

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

39/2020/R/GAS

**RETI DI TRASPORTO E DISTRIBUZIONE DEL GAS
NATURALE: PROGETTI PILOTA DI OTTIMIZZAZIONE DELLA
GESTIONE E UTILIZZI INNOVATIVI**

Linee di intervento

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

11 febbraio 2020

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.

Il documento espone i criteri di carattere generale e le principali linee di intervento che l'Autorità intende sviluppare in materia di progetti pilota finalizzati alla 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 o tramite posta elettronica (infrastrutture@arera.it) entro il 31 marzo 2020. Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, 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.

**Autorità per la regolazione di energia reti e ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 Milano**

e-mail: infrastrutture@arera.it

sito internet: www.arera.it

INDICE

PARTE I OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE E OBIETTIVI DELL'INTERVENTO	5
1 Premessa	5
2 Obiettivi generali dell'intervento	6
3 Obiettivi specifici delle sperimentazioni	7
4 Struttura del documento	8
PARTE II CONTESTO DI RIFERIMENTO.....	9
5 Indirizzi comunitari e nazionali in materia di politica energetico-ambientale. 9	
<i>Ambito sovra-nazionale.....</i>	<i>9</i>
<i>Ambito nazionale.....</i>	<i>11</i>
6 Indirizzi regolatori.....	14
7 Scenari di sviluppo della domanda e dell'offerta di energia	15
<i>Scenari di sviluppo della domanda</i>	<i>15</i>
<i>Il futuro ruolo del gas per la decarbonizzazione.....</i>	<i>18</i>
PARTE III AMBITI DI INTERESSE DELLE SPERIMENTAZIONI.....	22
8 Introduzione.....	22
9 Possibili ambiti applicativi delle sperimentazioni	23
10 Ambito progettuale 1 – Metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti 23	
<i>Reti bi-direzionali (cabine bi-REMI).....</i>	<i>23</i>
<i>Gestione delle reti in funzione di accumulo (gestione dinamica delle pressioni).....</i>	<i>25</i>
<i>Riduzione delle perdite di gas dalle reti.....</i>	<i>25</i>
11 Ambito progettuale 2 – Utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti.....	28
<i>Integrazione dei gas rinnovabili nelle reti</i>	<i>28</i>
<i>Power-to-gas e power-to-hydrogen.....</i>	<i>30</i>
12 Ambito progettuale 3 – Interventi di innovazione tecnologica/gestionale sulle reti 34	
PARTE IV MODALITA' DI GESTIONE DELLE SPERIMENTAZIONI.....	36
13 Criteri generali.....	36
14 Soggetti interessati e modalità di presentazione delle istanze di ammissione alle sperimentazioni.....	38
15 Modalità di valutazione delle istanze ai fini dell'ammissione alle sperimentazioni.....	39

<i>Nomina, compiti e copertura dei costi della Commissione di valutazione</i>	<i>40</i>
16 Criteri e modalità di riconoscimento dei costi sostenuti	41
17 Conduzione delle sperimentazioni e monitoraggio dei risultati	44
18 Conclusione delle sperimentazioni e diffusione dei risultati.....	44
APPENDICE I: QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	46
Normativa comunitaria	46
Normativa nazionale	47
Quadro regolatorio	48
Normativa tecnica sulla qualità del gas da trasportare nei gasdotti.....	50
APPENDICE II: GLOSSARIO DEI TERMINI UTILIZZATI NEL DOCUMENTO	55

PARTE I

OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE E OBIETTIVI DELL'INTERVENTO

1 Premessa

- 1.1 Il presente documento, facendo seguito ai documenti per la consultazione 420/2018/R/gas e 170/2019/R/gas e in coerenza al Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità¹, illustra le 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, siano esse infrastrutture di trasporto o di distribuzione, anche in relazione alle prospettive di transizione energetica e decarbonizzazione dell'economia, ed in particolare del settore energetico.
- 1.2 In particolare, con il documento per la consultazione 420/2018/R/gas, relativo al settore del trasporto del gas naturale, l'Autorità ha prospettato l'avvio di possibili iniziative di supporto alla sperimentazione in campo di soluzioni innovative relative a:
- produzione e immissione nella rete di trasporto di gas prodotto con fonti di energia rinnovabile (nel seguito: gas rinnovabile);
 - power to gas/idrogeno;
 - utilizzi innovativi delle reti di trasporto.
- 1.3 Parimenti, con il documento per la consultazione 170/2019/R/gas, relativo al settore della distribuzione del gas naturale, l'Autorità ha prospettato l'avvio di possibili iniziative in tre ambiti:
- il primo riguardante l'immissione del biometano e più in generale di gas rinnovabile nelle reti di distribuzione, ivi comprese le c.d. cabine bi-REMI;
 - il secondo finalizzato ad individuare possibili utilizzi delle reti di distribuzione del gas naturale quale elemento di ottimizzazione dello sfruttamento delle fonti rinnovabili nella prospettiva del possibile sviluppo di soluzioni convergenti tra i settori gas ed elettrico;
 - il terzo finalizzato a favorire la riduzione delle emissioni in atmosfera di metano, con riferimento alle reti di distribuzione.
- 1.4 Con riferimento alle suddette sperimentazioni, l'Autorità ha altresì prospettato l'adozione di specifiche misure finalizzate a disciplinare temporanee deroghe o sospensioni di disposizioni regolatorie che potessero risultare di ostacolo allo sviluppo di innovazioni tecnologiche, o di prodotto o di nuovi modelli di business, sulla base di proposte motivate e circoscritte da parte dei soggetti interessati (c.d. esperimenti regolatori, mutuati dall'approccio *regulatory sandbox* del mondo anglosassone).

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

- 1.5 In esito alle predette consultazioni e sulla base di ulteriori approfondimenti condotti anche con il supporto di RSE S.p.a., l’Autorità ha ritenuto preferibile far convergere i due filoni di sperimentazione, inizialmente prospettati come autonomi e separati, in un’unica azione di supporto all’innovazione avente come ambito di azione sia le reti di trasporto sia quelle di distribuzione del gas naturale, che formano oggetto del presente documento per la consultazione.

2 Obiettivi generali dell’intervento

- 2.1 Nel Quadro strategico 2019-2021 l’Autorità ha dichiarato di voler facilitare l’“innovazione di sistema” – ai fini della decarbonizzazione del settore e del conseguimento dei connessi *target* ambientali - con un approccio tecnologicamente neutrale e intersettoriale che consenta di intercettare le opportunità rese disponibili dalle nuove tecnologie.
- 2.2 Come indicato nel predetto Quadro strategico 2019-2021, l’Autorità ha già da tempo rivolto particolare attenzione all’innovazione attraverso una serie di strumenti che hanno contribuito a stimolare l’innovazione per i soggetti regolati e più in generale per l’intero settore energetico, a partire dai primi progetti pilota in tema di *smart grid* elettriche e proseguendo con sperimentazioni di sistemi di ricarica per i veicoli elettrici, di sistemi accumulo *utility-scale*, di dispositivi di utenza per la messa a disposizione, in tempo reale, di informazioni acquisite dai misuratori di seconda generazione.
- 2.3 Sempre nel Quadro strategico 2019-2021 l’Autorità ha segnalato l’importanza di fornire segnali per lo sviluppo di soluzioni innovative, attraverso sperimentazioni in campo e di scala adeguata, oltre che nel settore elettrico anche in quello del gas, secondo la logica di integrazione tra filiere. L’Autorità ha altresì evidenziato che, in prospettiva, tale approccio può essere esteso a forme di recupero di risorse ispirate alle logiche proprie dell’*economia circolare*, con il coinvolgimento di tutti i settori da essa regolati (energia, acqua, rifiuti) secondo un approccio trasversale e integrato.
- 2.4 Il Quadro strategico 2019-2021 sottolinea altresì “*l’esigenza che l’azione regolatoria debba mantenersi tecnologicamente neutrale, in modo da lasciare agli operatori la responsabilità di individuare le soluzioni più efficienti, stimolando con i dovuti meccanismi le innovazioni di processo e gli investimenti in tecnologia, che possono anche consentire il contenimento delle necessità incrementalmente di capitale investito rispetto a soluzioni tradizionali*”.
- 2.5 In considerazione dell’attuale contesto di transizione energetica (si rimanda alla successiva Parte II del presente documento per la consultazione per i necessari approfondimenti) e quindi in relazione alle incertezze superiori rispetto a quelle del passato nel quale le scelte di investimento vengono a collocarsi, l’Autorità ritiene necessario sperimentare le potenzialità e gli eventuali limiti alla diffusione dei c.d. *gas rinnovabili*, nonché di nuove tecnologie, tecniche e prassi

gestionali che siano in grado di apportare esternalità positive al sistema specialmente da un punto di vista ambientale, anche tramite specifici strumenti di promozione, quali l'attivazione di progetti pilota innovativi. Sempre in un'ottica di sviluppo ambientalmente sostenibile, la riduzione delle emissioni in atmosfera di gas metano durante il trasporto, la distribuzione e lo stoccaggio dello stesso, rappresenta un ambito rilevante di sperimentazione.

- 2.6 Le sperimentazioni dovrebbero permettere inoltre di evidenziare l'eventuale presenza di condizioni, in primo luogo regolatorie (ma anche tecniche, procedurali o normative) che possano costituire un vincolo o una barriera rispetto all'eventuale sviluppo di soluzioni efficienti, convergenti tra i settori gas ed elettrico, anche nella prospettiva di utilizzo efficiente dell'infrastruttura gas a sostegno delle fonti rinnovabili nel settore elettrico e, in prospettiva anche rispetto agli altri settori regolati dall'Autorità. A tale proposito va rilevato che, sebbene l'identificazione di eventuali barriere normative non ricada nel campo di competenze dell'Autorità e quindi non possa essere oggetto di intervento diretto da parte di quest'ultima, tuttavia essa può diventare oggetto di apposite segnalazioni alle istituzioni competenti.

S 1.Osservazioni in merito agli obiettivi generali dell'Autorità in relazione all'introduzione delle sperimentazioni.

3 Obiettivi specifici delle sperimentazioni

- 3.1 Gli obiettivi fondamentali che l'Autorità intende conseguire con le sperimentazioni sono 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, costi (attuali e prospettici), scalabilità e replicabilità delle soluzioni, ecc., concentrando la propria azione sul ruolo delle infrastrutture del gas naturale e prevedendo al contempo un perimetro il più ampio possibile per le sperimentazioni, le quali potranno coinvolgere il settore energetico inteso nel suo complesso (elettricità e gas) e, laddove significativo, anche altri settori (in primis quelli regolati dall'Autorità);
 - poter fornire indicazioni di carattere tecnologico, gestionale, normativo (ai diversi livelli) e regolatorio ai fini della ottimale operatività delle soluzioni individuate.

S 2.Osservazioni in merito agli obiettivi specifici delle sperimentazioni.

4 Struttura del documento

- 4.1 Il presente documento per la consultazione, oltre alla presente parte introduttiva (Parte I), è organizzato in ulteriori tre Parti e due Appendici:
- Parte II, relativa alla descrizione del contesto di riferimento;
 - Parte III, relativa all'individuazione dei settori di interesse delle sperimentazioni;
 - Parte IV, relativa alle caratteristiche delle sperimentazioni, ossia le modalità di presentazione, valutazione/selezione, incentivazione, conduzione, monitoraggio e *follow-up* dei progetti pilota;
 - Appendice I, relativa al quadro normativo, alla quale si rimanda per lo stato dell'arte della normativa di riferimento, ivi compresa la fondamentale normazione tecnica in materia di gas c.d. rinnovabili;
 - Appendice II, relativa al glossario dei termini utilizzati nel documento.

PARTE II CONTESTO DI RIFERIMENTO

5 Indirizzi comunitari e nazionali in materia di politica energetico-ambientale

Ambito sovra-nazionale

- 5.1 Gli obiettivi dell'Unione dell'energia che, come indicato nel Regolamento UE 1999/18², coprono cinque dimensioni (la sicurezza energetica, il mercato interno dell'energia, l'efficienza energetica, il processo di decarbonizzazione, la ricerca, l'innovazione e la competitività) e sono declinati a livello nazionale nell'ambito del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (di seguito richiamato anche come PNIEC) ed intendono *“dare attuazione a una visione di ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per una economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente”*.
- 5.2 In particolare, l'obiettivo di combattere il cambiamento climatico, da perseguire anche mediante politiche di decarbonizzazione dell'energia, sembra condurre il settore energetico verso nuovi assetti nei quali il ruolo del gas negli usi finali potrebbe variare rispetto a oggi. Il gas naturale può costituire infatti il passaggio intermedio della transizione energetica da fonti fossili più inquinanti (carbone, petrolio e derivati) a fonti più pulite mentre, su orizzonti temporali di più lungo periodo, la progressiva sostituzione negli usi finali del gas naturale stesso con i c.d. gas rinnovabili permetterà il pieno perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.
- 5.3 La Strategia 2020 dell'Unione Europea³ individua come obiettivi prioritari la riduzione delle emissioni di gas serra, l'aumento delle fonti di energia rinnovabile e l'aumento dell'efficienza energetica. Tali obiettivi sono stati resi più sfidanti dalla successiva tabella di marcia imposta dal *2030 climate and energy framework*⁴, che pone ulteriori *target* per l'anno 2030 verso un'economia a basse emissioni di carbonio.
- 5.4 Già a partire dal mese di marzo 2011, la Comunicazione della Commissione Europea COM/2011/0112⁵ illustrava come realizzare un percorso di riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra dell'80% al 2050, rispetto al 1990, in

² Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018.

³ Commissione Europea, *Energy 2020: A strategy for competitive, sustainable and secure energy*, COM(2010) 639, 2010.

⁴ Commissione Europea, *A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030*, COM(2014) 15, 2014.

⁵ Commissione Europea, *“Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050”* COM(2011)112, 2011.

maniera economicamente sostenibile e ricorrendo a misure interne in maniera coerente con il contenimento dell'innalzamento della temperatura globale di 2 °C rispetto ai valori dell'era preindustriale.

- 5.5 Successivamente la Conferenza delle Parti della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (COP21), tenutasi a Parigi nel dicembre 2015 (c.d. Accordo di Parigi), ha proposto un obiettivo ben più ambizioso: contenere l'incremento della temperatura media globale al di sotto dei 2 °C e adoperarsi per limitare tale incremento a 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali. L'accordo è in linea con i risultati delle ricerche dell'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), secondo il quale per limitare il riscaldamento a 1,5 °C il taglio delle emissioni globali di CO₂ dovrebbe essere sostanziale, compreso tra il 90% e il 95% entro il 2050 rispetto al 1990.
- 5.6 Il 28 novembre 2018 la Commissione Europea ha presentato la sua visione strategica a lungo termine (*Long term strategy*) per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra entro il 2050⁶, in linea con l'obiettivo dell'Accordo di Parigi di mantenere l'aumento della temperatura mondiale al di sotto dei 2 °C e di proseguire gli sforzi per mantenere tale valore a 1,5 °C. A supporto dello sviluppo di tale strategia, la Commissione ha elaborato tre categorie di scenari che rappresentano percorsi alternativi verso la mitigazione dei cambiamenti climatici:
- la prima categoria raccoglie cinque scenari sotto l'obiettivo comune di contenere l'innalzamento della temperatura media globale al di sotto dei 2 °C, equivalente ad una riduzione delle emissioni di gas serra dell'80% al 2050 rispetto al 1990; gli scenari si differenziano per il diverso portafoglio di tecnologie e misure di decarbonizzazione;
 - la seconda categoria comprende un solo scenario che si pone come ponte tra le altre due categorie principali di scenari esaminati. Essa combina le azioni e le tecnologie dei cinque scenari della prima categoria in un sesto scenario, senza peraltro raggiungere il livello di sviluppo di ciascuna tecnologia come nella prima categoria. (vedi lo stesso documento citato nel commento precedente)
 - nella terza categoria la riduzione delle emissioni al 2050 è spinta al 90% rispetto al 1990, perseguendo così l'obiettivo di mantenere l'aumento della temperatura mondiale entro 1,5 °C; i due scenari all'interno di questa famiglia partono da una combinazione degli scenari precedenti, a cui si aggiungono tecnologie e interventi a emissioni negative per controbilanciare le emissioni residue, in particolare le tecnologie Carbon Capture and Storage (CCS) e l'uso dei suoli come pozzi di assorbimento della CO₂.

⁶ European Commission, *A Clean Planet for all – A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*, In-depth analysis in support of the communication COM(2018)773.

- 5.7 Il quadro europeo che emerge per l'anno 2050 dagli scenari sopra citati vede un *mix* di energia primaria chiaramente basato su fonti rinnovabili (fino al 62% del *mix*) in cui l'impiego residuo di fonti fossili è associato in parte agli usi non energetici, in qualità di materia prima nell'industria, e in parte alla generazione elettrica e ai settori in cui la penetrazione del vettore elettrico è tecnicamente limitata (nei trasporti e in alcuni usi finali industriali). La quota di gas naturale (per usi energetici) nel sistema energetico diminuisce dal 21% nel 2015 al 7-9% negli scenari coerenti con l'abbattimento dell'80% delle emissioni e al 3-4% negli scenari di decarbonizzazione più spinta (riduzione del 90% delle emissioni). In alcuni scenari il gas naturale è parzialmente sostituito da biogas e gas sintetici P2X, fino al 4-6% della domanda di energia al 2050.
- 5.8 Secondo tali scenari, l'energia elettrica diventa il vettore energetico dominante, con quote crescenti dal 41% al 53% negli scenari che raggiungono le massime riduzioni di emissioni climalteranti. Questi livelli di elettrificazione dei consumi sono confrontabili con quelle di altri studi, come è descritto più oltre nel presente capitolo; ad esempio Eurelectric⁷ mostra un tasso che varia dal 38% (nel caso di riduzione dell'80% delle emissioni) ad un massimo di 60% (riduzione delle emissioni del 95%). Naturalmente questi scenari aggregati sottendono traiettorie e mix energetici molto differenziati per i diversi Stati membri.
- 5.9 Si cita per completezza il recente progetto di legge comunitario (c.d. *green deal*) che la Commissione europea ha presentato martedì 14 gennaio 2020 per una transizione equa che dovrebbe contribuire a facilitare tra il 2021 e il 2027 il percorso verso la neutralità climatica entro il 2050. Il meccanismo di transizione prevede una allocazione complessiva di risorse pari a 7.500 miliardi di € dei quali 364 destinati all'Italia.

Ambito nazionale

- 5.10 Con riferimento al contesto nazionale, le linee di indirizzo strategico in materia energetica ed ambientale (in particolare, la Strategia Energetica Nazionale 2017⁸ approvata con decreto dei Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 10 novembre 2017) definiscono un orizzonte di azioni da intraprendere al 2030, facendo riferimento a un obiettivo di penetrazione delle energie rinnovabili del 28% rispetto al totale dei consumi energetici nazionali.

⁷ Eurelectric, *Decarbonisation pathways for the European economy*, 2018. <https://cdn.eurelectric.org/media/3172/decarbonisation-pathways-electricatino-part-study-results-h-AD171CCC.pdf>

⁸ Ministero dello Sviluppo Economico, *SEN 2017 Strategia Energetica Nazionale*, 2017 <https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Testo-integrale-SEN-2017.pdf>

- 5.11 Successivamente, il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima⁹ (PNIEC, inviato alla Commissione Europea in prima istanza il 31 dicembre 2018, mentre il successivo aggiornamento è stato sottoposto alla Commissione il 21 Gennaio 2020) propone di accelerare la transizione energetica al 2030, incrementando il *target* delle rinnovabili al 30% del consumo finale lordo di energia. Il nuovo obiettivo fissato dal PNIEC è funzionale ai fini del raggiungimento dell'obiettivo comunitario del 32% ed è declinato in diverse quote di penetrazione per i principali settori di consumo: oltre il 55% con riferimento ai consumi elettrici, il 33,9% per quelli termici e il 22% per il settore dei trasporti. Per il settore trasporti, il PNIEC prevede lo sviluppo della mobilità elettrica e un contributo da biometano e altri biocarburanti avanzati in misura dell'8% dei consumi finali del settore. Il PNIEC introduce, inoltre, il contributo dell'idrogeno (intorno all'1% del *target* FER-Trasporti) attraverso l'uso diretto nelle auto, autobus e treni (per alcune tratte non elettrificate) o attraverso l'immissione nella rete del metano anche per uso trasporti. Lo sviluppo delle energie rinnovabili e il miglioramento dell'efficienza energetica implicano necessariamente una riduzione, per quanto graduale, dell'utilizzo delle fonti fossili tradizionali più inquinanti (quali carbone e petrolio) nella produzione di energia elettrica, con una progressiva sostituzione, nel breve-medio periodo, con il gas naturale. A tal proposito, il PNIEC attribuisce al gas naturale un ruolo chiave nella transizione energetica a sostegno del *phase out* del carbone e della flessibilità e sicurezza del sistema elettrico, in vista della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto con riferimento alle prospettive di sviluppo del sistema energetico successive al 2030, come anche evidenziato dalla Commissione Europea a settembre 2019¹⁰.
- 5.12 Con la pubblicazione del PNIEC, l'Italia ha ulteriormente rafforzato gli obiettivi sul clima e l'energia, coerentemente con gli impegni vincolanti presi in ambito comunitario. Per il settore gas ne risulta un quadro di ulteriore decrescita, con una domanda del gas naturale intorno ai 60 miliardi di metri cubi al 2030, in calo del 15% rispetto al 2016. Tale proiezione è il risultato della combinazione di diversi effetti: se da una parte il gas naturale assume un ruolo chiave nella transizione energetica a sostegno del *phase out* del carbone nel settore elettrico, con una crescita del 4% della domanda tra il 2020 e il 2025, d'altra parte la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili e il ruolo fondamentale dell'efficienza energetica nel PNIEC concorrono a ridurre la domanda di gas soprattutto nei settori industriale, residenziale e terziario. Il settore dei trasporti presenta invece un *trend* opposto: il consumo di metano risulta praticamente

⁹ Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*, 18 dicembre 2019.

¹⁰ Commissione Europea, *Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure*, settembre 2019.

- triplicato tra il 2016 (1,3 miliardi di metri cubi) e il 2030 (4 miliardi di metri cubi), arrivando a ricoprire una quota pari a circa il 6% del totale e contribuendo così alla transizione energetica del settore insieme al vettore elettrico e ai biocombustibili.
- 5.13 Più in dettaglio si osserva che il PNIEC sottolinea l'importanza dello stimolo alla ricerca volta a comprendere e valorizzare i potenziali benefici dell'integrazione dei sistemi elettrico e gas tramite lo sviluppo di progetti pilota power to gas, power to hydrogen e gas to power e che *“l'evoluzione e lo sviluppo delle tecnologie precedentemente citate consentirebbero l'accumulo dell'eccesso di produzione di energia da FER non programmabili in vettori energetici rinnovabili (biometano, idrogeno, calore) aumentando l'efficienza complessiva del sistema energetico e iniziando un percorso sinergico tra i due sistemi verso una possibile fusione del settore gas ed elettrico in un unico settore energetico”*.
- 5.14 Per quanto concerne in particolare l'idrogeno, il PNIEC indica che *“l'immissione in rete di idrogeno senza destinazione specifica di uso può rappresentare una soluzione per rendere più sostenibili le reti esistenti e sfruttare l'infrastruttura del gas naturale. La ricerca nei prossimi anni si dovrà indirizzare verso il miglioramento delle prestazioni e dei costi degli elettrolizzatori, oltre che verso l'iniezione controllata di quantità crescenti di idrogeno all'interno delle reti gas. Sono allo studio anche soluzioni che in futuro prevedano due infrastrutture separate (una al 100% di idrogeno e un'altra con la miscela) in funzione del livello di maturità dei mercati.”*
- 5.15 Il PNIEC prevede inoltre che *“Fondamentale diverrà definire un quadro normativo e regolatorio chiaro e certo al fine di favorire l'immissione di idrogeno nelle attuali infrastrutture gas, come ulteriore fonte energetica miscelata con il gas naturale..... approfondire le implicazioni della sua immissione nel sistema stoccaggio e negli usi finali e prevedere eventuali misure di incentivazione sulle diverse opzioni tecnologiche volte a sviluppare la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili in sinergia con il settore elettrico e della bioenergia, o da zero emissioni come il methane cracking.Dal punto di vista della ricerca, sarà importante indagare anche il syngas e il sector coupling, al fine di conseguire una maggiore integrazione tra elettricità e gas, ottimizzando le sinergie esistenti nella generazione, trasporto e distribuzione dei due settori, con l'obiettivo ultimo di realizzare un sistema energetico europeo ibrido e decarbonizzato.”*
- 5.16 Il presente documento per la consultazione si relaziona pertanto in modo coerente con quanto previsto nel PNIEC contribuendo, nell'ambito delle competenze dell'Autorità, al conseguimento degli obiettivi in esso indicati.

6 Indirizzi regolatori

- 6.1 Come evidenziato nella memoria dell’Autorità 28 settembre 2017, 664/2017/I/COM sullo schema di Strategia Energetica Nazionale 2017 (di seguito: memoria 664/2017/I/com), la sensibile contrazione dei consumi di gas ha già prodotto una riduzione del grado di utilizzo delle infrastrutture esistenti e ha inciso negativamente sul costo unitario del servizio per l’utente finale, che si è trovato a pagare un costo unitario per le infrastrutture maggiore.
- 6.2 L’Autorità ha inoltre sottolineato, nel medesimo documento, come negli scenari futuri di medio termine la domanda di gas naturale potrebbe ridursi anche in relazione agli ulteriori interventi di efficientamento energetico, alla possibile riduzione della domanda di gas naturale per il settore termoelettrico e alla crescita della penetrazione del vettore elettrico, favorita dallo sviluppo delle fonti rinnovabili. In tale contesto, l’Autorità ha inoltre posto l’accento sull’importanza di un percorso di integrazione tra settori (*sector coupling*), in particolare tra il settore elettrico e quello del gas naturale.
- 6.3 Tale visione è rinvenibile peraltro anche nello studio FROG del Consiglio dei regolatori europei dell’energia (CEER), laddove si evidenzia il ruolo del gas naturale nel medio periodo (quale fonte alternativa fondamentale per permettere la transizione energetica da fonti fossili più inquinanti a fonti più pulite) e nel lungo periodo (allorchè potrebbe essere destinato anch’esso ad essere progressivamente rimpiazzato da fonti energetiche più sostenibili sotto il profilo ambientale, le quali continuerebbero comunque ad essere trasportate e distribuite almeno in parte con le infrastrutture dedicate al gas naturale).
- 6.4 Si richiama infine il documento congiunto ACER-CEER *The Bridge Beyond 2025 – Conclusions Paper* del 19 novembre 2019 al quale si rimanda per un approfondimento sugli indirizzi regolatori più recenti in ambito internazionale. In questa sede si evidenzia il richiamo in esso contenuto alle tematiche della c.d. *dynamic and targeted regulation*¹¹, della neutralità tecnologica¹², dell’approccio *sandbox model* e dell’esigenza di sviluppare progetti pilota¹³.

¹¹ *To improve market functioning and address emerging issues, a new system of dynamic and targeted regulation should be established in EU law, based on the Agency’s market monitoring and NRA analysis and action.*

¹² *A technology-neutral, level playing field should be established between different conversion and storage facilities across the energy sector, so that they face equivalent categories of costs in network tariffs and levies, and equivalent recognition of environmental and security of supply benefits.*

¹³ *New assets and activities should be facilitated through regulation, including a sandbox model at EU level for pilot, small scale projects and appropriate differentiation between competitive and monopoly activities.*

- 6.5 Per quanto riguarda invece i modelli di regolazione che si stanno sviluppando nel contesto della decarbonizzazione dell'energia, si osserva come questi sono caratterizzati da una sempre più marcata visione integrata che tende a superare la tradizionale distinzione tra regolazione tariffaria e regolazione della qualità, sulla spinta di un sempre maggiore orientamento all'*output* dei riconoscimenti tariffari, combinata con schemi di supporto all'innovazione.¹⁴ Anche l'Autorità sta studiando il miglioramento degli schemi adottati sia nel settore gas sia nel settore elettrico, a favore di un approccio integrato orientato alla responsabilizzazione degli operatori in relazione agli obiettivi di qualità del servizio ma anche dell'esigenza di affiancamento alla regolazione tariffaria di un approccio orientato al supporto all'innovazione.

7 Scenari di sviluppo della domanda e dell'offerta di energia

Scenari di sviluppo della domanda

- 7.1 Alcune stime quantitative sulle dinamiche della domanda di gas in Italia nel prossimo decennio sono rintracciabili nei principali scenari energetici elaborati da diversi attori nazionali.
- 7.2 Il 30 Settembre 2019 è stato pubblicato il Documento di Descrizione degli Scenari 2019¹⁵, in cui per la prima volta Snam e Terna presentano gli scenari elaborati congiuntamente per lo sviluppo coordinato delle reti elettrica e gas, in ottemperanza alle deliberazioni 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas dell'Autorità, volte a declinare nel contesto italiano gli sforzi già intrapresi a livello europeo da ENTSO-E ed ENTSG verso un progressivo *coupling* tra i due settori. Il rapporto, giunto al termine di un percorso di quasi due anni, presenta tre diversi scenari su orizzonte temporale al 2040: *Business as usual* (BAU), ossia lo scenario inerziale a politiche correnti; due scenari di sviluppo, *Centralized* (CEN) e *Decentralized* (DEC), che raggiungono i *target* nazionali al 2030 di decarbonizzazione, quota FER ed efficienza energetica e tengono conto, per il 2040, delle indicazioni comunitarie di lungo periodo per il contenimento delle emissioni di CO₂¹⁶. Per raggiungere gli obiettivi di *policy*, lo scenario CEN punta allo sviluppo di tecnologie rinnovabili centralizzate e al progressivo *fuel switching* verso i gas rinnovabili nei settori termoelettrico tradizionale, industria e trasporti, facendo leva sulle infrastrutture gas esistenti. Nello scenario DEC si

¹⁴ Si veda per esempio in ambito europeo, l'esperienza del regolatore britannico Ofgem, con l'approccio definito RIIO (*revenue = incentives + innovation + output*).

¹⁵ SNAM, TERNA, *Documento di Descrizione degli Scenari 2019*, 2019.

¹⁶ Indicazioni fissate, in forma non vincolante, dalla *2050 Long-term Strategy* della Commissione Europea.

- ipotizza invece uno sviluppo delle fonti rinnovabili distribuite, accoppiate a sistemi di accumulo, e una maggiore elettrificazione degli usi finali.
- 7.3 La domanda di gas al 2030 cresce negli scenari BAU (80 miliardi di metri cubi) e CEN (74 miliardi di metri cubi) mentre diminuisce nel DEC (69 miliardi di metri cubi). In entrambi gli scenari di *policy* la domanda di gas risulta significativamente superiore a quella stimata dal PNIEC (60 miliardi di metri cubi al 2030). Tale differenziale è imputabile al massiccio sviluppo di gas da fonti rinnovabili (biometano, idrogeno), con una produzione complessiva di 8,3 miliardi di metri cubi (scenario CEN, 11% della domanda di gas) e 3,7 miliardi di metri cubi (scenario DEC, 5% della domanda di gas) contro 1,1 miliardi di metri cubi nel PNIEC. Al 2040 la sostituzione del gas naturale con gas da fonti rinnovabili è ancora più evidente, arrivando a volumi di 18 e 13 miliardi di metri cubi rispettivamente nel CEN e nel DEC, con una copertura del 24% e 20% della domanda complessiva di gas.
- 7.4 Tra le tecnologie abilitanti per la transizione energetica rivestono un ruolo fondamentale il *power-to-gas*, tra gli strumenti chiave per la gestione della *overgeneration* di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili e la cattura o il sequestro della CO₂. Le tecnologie CCS/CCU risultano applicabili nei settori caratterizzati da un elevato numero di ore di funzionamento annuo, in particolare l'industria e la generazione elettrica: al 2040 la quota parte di generazione termoelettrica coperta da CCS è prevista essere circa il 23% in entrambi gli scenari di sviluppo (corrispondente a 41 TWh nel CEN e 40 TWh nel DEC).
- 7.5 Gli scenari congiunti Terna-Snam si discostano dalla SEN 2017 nella previsione della domanda di gas. Lo scenario SEN stima una domanda di gas naturale al 2025 e al 2030 rispettivamente di 66 e 65 miliardi di metri cubi, con una contrazione, in entrambi i casi, di oltre il 7% rispetto al 2016¹⁷.
- 7.6 Una visione di medio termine sulla domanda del gas è fornita anche da Unione Petrolifera nella pubblicazione "Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2019-2040", che tiene conto degli obiettivi quantitativi al 2030 del PNIEC. Lo scenario di Unione Petrolifera prospetta una domanda di gas di 67 miliardi di metri cubi al 2030 e 62 miliardi di metri cubi al 2040, ridimensionata, rispettivamente, del 6% e 12% rispetto ai livelli 2016.

¹⁷ Ai fini del confronto tra gli scenari, si è assunto il 2016 come anno di riferimento in coerenza con il PNIEC, nonché con l'ultimo scenario di riferimento della Commissione Europea disponibile per l'Italia (EU Reference Scenario 2016). Nella lettura del documento è opportuno tenere conto del fatto che il 2016 è stato caratterizzato da una crescita della domanda nazionale di gas, un trend già iniziato nel 2015 e perdurato fino al 2017, dopo che nel 2014 si era registrato il valore minimo dell'ultimo ventennio (61.9 miliardi di metri cubi). Nonostante la ripresa dell'ultimo triennio, la domanda di gas rimane ad ogni modo stabilmente inferiore ai livelli pre-crisi economica, in particolare rispetto alla punta di 86.3 miliardi di metri cubi registrata nel 2005.

- 7.7 Per quanto riguarda i *trend* di lungo periodo, attualmente si contano pochi scenari che, attraverso stime quantitative e con dettaglio sul contesto italiano, esplorano il futuro del gas oltre il 2040, indagando peraltro percorsi molto differenti verso la decarbonizzazione del sistema energetico.
- 7.8 Per quanto riguarda l’elaborazione di scenari previsivi della domanda e dell’offerta, sono reperibili in letteratura studi di enti terzi che tracciano proiezioni, spesso divergenti, sul ruolo futuro del gas naturale in Europa. Ad esempio, nello scenario *Renewal* di Equinor¹⁸ il gas naturale soddisfa il 19% della domanda di energia primaria al 2050, quota che scende al 15% nello scenario *Sky* di Shell¹⁹ e al 10% nel *Beyond 2 °C Scenario* dell’IEA²⁰.
- 7.9 In ambito nazionale, costituisce un riferimento lo studio “Scenari di decarbonizzazione del sistema energetico italiano al 2050”²¹, condotto da RSE in collaborazione con ENEA nell’ambito del progetto europeo Horizon 2020 COP21 RIPPLES.
- 7.10 Lo studio esplora due percorsi di evoluzione del sistema energetico italiano al 2050, ponendo per entrambi un obiettivo di riduzione di almeno il 90% delle emissioni di CO₂ rispetto ai livelli del 1990, in linea con l’impegno assunto dall’UE di contribuire a contenere l’incremento della temperatura media globale al di sotto dei 2 °C e ad adoperarsi per limitare tale incremento a 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali. Nel primo scenario, denominato *NDC_90*, si ipotizza che la decarbonizzazione segua il percorso tracciato dalla SEN fino al 2030, per poi subire una forte accelerazione nei decenni successivi, man mano che si rendono disponibili le tecnologie necessarie per raggiungere il *target* sulle emissioni di CO₂ al 2050. Nel secondo scenario, *Early Action_90*, la corsa alla decarbonizzazione inizia fin dal 2020 su una traiettoria più impegnativa della SEN, tramite l’impiego anticipato di tecnologie avanzate, risorse rinnovabili e processi a basse emissioni di carbonio. L’impatto previsto da questi scenari sul mercato e le infrastrutture del gas è rilevante: la domanda nazionale di gas al 2050 si riduce a 34 miliardi di metri cubi nello scenario *NDC_90* e a 32 miliardi di metri cubi nell’*Early Action_90*, in entrambi i casi con una contrazione di oltre il 50% rispetto al fabbisogno di gas del 2016.
- 7.11 Nello scenario più sfidante, *Early Action_90*, le rinnovabili diventano la principale fonte energetica al 2050, coprendo circa il 65% del fabbisogno primario nazionale. Tra le fonti fossili, oltre al gas naturale (22% del *mix*) destinato perlopiù alla generazione elettrica, è presente una quota residua di

¹⁸ Equinor, *Energy Perspectives, Long-term macro and market outlook*, 2018 <https://www.equinor.com/en/news/07jun2018-energy-perspectives.html>

¹⁹ Shell, *Sky scenario, Meeting the goals of the Paris Agreement - an overview*, 2018. <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/shell-scenario-sky.html>

²⁰ IEA, *Energy Technology Perspectives 2017*, 2017. <https://www.iea.org/etp>.

²¹ RSE, Rapporto RdS 18000425, *Scenari di sviluppo dei sistemi elettro-energetici*, 2018.

prodotti petroliferi che trovano ancora spazio nel trasporto merci su lunga distanza. La ridotta domanda di gas naturale è in parte sostituita dalla crescente penetrazione del biogas, che al 2050 arriva a coprire il 3,4% del fabbisogno primario. Tra i gas verdi figura anche l'idrogeno, la cui produzione (11 miliardi di metri cubi) avviene tramite il power to gas ed è destinata ai consumi finali del settore trasporti. In questo scenario il ricorso a tecnologie di cattura della CO₂ diventa fondamentale per il raggiungimento dell'obiettivo di riduzione del 90% delle emissioni. La CCS è associata nel settore elettrico all'intera produzione elettrica da biogas, al 65% della generazione da gas naturale e al 88% della generazione da biomasse, permettendo in quest'ultimo caso anche un saldo emissivo negativo; l'industria è l'altro settore chiave per la diffusione di tecnologie CCS, le quali permettono di assorbire il 37% delle emissioni complessive del settore. La cattura e riutilizzo della CO₂ (CCU) risulta invece strategica ai fini del riciclo di carbonio destinato alla sintesi di biocombustibili per il settore trasporti.

Il futuro ruolo del gas per la decarbonizzazione

- 7.12 La prospettiva di una contrazione futura dei consumi di gas naturale ha diverse implicazioni dal punto di vista regolatorio. A tale proposito basti citare i recenti rapporti pubblicati dal CEER e da ACER sulle prospettive di sviluppo del mercato del gas già richiamati ai precedenti punti 6.3 e 6.4. In particolare, gas nello studio *“Future role of gas from a regulatory perspective”*²² viene evidenziato come un declino della domanda di gas si traduca in una analoga riduzione dell'utilizzo delle infrastrutture stesse, con il rischio di avere dei c.d. *“stranded asset”*, ovverosia infrastrutture finanziate dal sistema che saranno sfruttate per un tempo non sufficiente a ripagarne l'investimento.
- 7.13 Gli scenari sopra delineati confermano l'esigenza che le eventuali ulteriori ipotesi di sviluppo infrastrutturale e/o di rinnovo delle reti esistenti siano opportunamente sostenute da valutazioni di utilità per il sistema, sulla base di logiche di accresciuta selettività, anche in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione dell'energia, a beneficio dell'economicità e dell'efficienza dell'intera filiera del gas naturale e più in generale dell'intero settore energetico.
- 7.14 In tale ottica, l'utilizzo delle infrastrutture esistenti per l'immissione e il trasporto di gas rinnovabili (miscelati o, in prospettiva anche puri, come nel caso dell'idrogeno) può contribuire a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione e di integrazione tra settori elettrico e gas, in virtù sostanzialmente della funzione di vettoriamento energetico e/o di accumulo (potenzialmente molto maggiore rispetto a quello fungibile per via elettrochimica) che le reti del gas possono offrire all'intero sistema, mitigando al contempo il rischio di *stranded asset*.

²² Council of European Energy Regulators (CEER), *Study on the future role of gas from a regulatory perspective*, 2018 <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6a6c72de-225a-b350-e30a-dd12bdf22378>

- 7.15 Inoltre, proprio in un’ottica di interdipendenza tra i settori del gas ed elettrico, il ruolo delle infrastrutture del gas può essere fondamentale per facilitare la produzione di energia da fonti rinnovabili elettriche, compensandone l’intermittenza e la variabilità e contribuendo quindi in maniera significativa alla flessibilità del sistema.
- 7.16 Gli studi citati precedentemente evidenziano anche come l’obiettivo della decarbonizzazione non potrà essere conseguito solo attraverso una elettrificazione spinta della domanda energetica (in combinazione, necessariamente, con una elevatissima penetrazione di fonti rinnovabili) dato che anche gli scenari più ottimistici in tal senso si spingono a prevedere al più al 60% di penetrazione del vettore elettrico nella domanda energetica dell’Unione Europea, come anche confermato da alcuni studi²³. In settori difficili da decarbonizzare (come i trasporti o alcuni usi industriali) e in particolare in Paesi, come l’Italia, dove esiste già una estesa rete del gas, mantenere l’utilizzo del vettore gas naturale, riducendone il contenuto di carbonio e integrandolo con gas di sintesi *carbon neutral*, può rappresentare una soluzione efficiente per ridurre le emissioni di gas climalteranti.
- 7.17 Nel settore del gas, le possibili soluzioni per la decarbonizzazione spaziano dalla produzione, il trasporto e l’impiego di biogas (con *up-grading* in biometano) alla produzione e impiego dell’idrogeno (proveniente da processi di elettrolisi con impiego di energia elettrica da fonti rinnovabili, o proveniente da trasformazione chimica di fonti fossili tramite *steam reforming*, associata alla cattura e al sequestro/utilizzo della CO₂), ai processi di separazione della CO₂ che agiscono direttamente sul gas naturale, o ancora il c.d. “*power to gas*”, ossia la conversione dell’elettricità in eccesso prodotta da fonti rinnovabili per produrre idrogeno e/o metano; quest’ultima tecnologia rappresenterebbe peraltro uno strumento per il *sector coupling*, vale a dire un collegamento stretto tra i settori dell’elettricità e del gas sia in termini di mercato sia di infrastrutture, che può portare ad un aumento dell’efficienza di tutto il sistema energetico.
- 7.18 Peraltro, alcuni studi²⁴ indicano come allo stato attuale, un impianto *power to gas* sia ancora lontano da essere economicamente e finanziariamente sostenibile, e difficilmente lo diventerà prima del 2030, principalmente a causa del fatto che tale tecnologia richiede ingenti quantità di elettricità a basso costo per essere competitivo e ciò è possibile solo con un’elevatissima penetrazione di fonti rinnovabili tale da ridurre drasticamente i costi e/o attraverso l’introduzione di meccanismi di incentivazione *ad hoc*.

²³ Tra i quali si cita: Navigant, “Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system”, 2019.

²⁴ Tra i quali si cita:

Agora, “Electricity based synthetic fuels in Germany – necessities and challenges”, 2018.

SBC

Energy Institute, Leading the Energy Transition Factbook — Electricity Storage, 2013.

- 7.19 Riguardo l'idrogeno, diversi studi²⁵ evidenziano che, a causa della diversità delle proprietà fisico-chimiche dell'idrogeno rispetto al metano, l'adeguamento della rete e delle apparecchiature finali in modo che possano efficientemente ed in sicurezza essere utilizzate con una miscela di gas che contenga un'elevata percentuale di idrogeno (superiore indicativamente al 10%-15%) seppure in molti casi tecnicamente fattibile, può richiedere importanti investimenti. Nella fase di transizione energetica peraltro la possibilità, attualmente oggetto di studio, di immettere idrogeno in percentuali fino al 10% nelle attuali reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, costituirebbe un obiettivo comunque di rilievo sul piano quantitativo.
- 7.20 Con riferimento alla tematica della miscelazione dell'idrogeno nelle reti del gas naturale, assumono particolare rilevanza gli aspetti connessi con la normativa tecnica, quella sulla sicurezza, e naturalmente le normative nazionali e sovranazionali.
- 7.21 In tale prospettiva assume particolare rilevanza la tematica degli impieghi finali del gas miscelato nei vari settori (domestico, industriale, termoelettrico, *automotive*) laddove apparecchiature, tecnologie e materiali diversi implicano in generale limiti specifici e differenziati per l'accettazione di miscele di gas.
- 7.22 Un altro aspetto rilevante è quello connesso al ruolo – attuale e prospettico – dei diversi attori coinvolti nella transizione energetica in corso, dai gestori delle reti di trasporto (TSO) e distribuzione (DSO), ai produttori e agli utilizzatori dei diversi vettori energetici (dall'energia elettrica all'idrogeno o altri gas) con particolar riferimento al ruolo che i soggetti regolati (e quindi i TSO/DSO) possono avere nella sperimentazione di servizi e/o prodotti innovativi che, pur potendo essere potenzialmente forniti da tutti gli attori in regime di libero mercato, non verrebbero offerti perché esposti a rischi ed incertezze nelle fasi di avvio del servizio.
- 7.23 Dato che, sulla base delle informazioni attualmente disponibili, sembra di poter affermare che la transizione energetica non sarà raggiunta in maniera efficiente con un singolo vettore energetico quanto piuttosto attraverso un *mix* equilibrato di fonti e tecnologie energetiche (*mix* peraltro non statico, ma variabile nel tempo col mutare delle condizioni di contorno e degli sviluppi tecnologici), i gas da fonti rinnovabili (in particolare biogas, *bio-syngas*, biometano e idrogeno) potranno svolgere un ruolo significativo e crescente nella transizione energetica e per questo è necessaria una attenta valutazione riguardo la loro integrazione nelle reti.

²⁵ Tra i quali si cita: Marcogaz, “Impact of hydrogen in natural gas on end-use applications”, UTIL-GQ-17-29 del 23/10/2017 e Marcogaz, “Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure”, TF_H2-427 dell'1/10/2019.

- 7.24 Analogamente, è importante anche valutare il potenziale di tecnologie Carbon Capture and Storage (CCS) e Carbon Capture and Use (CCU) che consentono l'utilizzo del gas naturale di origine fossile ottenendo al contempo elevati standard ambientali dal punto di vista delle emissioni climalteranti.
- 7.25 Riguardo in particolare l'idrogeno, è necessaria un'attenta valutazione per stabilire l'idoneità delle reti del gas, degli impianti di stoccaggio sotterraneo e delle apparecchiature utilizzatrici in relazione all'iniezione di un volume crescente di idrogeno nelle reti del gas naturale, nonché l'individuazione di soglie di immissione (locali/nazionali/sovrnazionali) ammissibili²⁶. In questo processo sono coinvolti anche i normatori tecnici²⁷.
- 7.26 Infine, oltre alle tematiche sin qui richiamate in relazione all'utilizzo delle infrastrutture esistenti in relazione alla loro capacità di integrare, trasportare (ed eventualmente stoccare) i gas rinnovabili, ivi compreso l'idrogeno, vi sono altre importanti tematiche che possono contribuire già nel breve termine a conseguire gli obiettivi sin qui richiamati, quali la riduzione delle perdite di gas dalle reti, la gestione ottimizzata delle reti (ad es. attraverso le cabine bi-REMI), l'utilizzo delle reti in funzione di accumulo attraverso la c.d. *gestione dinamica delle pressioni*, interventi di "digitalizzazione degli asset", sia in relazione all'esercizio delle reti sia, più in generale, in relazione alla gestione dei processi aziendali.
- 7.27 A tal fine l'Autorità intende prevedere, come indicato nella successiva Parte III del presente documento per la consultazione, un percorso di sperimentazioni dedicato.

S 3.Osservazioni in merito al contesto di riferimento così come sintetizzato.

S 4.Osservazioni in merito agli scenari di riferimento considerati.

S 5.Osservazioni in merito agli sviluppi tecnologici prospettati e alla loro caratterizzazione.

²⁶ Si veda ad esempio, K. Altfeld e D. Pinchbeck, "Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems", Gas for energy, 03/2013, ISSN 2192-158X DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, pp 1-12.

²⁷ In previsione di future attività normative, nel progetto di Rapporto Tecnico CEN/TR "Consequences of hydrogen in the natural gas infrastructure (prWI 00234080), sono stati presi in esame gli effetti dell'immissione di idrogeno in ciascuna delle parti di infrastrutture del gas naturale che rientrano nelle competenze dei gruppi di lavoro del CEN/TC234 Gas infrastructure".

PARTE III

AMBITI DI INTERESSE DELLE SPERIMENTAZIONI

8 Introduzione

- 8.1 Il presente capitolo illustra le linee di intervento proposte dall’Autorità per l’introduzione di meccanismi volti a promuovere, in un’ottica sperimentale, soluzioni finalizzate alla gestione ottimizzata delle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale sotto i profili tecnologico e gestionale nonché utilizzi innovativi delle reti medesime.
- 8.2 Facendo seguito a quanto prospettato con i documenti per la consultazione 420/2018/R/gas e 170/2019/R/gas, e in linea con gli obiettivi già enunciati nel Capitolo 2, l’Autorità intende promuovere iniziative per la gestione ottimizzata delle reti e delle infrastrutture del gas, per utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti, e per favorire la progressiva digitalizzazione delle infrastrutture o altri sviluppi innovativi.
- 8.3 In particolare, l’Autorità intende promuovere lo sviluppo di tecnologie innovative per l’integrazione di gas c.d. rinnovabili (quali ad esempio il biometano, altri gas *carbon neutral* o *carbon negative* e i gas sintetici, ivi compreso l’idrogeno) nelle reti esistenti, a fronte delle nuove sfide poste dalla decarbonizzazione e dall’ampia diffusione della generazione da fonti rinnovabili.
- 8.4 In coerenza con le indicazioni contenute nella proposta di Quadro strategico (obiettivo OS.4), nell’ambito dei progetti pilota l’Autorità intende valutare la possibilità di prevedere temporanee deroghe o sospensioni di disposizioni regolatorie che risultino di possibile ostacolo allo sviluppo di innovazioni tecnologiche, o di prodotto o di nuovi modelli di *business*, sulla base di proposte motivate e circoscritte all’interno delle sperimentazioni. Più in particolare l’Autorità intende prevedere la possibilità, nelle proposte di progetto, di applicare l’approccio c.d. per “esperimenti regolatori” (ispirato al modello anglosassone *sandbox*) per consentire - su proposta dei soggetti interessati - di testare, sul campo e in via prototipale, anche mediante la concessione di deroghe transitorie alla regolazione vigente, le soluzioni proposte in ambito progettuale. Si tratta di un approccio finalizzato a individuare quelle condizioni che renderebbero convenienti le tecnologie innovative oggetto di sperimentazione.
- 8.5 L’Autorità ritiene che gli esperimenti regolatori, che i soggetti interessati possono presentare nell’ambito delle proposte progettuali e che dovranno essere valutati, dovrebbero avere le seguenti caratteristiche:
- risultare associati alla specifica sperimentazione proposta, in termini di periodo temporale e ambito di applicazione, in modo da poter comprendere gli effetti delle soluzioni innovative adottate e valutare la loro estensione su più larga scala per i periodi di regolazione successivi;

- accompagnare le innovazioni proposte in sperimentazione proponendo nuovi meccanismi, anche in deroga alla regolazione attuale, che l’Autorità potrebbe approvare ove il proponente abbia identificato specifici aspetti della regolazione attuale che ostacolano l’innovazione, la cui rimozione consenta un miglioramento superiore a quello che si otterrebbe senza le deroghe richieste.

9 Possibili ambiti applicativi delle sperimentazioni

9.1 Per promuovere efficacemente lo sviluppo di progetti pilota per la gestione ottimale e per utilizzi alternativi delle infrastrutture di trasporto e distribuzione esistenti, è necessario preliminarmente identificare l’ambito di applicazione delle sperimentazioni che, secondo l’Autorità, potrebbe riguardare i seguenti ambiti:

- metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti quali le reti bi-direzionali (in particolare attraverso la realizzazione di cabine bi-REMI), 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;
- utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti in relazione alla loro capacità di accogliere i gas rinnovabili, ivi compreso l’idrogeno, nonché applicazioni di *power-to-gas* e di *power-to-hydrogen* e le attività connesse quali quelle di cattura, sequestro e/o utilizzo dell’anidride carbonica;
- interventi di innovazione tecnologica/gestionale sulle reti quali metodi e strumenti finalizzati alla digitalizzazione delle reti e dei processi aziendali, nonché l’introduzione di tecnologie innovative o utilizzi innovativi di tecnologie esistenti.

S 6.Osservazioni in merito al perimetro e agli ambiti applicativi delle sperimentazioni.

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

10.1 Con riferimento all’Ambito progettuale 1 - Metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti, sono individuate le seguenti categorie progettuali di sperimentazione:

- reti bi-direzionali (cabine bi-REMI);
- utilizzo delle reti in funzione di accumulo (gestione dinamica delle pressioni);
- riduzione delle perdite di gas dalle reti.

Reti bi-direzionali (cabine bi-REMI)

- 10.2 Ricadono in questa categoria progettuale progetti relativi alla sperimentazione del c.d. *reverse flow*, ovvero di soluzioni tecnologiche che consentono il passaggio di gas in contropressione, che potrebbe essere adottato all'interfaccia tra reti di trasporto e distribuzione, rendendo bidirezionale il flusso di gas fisico tra tali reti, al fine di risolvere il problema della saturazione delle reti di distribuzione ad opera delle immissioni di gas rinnovabili (quali idrogeno e biometano) nei periodi di minor consumo.
- 10.3 In prospettiva, al fine di evitare limiti alla produzione di gas da fonti rinnovabili, il gestore della rete di trasporto dovrebbe poter recepire sulle proprie reti anche le produzioni di gas da fonti rinnovabili originate dall'immissione nelle reti di distribuzione dagli impianti di produzione che risultino più facilmente ed economicamente connettabili a tali reti e che non trovino, nel bacino di clienti finali servito da tali impianti di distribuzione, una capacità di assorbimento sufficiente.
- 10.4 Una tra le maggiori barriere per i potenziali produttori è infatti rappresentata dall'impossibilità e/o dal rischio di non poter immettere per intero in rete la propria produzione, a causa dei limiti derivanti da una capacità di assorbimento, rispetto alla portata producibile, vincolata alle dinamiche di prelievo dell'utenza che insiste su tali reti. Per ovviare a tali limiti, è in fase di studio l'applicazione alle reti di distribuzione del gas naturale di specifiche apparecchiature (le c.d. cabine bi-REMI) che permettano, in ottica innovativa, di far evolvere la rete di distribuzione da mera infrastruttura per il recapito di energia ai clienti finali a strumento evoluto di captazione del gas (rinnovabile e non) e rilancio sulla rete di trasporto (*reverse flow* fisico dalla rete di distribuzione alla rete di trasporto).
- 10.5 Tale innovazione, già presa in considerazione e sperimentata in Europa e in fase di valutazione anche in alcune realtà italiane, potrebbe costituire una soluzione utilizzabile in contesti nei quali gli impianti di produzione di gas rinnovabile (biometano, ma anche *power-to-gas* e idrogeno) sono situati in una posizione distante geograficamente dalla rete di trasporto.
- 10.6 In Francia, l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) ha esplorato, con GRDF e GRTgaz, la fattibilità tecnico economica del raggiungimento dell'obiettivo di convogliare nelle reti gas francesi solo gas rinnovabili entro il 2050²⁸. Al fine di rendere il sistema gas compatibile con questo obiettivo, ADEME sottolinea l'importanza di anticipare e ottimizzare l'adozione delle soluzioni tecnologiche disponibili per rendere bidirezionali i flussi nelle reti del gas, quali ad esempio le cabine bi-REMI.
- 10.7 Nel Regno Unito nel 2011-2012 è stato avviato e completato il progetto Skipton²⁹ che ha riguardato una prova in campo di breve durata di un sistema di

²⁸ "A 100% renewable gas mix in 2050?", ADEME, ISBN: 979-10-297-1055-1 - Gennaio 2018.

²⁹ J. Dawson, Getting biomethane into the grid, Gas InTernational, igem.org.uk, pp 30-32.

re-immissione idoneo a convogliare il biometano in eccesso da una rete a media pressione (2 bar) a una a pressione intermedia (7 bar).

- 10.8 In Germania un gestore di rete ha allacciato un produttore di biometano alla rete locale di distribuzione alla pressione di 1 bar (Blaufelden – Wiesenbach, 278 utenze private e 5 utenze industriali servite) prevedendo la possibilità di reimmettere gas nella rete di trasporto a 40 bar solo nel caso di bassi consumi locali³⁰. La soluzione tecnologica adottata a Blaufelden non si è limitata al rilancio nella rete di trasporto del biometano tal quale in eccesso. Il trattamento del gas in fase di prelievo dalla rete e, viceversa, nella fase di re-immissione del biometano e del gas naturale dalla rete di distribuzione nella rete di trasporto permette di mantenere le caratteristiche energetiche dei gas nelle due reti stabili e insensibili rispetto alla direzione del flusso. La rete locale resta comunque alimentata con gas con un potere calorifico costante, pari a 10,65 kWh/Nm³, leggermente inferiore a quello erogato in origine dalla rete di trasporto (11,10 kWh/Nm³).

Gestione delle reti in funzione di accumulo (gestione dinamica delle pressioni)

- 10.9 L'infrastruttura di rete dispone, in funzione delle proprie caratteristiche fisiche, di una possibilità di operare a pressione variabile (quindi di una capacità di espansione) che può essere opportunamente sfruttata per conseguire un effetto di stoccaggio temporaneo. Tale utilizzo (di natura gestionale) delle caratteristiche fisiche della rete può pertanto costituire uno strumento alternativo rispetto ad interventi di potenziamento strutturale che consente di incrementare la flessibilità delle reti ovvero la capacità di fornire servizi (stoccaggio).
- 10.10 Ricadono in questo ambito progettuale interventi finalizzati alla individuazione delle potenzialità, dei limiti, delle criticità di una gestione dinamica delle pressioni di porzioni più o meno estese di reti. Deve però essere posta particolare attenzione al *trade-off* esistente tra la *gestione dinamica delle pressioni* e il tema del contenimento delle emissioni di gas dalle reti stesse. Essendo possibili situazioni conflittuali, specie su scala locale, i progetti afferenti a tale ambito progettuale dovranno essere orientati a sperimentare soluzioni tecnologiche e gestionali *integrate* che consentano di ottimizzare una funzione obiettivo che contempra entrambe le finalità (gestione dinamica delle pressioni/minimizzazione delle perdite).

Riduzione delle perdite di gas dalle reti

- 10.11 L'obiettivo di decarbonizzazione del gas fissato per i prossimi decenni passa non solo attraverso l'innovazione tecnologica e delle infrastrutture, ma anche

³⁰ J. Darocha, Bio-natural gas plant Emmertsbühl, Feeding biogas into the natural gas grid, Emmertsbühl, 27 April 2012, disponibile sul sito:
http://static.wm3.se/sites/2/media/13436_Arkiv_Emmertsbuehl_20120427.pdf?1402830868.

tramite una gestione più efficiente della risorsa lungo tutta la filiera produttiva. In questo quadro generale si inserisce il tema delle perdite di gas dalle reti di trasporto e distribuzione del gas, a causa della rilevante dimensione del fenomeno lungo tutta la rete e dell'elevato *potenziale serra* del gas naturale.

- 10.12 Il metano è il secondo gas serra dopo la CO₂ ed è responsabile di circa l'11% delle emissioni EU-28³¹ (2016). Pur essendo caratterizzato da un tempo di permanenza in atmosfera relativamente breve (8-12 anni contro centinaia di anni per la CO₂), la sua capacità di trattenere calore è in media 30 volte superiore rispetto a quella della CO₂, il che rende tale gas tra i più impattanti sul clima nel breve-medio termine. Più precisamente, l'IPCC valuta per il metano un potenziale serra tra 28 e 34 GWP₁₀₀³².
- 10.13 L'*European Environment Agency* (EEA) valuta le emissioni di metano imputabili al settore del gas in una quota pari allo 0,6% delle emissioni globali EU nel 2016³³. Tali emissioni derivano dalle diverse sorgenti emmissive associate ai processi produttivi del gas naturale, dall'esplorazione fino alla distribuzione del gas all'utente finale. L'Italia risulta al terzo posto delle emissioni fuggitive di metano da gas naturale (17,6% del totale EU nel 2016), dopo Germania (19,3%) e Romania (20,7%) e seguita dal Regno Unito (15,0%). La rete gas nazionale è la principale sorgente di emissioni di metano, le quali risultano concentrate soprattutto sulla distribuzione (77%) e solo secondariamente su trasporto e stoccaggio (17%).
- 10.14 Marcogaz ha rilevato la mancanza di norme armonizzate per la quantificazione delle emissioni di metano dall'industria del gas naturale e ha recentemente pubblicato un documento³⁴ che descrive una metodologia per identificare e quantificare tutti i tipi di emissioni di metano dai sistemi di trasmissione e distribuzione del gas naturale. Il documento potrà essere di supporto al futuro sviluppo di una normativa europea su questo tema.
- 10.15 Nell'ambito di un progetto LIFE, su una piccola rete di distribuzione italiana comprendente 16 km di gasdotti a media pressione e 64 km a bassa pressione con più di 9.000 utenti allacciati, è stata sperimentata una soluzione tecnologica

³¹ *Potential ways the gas industry can contribute to the reduction of methane emissions*, Report for the Madrid Forum (5 - 6 June 2019).

³² IPCC, *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 2013. Il Global Warming Potential (GWP) esprime il contributo all'effetto serra di un gas serra relativamente all'effetto della CO₂, il cui potenziale di riferimento è pari a 1. Il GWP di un gas è calcolato per uno specifico intervallo di tempo, tipicamente 20, 100 o 200 anni. GWP₁₀₀ sta dunque ad indicare un valore di Global Warming Potential calcolato su un arco temporale di 100 anni.

³³ European Environment Agency (EEA), *Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2016 and inventory report 2018*, 2018.

³⁴ Marcogaz, « Assessment of methane emissions for gas Transmission and Distribution system operators », WG_ME-485, 2019.

per la regolazione della pressione di rete sulla base dei profili orari dei consumi allo scopo di ridurre le micro-perdite della rete stessa. Nell'arco di dodici mesi la modulazione della pressione sulla base dei consumi dell'utenza ha permesso di risparmiare 470 tonnellate equivalenti di CO₂ non emessa. L'estensione all'intera rete nazionale del gas in media e bassa pressione delle logiche di controllo e regolazione della pressione sperimentate in quella sede porterebbe, secondo le stime dei partecipanti al progetto, ad evitare l'emissione di più di 3 Mt di anidride carbonica equivalenti all'anno, pari a circa l'1% del totale delle emissioni dell'Italia previste al 2030.

- 10.16 Il tema delle emissioni di metano da gas naturale sta dunque assumendo in tempi più recenti una valenza propriamente ambientale, anche se già da tempo rientrava nelle attività dei TSO e dei DSO sotto il profilo della sicurezza³⁵.
- 10.17 Con riferimento al servizio di trasporto del gas naturale, dal 2014 è in vigore un meccanismo di riconoscimento dei costi associati alle perdite di rete basato su criteri *standard*³⁶, definendo il livello ammesso delle perdite di rete sulla base di specifici fattori di emissione per ciascun componente rilevante della rete di trasporto, al fine di fornire incentivi al contenimento delle medesime.
- 10.18 L'obiettivo dell'ambito progettuale in oggetto consiste nell'individuazione e sperimentazione di soluzioni atte a favorire la riduzione delle emissioni in atmosfera del gas dalle reti di trasporto e distribuzione, individuando dapprima in modo sistematico tutte le possibili fonti di emissione, siano esse dispersioni diffuse (c.d. emissioni fuggitive) sia punti/condizioni/operazioni di possibile emissioni concentrate nello spazio e/o nel tempo (ad es. in occasione degli interventi di manutenzione sulle reti) in modo tale da poter disporre di una mappatura delle emissioni dalle reti all'istante iniziale di riferimento; successivamente individuando le modalità più idonee ed efficienti (con soluzioni *best-practice* a livello progettuale/tecnologico³⁷ piuttosto che

³⁵ In Italia, ad esempio, le emissioni dalla filiera del gas nel 2016 risultavano ridotte del 46% rispetto ai livelli del 1990, per effetto di interventi di riduzione delle perdite sulla rete di distribuzione. Nel Documento di Descrizione degli Scenari 2019 SNAM-TERNA, viene riportato, alla voce "consumi e perdite" (pertanto trattasi di un valore riferito non solo alle perdite) un dato pari al 3,2% della domanda di gas su base annuale (anno 2018).

³⁶ La definizione dei livelli standard delle perdite è stata effettuata con il supporto tecnico-scientifico del Dipartimento di Ingegneria Civile e Meccanica (DICeM) dell'Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale, che ha svolto a tal fine un'attività di accertamento documentale sui dati forniti dalle imprese di trasporto e di verifica tecnica in campo sui livelli di emissione.

³⁷ A titolo di esempio si cita la c.d. Adsorbed Natural Gas (ANG), tecnologia che consente lo stoccaggio del gas proveniente dalla depressurizzazione di tronchi di metanodotto in occasione di lavori sulla rete in esercizio, in serbatoi su autocisterna riempiti con materiale adsorbente che aumenta fino ad un fattore 3 il volume di gas stoccabile nel range 0 – 100 bar. Il riempimento può avvenire senza l'ausilio di compressori, sfruttando la pressione di metanodotto. Il gas stoccato nei serbatoi può essere reimpresso in una rete di trasporto o di distribuzione con pressione inferiore a quella del serbatoio, senza l'ausilio di compressori. Il beneficio ambientale consiste nella riduzione delle emissioni di metano in atmosfera in

operativo/gestionale) per la loro riduzione e infine identificando opportuni indicatori di *performance* per la loro valutazione e monitoraggio nel tempo.

S 7.Osservazioni in merito all'ambito progettuale 1.

11 Ambito progettuale 2 – Utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti

- 11.1 Con riferimento all'Ambito progettuale 2 – Utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti, sono individuate le seguenti categorie progettuali di sperimentazione:
- integrazione dei gas rinnovabili nelle reti:
 - applicazioni di *power-to-gas* e *power-to-hydrogen* e attività connesse.
- 11.2 Sulla base delle considerazioni sviluppate nei precedenti capitoli 5 e 6 del presente documento per la consultazione (in particolare: logiche di intersettorialità, di integrazione ed ottimizzazione, nonché esigenze di coerenza rispetto agli indirizzi presenti nel PNIEC) l'Autorità ritiene che sia opportuno attivare un ambito di sperimentazione anche per quelle attività che - pur realizzate in quota parte esternamente rispetto al perimetro delle infrastrutture regolate - possano determinare un effetto rilevante sulla gestione delle stesse. Più precisamente, l'Autorità ritiene la sperimentazione in campo di soluzioni che possono determinare – come obiettivo primario o come ricaduta secondaria – una immissione di gas rinnovabile nelle reti, sia meritevole di essere presa in considerazione e pertanto non debba essere preventivamente esclusa dalle sperimentazioni oggetto del presente documento per la consultazione.
- 11.3 Inoltre, come già evidenziato nella parte generale del presente documento, l'Autorità ritiene che le sperimentazioni in questione non debbano essere necessariamente circoscritte al solo perimetro del “sistema energetico” ma possano abbracciare l'intero ambito del perimetro regolato dall'Autorità, a partire dal sistema idrico.

Integrazione dei gas rinnovabili nelle reti

occasione della depressurizzazione di tratti di metanodotto, senza necessità di ricorrere a compressori, evitando quindi anche i relativi consumi.

- 11.4 La transizione energetica verso fonti rinnovabili, già avviata nel settore elettrico grazie allo sviluppo soprattutto del fotovoltaico e dell'eolico, si sta progressivamente estendendo ad altre fonti che possono contribuire significativamente agli obiettivi di decarbonizzazione. Tra queste, una delle più interessanti e fruibili già nel breve termine è rappresentata dal biometano. In prospettiva di medio e lungo termine si prevede che anche l'idrogeno e altri combustibili sintetici prodotti da fonti rinnovabili potranno avere un ruolo determinante nel raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.
- 11.5 Per quanto riguarda il biometano, premesso che la materia inerente l'incentivazione per la sua produzione (ai sensi del decreto legislativo 28/11) è affidata alla normativa e non rientra nell'ambito di azione della regolazione dell'Autorità, l'interesse verso questo gas è motivato anche dal contributo che esso può fornire nel contesto dell'economia circolare: la sua produzione avviene infatti tramite riutilizzo di materia prima riciclabile da scarti agricoli, zootecnici o da depurazione delle acque³⁸ o dalla frazione organica del rifiuto solido urbano (FORSU)³⁹.
- 11.6 L'immissione di biometano nelle reti avviene già oggi in condizioni normate⁴⁰ e con tecnologie sufficientemente consolidate, con la conseguenza che non

³⁸Con specifico riferimento al servizio idrico integrato, l'inserimento - negli impianti di depurazione - di una sezione aggiuntiva di purificazione e filtraggio del biogas, ottenuto dalla digestione anaerobica dei fanghi, può consentire la produzione di biometano con caratteristiche assimilabili al gas naturale, per la successiva immissione in una rete del gas naturale locale a bassa pressione, previa applicazione dei necessari trattamenti di odorizzazione ed eventuale regolazione del potere calorifico, configurandosi pertanto come soluzione innovativa rispetto al consueto utilizzo del biogas prodotto all'interno dell'impianto di depurazione per il riscaldamento del digestore e/o la produzione di energia elettrica ed energia termica in impianti di cogenerazione o per autotrazione della flotta aziendale. Con riferimento a tale possibilità, giova ricordare che il metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 consente di individuare - nell'ambito delle "Altre attività idriche" (definite come l'insieme delle attività comunque attinenti ai servizi idrici ed espressamente enucleate al comma 1.1 del MTI-3) - la nuova categoria "Altre attività idriche relative ad obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale", a cui è possibile ricondurre le attività volte al recupero di energia o di materia mediante impianti o specifici trattamenti integrati nelle infrastrutture idriche (quali a titolo di esempio sezioni per la produzione di biometano dal biogas ottenuto dai digestori anaerobici dei fanghi di depurazione). Per dette attività idriche (che potrebbero eventualmente generare anche ricavi diversi da quelli afferenti al servizio idrico integrato) è ammissibile il riconoscimento in tariffa dei costi di capitale (riferiti a investimenti previsti nei programmi degli interventi approvati a livello locale) della componente a copertura dei margini derivanti dall'eventuale valorizzazione del biometano ceduto alla rete locale di distribuzione del gas, con uno sharing maggiore a favore del gestore (75% in luogo del 50%) rispetto a quello previsto per le "Altre attività idriche" prive delle caratteristiche di sostenibilità energetica e ambientale.

³⁹ La modalità di produzione di biometano più diffusa è quella che prevede la purificazione (*upgrading*) del biogas ottenuto dalla digestione anaerobica di biomasse. Un'altra modalità di produzione ancora non matura passa attraverso la piro-gassificazione delle biomasse, un procedimento termochimico che permette di ottenere un gas propriamente definito come bio-syngas, comprendente principalmente monossido di carbonio e idrogeno, che può essere successivamente convertito in biometano attraverso processi di metanazione.

⁴⁰ Seppure in continua evoluzione, cfr. Appendice I, normativa tecnica.

sembrerebbe necessario prevedere l'esigenza di un supporto per specifiche sperimentazioni; tuttavia, essendo il biometano associabile a soluzioni di tipo integrato intersettoriale tipiche dell'economia circolare e soprattutto nella prospettiva di una crescita rilevante del settore, l'Autorità non intende escludere a priori dal perimetro delle sperimentazioni progetti relativi a questo settore.

- 11.7 Pertanto, i progetti relativi al biometano – che devono avere come finalità ultima l'individuazione di potenzialità, limiti e criticità dell'immissione in rete di tale gas e in generale l'individuazione delle soluzioni più efficaci - possono comunque prevedere sviluppi relativi al suo utilizzo, all'incremento dell'efficienza e alla riduzione dei costi di produzione e di *upgrading* del biogas in biometano.

Power-to-gas e power-to-hydrogen

- 11.8 La tecnologia *power-to-gas* (P2G) è utilizzata per trasformare l'energia elettrica in un altro vettore energetico allo stato gassoso, per mezzo del processo di elettrolisi, ossia la separazione dell'acqua in idrogeno e ossigeno tramite elettricità. Se il combustibile prodotto è l'idrogeno si parla più propriamente di *power-to-hydrogen* (P2H). L'idrogeno così prodotto può anche essere utilizzato come vettore di accumulo per produrre nuovamente elettricità con sistemi reversibili a celle a combustibile (*power-to-power*, P2P), può essere trasportato presso un altro punto di utilizzo tramite la rete del gas naturale (in miscela con il gas naturale, c.d. *blending*) oppure convogliato in infrastrutture dedicate e utilizzato tal quale ad es. per rifornire mezzi di trasporto. In alternativa l'idrogeno può essere combinato con CO₂ per produrre gas metano (processo di c.d. *metanazione*), che può essere immesso nella rete del gas naturale senza limiti tecnici, necessitando però di una fonte di CO₂ per la sua produzione.
- 11.9 Affinché il gas prodotto venga considerato rinnovabile è necessario che l'elettricità impiegata nel processo sia prodotta da fonti rinnovabili⁴¹. La tecnologia *power-to-gas* è particolarmente interessante se usata in combinazione con la produzione di *surplus* di energia elettrica da fonti intermittenti, quali il solare e l'eolico, in quanto offre una possibilità di stoccaggio dell'energia prodotta nei momenti di elevata produzione ma domanda bassa, permettendo una più efficiente integrazione delle fonti rinnovabili⁴². In entrambi i casi

⁴¹ Oggi meno dello 0,7% della produzione mondiale di idrogeno origina da fonti rinnovabili o da fonti fossili in impianti dotati di sistemi di cattura, utilizzo e sequestro di carbonio (CCUS, carbon capture, use and storage) secondo le stime del Rapporto IEA "The Future of Hydrogen", IEA Report, giugno 2019. Ai fini della certificazione di origine si può far riferimento alla norma europea EN 16325:2013+A1:2015 "Guarantees of Origin related to energy – Guarantees of Origin for Electricity" che si prevede possa essere estesa nella prossima revisione anche all'idrogeno e al biometano.

⁴² Power to Gas – A Sector Coupling Perspective, ENTSO-E – ENTSO-G Joint Paper, Madrid Forum, Ottobre 2018 ; ENTSO-E position on Sector Coupling through Power to Gas and Sector Integration – 23

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

- 11.10 La tecnologia *power-to-gas* si sta sviluppando rapidamente come testimoniato sia dall'incremento di capacità installata sia dalla riduzione dei costi. Una recente rassegna⁴³ ha censito nel mondo più di 150 progetti di *power-to-gas* senza e con metanazione (catalitica/biologica). La maggior parte di essi è localizzata in Germania, Danimarca, Stati Uniti e Canada. Il 57% dei progetti è finalizzato alla sola produzione di idrogeno, mentre il restante 43% è equamente ripartito tra progetti che prevedono la metanazione biologica o la metanazione chimica. Per quanto concerne il processo di elettrolisi, metà dei progetti utilizza elettrolizzatori a membrana PEM e metà elettrolizzatori alcalini. Per il momento sono ancora pochi i progetti che esplorano le potenzialità di elettrolizzatori ad alta temperatura ad ossidi solidi (SOEC).
- 11.11 La taglia media dei progetti *power-to-gas* censiti è in continua crescita e dell'ordine di 400 kW_{el} a inizio 2019, con diversi progetti di taglia superiore a 1 MW_{el}. Molti progetti riguardano impianti pilota con una vita media di 1 – 3 anni che necessitano di supporto finanziario per raggiungere la remuneratività. Un numero crescente di progetti prevede periodi di esercizio fino a 10 anni e sono stati annunciati nei prossimi 15-20 anni impianti di grande taglia, dal centinaio di MW_{el} alla decina di GW_{el}, in Germania, Francia e Mare del nord.
- 11.12 Nel medio termine (2030) è previsto un significativo calo dei costi di investimento relativo ai principali componenti degli impianti *power-to gas* (elettrolizzatori alcalini, PEM e SOEC, metanatori chimici e biologici)⁴⁴. Le condizioni di produzione di idrogeno più economiche dipendono in generale dalla combinazione di disponibilità di un eccesso di elettricità a basso costo da fonti rinnovabili non programmabili, dai costi in conto capitale e di esercizio

Ottobre 2019, download al link: <https://www.entsoe.eu/news/2019/10/23/sector-coupling-through-power-to-gas-and-sector-integration-position-paper-published/>

⁴³ M. Thema, F. Bauer, M. Sterner, Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 112 (2019) 775–787. La mappa interattiva con i dati geospaziali è disponibile al link:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211930423X?via%3Dihub#ec-geospatial-data>.

⁴⁴ Il rapporto IEA “The Future of Hydrogen” [IEA Report, giugno 2019] prevede per il 2030 una diminuzione del CAPEX dagli attuali 500-1400 US\$ a 400-850 US\$ per gli elettrolizzatori alcalini, da 1100-1800 US\$ a 650-1500 US\$ per gli elettrolizzatori PEM e da 2800-5600 US\$ a 800 – 2800 US\$ per gli elettrolizzatori ad alta temperatura a ossidi solidi (valori riferiti alla potenza in ingresso dell'elettrolizzatore espressa in kW_{el}). Per quanto riguarda i metanatori, C. Golling et al [Roadmap Power to gas, Berlino, 2017], con riferimento alla potenza in ingresso dell'elettrolizzatore asservito all'impianto, prevedono per il 2030 una diminuzione a circa 700 €/kW_{el} per la metanazione biologica e a circa 500 €/kW_{el} per la metanazione chimica.

degli elettrolizzatori e dal prezzo di mercato dell'elettricità⁴⁵. Al fine di migliorare l'efficienza dal punto di vista economico appare di fondamentale importanza l'utilizzo di tutti i prodotti dell'impianto *power-to-gas*: idrogeno o metano, calore e ossigeno.

- 11.13 Circa il 45% dei progetti di *power-to-gas* censiti immette in rete il gas prodotto mentre il restante 55% lo utilizza localmente a scopi energetici. La maggior parte dei progetti (88%) punta alla riconversione in elettricità, calore o combustibili alternativi mentre solo pochi progetti prevedono allo stato attuale un utilizzo del gas prodotto come input in processi industriali e/o l'utilizzo dell'ossigeno.
- 11.14 L'immissione dell'idrogeno nella rete del gas naturale può creare problemi alle infrastrutture e ad alcune utenze e per le prime immissioni sono state adottate particolari cautele. In Germania esistono alcuni impianti che, utilizzando la tecnologia *power-to-gas*, immettono idrogeno nell'infrastruttura del gas naturale, o in tratti della rete dove non siano presenti stazioni di servizio con distributori di gas per autotrazione o limitando l'immissione di idrogeno al 2% in miscela con il gas naturale se vi sono stazioni di servizio che prelevano dalla rete gas. Anche in Italia è stata recentemente condotta una sperimentazione di immissione di miscele gas naturale e idrogeno su un ramo di rete con sole utenze industriali.
- 11.15 Con riferimento alla normativa tecnica a livello italiano:
- la "Regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile" vigente, di cui all'allegato A del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 18 maggio 2018, non indica il contenuto di idrogeno massimo ammesso nel gas naturale;
 - la specifica tecnica UNI/TS 11537:2019 "Immissione di biometano nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale" fissa un limite di accettabilità pari a 1% vol di idrogeno nel biometano che può essere immesso in rete;
 - la norma UNI EN 16723-2: 2017 "Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale - Parte 2: Specifiche del carburante per autotrazione" prevede un contenuto massimo del 2% di idrogeno sia nel biometano sia nel gas naturale, o in miscele di entrambi, erogati alla stazione di servizio;
 - la norma UNI EN 16726:2018 "Infrastrutture del gas – Qualità del gas – Gruppo H" non fissa limiti specifici per l'idrogeno, ma nell'Appendice

⁴⁵ A titolo di esempio, un'analisi IEA basata sui prezzi spot del mercato elettrico giapponese nel 2018 ["The Future of Hydrogen", IEA Report, giugno 2019] riporta che le condizioni economicamente più favorevoli si verificano con un esercizio in produzione di idrogeno di qualche migliaio di ore l'anno, comprendente quindi non solo le ore di eccesso di elettricità da rinnovabili disponibile a costo molto basso, ma anche periodi di accesso alla rete con prezzi dell'elettricità nella media. Risulta per contro poco conveniente spingersi verso un pieno utilizzo dell'elettrolizzatore per evitare di acquistare elettricità a prezzi di picco.

Informativa E riporta che secondo uno studio del Groupe Européen de Recherches Gazières (GERG) in alcune parti della rete sarebbe possibile veicolare miscele di gas naturale e idrogeno fino al 10%. Restano tuttavia alcune importanti criticità riguardanti gli stoccaggi sotterranei, la componentistica delle auto a gas, omologate per gas contenenti un massimo di 2% vol. di idrogeno (norma UN ECE R110), le specifiche tecniche di motori e turbine, alcune delle quali richiedono contenuti di idrogeno inferiori all'1%, e i gascromatografi di processo.

- 11.16 Su richiesta della Direzione Generale Energia (DG ENER) della Commissione Europea, GERG e il Comitato Europeo per la Standardizzazione (CEN) hanno individuato una serie di aree tematiche prioritarie da affrontare per azioni di ricerca pre-normativa allo scopo di ridurre le barriere esistenti all'immissione di idrogeno nella rete del gas naturale. In particolare, andranno prioritariamente affrontati nell'ordine gli aspetti riguardanti: i) la sicurezza, ii) la qualità del gas, iii) lo stoccaggio sotterraneo, iv) il parco di generazione di potenza centralizzata e distribuita e v) l'industria. È stato anche proposto di affrontare non solo problematiche riguardanti la miscelazione di gas naturale e idrogeno, ma anche, nel lungo termine, la possibile conversione di reti del gas naturale a reti per il trasporto e la distribuzione di idrogeno.
- 11.17 Il tema della CCS/CCU (opzione che si rende necessaria per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione spinta dell'economia nell'orizzonte di lungo termine) è ricompresa all'interno dell'ambito progettuale nella misura in cui l'opzione stessa costituisce un aspetto delle sperimentazioni strettamente associato o necessario al conseguimento degli obiettivi di progetto, essendo esclusa la sperimentazione di sistemi di CCS/CCU scollegati da un utilizzo innovativo delle reti.
- 11.18 I progetti relativi al P2G e al P2H – che devono avere come finalità ultima l'individuazione delle potenzialità, dei limiti e delle criticità connesse all'immissione in rete di gas rinnovabili – possono essere finalizzati, ad esempio:
- alla sperimentazione in campo di soluzioni che prevedano il P2G e il P2H, testate con o senza l'opzione CCS/CCU;
 - alla valutazione dell'adeguatezza delle infrastrutture attuali (reti di trasporto e distribuzione, inclusi gli stoccaggi sotterranei, sistemi di misura e regolazione; sistemi di odorizzazione; ecc.) rispetto all'introduzione di volumi crescenti di idrogeno in rete;
 - alla valutazione degli impatti sugli apparecchi utilizzatori (nei diversi ambiti e settori, con precedenza al parco di generazione centralizzata e distribuita ai fini del miglioramento dell'integrazione tra le reti gas ed elettrica) al variare della concentrazione di idrogeno nella rete; in questo ambito andranno considerati sia gli effetti di un progressivo incremento della concentrazione di idrogeno ammesso nella rete del gas naturale, sia quelli dovuti a variazioni di concentrazione derivanti dall'immissione di idrogeno prodotto da eccessi

di energia da fonti rinnovabili non programmabili e i relativi interventi ed accorgimenti tecnici tesi a mantenere il più possibile stabile la qualità del gas veicolato dalle reti;

- all'impiego della c.d. *Hydrogen Separation Technology* (HST) - tecnologie che consentono la separazione dell'idrogeno da una miscela di gas - e che potrebbero essere adottate sulla rete con differenti finalità, ad esempio: i) la salvaguardia degli utilizzatori e/o di porzioni di infrastruttura più sensibili alla presenza di idrogeno nel gas riconsegnato, ii) la modulazione e stabilizzazione del contenuto di idrogeno nel gas naturale in base alle esigenze degli utilizzatori finali, iii) la riconsegna di idrogeno puro anche da reti in cui il gas naturale è stato solo parzialmente sostituito dall'idrogeno;
- all'utilizzo delle reti del gas naturale per alimentare stazioni di servizio *multi-fuel* (metano, idrogeno ed elettrico), tenendo conto delle peculiarità della qualità del gas naturale, del biometano e dell'idrogeno per autotrazione (norme UNI EN 16723-2 e ISO 14687) rispetto alla qualità del gas naturale e del biometano richiesta per l'immissione in rete (norme UNI EN 16726 e UNI EN 16723-1), e della possibilità di utilizzare sistemi efficienti alimentati a gas (celle a combustibile) per la produzione locale dell'elettricità necessaria ad alimentare i punti di ricarica per i veicoli elettrici.

11.19 Inoltre, i progetti relativi all'idrogeno – sempre nell'ambito della finalità generale di cui al punto precedente - potranno prevedere sviluppi relativi alla configurazione più idonea da un punto di vista tecnico-economico in termini di scelte delle celle elettrolitiche (Alcaline, PEM, AEM, SOEC), lo sfruttamento dei prodotti secondari (energia termica e ossigeno), il processo di metanazione (produzione di metano di sintesi a partire da idrogeno e anidride carbonica), metodologie più efficienti di conversione a mezzo di processi biologici (c.d.: metanazione biologica), anche realizzati all'interno dei giacimenti di stoccaggio ovvero combinati ai processi di *upgrading* del biogas, e a mezzo di processi termochimici.

S 8. Osservazioni in merito all'ambito progettuale 2.

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

12.1 L'Autorità, ritenendo che sia opportuno verificare l'interesse e le potenzialità di un ampio spettro di possibili sperimentazioni, è orientata a prevedere 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 accolga progetti relativi all'introduzione sperimentale di

tecnologie/prassi gestionali a supporto della gestione delle reti al fine di aumentarne l'efficienza tecnica, economica, ambientale.

12.2 A titolo di esempio ricadono nel perimetro delle sperimentazioni:

- metodi e strumenti finalizzati alla digitalizzazione delle reti e dei processi aziendali, in particolare finalizzati al:
 - telecontrollo/telegestione delle reti;
 - miglioramento della manutenzione (ad es. introduzione di sensori, finalizzata al passaggio da logiche di manutenzione programmata a manutenzione predittiva);
- utilizzi di tecnologie innovative o utilizzi innovativi di tecnologie esistenti, quali ad esempio:
 - sistemi finalizzati all'efficientamento delle stazioni di compressione, come quelli che permettono di recuperare l'energia termica dei fumi, altrimenti persa, per la produzione di energia elettrica utilizzabile in primo luogo per autoconsumo e, ove in eccesso, cedibile alla rete;
 - sistemi di compressione *bi-power* sulle reti di trasporto del gas per estendere l'uso delle attuali turbine per la compressione del gas alla produzione di energia elettrica; in base alle esigenze del Gestore della Rete elettrica il sistema di compressione può fornire o richiedere elettricità, favorendo l'integrazione tra le reti elettriche e le reti gas;
 - sistemi finalizzati all'efficientamento delle reti tramite il recupero di energia e/o calore da salti di pressione;
 - sistemi finalizzati all'ottimizzazione dei consumi energetici nei sistemi di preriscaldamento del gas negli impianti di decompressione.

S 9. Osservazioni in merito all'ambito progettuale 3.

PARTE IV

MODALITA' DI GESTIONE DELLE SPERIMENTAZIONI

13 Criteri generali

- 13.1 Ai fini dell'ammissibilità alle sperimentazioni, le istanze di progetto dovranno dimostrare di poter conseguire l'obiettivo primario della decarbonizzazione del settore energetico attraverso ottimizzazioni nella gestione delle infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas naturale ovvero un loro utilizzo innovativo, per mezzo di interventi strutturali e/o gestionali, in sinergia, laddove possibile e conveniente, con il settore elettrico, con gli altri settori regolati dall'Autorità e/o con altri settori economici e produttivi.
- 13.2 In ragione delle finalità e degli obiettivi descritti nelle precedenti Parti del presente documento, si definisce *Progetto pilota sulle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale* un progetto di dimensione limitata, ma comunque adeguata al fine di poter effettuare una sperimentazione significativa, che prevede la realizzazione di interventi innovativi e/o l'introduzione di pratiche gestionali innovative applicati a porzioni di reti esistenti di trasporto o distribuzione del gas naturale e con il coinvolgimento di altre porzioni delle filiere energetiche e/o di altri settori produttivi, finalizzati a conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico.
- 13.3 La sperimentazione delle possibili soluzioni – tecnologiche e/o gestionali - riconducibili ai differenti ambiti progettuali risponde all'esigenza primaria di acquisire informazioni su tecnologie, costi, benefici, criticità, dimensionamento, modalità di funzionamento, grado di maturità, potenzialità e limiti di sviluppo delle soluzioni proposte, testate in campo, da rendere successivamente fruibili pubblicamente, secondo modalità da definire con apposito provvedimento dell'Autorità.
- 13.4 L'Autorità ritiene che le sperimentazioni debbano riguardare tecnologie che, seppur disponibili sul mercato, per dimensionamento, settori di impiego o costi non sono universalmente utilizzate o utilizzabili in applicazioni nell'ambito delle reti di trasporto e distribuzione del gas; in altri termini le sperimentazioni non potranno consistere in attività di ricerca e sviluppo propriamente dette, per le quali sono disponibili forme di incentivazione dedicate.
- 13.5 È interesse dell'Autorità porre in essere le condizioni affinché possano essere avviati progetti sperimentali afferenti gli ambiti progettuali ipotizzati (o comunque quelli che saranno definiti in esito alla presente consultazione) e al contempo che la ripartizione dei progetti ammessi alle sperimentazioni medesime (e conseguentemente le risorse impegnate per la loro realizzazione)

non sia definita rigidamente a priori ma derivi – almeno in parte – dal confronto competitivo delle proposte stesse.

- 13.6 Con l'intervento oggetto del presente documento per la consultazione l'Autorità intende anche favorire – in un opportuno ambito di attività – i c.d. *first-movers* nell'avvio di attività caratterizzate da potenziali benefici di sistema ma al contempo da più elevati livelli di rischio economico-finanziario per il proponente; in altri termini, l'incentivazione di determinate attività tramite i progetti pilota risponde anche all'esigenza di ridurre il livello di incertezza e di rischio economico-finanziario connesso all'introduzione di tecnologie o in generale di soluzioni innovative.
- 13.7 I criteri, le metriche e gli indicatori utilizzati per la selezione, la conduzione e la rendicontazione dei progetti pilota dovranno consentire una rappresentazione efficace ma allo stesso tempo semplice dei principali benefici conseguibili con i progetti sperimentali. A tal proposito l'Autorità, in coerenza con le logiche di sperimentazione già applicate in passato⁴⁶, è orientata ad adottare i seguenti criteri generali:
- affidabilità: gli indicatori non devono essere influenzati da variabili al di fuori dal controllo del soggetto che conduce la sperimentazione;
 - oggettività: gli indicatori devono poter essere misurati in maniera accurata, oggettiva ed equa in modo da ridurre eventuali controversie e contenziosi;
 - semplicità: gli indicatori devono essere relazionabili in modo immediato al beneficio legato ad un determinato investimento;
 - verificabilità: gli indicatori devono essere facilmente riscontrabili con controlli che non richiedano eccessivi costi in capo ai soggetti o in capo all'Autorità.
- 13.8 L'Autorità ritiene inoltre che l'ammissibilità dei progetti pilota alle sperimentazioni debba essere basata su logiche di selettività, in relazione alle quali possono trovare applicazione i criteri alla base della metodologia di analisi costi-benefici, senza pur tuttavia escludere criteri di valutazione tipici degli investimenti in innovazione, quali le possibili economie di apprendimento e di scala derivanti dai progetti dimostrativi, il loro grado di maturità e replicabilità, declinati all'interno dello schema concettuale della sostenibilità e dell'economia circolare (in estrema sintesi: chiusura dei cicli produttivi, tendenza verso residuo zero, decarbonizzazione).
- 13.9 Allo scopo di promuovere e incentivare l'avvio di progetti pilota per la sperimentazione in campo delle potenzialità, dell'efficacia, dell'efficienza e dell'effettiva utilità – pur se in ottica prospettica – delle diverse proposte progettuali, l'Autorità intende prevedere la definizione di un'apposita procedura

⁴⁶ Con riferimento in particolare alle sperimentazioni sulla mobilità elettrica, le smart-grid, gli accumuli elettrochimici sulle reti di trasmissione.

di selezione, anche avvalendosi di una commissione di esperti, da definirsi con apposito provvedimento della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità.

S 10. Osservazioni in merito ai criteri generali di gestione delle sperimentazioni.

14 Soggetti interessati e modalità di presentazione delle istanze di ammissione alle sperimentazioni

- 14.1 Il *Proponente* è il soggetto (giuridico) che presenta l'istanza di ammissione del progetto pilota alle sperimentazioni.
- 14.2 L'ammissione delle proposte progettuali alla sperimentazione è subordinata alla presentazione, da parte del *Proponente*, di una apposita istanza che dimostri il possesso di determinati requisiti (minimi e opzionali) che saranno definiti con apposito provvedimento della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità.
- 14.3 L'istanza di ammissione alla sperimentazione dovrà prevedere l'impegno del *Proponente* a condividere con il sistema energetico, e a pubblicizzare attraverso opportuna campagna, i risultati della sperimentazione.
- 14.4 L'Autorità ritiene che il *Proponente* possa appartenere a differenti categorie di soggetti, in funzione dell'Ambito di sperimentazioni al quale afferisce la propria Proposta di progetto; in particolare, per le proposte di sperimentazioni afferenti all'Ambito progettuale 1 – Metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti, e all'Ambito progettuale 3 – Interventi di innovazione tecnologica/gestionale sulle reti, il *Proponente* dovrà essere necessariamente un'impresa di trasporto o di distribuzione operante nel settore del gas naturale.
- 14.5 Qualora un progetto possa essere catalogato 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.
- 14.6 I progetti afferenti agli ambiti progettuali 1 e 3 possono essere sviluppati anche da una *Compagine progettuale*, ossia - per ciascun progetto - dall'insieme del *Proponente* e degli altri soggetti partecipanti al progetto medesimo (*Partecipanti*).
- 14.7 I progetti afferenti all'ambito progettuale 2 devono necessariamente essere sviluppati da una *Compagine progettuale* che contempli al proprio interno almeno un'impresa di trasporto o di distribuzione operante nel settore del gas naturale, in *funzione della porzione* di rete coinvolta dalle sperimentazioni (la quale dovrà essere puntualmente identificata).

- 14.8 Successivamente all'eventuale ammissione alle sperimentazioni, il *Proponente* assume il ruolo di *Titolare* del progetto pilota.

S 11. Osservazioni in merito alle modalità prospettate per la partecipazione alle sperimentazioni.

15 Modalità di valutazione delle istanze ai fini dell'ammissione alle sperimentazioni

- 15.1 L'Autorità ritiene che sia opportuno prevedere, all'interno di ciascun Ambito progettuale, opportuni meccanismi competitivi tra le istanze che consentano di selezionare i progetti caratterizzati dalle più elevate potenzialità sulla base delle valutazioni predisposte dai *Proponenti* e verificate dall'Autorità per il tramite della *Commissione di valutazione* di cui al punto 15.9 e successivi.
- 15.2 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.
- 15.3 A tale scopo, l'Autorità intende prevedere l'adozione, nell'ambito delle valutazioni, di un requisito minimo di omogeneità nella ripartizione dei contributi alle sperimentazioni tra i diversi Ambiti progettuali, attraverso opportuni meccanismi di valutazione e conseguentemente di ripartizione dei progetti nei diversi ambiti progettuali. In particolare, si intende prevedere che siano ammissibili all'incentivazione i progetti che ottengono:
- in ciascun ambito progettuale, un punteggio superiore ad una predefinita soglia minima;
 - il punteggio maggiore nell'ambito in una classifica unica comprendente tutti i progetti proposti in tutti gli ambiti progettuali, sino al limite della capienza complessiva della sperimentazione e con il vincolo del conseguimento di un predefinito punteggio minimo (inferiore a quello di cui al punto precedente).
- 15.4 I progetti proposti saranno valutati attraverso una griglia di valutazione, proposta dalla *Commissione di valutazione*, comprendente criteri di diversa natura ispirati ai criteri della sostenibilità e, laddove significativo, dell'economia circolare – monetizzati laddove possibile - tenendo comunque in considerazione la natura sperimentale e il carattere innovativo dei progetti in questione.
- 15.5 L'Autorità ritiene che detta griglia di valutazione possa essere composta da un primo *set* di criteri di valutazione e relativi indicatori (monetizzati o meno) comuni a tutti gli ambiti progettuali e da un secondo set di criteri e indicatori specifico per ciascun ambito, nonché dal relativo *vettore dei pesi*.

- 15.6 Esempi di criteri di valutazione comuni ai diversi ambiti progettuali sono: l'efficienza (attuale e prospettica) economica, ambientale (valutata con approccio *Life Cycle Assessment* – LCA a partire innanzitutto dalle emissioni climalteranti) ed energetica delle soluzioni testate rispetto alle soluzione/i alternativa/e di riferimento (soluzioni *BAU*), il grado di innovazione proprio della proposta, il grado di replicabilità, di maturità, le possibili economie di apprendimento e di scala, la presenza di requisiti opzionali, i tempi di attuazione del progetto pilota, la qualità e la coerenza tecnica complessiva della proposta, l'ampiezza di aspetti che la sperimentazione consente di testare.
- 15.7 Esempi di criteri specifici per ambito progettuale sono: la massimizzazione dell'integrazione della produzione da fonte rinnovabile nella rete del gas, il grado di integrazione tra filiere/porzioni di filiera/settori produttivi/soggetti, la riduzione delle perdite di gas dalle reti, i servizi potenzialmente generabili per il sistema energetico (stoccaggio, bilanciamento, ecc.).
- 15.8 La graduatoria dei progetti è predisposta dalla *Commissione di valutazione* in base all'applicazione della griglia di valutazione e approvata dall'Autorità.

S 12. Osservazioni in merito alle modalità prospettate per la valutazione delle istanze.

Nomina, compiti e copertura dei costi della Commissione di valutazione

- 15.9 L'Autorità intende istituire una *Commissione di valutazione* indipendente cui affidare i compiti di valutazione dei progetti pilota nonché la proposta della griglia di valutazione di cui al precedente punto 15.4, composta da esperti di ENEA e RSE.
- 15.10 I nominativi degli esperti, in numero di tre per ciascun Ente sopra citato, sono proposti dai medesimi Enti alla Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità che si riserva di approvarli con apposita determinazione.
- 15.11 Gli esperti non devono avere in essere rapporti di collaborazione, consulenza o impiego con soggetti componenti le *Compagni progettuali* che presentano le istanze di ammissione alle sperimentazioni, né trovarsi per qualsiasi ragione in posizione di conflitto di interessi con i predetti soggetti.
- 15.12 La Commissione di valutazione:
- propone alla Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità uno schema di griglia di valutazione (criteri/indicatori e relativi pesi) che sarà adottato in fase di esame dei progetti pilota;
 - analizza le istanze di ammissione alle sperimentazioni richiedendo eventualmente le integrazioni ritenute necessarie ai fini delle valutazioni medesime e invia alla Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*

dell'Autorità una relazione di valutazione dei progetti, comprensiva di graduatoria con relativi punteggi per ciascun ambito progettuale;

- esamina i rapporti periodici di cui al successivo punto 18.1 e trasmette alla Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità le proprie valutazioni;
- esamina la relazione finale di cui al successivo punto 18.2 e trasmette alla Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità le proprie valutazioni.

15.13 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.

15.14 L'onere amministrativo relativo alla valutazione delle istanze è ricompreso nel contributo alle sperimentazioni.

S 13. Osservazioni in merito alle proposte dell'Autorità relative alla Commissione di valutazione

16 Criteri e modalità di riconoscimento dei costi sostenuti

16.1 L'Autorità ritiene che sia opportuno stabilire *ex-ante* l'ammontare complessivo (massimo) di risorse da destinare alle sperimentazioni, in misura tale da consentire la massimizzazione dei benefici generati dalle sperimentazioni medesime in rapporto ai costi posti a carico del sistema per la loro realizzazione. In particolare, l'Autorità intende 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.

16.2 A tal fine potrebbe essere identificato un tetto massimo complessivo in termini di contribuzione a favore delle sperimentazioni o, in alternativa, un limite al numero di progetti ammessi alle medesime sperimentazioni, in combinazione con la previsione di una soglia dimensionale massima per ciascun progetto.

16.3 L'Autorità ritiene che, ai fini della modulazione del contributo, debba essere posta particolare attenzione da un lato alla tematica della efficacia della misura contributiva e dall'altro alla semplicità amministrativa nella gestione della medesima misura.

16.4 L'Autorità ritiene altresì che le modalità di erogazione del contributo nei confronti dei Titolari di progetto (e in generale dalla *Compagine di progetto*) debba rispondere ad alcuni requisiti predefiniti.

- 16.5 Considerato che le ragioni che sottendono l'esigenza di contribuire ai costi sostenuti con le sperimentazioni si fondano sostanzialmente su due aspetti:
- le potenzialità prospettiche di tecnologie e in generale di soluzioni attualmente non convenienti economicamente,
 - l'esistenza delle c.d. imperfezioni del mercato, con la conseguente mancata internalizzazione dei costi esterni (principalmente di natura ambientale) che alterano le convenienze relative tra le diverse opzioni,
- ne consegue che il livello della contribuzione dovrebbe essere modulato in funzione della potenzialità tecnico-economiche (prospettiche) delle nuove soluzioni nel contribuire al conseguimento degli obiettivi di de-carbonizzazione del settore e in generale degli obiettivi derivanti dalle politiche per la sostenibilità.
- 16.6 È possibile inoltre valutare l'ipotesi di modulare – caso per caso – il livello della contribuzione in funzione delle eventuali agevolazioni o contribuzioni alle quali il progetto abbia accesso.
- 16.7 Ai fini dell'ampliamento della gamma di possibili proposte nonché dei soggetti proponenti, l'Autorità ritiene opportuno introdurre un tetto massimo di contribuzione per un singolo progetto, pari al minimo tra un importo in valore assoluto e un valore percentuale rispetto ai costi complessivamente sostenuti (costi di capitale e costi operativi); a tal fine il *Titolare* di progetto presenta, nell'ambito dell'istanza di ammissione alle sperimentazioni, un piano economico-finanziario del progetto, comprendente tutti i costi di capitale e i costi operativi connessi alla sperimentazione proposta ed infine l'ammontare complessivo dei costi attualizzati di progetto e la percentuale della contribuzione richiesta rispetto a detti costi (nonché l'eventuale distinzione tra costi soggetti e non soggetti a recupero tariffario) Tale piano è anch'esso oggetto di valutazione nell'ambito dell'istruttoria di valutazione.
- 16.8 Per quanto riguarda il tetto massimo in valore assoluto della contribuzione per ogni singolo progetto, l'Autorità ritiene che esso possa essere identificato in un valore compreso tra 3 M€ e 5 M€. Allo scopo di evitare eccessive parcellizzazioni dell'azione di supporto alle sperimentazioni, è possibile ipotizzare l'individuazione di una soglia dimensionale minima dei progetti ammissibili alle sperimentazioni stesse, eventualmente differenziata per ambiti progettuali o addirittura per tipologia di progetti (quali: riduzione delle perdite di gas dalle reti, power-to gas, ecc.).
- 16.9 Rispetto allo schema di contribuzione è opportuno precisare che, per i progetti afferenti agli Ambiti 1 e 3, le spese che, pur essendo riferite al progetto rientrano nel perimetro usuale dei riconoscimenti tariffari, seguono la disciplina generale prevista per il singolo servizio. Potranno in ogni caso essere valutate situazioni specifiche relative a investimenti che, pur rientrando nelle attività tipiche del servizio regolato, presentino profili di rischiosità non allineate con quella del

medesimo servizio, come conseguenza dello sviluppo del progetto. È altresì necessario considerare che le spese sostenute dalle imprese regolate, nel caso di una sperimentazione, risultano verosimilmente superiori rispetto a quelle che sarebbero state sostenute in corrispondenza di una soluzione b.a.u. (si pensi ad una cabina bi-REMI rispetto ad una normale cabina non bi-direzionale). Con riferimento agli Ambiti 1 e 3, la contribuzione è da considerarsi aggiuntiva rispetto alle remunerazioni ottenute dalle imprese regolate tramite il riconoscimento di parte dei costi attraverso il sistema tariffario.

- 16.10 Diversamente, i costi sostenuti per la conduzione delle sperimentazioni afferenti all'Ambito 2 dovrebbero riguardare per lo più investimenti e spese di esercizio relative ad *asset* esterni al perimetro delle infrastrutture di trasporto e distribuzione gas regolate. Con riferimento all'Ambito 2, la contribuzione è da considerarsi un sostegno destinato al Titolare (in generale: alla Compagine) di progetto per la conduzione delle sperimentazioni. Qualora nella Compagine di progetto di un progetto afferente all'Ambito progettuale 2 sia presente un soggetto ricadente sotto la regolazione dell'Autorità ma appartenente ad un settore diverso da quello del gas naturale, gli investimenti da questi sostenuti nell'ambito del progetto saranno ammessi a riconoscimento tariffario secondo la regolazione vigente nel settore di appartenenza. In particolare, per il settore idrico, la contribuzione è da considerarsi aggiuntiva rispetto alle remunerazioni ottenute dalle imprese regolate tramite il riconoscimento di parte dei costi attraverso il sistema tariffario.
- 16.11 Sulla base di quanto esposto nei punti precedenti, l'Autorità ritiene che il livello massimo della contribuzione (in termini di percentuale rispetto ai costi attualizzati complessivi di progetto, comunque ulteriori rispetto a quelli eventualmente già riconosciuti tariffariamente ai soggetti regolati) possa essere compreso tra il 40% e il 50% per tutti gli Ambiti progettuali.
- 16.12 L'Autorità ritiene che sia opportuno individuare un unico soggetto nella Compagine progettuale cui spetta il ruolo di interfaccia con l'Autorità ai fini della gestione delle attività progettuali ammesse alle sperimentazioni; in particolare, l'Autorità ritiene che il contributo debba essere erogato a favore del Titolare di progetto, mentre la ripartizione del contributo medesimo tra i soggetti costituenti la Compagine di progetto possa derivare dall'applicazione di meccanismi non regolati, ovvero possa essere definita sulla base di accordi bilaterali tra i soggetti coinvolti nelle sperimentazioni.
- 16.13 L'Autorità intende prevedere, senza introdurre eccessivi aggravii di gestione amministrativa, che l'ammontare del contributo, oltre a essere dimensionato sulla base dei punteggi ottenuti in sede di valutazione, debba essere subordinato al raggiungimento degli obiettivi di progetto, come risultanti dal monitoraggio dei risultati di cui al successivo capitolo 17.

- 16.14 In relazione alle modalità di erogazione, 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 al raggiungimento degli obiettivi di progetto, come indicato nel paragrafo precedente.
- 16.15 Le modalità di prelievo delle risorse necessarie alle sperimentazioni, a valere sulle tariffe di trasporto e distribuzione del gas naturale, saranno definite con apposito provvedimento.

S 14. Osservazioni in merito alle modalità prospettate per il riconoscimento dei costi sostenuti con le sperimentazioni.

17 Condizione delle sperimentazioni e monitoraggio dei risultati

- 17.1 Allo scopo di poter diffondere le risultanze delle sperimentazioni a favore del sistema energetico (che ne sostiene parzialmente il costo), è necessario che le sperimentazioni abbiano una durata limitata e definita a priori e che tale durata debba essere indicata nell’ambito di ciascuna istanza di ammissione alle sperimentazioni.
- 17.2 In generale, la durata delle sperimentazioni risulterà inferiore rispetto alla vita tecnica utile dei cespiti funzionali alle sperimentazioni stesse. L’Autorità ritiene che una durata massima ragionevole per le sperimentazioni possa essere fissata in tre anni effettivi, intesi a decorrere dall’effettivo avvio delle sperimentazioni medesime; ritiene inoltre che sia necessario prevedere che detto avvio avvenga entro un termine prefissato rispetto alla data di approvazione dell’istanza, termine che dovrà essere indicato nella istanza di ammissione e che costituirà altresì oggetto della valutazione stessa.
- 17.3 Nel corso delle sperimentazioni dovranno essere raccolti, organizzati e trasmessi gli indicatori rappresentativi all’andamento del progetto e al conseguimento dei relativi obiettivi.

S 15. Osservazioni in merito alle modalità prospettate in merito alla conduzione delle sperimentazioni e al monitoraggio dei risultati.

18 Conclusione delle sperimentazioni e diffusione dei risultati

- 18.1 L’Autorità intende prevedere che il *Titolare* di progetto debba rendere disponibile all’Autorità medesima, con cadenza annuale e sino al termine della sperimentazione, un rapporto intermedio con i risultati delle sperimentazioni

- condotte, comprendente i dati relativi agli indicatori tecnici e di *performance* rilevanti raccolti durante il periodo oggetto di monitoraggio di cui al precedente punto 17.2.
- 18.2 Al termine della sperimentazione il *Titolare* presenta una Relazione finale sull'andamento e sugli esiti delle sperimentazioni condotte.
- 18.3 La Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità esamina i rapporti intermedi e la Relazione finale e formula all'Autorità proposte per la revisione e l'adeguamento della Regolazione, per eventuali segnalazioni, o per le finalità ulteriori che dovesse ritenere utili ai fini della valorizzazione degli esiti delle sperimentazioni.
- 18.4 I dati e gli indicatori oggetto di monitoraggio, quelli da condividere con il sistema energetico e quelli oggetti di pubblicizzazione, nonché le caratteristiche dei rapporti intermedi e della Relazione finale saranno definiti con apposito provvedimento della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità.
- 18.5 L'Autorità intende riservarsi la facoltà 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.

S 16. Osservazioni in merito alle modalità prospettate per la conclusione delle sperimentazioni e la diffusione dei risultati.

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.

Normativa comunitaria

- 18.1 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.
- 18.2 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.
- 18.3 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.
- 18.4 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.
- 18.5 La Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014⁴⁷ (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.
- 18.6 La Direttiva 2014/94/UE ha identificato i seguenti combustibili alternativi con potenzialità di lungo periodo in termini di sostituibilità al petrolio:
 - elettricità;

⁴⁷ Integrata dal Regolamento delegato 2019/1745 della Commissione del 13 agosto 2019.

- 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).
- 18.7 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 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*”.

Normativa nazionale

- 18.8 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 suddetti gas possono essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza.
- 18.9 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.
- 18.10 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.
- 18.11 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.

- 18.12 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.
- 18.13 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.
- 18.14 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.

Quadro regolatorio

- 18.15 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.
- 18.16 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.
- 18.17 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.
- 18.18 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.
- 18.19 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.
- 18.20 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.
- 18.21 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.
- 18.22 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.
- 18.23 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.
- 18.24 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.
- 18.25 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.”

- 18.26 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.
- 18.27 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).
- 18.28 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).

Normativa tecnica sulla qualità del gas da trasportare nei gasdotti

- 18.29 La Commissione Europea ha incaricato il CEN, nell’ambito del mandato M/400⁴⁸, 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.
- 18.30 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/475⁴⁹ 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.

⁴⁸ Mandate M/400 del 16 gennaio 2007 “Mandate to CEN for standardisation in the field of gas qualities”.

⁴⁹ Mandate M/475 dell’8 novembre 2010 “Mandate to CEN for standards for biomethane for use in transport and injection in natural gas pipelines”.

- 18.31 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 quanto non sono stati raggiunti tutti gli obiettivi previsti dal mandato M/400, tra cui quello di definire un intervallo relativo all'Indice di Wobbe⁵⁰ uguale per tutti gli Stati membri del CEN.
- 18.32 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.
- 18.33 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).

⁵⁰ 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.

- 18.34 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.
- 18.35 In ambito nazionale, nel dicembre 2014, UNI ha pubblicato la Specifica Tecnica UNI/TS 11567 "Linee guida per la qualificazione degli operatori economici (organizzazioni) della filiera di produzione del biometano ai fini della tracciabilità e del bilancio di massa". La specifica tecnica definisce uno schema di qualificazione per tutte le organizzazioni che operano all'interno della filiera di produzione biometano ai fini della tracciabilità e dei suoi intermedi, prodotti in maniera sostenibile secondo quanto definito dal quadro legislativo europeo e nazionale. La specifica tecnica non fornisce valori di sostenibilità specifici o metodologie di calcolo, ma richiede che i valori e le metodologie, comunque definiti, debbano essere gestiti dall'organizzazione al fine di assicurare il rispetto dei principi definiti dal quadro legislativo europeo e nazionale in materia, garantendo tracciabilità e trasparenza.
- 18.36 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.
- 18.37 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 equivalente⁵¹ ≤ 9 ppm mol (52 mg/Sm^3).

- 18.38 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 le prescrizioni relative alle concentrazioni limite per i cosiddetti componenti aggiuntivi del biometano.
- 18.39 Le concentrazioni limite dei componenti aggiuntivi previste dal rapporto tecnico UNI/TS 11537 ed. 2019, sono:
- contenuto di silicio totale, Si: $0,3 \div 1$ ⁵² mg/Sm^3 ;
 - contenuto di ossido di carbonio, CO: $\leq 0,1\%$ mol;
 - contenuto di ammoniaca, NH₃: $\leq 10 \text{ mg/Sm}^3$;
 - contenuto di ammine: $\leq 10 \text{ mg/Sm}^3$;
 - contenuto di idrogeno, H₂: $\leq 1,0\%$ vol;
 - contenuto di fluoro, F: $< 3 \text{ mg/Sm}^3$;
 - contenuto di cloro, Cl: $< 1 \text{ mg/Sm}^3$.
- 18.40 Per il contenuto di olio da compressore e polveri, il biometano deve esserne libero 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 $\geq 10 \mu\text{m}$.
- 18.41 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.
- 18.42 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

⁵¹ Il contenuto totale delle componenti terpeniche deve essere espresso come limonene equivalente determinato in base alla UNI EN ISO 16017.

⁵² Il gestore di rete può individuare un valore specifico all'interno dell'intervallo indicato $0,3 \div 1 \text{ mg/Sm}^3$ in base alle condizioni di diluizione assicurate dalla rete ricevente.

infrastructure” sono prese in esame nel Rapporto Tecnico CEN/TR “Consequences of hydrogen in the natural gas infrastructure (WI 00234080)” di cui è attesa la disponibilità di un testo consolidato per la prossima plenaria di maggio 2020. 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: ≤ 2 vol%, ≤ 5 vol%, ≤ 10 vol% e > 10 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.

- 18.43 Le simulazioni di 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 rispettivamente⁵³. 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.
- 18.44 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.

⁵³ 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.

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 carbonica⁵⁴.

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.

⁵⁴ 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.),