giudizio di esperto	0-100	1	20
		Affidabilità	Af	scala	Giudizio di esperto	0-100	0-1	20
		Scalabilità	Sc	scala	giudizio di esperto	0-100	0-1	20
		Completezza	Co	scala	giudizio di esperto	0-100	0-1	20
		Replicabilità	Re	scala	giudizio di esperto	0-100	0-1	20

Tabella 5 - Dimensioni, Criteri, Indicatori e Pesi per la valutazione delle proposte.

S 7.Osservazioni in merito alle modalità prospettate per la valutazione delle istanze, con particolare riferimento alle modalità di valutazione delle medesime

11. Commissione di valutazione

- 11.1 L’Autorità intende istituire una Commissione di valutazione indipendente cui affidare i compiti di valutazione dei progetti pilota composta da esperti del CIG, di ENEA e di RSE formata in modo tale da evitare l’insorgenza di potenziali conflitti di interesse.
- 11.2 La Commissione avrà il compito di analizzare e valutare – sulla base dello schema di valutazione predisposto dall’Autorità - le istanze di ammissione alle sperimentazioni, richiedendo eventualmente le integrazioni ritenute necessarie ai fini delle valutazioni medesime; le valutazioni saranno sottoposte alla Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling dell’Autorità, insieme ad una relazione di sintesi sulla valutazione dei progetti, comprensiva di graduatoria con relativi punteggi secondo lo schema di valutazione definito; la graduatoria finale sarà approvata dall’Autorità e pubblicata sul sito internet della medesima.
- 11.3 La Commissione esamina inoltre i rapporti periodici e la relazione finale di cui al successivo capitolo 14 e trasmette alla Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling dell’Autorità le proprie valutazioni.
- 11.4 L’Autorità può verificare, anche mediante controlli a campione, l’effettiva realizzazione degli investimenti afferenti alle sperimentazioni e la loro corretta attribuzione alle sperimentazioni medesime.
- 11.5 L’onere amministrativo relativo alla valutazione delle istanze, le modalità di remunerazione della Commissione di valutazione e le relative modalità di gestione saranno definiti con appositi provvedimenti dell’Autorità.

S 8.Osservazioni in merito alle proposte dell’Autorità relative alla Commissione di valutazione

12. Copertura dei costi delle sperimentazioni

- 12.1 L’Autorità ritiene che la copertura dei costi delle attività progettuali debba essere basata sia su riconoscimenti tariffari (nell’ambito della ordinaria attività di riconoscimento tariffario) sia su contributi “extra tariffari” e ulteriori rispetto a questi ultimi e pertanto da gestire attraverso opportuni meccanismi di riconoscimento e rendicontazione dedicati.
- 12.2 Il contributo a copertura dei costi delle sperimentazioni può essere totale oppure parziale (al netto di eventuali ricavi o costi evitati derivanti dalle attività del progetto), dato che il progetto potrebbe avere accesso a fonti di finanziamento ulteriori.
- 12.3 In altri termini, l’Autorità ritiene che, in una prospettiva di maggior efficienza nell’uso delle risorse e di tutela dei consumatori, la ricerca e l’ottenimento di quote di finanziamenti ulteriori

rispetto a quella da essa stessa rese disponibili, sia da riguardarsi come un valore aggiunto della proposta.

- 12.4 Un aspetto particolare riguarda quelle situazioni per le quali, al termine del periodo di sperimentazione, il mantenimento in esercizio dei cespiti coinvolti nelle stesse dovesse generare delle inefficienze e generare quindi oneri impropri per il sistema e quindi per i consumatori. Al fine di prevenire tali situazioni, verrà richiesto ai proponenti di indicare un piano di utilizzo degli asset nel periodo successivo alla conclusione della sperimentazione, valutandone la sostenibilità economico-finanziaria.
- 12.5 L'Autorità ritiene che sia opportuno poter prevedere *ex ante* l'ammontare complessivo (massimo) di risorse extra-tariffrarie da destinare alle sperimentazioni, con l'obiettivo di ottimizzare i benefici generati dalle sperimentazioni medesime in rapporto ai costi posti a carico del sistema per la loro stessa realizzazione; l'Autorità intende cioè favorire soluzioni che combinino, per quanto possibile, l'efficacia delle sperimentazioni - caratterizzate per definizione da incertezza relativamente agli esiti - e l'economicità per il sistema delle medesime sperimentazioni.
- 12.6 A tal fine, l'Autorità intende identificare un tetto massimo per il sostegno finanziario extra-tariffrario (ulteriore rispetto ai costi ammessi a ricavo tariffario secondo la regolazione ordinaria vigente) a favore delle sperimentazioni medesime non superiore indicativamente a 35-40 milioni di €.
- 12.7 L'Autorità ritiene inoltre che debba essere posta particolare attenzione sia alla tematica della efficacia della misura contributiva sia alla semplicità amministrativa nella gestione della medesima misura.
- 12.8 Il Titolare di progetto è tenuto a presentare, nell'ambito dell'istanza di ammissione alle sperimentazioni, un piano economico-finanziario del progetto, comprendente tutte le spese di capitale e i costi operativi connessi alla sperimentazione proposta (al netto di eventuali ricavi/costi evitati), l'ammontare complessivo dei costi attualizzati di progetto, l'ammontare e la quota di contribuzione richiesta rispetto a detti costi (nonché la distinzione tra costi soggetti e non soggetti a recupero tariffario) ed infine il dettaglio circa ulteriori forme di finanziamento cui il progetto ha accesso e/o attività indirettamente coinvolte nelle sperimentazioni, anche se non coperte da riconoscimenti finanziari da parte dell'Autorità. In particolare, viene data evidenza degli extra costi sostenuti per le soluzioni sperimentali rispetto ai costi che sarebbero stati sostenuti per analoghe soluzioni di natura non innovativa ma *b.a.u.*
- 12.9 Per quanto riguarda il tetto massimo in valore assoluto del sostegno economico-finanziario extra-tariffrario per ogni singolo progetto, l'Autorità ritiene che:
- per i progetti afferenti agli ambiti progettuali 1 e 2, possa essere fissato in un intervallo compreso tra 5 M€ e 10 M€;
 - per i progetti afferenti all'ambito progettuale 3, possa essere fissato in un intervallo compreso tra 1 M€ e 3 M€;
- 12.10 L'Autorità ritiene che sia opportuno individuare un unico soggetto nella Compagine progettuale cui spetta il ruolo di interfaccia con l'Autorità stessa ai fini della gestione delle attività progettuali ammesse alle sperimentazioni; sotto il profilo del riconoscimento dei costi, l'Autorità ritiene infatti che il contributo alle sperimentazioni debba essere erogato a favore

del Titolare di progetto, mentre la ripartizione del contributo medesimo tra i soggetti costituenti la Compagine di progetto possa essere lasciata agli accordi tra le parti.

- 12.11 I costi che non rientrano nel perimetro delle attività tariffate del settore del gas naturale ma che riguardano spese afferenti all'attività sperimentale associata ad *asset* esterni al perimetro delle infrastrutture regolate della filiera del gas naturale, vengono riconosciuti al Titolare (e, per suo tramite, alla Compagine) di progetto per la conduzione delle sperimentazioni, comunque nei limiti di quanto previsto al punto precedente. Qualora nella Compagine di progetto sia presente un soggetto ricadente sotto la regolazione dell'Autorità ma appartenente ad un settore diverso da quello del gas naturale, i costi (*capex* e *opex*) da questi sostenuti nell'ambito del progetto saranno ammessi a riconoscimento tariffario – con la medesima regola applicabile nel caso di soggetto appartenente al settore del gas naturale – nel rispetto della regolazione generale vigente nel settore di appartenenza.
- 12.12 In particolare, in relazione alle modalità di erogazione, per la parte ulteriore rispetto ai costi ammissibili a riconoscimento tariffario, l'Autorità ritiene che la contribuzione possa essere ripartita tra una contribuzione iniziale *ex ante*, una contribuzione in corso d'opera e una contribuzione a consuntivo; ritiene altresì che le ultime due componenti citate debbano essere subordinate alla corretta e completa conduzione delle attività progettuali in conformità a quanto approvato in fase di ammissione alle sperimentazioni.
- 12.13 In sintesi, i costi afferenti ad un'attività progettuale possono essere accorpati secondo il seguente schema:
- 1) Attività proprie del soggetto regolato della filiera del gas naturale (in capo direttamente al Titolare di progetto):
 - a) soluzioni *b.a.u.*: i costi (*capex* e *opex*) sono riconosciuti con le regole tariffarie usuali;
 - b) soluzioni innovative:
 - i *capex* sono inseriti nella RAB per la sola parte corrispondente alle soluzioni *b.a.u.*;
 - gli *opex* nonché i *capex* ulteriori rispetto alle soluzioni *b.a.u.* sono oggetto di rendicontazione e riconoscimento separati;
 - 2) Attività esterne rispetto al perimetro del soggetto regolato della filiera del gas naturale:
 - a) soluzioni in capo ad operatori di mercato: i costi sostenuti sono oggetto di rendicontazione specifica; la copertura di detti costi è limitata, per i *capex*, alla parte afferente all'integrazione dei dispositivi necessari alle sperimentazioni con il sistema gas e per gli *opex* a quei costi direttamente funzionali alla conduzione delle sperimentazioni medesime;
 - b) soluzioni in capo ad operatori soggetti a regolazione tariffaria dell'Autorità ma appartenenti ad un settore diverso rispetto a quello del gas naturale: il riconoscimento avviene con la medesima regola di cui al punto 1) applicata al settore di appartenenza dell'operatore.
- 12.14 I valori di cui ai precedenti punti 12.6 e 12.9 si intendono pertanto riferiti agli extra-costi rispetto alle soluzioni *b.a.u.* di cui al punto 1b) - secondo alinea e ai costi di cui al punto 2a) del comma precedente.

S 9. Osservazioni in merito alle modalità prospettate per il riconoscimento dei costi sostenuti con le sperimentazioni.

13. Conduzione delle sperimentazioni e monitoraggio dei risultati

- 13.1 Allo scopo di poter diffondere le risultanze delle sperimentazioni a favore del sistema energetico (il quale ne sostiene almeno parzialmente il costo), è necessario che le sperimentazioni medesime abbiano una durata limitata e definita a priori e che tale durata debba essere indicata nell'ambito di ciascuna istanza di ammissione alle sperimentazioni.
- 13.2 In generale, la durata delle sperimentazioni risulterà inferiore rispetto alla vita tecnica e regolatoria utile dei cespiti funzionali alle sperimentazioni medesime. L'Autorità ritiene ragionevole che la durata massima per le sperimentazioni possa essere identificata in un periodo di tre anni, a decorrere dall'effettivo avvio delle attività di progetto; la data di avvio viene anch'essa indicata dal Proponente nell'istanza di ammissione e costituirà altresì oggetto della valutazione stessa, come previsto al precedente capitolo 8.

S 10. Osservazioni in merito alle modalità prospettate in merito alla conduzione delle sperimentazioni e al monitoraggio dei risultati.

14. Esiti delle sperimentazioni e diffusione dei risultati

- 14.1 L'Autorità intende prevedere che il Titolare di progetto debba rendere disponibile all'Autorità medesima, con cadenza annuale e sino al termine delle sperimentazioni, un rapporto intermedio avente ad oggetto la conduzione ed i risultati intermedi delle sperimentazioni mentre, al termine della sperimentazione, dovrà presentare una Relazione finale sull'andamento e sugli esiti delle sperimentazioni condotte.
- 14.2 Nei casi in cui il supporto economico-finanziario in carico all'Autorità non copra integralmente i costi di progetto, si ritiene che possa essere prevista la possibilità di *disclosure* parziali dei risultati delle sperimentazioni, secondo le modalità richieste dal Proponente con l'istanza di ammissione ed eventualmente confermate in fase di valutazione delle istanze.
- 14.3 L'Autorità intende altresì prevedere la possibilità di richiedere al Titolare di progetto – in funzione delle caratteristiche specifiche di ciascuna sperimentazione – la redazione e la trasmissione all'Autorità medesima di una relazione annuale anche per un opportuno periodo successivo al termine delle sperimentazioni (per un massimo di ulteriori tre anni), posto che la vita tecnica utile dei sistemi sperimentati risulta in generale più elevata rispetto alla durata delle sperimentazioni.
- 14.4 I rapporti di cui ai punti precedenti, piuttosto che loro sintesi ed elaborazioni, unitamente alle valutazioni della Commissione di valutazione e alle eventuali considerazioni dell'Autorità, saranno rese pubbliche.

S 11. Osservazioni in merito alle modalità prospettate per la conclusione delle sperimentazioni e la diffusione dei risultati.

PARTE IV – MODIFICHE DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA RELATIVA AL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE

15. Ipotesi regolatorie in relazione al servizio di distribuzione del gas naturale

- 15.1 Come indicato nel capitolo iniziale, l’attuale regolazione tariffaria prevede, per le attività centralizzate del servizio di distribuzione del gas naturale¹⁹, un livello di copertura dei costi basato sui valori medi unitari di settore per punto di riconsegna servito.
- 15.2 Tale approccio, volto a favorire l’efficienza, potrebbe penalizzare le imprese che adottassero soluzioni più costose rispetto alla media di settore non in quanto inefficienti, ma in quanto associate, per esempio, a benefici ambientali (in ottica di transizione energetica)²⁰ maggiori rispetto a quelli ottenibili con soluzioni a minor costo. Nello specifico l’Autorità ritiene che, rispetto alle soluzioni tipicamente adottate nell’ambito in questione (soluzioni *b.a.u.*), siano disponibili soluzioni alternative tali da ridurre significativamente gli impatti ambientali. In generale tali soluzioni sono caratterizzate da costi (tipicamente di investimento) più elevati rispetto alle soluzioni *b.a.u.*, con la conseguenza che – sulla base della regolazione attuale – tali interventi non risultano convenienti per l’operatore regolato.
- 15.3 Allo scopo di eliminare una possibile barriera alla innovazione (ambientalmente ed energeticamente efficiente) nel settore, l’Autorità ritiene pertanto che possano essere intrapresi alcuni percorsi di riconoscimento tariffario per quanto riguarda gli investimenti in attività che portino a benefici ambientali, come specificato nei punti precedenti.
- 15.4 In particolare, si ritiene che possano essere attivate specifiche voci tariffarie costruite con logiche parametriche da riconoscere alle sole imprese che dimostrino di aver avviato attività – tipicamente centralizzate – che consentano di ottenere benefici sotto il profilo della transizione energetica, mediante alcune specifiche categorie di interventi quali, ad esempio, percorsi di digitalizzazione strettamente legati alla gestione tecnica delle reti gas, o di gestione eco-compatibile per parco automezzi. L’entità di tali corrispettivi tariffari potrebbe essere commisurata al beneficio ambientale conseguito, come valutato dall’operatore e ferma restando la facoltà per ARERA di effettuare valutazioni indipendenti ed eventualmente di rettificare l’entità risultante. Sarebbero in ogni caso esclusi quegli interventi, quali ad esempio l’efficientamento degli edifici, che siano già oggetto di incentivazione in base a norme primarie.
- 15.5 Sul piano applicativo è possibile ipotizzare il riconoscimento di un importo aggiuntivo rispetto ai riconoscimenti tariffari ordinari calcolato in funzione del beneficio netto, tipizzato per soluzione. In termini generali si può ipotizzare di determinare il beneficio netto con logiche coerenti ad altre regolazioni dell’Autorità (quali l’incentivo per la resilienza delle reti di distribuzione elettrica) basate su analisi costi-benefici effettuate ex-ante (e standardizzate) per le diverse soluzioni tipizzate.

¹⁹ Attività i cui costi sono ascrivibili a: fabbricati; impianti; strumentazione; automezzi; dotazione di infrastrutture elettroniche (sia hardware che software); altre attrezzature.

²⁰ Nel presente documento per la consultazione, con la dizione di “benefici ambientali” si intende riferirsi essenzialmente alla riduzione di emissioni climalteranti e alle altre emissioni inquinanti lungo l’intero ciclo di vita delle attività oggetto di analisi, pur nella consapevolezza che tali benefici non esauriscono completamente il novero dei benefici ambientali delle attività oggetto di analisi e valutazione.

S 12. Osservazioni in merito alle ipotesi di regolazione prospettate per il servizio di distribuzione del gas naturale ed in particolare sul possibile elenco (opportunamente descritto e argomentato) di soluzioni ambientalmente ed energeticamente efficienti di cui al punto 15.5

APPENDICE I: QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

Nel seguito viene illustrata la normativa comunitaria in materia di combustibili alternativi e di utilizzi alternativi delle reti di trasporto e distribuzione del gas, la normativa italiana in materia e il quadro regolatorio attualmente in vigore.

16. Normativa comunitaria

- 16.1 La Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, estende al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, le norme stabilite dalla direttiva stessa per quanto riguarda il gas naturale e il GNL.
- 16.2 In ambito comunitario la Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio in materia di produzione da fonti rinnovabili del 23 aprile 2009 (di seguito: Direttiva 2009/28/CE), che stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili, contiene, tra l'altro, disposizioni specifiche per i biocarburanti.
- 16.3 In particolare, la Direttiva 2009/28/CE fornisce indicazioni agli Stati membri affinché valutino la necessità di estendere l'infrastruttura di rete del gas esistente per agevolare l'integrazione del gas prodotto a partire da fonti energetiche rinnovabili, e di introdurre l'obbligo di pubblicare norme tecniche e requisiti in materia di qualità, odorizzazione e pressione del gas.
- 16.4 La Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 contiene norme a garanzia dell'accesso non discriminatorio alle reti del biogas o di altri tipi di gas, nella misura in cui possano essere iniettati e trasportati nel sistema del gas naturale senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza.
- 16.5 La Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014²¹ (di seguito: Direttiva 2014/94/UE) sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi ha previsto che gli Stati membri adottino dei piani di sviluppo per le fonti alternative nel settore dei trasporti, con l'obiettivo di ridurre i consumi di petrolio e attenuare l'impatto ambientale del settore. Inoltre, la Direttiva richiede agli Stati membri di promuovere uno sviluppo infrastrutturale tale da garantire una copertura adeguata di punti di ricarica e rifornimento accessibili al pubblico. La Direttiva 2014/94/UE ha identificato i seguenti combustibili alternativi con potenzialità di lungo periodo in termini di sostituibilità al petrolio:
- elettricità;
 - idrogeno;
 - biocarburanti;
 - gas di petrolio liquefatto (GPL);
 - gas naturale, compreso il biometano, in forma gassosa (gas naturale compresso — GNC) e liquefatta (gas naturale liquefatto — GNL).
- 16.6 Più recentemente, la Direttiva 2018/851/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2018 ha previsto una serie di indicazioni per promuovere una maggiore efficienza nell'impiego delle risorse naturali attraverso la c.d. economia circolare. La Direttiva è rilevante nel contesto dei biogas e dei gas sintetici in quanto incoraggia l'adozione di

²¹ Integrata dal Regolamento delegato 2019/1745 della Commissione del 13 agosto 2019.

strumenti economici e di altre misure intese a fornire incentivi per favorire “l’applicazione della gerarchia dei rifiuti”, e per riconoscere come sottoprodotto “una sostanza o un oggetto derivante da un processo di produzione il cui scopo primario non è la produzione di tale sostanza o oggetto”.

- 16.7 L’11 dicembre 2019 la Commissione ha presentato la comunicazione *sull’European Green Deal*²². Si tratta di una nuova strategia di crescita volta a trasformare l’UE in una società a impatto climatico zero, giusta e prospera, dotata di un’economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva. In particolare, il *Green Deal* europeo presenta un piano di investimenti volto a promuovere l’uso efficiente delle risorse per la transizione verso un’economia pulita e circolare. Tale obiettivo si traduce in termini concreti nel piano degli obiettivi climatici *Stepping up Europe’s 2030 climate ambition*²³ (17 settembre 2020), in cui la Commissione riformula in ottica più ambiziosa i target sul clima per il 2030. La proposta della Commissione consiste infatti nella riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno del 55% entro il 2030, contro l’obiettivo precedente di una riduzione pari ad almeno il 40%, accelerando di fatto il percorso dell’Europa verso la neutralità climatica al 2050. Come significativo elemento del *Green Deal*, il 21 aprile 2021 è stato raggiunto l’accordo sulla cosiddetta *European Climate Law*. In particolare, i co-legislatori europei hanno raggiunto un accordo per ridurre le emissioni nette di gas serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. Tale obiettivo aggiornato diventerà quindi a breve un obbligo legale per l’UE e i suoi Stati membri, accelerando di fatto il percorso dell’Europa verso la neutralità climatica al 2050 (l’obiettivo attualmente vigente è 40%).
- 16.8 Un altro elemento per conseguire gli obiettivi del *Green Deal* è la *EU strategy for energy system integration* di luglio 2020 (nota 24), che nasce dall’esigenza di accelerare la transizione dall’attuale modello di sistema energetico (ancora scarsamente integrato) verso un modello ad elevata integrazione.
- 16.9 Inoltre, a dicembre 2020, la Commissione europea ha presentato, nell’ambito del *Green Deal*, una proposta legislativa riguardante la revisione del regolamento sulle reti trans-europee dell’energia (regolamento TEN-E). La revisione del Regolamento TEN-E è parte integrante della strategia di decarbonizzazione dell’economia europea al 2050 e, fra i suoi principali aspetti innovativi, propone l’obbligo, per tutti i PCI, di soddisfare i criteri vincolanti di sostenibilità e l’aggiornamento delle categorie di infrastrutture ammesse a beneficiare del sostegno europeo, ponendo fine al supporto delle infrastrutture per il petrolio e il gas naturale. La proposta di nuovo regolamento prevede una nuova attenzione all’infrastruttura per l’idrogeno (incluso il trasporto e alcuni tipi di elettrolizzatori) e lo sviluppo di infrastrutture cd. “smart” per l’integrazione di gas sostenibili (biogas e idrogeno rinnovabile) nelle reti esistenti.
- 16.10 L’integrazione del sistema energetico è un elemento fondamentale per conseguire gli obiettivi del *Green Deal* è del luglio 2020, la *EU strategy for energy system integration*²⁴. La strategia dell’UE per l’integrazione del sistema energetico nasce dall’esigenza di accelerare la transizione dall’attuale modello di sistema energetico (ancora scarsamente integrato) verso un modello ad elevata integrazione.

²² The European Green Deal, COM(2019) 640 final.

²³ Stepping up Europe’s 2030 climate ambition: Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people, COM(2020) 562 final.

²⁴ Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration, COM(2020) 299 final.

- 16.11 In questo quadro evolutivo del sistema energetico, ai biocarburanti è assegnato un ruolo importante, in particolare nell'ambito delle modalità di trasporto di più difficile decarbonizzazione, come il trasporto aereo o marittimo. Al fine di sfruttarne il potenziale, la Commissione prevede misure aggiuntive a sostegno dei combustibili rinnovabili e dei combustibili a basse emissioni di carbonio, eventualmente attraverso percentuali o quote minime in specifici settori di uso finale (tra cui il trasporto aereo e marittimo), anche mediante la revisione della direttiva 2018/2001 sulla promozione di biocarburanti "avanzati" e biogas, entro il mese di giugno 2021. Anche l'idrogeno riveste un ruolo fondamentale all'interno della strategia, perlopiù nei settori *hard to abate* e in determinate applicazioni per il trasporto e come combustibile o materia prima in determinati processi industriali. Nel documento si sottolinea la priorità per l'Unione Europea di produrre idrogeno a partire da energia elettrica da fonti rinnovabili, senza escludere, tuttavia, altre forme del gas a basse emissioni di carbonio per sostenere la fase di transizione verso il *green hydrogen* e lo sviluppo di un mercato su scala significativa.
- 16.12 Tra le priorità della Commissione emerge inoltre la necessità di predisporre, entro il mese di giugno 2021, una terminologia esaustiva e un sistema europeo di certificazione che copra tutti i combustibili rinnovabili e a basso tenore di carbonio, basato in particolare su criteri di riduzione delle emissioni e di sostenibilità.
- 16.13 La strategia per l'integrazione del sistema energetico cita infine le tecnologie per la cattura e lo stoccaggio del carbonio, con particolare attenzione alla loro associazione con tecnologie di produzione di combustibili di sintesi a partire dalla CO₂ catturata. A tal proposito, al fine di sostenere lo sviluppo di queste tecnologie di conversione, la Commissione intende creare entro il 2023 un quadro normativo per certificare gli assorbimenti di carbonio, con l'obiettivo di monitorare e verificarne l'autenticità.
- 16.14 Parallelamente alla strategia per l'integrazione del sistema energetico, la Commissione ha emanato nel mese di luglio 2020 il documento *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*²⁵ in cui vengono ripresi ed approfonditi gli indirizzi sul vettore idrogeno anticipati al punto precedente. La strategia per l'idrogeno definisce un percorso comune europeo per incentivare l'uso dell'idrogeno, il cui ruolo è considerato strategico in quei settori dove la decarbonizzazione è particolarmente difficoltosa. L'idrogeno può infatti sostituire i combustibili fossili in alcuni processi industriali ad alta intensità di carbonio, ad esempio nella siderurgia o nella chimica, ed offre alternative anche per i comparti dei trasporti dove è più difficile ridurre le emissioni.
- 16.15 Nel documento si sottolinea la priorità per l'Unione Europea di produrre e sostenere la diffusione di idrogeno rinnovabile nel lungo periodo (c.d. *idrogeno verde* prodotto attraverso elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili o mediante *reforming* di biogas se conforme ai requisiti di sostenibilità). Tuttavia, non si escludono altre forme *low-carbon* del gas (idrogeno ottenuto dal *reforming* del gas naturale e combinato con CCS, oppure da rifiuti o da altre tecnologie a basse emissioni di carbonio) per sostenere la fase di transizione a breve e medio termine.
- 16.16 Al fine di accelerare lo sviluppo di una filiera e di un mercato dell'idrogeno su scala significativa, l'UE intende incrementare la quota nel mix energetico dall'attuale 2% al 13-14% entro il 2050, seguendo un percorso articolato in diverse tappe:

²⁵ A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, COM(2020) 301 final.

- la prima fase (2020-2024) vedrebbe l'UE decarbonizzare l'attuale produzione di idrogeno tramite l'installazione di almeno 6 GW di elettrolizzatori per produrre fino ad 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile. In questa prima fase gli elettrolizzatori potrebbero essere installati in prossimità dei centri di domanda esistenti, quali grandi raffinerie o impianti siderurgici e chimici, e idealmente sarebbero allacciati a fonti locali di energia elettrica rinnovabile. Il fabbisogno infrastrutturale per il trasporto dell'idrogeno resterebbe tuttavia contenuto, dal momento la domanda sarebbe soddisfatta da produzione in loco o nelle vicinanze; in alcune zone si potrebbe ricorrere alla miscelazione con gas naturale;
- nella seconda fase (2025-2030) *l'idrogeno verde* dovrebbe diventare una parte sostanziale di un sistema energetico integrato. L'obiettivo strategico consiste nel produrre un minimo di 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile entro il 2030 ed installare almeno 40 GW di elettrolizzatori alimentati ad energia eolica e solare. In questa fase la competitività dell'idrogeno rinnovabile dovrebbe migliorare progressivamente fino a raggiungere quella di altre forme di produzione. Sarà dunque fondamentale l'adozione di politiche volte ad aumentare la domanda di idrogeno nei settori industriali e nei trasporti pesanti, favorire il bilanciamento di sistemi elettrici basati sulle fonti rinnovabili e sviluppare *cluster* ed ecosistemi regionali autonomi (le cosiddette *Hydrogen Valleys*). In questa fase si andrà profilando l'esigenza di un'infrastruttura logistica a livello dell'UE, in termini di reti di trasporto e stazioni di rifornimento di idrogeno. La rete gas esistente potrebbe essere parzialmente impiegata per il trasporto di idrogeno rinnovabile su distanze maggiori. In questa fase sono previsti importanti investimenti nell'installazione di tecnologie di cattura del carbonio negli impianti esistenti di produzione di idrogeno da fonti fossili, in modo da accelerare la transizione verso forme di idrogeno più pulite;
- infine, durante la terza fase (2030-2050) le tecnologie per l'idrogeno rinnovabile dovrebbero raggiungere una maturità tale da permettere una penetrazione capillare in diversi settori economici *hard-to-abate*. In questa fase il biogas sostenibile potrebbe essere utile per sostituire il gas naturale negli impianti di *reforming* con cattura e stoccaggio del carbonio in modo da generare emissioni negative.

16.17 La Commissione intende soddisfare gli ambiziosi obiettivi e la stringente tabella di marcia della strategia idrogeno attraverso una ricca agenda di investimento che tocca i vari comparti del sistema energetico, tanto sul lato della domanda, ad esempio per l'adattamento dei settori finali al consumo di idrogeno, quanto sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, per le quali si prevede che entro il 2050 circa un quarto della capacità sia impiegata per produrre idrogeno rinnovabile.

16.18 Infine, si cita la roadmap “Combined evaluation roadmap/inception impact assessment” pubblicata dalla Commissione Europea per la revisione della Direttiva (EU) 2016/1148 (c.d. NIS Directive) relativa al settore del gas²⁶, in relazione alla quale si è da poco conclusa una prima consultazione.

17. Normativa nazionale

17.1 Il decreto legislativo 164/00, come modificato dal decreto legislativo 93/11, ha previsto (articolo 2-bis) che le norme relative al gas naturale si applichino in modo non discriminatorio anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, nella misura in cui i

²⁶ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=PL_COM:Ares\(2020\)3320999&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=PL_COM:Ares(2020)3320999&from=EN).

suddetti gas possono essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza.

- 17.2 La promozione delle fonti rinnovabili è disciplinata in Italia dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (di seguito: decreto legislativo 28/11), che recepisce nell'ordinamento italiano la Direttiva 2009/28/CE.
- 17.3 L'articolo 20, comma 1, del decreto legislativo 28/11 ha disposto che l'Autorità emani specifiche direttive in merito alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi. In particolare, le direttive dell'Autorità, oltre al rispetto delle esigenze di sicurezza fisica e di sicurezza del sistema, devono, tra l'altro:
- stabilire le caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano, con particolare riguardo alla qualità, l'odorizzazione e la pressione del gas, necessarie per l'immissione nella rete del gas naturale;
 - favorire un ampio utilizzo del biometano, nella misura in cui il biometano possa essere iniettato e trasportato nel sistema del gas naturale senza generare problemi tecnici o di sicurezza.
- 17.4 Il decreto legislativo del 16 dicembre 2016, n. 257, in attuazione della Direttiva 2014/94/UE, distingue i combustibili alternativi per i quali è prioritario introdurre misure finalizzate alla diffusione, prevedendo come obbligatori gli obiettivi per elettricità e gas naturale, compreso il biometano, in forma gassosa (GNC) e liquefatta (GNL) e come facoltativi gli obiettivi per idrogeno e GPL.
- 17.5 Con il decreto interministeriale 5 dicembre 2013 sono state adottate le direttive per l'incentivazione del biometano, in attuazione di quanto disposto dall'articolo 21 del decreto legislativo 28/11.
- 17.6 Il decreto 2 marzo 2018 del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali (di seguito: decreto 2 marzo 2018), ha innovato la disciplina in materia di promozione dell'utilizzo di biometano e degli altri biocarburanti avanzati, chiarendo inoltre alcuni aspetti legati alla qualità del gas.
- 17.7 Infine, con il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 18 maggio 2018 è stata approvata, tra l'altro, la nuova Regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile. Il decreto ha aggiornato la precedente regola tecnica approvata con il decreto 19 febbraio 2007 relativa alle caratteristiche chimico-fisiche e alla presenza di altri componenti nel gas combustibile da immettere nelle reti, allineandola in particolare alle norme tecniche CEN.
- 17.8 Il 29 novembre 2019 è stato pubblicato il DM 14 novembre 2019 "Istituzione del Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi.", che sostituisce il precedente del 23 gennaio 2012 disciplinando anche le modalità di certificazione della sostenibilità del biometano. Il DM richiama le linee guida elaborate dal CTI "UNI/TS 11429" e "UNI/TS 11567" che definiscono le modalità operative e gestionali che gli operatori delle filiere dei biocarburanti e bioliquidi e del biometano devono adottare per conformarsi ai requisiti del decreto citato.
- 17.9 In coerenza con la strategia europea per l'idrogeno, il 24 Novembre 2020 l'Italia ha espresso la propria visione sul ruolo dell'idrogeno nel percorso nazionale di decarbonizzazione attraverso la Strategia Nazionale Idrogeno – Linee Guida Preliminari. Il documento rappresenta

un'introduzione finalizzata a inquadrare la discussione che porterà a una dettagliata e definitiva Strategia Italiana per l'Idrogeno, attesa per i prossimi mesi.

- 17.10 Nel breve termine, fino al 2030, è prevista la diffusione dell'idrogeno nel settore dei trasporti pesanti (ad esempio camion per trasporto a lungo raggio), nelle ferrovie e nell'industria, con specifico riferimento a quei comparti in cui l'idrogeno trova già impiego come materia prima (chimica, raffinazione petrolifera). In generale si prevede una penetrazione del vettore idrogeno di circa il 2% degli impieghi finali di energia entro il 2030, anche se non si escludono percentuali più alte nel caso si attivassero opportunità aggiuntive di domanda nel settore siderurgico e in alcuni cluster industriali. Come termine di raffronto, si consideri che nel PNIEC l'idrogeno rappresenta l'1% dei consumi finali del solo settore trasporti. In questa prima fase la Strategia prevede inoltre che l'idrogeno possa essere miscelato nella rete gas fino al 2%, con l'obiettivo di anticipare e stimolare lo sviluppo del mercato.
- 17.11 Nel lungo termine, entro il 2050, la penetrazione dell'idrogeno potrebbe rappresentare fino al 20% della domanda energetica finale. Infatti, oltre ad un incremento dei consumi di idrogeno nei settori citati precedentemente, si prevede un'estensione delle applicazioni anche a processi industriali che richiedono elevate temperature (per esempio nell'industria dell'acciaio e del cemento) e dove l'elettrificazione risulta tecnicamente o economicamente inefficace. Nei trasporti l'idrogeno potrebbe diventare una soluzione per decarbonizzare le autovetture e i settori aereo e marittimo, nei quali si prospetta uno sviluppo significativo degli *e-fuels* sintetizzati a partire dall'idrogeno. Anche nel settore civile, in particolare per il riscaldamento degli ambienti, l'idrogeno potrebbe alimentare le caldaie, opportunamente progettate, in sostituzione del metano in quei contesti dove le pompe di calore non trovino convenienza tecnico-economica. Infine, la Strategia prevede la presenza di idrogeno anche nelle applicazioni power-to-power (P2P), dove l'idrogeno tornerebbe infine nella forma di energia elettrica attraverso turbine a gas di backup o celle a combustibile per usi industriali.
- 17.12 Per soddisfare una domanda di idrogeno di circa il 2% (circa 0.7 Mton/anno) entro il 2030, si prevede la necessità di installare circa 5GW di elettrolizzatori sul territorio nazionale, la cui produzione potrebbe essere integrata con volumi importati dall'estero. Per quanto riguarda le modalità di produzione, trasporto e stoccaggio, la Strategia individua tre differenti possibilità: a) produzione totalmente in loco, dove le unità di elettrolisi si trovano in prossimità dei punti di consumo; b) produzione in loco con trasporto di energia elettrica, dove l'energia elettrica è generata in zone ad alto potenziale di fonti rinnovabili, per poi essere trasportata attraverso la rete elettrica nei punti di produzione e consumo di idrogeno; c) produzione centralizzata con trasporto di idrogeno, dove gli elettrolizzatori vengono collocati in prossimità dei generatori a fonti rinnovabili e l'idrogeno prodotto viene trasportato ai consumatori attraverso strutture dedicate (ad esempio, la rete gas esistente oppure carri bombolai). La convenienza di questi diversi modelli di fornitura dovrebbe essere valutata approfonditamente in termini di costi e benefici per l'intero sistema energetico, tuttavia non si esclude che la configurazione ottimale possa emergere da un mix di diverse soluzioni determinato dalle condizioni della domanda locale, dal potenziale dell'offerta e dal livello di flessibilità del sistema.

18. Quadro regolatorio

- 18.1 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione.

- 18.2 L'articolo 7 della *RQTG* disciplina gli obblighi di servizio relativi alla sicurezza della rete, prevedendo innanzitutto che l'impresa di trasporto garantisca la protezione catodica efficace delle reti in acciaio e il monitoraggio in continuo della totalità dei sistemi di protezione catodica dotati di impianti a corrente impressa.
- 18.3 Sia per il più avanzato sviluppo tecnologico sia per la più articolata legislazione in materia, la regolazione dell'Autorità in materia di gas diversi rinnovabili e di utilizzi alternativi delle infrastrutture di trasporto esistenti interessa, allo stato attuale, quasi esclusivamente il biometano.
- 18.4 Più nel dettaglio, con la deliberazione 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas (di seguito: deliberazione 46/2015/R/GAS) e il relativo Allegato A, l'Autorità ha approvato le direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale e le disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili all'incentivazione.
- 18.5 Successivamente l'Autorità ha approvato, con le deliberazioni 17 dicembre 2015, 626/2015/R/gas, 28 aprile 2016, 204/2016/R/gas e 9 giugno 2016, 299/2016/R/gas, le proposte di modifica dei Codici di rete trasmesse, rispettivamente, dalle imprese di trasporto Società Gasdotti Italia S.p.a., Snam Rete Gas S.p.a. e Società Infrastrutture Trasporto Gas S.p.a. ai sensi del punto 2 della deliberazione 46/2015/R/gas.
- 18.6 Con la deliberazione 13 aprile 2017, 239/2017/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale, a cui ha fatto seguito il documento per la consultazione 28 giugno 2017, 484/2017/R/gas, nel quale l'Autorità ha sviluppato ipotesi per l'aggiornamento delle specifiche di qualità del biometano e per i riferimenti relativi alle modalità operative dei processi di misura della quantità e della qualità del biometano immesso in rete.
- 18.7 Con la deliberazione 29 marzo 2018, 173/2018/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento al fine di dare attuazione a quanto previsto nel decreto 2 marzo 2018, nonché per assicurare la corretta determinazione dei certificati di immissione in consumo, ai fini della loro applicazione con riferimento all'immissione nella rete del gas naturale.
- 18.8 Con il documento per la consultazione 361/2018/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti finali per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale a seguito della cessazione del periodo di *standstill* conseguente alla pubblicazione della norma CEN EN 16723-1 e illustrato i propri orientamenti in relazione all'attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano.
- 18.9 Il documento per la consultazione 420/2018/R/gas si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per il servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT), ed espone gli orientamenti iniziali dell'Autorità in materia di qualità ed innovazione del servizio di trasporto del gas naturale.
- 18.10 In particolare, il documento 420/2018/R/gas illustra le linee di intervento dell'Autorità per l'introduzione di meccanismi volti a promuovere, in un'ottica sperimentale, utilizzi innovativi delle reti di trasporto e, in particolare, lo sviluppo di tecnologie innovative per l'integrazione di gas diversi dal gas naturale (quali ad esempio il biometano, altri gas *carbon-neutral* o *carbon-negative* e i gas sintetici) nelle reti di trasporto esistenti. Tali meccanismi sono in particolare finalizzati a sperimentare nuovi utilizzi delle reti di trasporto in relazione a soluzioni tecnologiche innovative in grado di apportare benefici sistemici e ambientali all'intero settore energetico, a supporto del processo di decarbonizzazione.

- 18.11 Con il documento per la consultazione 170/2019/R/gas - Linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione, l’Autorità ha altresì affrontato il tema dell’ambiente e dell’innovazione nell’ambito delle reti di distribuzione del gas naturale, prevedendo che “per il quinto periodo di regolazione l’Autorità intende ipotizzare l’introduzione di strumenti regolatori a supporto dell’innovazione, il cui sviluppo sarà in ogni caso condotto in modo coordinato con le iniziative allo studio in relazione al servizio di trasporto del gas naturale.”
- 18.12 Con la deliberazione 29 gennaio 2019, 27/2019/R/gas l’Autorità ha aggiornato le direttive per le connessioni degli impianti di biometano alle reti del gas naturale di cui alla deliberazione 46/2015/R/gas e attuato le disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano.
- 18.13 Con la deliberazione 28 maggio 2019, 201/2019/R/gas, l’Autorità ha approvato i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023).
- 18.14 Infine, con le deliberazioni 19 dicembre 2019 554/2019/R/gas, 27 dicembre 2019 569/2019/R/gas e 27 dicembre 2019 570/2019/R/gas, l’Autorità ha approvato rispettivamente la regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020 – 2023 (RQTG), la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RQDG) e la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020 - 2025 (RTDG 2020-2025).

19. Normativa tecnica sulla qualità del gas da trasportare nei gasdotti

- 19.1 La Commissione Europea ha incaricato il CEN, nell’ambito del mandato M/40027, di predisporre norme tecniche sui parametri di qualità per i gas di tipo H, che siano i più ampi possibili nel rispetto di una ragionevolezza dei costi associati. Tale mandato fa riferimento alla Direttiva 2003/55/EC del Parlamento Europeo e del Consiglio per la creazione di un unico mercato competitivo del gas a livello europeo.
- 19.2 La Commissione Europea, con riferimento alla definizione delle caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano, ha successivamente incaricato il CEN, nell’ambito del mandato M/475²⁸ di predisporre anche norme europee o specifiche tecniche europee riguardanti l’immissione del biometano nelle reti del gas naturale e una norma europea per le specifiche di qualità del biometano e del gas naturale per uso autotrazione.
- 19.3 Nel mese di dicembre 2015, il Comitato Tecnico del CEN (di seguito: CEN/TC) 234/WG 11, nell’ambito del mandato M/400 sulla qualità del gas naturale, ha pubblicato la norma CEN EN 16726:2015 che è stata recepita a livello nazionale nel mese di maggio 2016 e successivamente integrata nel luglio 2018 con un Emendamento riguardante alcune deviazioni nazionali. La versione vigente è la UNI EN 16726:2018 “Infrastrutture del gas – Qualità del gas – Gruppo H” (di seguito: UNI EN 16726). Si segnala inoltre che su richiesta della DG Energy, la suddetta norma CEN EN 16726 è attualmente in fase di completamento/integrazione da parte del CEN in

²⁷ Mandate M/400 del 16 gennaio 2007 “Mandate to CEN for standardisation in the field of gas qualities”.

²⁸ Mandate M/475 dell’8 novembre 2010 “Mandate to CEN for standards for biomethane for use in transport and injection in natural gas pipelines”.

quanto non sono stati raggiunti tutti gli obiettivi previsti dal mandato M/400, tra cui quello di definire un intervallo relativo all'Indice di Wobbe²⁹ uguale per tutti gli Stati membri del CEN.

- 19.4 In relazione al mandato M/475, il CEN nel mese di novembre 2016, ha pubblicato la norma CEN EN 16723-1, che definisce gli standard europei relativi alle specifiche di qualità per il biometano da immettere nelle reti del gas naturale e ne individua i requisiti e i metodi di prova. Nel mese di dicembre 2016, la norma CEN è stata recepita e pubblicata da UNI come UNI EN 16723-1, la norma tecnica italiana recante le specifiche di qualità per il biometano da immettere nelle reti del gas naturale. La norma UNI EN 16723-1 prevede, tra l'altro, che si faccia riferimento alla norma UNI EN 16726 per i parametri normalmente contenuti anche nel gas naturale e che si aggiungano nuovi requisiti a copertura di quelle sostanze che, non essendo normalmente contenute nel gas naturale, non sono contemplate dalla UNI EN 16726.
- 19.5 Per quanto concerne gli aspetti relativi alle implicazioni per la salute pubblica delle immissioni di biometano nelle reti del gas naturale, il CEN/TC 408, nell'ambito del mandato M/475, ha successivamente approvato il rapporto tecnico CEN/TR 17238 *Proposed limit values for contaminants in biomethane based on health assessment criteria* e dal mese di aprile 2018 lo ha reso disponibile agli organismi di normazione nazionali. Il rapporto tecnico CEN/TR 17238 illustra un approccio per la definizione dei valori limiti di contaminanti che possono essere trovati nel biometano e che sono generalmente individuati come aggiuntivi rispetto alle specifiche del biometano quali quelle individuate nelle norme CEN EN 16723, parti 1 e 2. In Italia il documento è stato dapprima recepito e pubblicato nel 2018 ed è stato quindi reso disponibile nel luglio 2019 anche nella versione italiana, come UNI CEN/TR 17238 "Proposta di valori limite per i contaminanti del biometano individuati sulla base di valutazione degli impatti sulla salute umana" (di seguito: UNI EN/TR 17238).
- 19.6 Nel mese di giugno 2017, il Comitato Tecnico CEN/TC 408, nell'ambito del mandato M/475, ha pubblicato la norma CEN EN 16723-2 che definisce gli standard europei relativi alle specifiche di qualità per il gas naturale e il biometano da utilizzare come carburanti per autotrazione e ne individua i requisiti e i metodi di prova. Tale norma si applica ai due carburanti, indipendentemente dallo stato compresso o liquefatto. Nel dicembre 2017 l'UNI ha recepito e pubblicato la norma UNI EN 16723-2, che costituisce la norma tecnica italiana recante le specifiche di qualità per il gas naturale e il biometano da utilizzare come carburanti per autotrazione e ne individua i requisiti e i metodi di prova. La norma contiene un'appendice nazionale (NA) che definisce i requisiti stagionali per il calcolo del punto di rugiada dell'acqua per il gas naturale e il biometano per uso autotrazione, da applicare sul territorio nazionale.
- 19.7 In ambito nazionale, è di recente emissione (15 ottobre 2020) la versione aggiornata della Specifica Tecnica UNI/TS 11567:2020 dal titolo "Linee guida per la qualificazione degli operatori economici (organizzazioni) della filiera di produzione del biometano ai fini della rintracciabilità e del sistema di equilibrio di massa". La Specifica Tecnica integra il sistema nazionale di certificazione di sostenibilità definito dal Decreto Ministeriale 14 novembre 2019 ("Istituzione del Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi"), il Rapporto Tecnico RT-31 ("Prescrizioni per l'accreditamento degli Organismi che rilasciano certificati di conformità a fronte del Sistema Nazionale di Certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi") di ACCREDIA e la normativa tecnica (UNI/TS 11429) che il DM

²⁹ L'Indice di Wobbe è determinato in misura pari al rapporto tra il potere calorifico superiore di un gas per unità di volume e la radice quadrata della sua densità relativa nelle stesse condizioni di riferimento, essendo la densità relativa il rapporto tra la densità del gas e quella dell'aria secca entrambe calcolate alle medesime condizioni di temperatura e pressione.

14 nov. 2019 individua per la qualificazione degli operatori economici e per la gestione dell'equilibrio di massa e della tracciabilità della filiera di produzione di biocarburanti e bioliquidi. In particolare, si riferisce a quest'ultima per ricavarne l'approccio di base, lo schema normativo e la maggior parte dei requisiti che sono qui declinati relativamente alle specificità della filiera del biometano ed integrati con valori di emissione di gas ad effetto serra. La specifica tecnica definisce uno schema di qualificazione per tutte le organizzazioni che operano all'interno della filiera di produzione del biometano ai fini della rintracciabilità secondo quanto definito dal quadro legislativo europeo e nazionale in materia. Essa è applicabile sia alla singola organizzazione che per le qualificazioni di gruppo sempre in linea con la legislazione in materia. La specifica tecnica fornisce inoltre specifici valori di sostenibilità del biometano oltre che le relative metodologie di calcolo e richiede che i valori e le metodologie vengano gestite dall'organizzazione al fine di assicurare il rispetto dei principi definiti dal quadro legislativo europeo e nazionale in materia, garantendo rintracciabilità e trasparenza. La UNI/TS 11567:2020 sostituisce la UNI/TS 11567:2014.

- 19.8 Sempre in tema di tracciabilità della filiera di produzione, a livello europeo il CEN/CLC BTs ha stabilito che i comitati congiunti CEN/CLC/JTC 14 “Energy management and energy efficiency in the framework of energy transition” e CEN/CLC/JTC 6 “Hydrogen in energy systems” cooperino ad una revisione della norma EN 16325:2013+A1:2015 “Guarantees of Origin related to energy – Guarantees of Origin for Electricity” che tratti le garanzie di origine di elettricità, idrogeno e biometano.
- 19.9 Nel mese di luglio 2018, l'UNI ha pubblicato il Rapporto Tecnico UNI/TR 11722 “Linee guida per la predisposizione dell'analisi di rischio per produttori di biometano da biomassa”. Il rapporto tecnico fornisce un metodo di lavoro per la redazione dell'analisi di rischio, con riferimento al tema dell'odorizzabilità, relativa alla produzione di biometano da biomasse al fine di garantire la conformità alla UNI/TS 11537. In base alle conoscenze disponibili al momento della redazione del presente documento per la consultazione risultano note le seguenti sostanze mascheranti o comunque interferenti con le sostane odorizzanti: terpeni (α - e β - pinene, limonene e carene), butanone e cumene. Dalla letteratura tecnico-scientifica disponibile, con i 32 mg/Sm³ di tetraidrotiofene (THT) attualmente previsti in Italia, le condizioni di odorizzabilità e le caratteristiche olfattive positive possono essere ottenute con concentrazioni di limonene equivalente³⁰ ≤ 9 ppm mol (52 mg/Sm³).
- 19.10 Nel mese di maggio 2019, l'UNI ha pubblicato la nuova edizione della specifica tecnica UNI/TS 11537 “Immissione di biometano nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale” (di seguito UNI/TS 11537 ed. 2019) che sostituisce la precedente edizione del 2016. In questo documento sono riportate tra l'altro le prescrizioni relative alle concentrazioni limite per i cosiddetti componenti aggiuntivi del biometano. Le concentrazioni limite dei componenti aggiuntivi previste dal rapporto tecnico UNI/TS 11537 ed. 2019, sono:
- contenuto di silicio totale, Si: $0,3 \div 1^{31}$ mg/Sm³;
 - contenuto di ossido di carbonio, CO: $\leq 0,1\%$ mol;
 - contenuto di ammoniaca, NH₃: ≤ 10 mg/Sm³;
 - contenuto di ammine: ≤ 10 mg/Sm³;
 - contenuto di idrogeno, H₂: $\leq 1,0\%$ vol;

³⁰ Il contenuto totale delle componenti terpeniche deve essere espresso come limonene equivalente determinato in base alla UNI EN ISO 16017.

³¹ Il gestore di rete può individuare un valore specifico all'interno dell'intervallo indicato $0,3 \div 1$ mg/Sm³ in base alle condizioni di diluizione assicurate dalla rete ricevente.

- contenuto di fluoro, F: $< 3 \text{ mg/Sm}^3$;
- contenuto di cloro, Cl: $< 1 \text{ mg/Sm}^3$.

- 19.11 Il biometano deve essere esente da contenuto di olio da compressore e polveri, ovvero non superare una quantità minima che lo renda inaccettabile per gli utilizzatori finali. Tale condizione si considera rispettata mediante l'impiego di filtri a cartuccia che trattengano il 99% delle particelle solide $> 5 \mu\text{m}$, ed il 99% delle particelle liquide $\geq 10 \mu\text{m}$.
- 19.12 Le concentrazioni limite di alcuni componenti aggiuntivi previste dal rapporto tecnico UNI/TS 11537 ed. 2019 per l'immissione in rete del biometano risultano differenti rispetto a quelle definite dalla UNI EN 16723-2 per l'utilizzo diretto del gas naturale e del biometano in autotrazione. In particolare, la UNI EN 16723-2 prevede che il gas carburante per autotrazione possa contenere fino al 2 % vol. di idrogeno. Questo limite non può essere superato al punto di erogazione alla stazione di rifornimento in quanto i componenti degli autoveicoli a gas in circolazione, come ad esempio le bombole ad alta pressione per lo stoccaggio a bordo, sono omologati ai sensi del Regolamento n. 110 della Commissione economica per l'Europa delle Nazioni Unite (UNECE) (nel seguito: UNECE r110) che prevede un contenuto di idrogeno massimo nel carburante pari al 2% vol.
- 19.13 Il 29 nov 2019 è stato pubblicato il regolamento tecnico Accredia "RT-31 rev.03 – Prescrizioni per l'accreditamento degli Organismi che rilasciano certificati di conformità a fronte del Sistema Nazionale di Certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi" che definisce le modalità operative degli organismi di certificazione che agiscono nell'ambito del DM sulla sostenibilità. Il Regolamento si applica anche alle attività di certificazione svolte dagli Organismi di Certificazione al di fuori del territorio nazionale.
- 19.14 La possibilità di immettere idrogeno nelle reti del gas naturale è all'attenzione dei comitati normativi europei. In particolare, gli effetti sulle infrastrutture che rientrano nelle competenze dei gruppi di lavoro del CEN/TC234 "Gas infrastructure" sono prese in esame nel Rapporto Tecnico CEN/TR "Gas infrastructure-Consequences of hydrogen in the gas infrastructure and identification of related standardisation need in the scope of CEN/TC 234". Era attesa la sua pubblicazione entro la fine del 2020, ma il documento risulta ancora in fase di redazione. In base alle decisioni adottate nella plenaria del CEN/TC 234 del 17-18 aprile 2018, lo studio esamina gli effetti dell'immissione di idrogeno a concentrazioni crescenti: $\leq 2 \text{ vol}\%$, $\leq 5 \text{ vol}\%$, $\leq 10 \text{ vol}\%$ e $> 10 \text{ vol}\%$ fino al 100 % di sostituzione del gas naturale con idrogeno. Le informazioni raccolte in questo Rapporto Tecnico permetteranno di definire il programma della futura attività normativa del CEN TC 234, necessaria per le miscele di idrogeno e gas naturale.
- 19.15 Le simulazioni condotte da Snam sulle composizioni tipiche dei gas naturali immessi nella rete nazionale (russo, algerino, nazionale, nord (Masera), libico), o presunte nel caso del gas azero che sarà veicolato dal TAP, mostrano che il potere calorifico superiore (PCS) e l'indice di Wobbe (IW) risulterebbero conformi a quanto prescritto dalla regola tecnica di cui al Decreto 18 maggio 2018 per percentuali di idrogeno fino al 10%. Più critico è per contro l'effetto dell'immissione di idrogeno sulla densità relativa dei gas. Il gas delle produzioni nazionali e il gas russo, ad esempio potrebbero avere densità relative non conformi se addizionati con più dello 0,5% e del 4,8% di idrogeno rispettivamente³². Esistono tuttavia margini tecnici per abbassare il limite inferiore della densità relativa e non ostacolare l'immissione idrogeno. Gli enti normatori stanno considerando questa possibilità.

³² Fonte: D. Lanzi, "Snam: la prima immissione di idrogeno in rete di trasporto", Convegno CIG «La ricerca e l'innovazione di carattere strategico per il sistema gas», Roma, Maggio, 2019.

- 19.16 Si osserva infine che nel caso in cui l'idrogeno sia utilizzato puro, a valle dell'impianto di produzione, ovvero trasportato con il gas naturale nelle reti del gas e successivamente separato dalla miscela, può essere soggetto a specifiche norme di qualità in base all'utilizzo cui è destinato. In particolare, si segnala la pubblicazione nel novembre 2019 della nuova versione della ISO 14687 Hydrogen fuel quality - Product specification, che prevede specifiche di qualità, metodi di campionamento e metodi di analisi per il prodotto destinato ad essere utilizzato come carburante per veicoli stradali a celle a combustibile PEM, per sistemi di potenza stazionari a celle a combustibile PEM e per applicazioni diverse dalle due precedenti. La nuova norma ISO 14687:2019 ha sostituito le precedenti tre norme ISO 14687-1:1999, ISO 14687-2:2012 e ISO 14687-3:2014, ciascuna dedicata ad un uso specifico, ed incorporato i relativi Corrigendum.

APPENDICE II: GLOSSARIO DEI TERMINI UTILIZZATI NEL DOCUMENTO

Il presente glossario ha esclusivamente la finalità di rendere univoci i termini utilizzati nel presente documento per la consultazione secondo una logica di coerenza interna.

Biogas - Gas comprendente principalmente metano e anidride carbonica, ottenuto dalla digestione anaerobica di biomassa. [Fonte: UNI TS 11537:2019]

Bio-syngas - Gas, comprendente principalmente monossido di carbonio e idrogeno ottenuto dalla gassificazione di biomasse. [Fonte: UNI TS 11537:2019]

Biometano - Gas contenente principalmente metano ottenuto dalla purificazione di biogas o da metanazione del bio-syngas. [Fonte: UNI TS 11537:2019]

Idrogeno da fonti rinnovabili – Idrogeno prodotto senza emissioni di anidride carbonica, tipicamente per elettrolisi dell’acqua con elettricità prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili, quali solare ed eolico.

Idrogeno da gas naturale con CCS/CCU – Idrogeno prodotto da gas naturale, tipicamente mediante *steam reforming*, con recupero e stoccaggio dell’anidride carbonica (CCS) ovvero con riutilizzo di quest’ultima (CCU).

Metanazione (catalitica) – Conversione di idrogeno e monossido di carbonio (o anidride carbonica) in metano in presenza di catalizzatori.

Metanazione (biologica) – Conversione di idrogeno e anidride carbonica in metano per mezzo di specifici microorganismi.

Metano da idrogeno – Metano di sintesi prodotto dalla metanazione di idrogeno da elettricità rinnovabile e anidride carbonica³³.

Power-to-gas (P2G) – Conversione di energia elettrica in un vettore energetico gassoso.

Power-to-hydrogen (P2H) - Conversione di energia elettrica in idrogeno.

Power-to-power (P2P) – Conversione di energia elettrica in un vettore energetico di accumulo, ad esempio idrogeno, da utilizzare a richiesta per la riconversione in energia elettrica.

³³ Ai sensi del D. M. 2 marzo 2018, art 1, comma 1 il “metano da idrogeno” è assimilato al “biometano” e come tale accede agli incentivi in vigore, nel caso sia prodotto tramite processi di metanazione dell’idrogeno ottenuto da fonti rinnovabili e dell’anidride carbonica presente nel biogas destinato alla produzione di biometano o comunque prodotta da processi biologici e fermentativi.

Per contro, non è al momento previsto alcun riconoscimento per il “metano da idrogeno” ottenuto dalla metanazione dell’idrogeno da fonti rinnovabili e dell’anidride carbonica recuperata da fonti fossili (ad es. da pozzi naturali, da fumi, da processi industriali, ecc.),