

**DELIBERAZIONE 2 AGOSTO 2022**  
**404/2022/R/GAS**

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

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA  
RETI E AMBIENTE**

Nella 1215<sup>a</sup> riunione del 2 agosto 2022

**VISTI:**

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, recepita con il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e recante norme comuni per il mercato interno gas naturale;
- la direttiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, recepita con il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257 (di seguito: direttiva 2014/94 UE);
- la direttiva 2018/851/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2018;
- la direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (direttiva Red II), recepita con il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;
- la direttiva (UE) 2018/2002 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, recepita nell'ordinamento nazionale con il decreto legislativo 14 luglio 2020, n. 73;
- la direttiva (UE) 2019/692 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale;
- il regolamento (UE) 2018/842 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 e recante modifica del regolamento (UE) n. 525/2013;
- il regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima (di seguito: Regolamento (UE) 2018/1999);
- il regolamento (UE) 2019/942(CE) del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativo all'istituzione dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) (di seguito: Regolamento (UE) 2019/942);

- il regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 giugno 2020, relativo all'istituzione di un quadro che favorisce gli investimenti sostenibili e ne introduce una tassonomia (di seguito: Regolamento (UE) 2020/852);
- il regolamento (UE) 2021/241 che istituisce il dispositivo per la ripresa e la resilienza (di seguito: Regolamento (UE) 2021/241);
- il regolamento (UE) 2021/1119 («Legge europea sul clima») che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica (di seguito: *Legge europea sul clima*);
- il regolamento delegato (UE) 2021/2139 della Commissione, del 9 dicembre 2021, recante i criteri di vaglio tecnico per le attività economiche sostenibili (di seguito: Regolamento delegato (UE) 2021/2139);
- la comunicazione della Commissione COM(2019) 640 final dell'11 dicembre 2019 intitolata il *Green Deal* europeo (di seguito: *Green Deal europeo*);
- la comunicazione COM(2020) 21 final del 17 febbraio 2020 recante il Piano di investimenti per un'Europa sostenibile e il Piano di investimenti del Green Deal europeo;
- la comunicazione della Commissione COM(2020) 299 final – Energia per un'economia climaticamente neutra: strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico (di seguito: *Strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico*);
- la comunicazione della Commissione COM(2020) 301 final – Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra (di seguito: *Strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra*);
- la comunicazione della Commissione COM(2020) 562 final, intitolata *Un traguardo climatico 2030 più ambizioso per l'Europa – Investire in un futuro a impatto climatico zero nell'interesse dei cittadini* (di seguito: *Comunicazione Un traguardo climatico 2030 più ambizioso per l'Europa*);
- la comunicazione della Commissione COM(2020) 663 final sulla strategia dell'UE per ridurre le emissioni di metano (di seguito: *Strategia dell'UE per ridurre le emissioni di metano*);
- il parere (2021/C 123/06) del Comitato economico e sociale europeo sulla «Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni “Una strategia dell'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra”»;
- la comunicazione COM(2021) 550 final del 14 luglio 2021 recante “Pronti per il 55%”: realizzare l'obiettivo climatico dell'UE per il 2030 lungo il cammino verso la neutralità climatica” (di seguito: *Comunicazione Pronti per il 55%*);
- la proposta della Commissione, COM(2021) 559 final, di Regolamento sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, che abroga la direttiva 2014/94/UE;
- la proposta della Commissione COM(2021) 803 final di direttiva relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile e del gas naturale e dell'idrogeno;

- la proposta della Commissione COM(2021) 805 di Regolamento sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia e recante modifica del regolamento UE 2019/942;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: decreto legislativo 164/00);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 e successive modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC) in attuazione a quanto previsto dall'articolo 3 del regolamento (UE) 2018/1999;
- il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) per il periodo 2021-2026 in attuazione e secondo i criteri fissati dall'articolo 18 del Regolamento (UE) 2021/241;
- la Strategia Nazionale Idrogeno – Linee Guida Preliminari del 24 novembre 2020;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: l'Autorità) 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas (di seguito: deliberazione 82/2017/R/gas);
- la deliberazione dell'Autorità 23 ottobre 2018, 529/2018/R/gas (di seguito: deliberazione 529/2018/R/gas);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas ed il relativo Allegato A e successive modifiche e integrazioni (di seguito: RTTG);
- la deliberazione dell'Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A, di approvazione del Quadro strategico dell'Autorità 2019-2021 (di seguito: Quadro strategico 2019-2021);
- la deliberazione dell'Autorità 13 gennaio 2022, 2/2022/A di approvazione del Quadro Strategico dell'Autorità 2022-2025 (di seguito: Quadro strategico 2022-2025);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 2 agosto 2018, 420/2018/R/gas (di seguito: documento per la consultazione 420/2018/R/gas);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 7 maggio 2019, 170/2019/R/gas (di seguito: documento per la consultazione 170/2019/R/gas);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 11 febbraio 2020, 39/2020/R/gas (di seguito: documento per la consultazione 39/2020/R/gas);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 15 giugno 2021, 250/2021/R/gas (di seguito: documento per la consultazione 250/2021/R/gas).

**CONSIDERATO CHE:**

- secondo quanto indicato nell'articolo 1, comma 1, della legge 481/95 le disposizioni della medesima legge 481/95 hanno la finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo

omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;

- sempre secondo le finalità individuate nel richiamato articolo 1, comma 1, della legge 481/95 il sistema tariffario deve altresì armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;
- l'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 481/95 prevede che l'Autorità stabilisca e aggiorni, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe di cui ai commi 17, 18 e 19, nonché le modalità per il recupero dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo nel territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse di cui all'articolo 1, comma 1, della medesima legge 481/95, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi tributo od onere improprio;
- l'articolo 23, comma 4, del decreto legislativo 164/00 prevede che le tariffe per la distribuzione del gas naturale tengano conto, tra l'altro, della necessità di remunerare iniziative volte ad innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione finalizzata al miglioramento del servizio.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- il Regolamento (UE) 2018/1999, come si legge nel paragrafo (1) delle premesse, stabilisce la base legislativa per una governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima affidabile, inclusiva, efficace sotto il profilo dei costi, trasparente e prevedibile, che garantisca il conseguimento degli obiettivi e dei traguardi a lungo termine fino al 2030 dell'Unione dell'energia, in linea con l'accordo di Parigi del 2015 sui cambiamenti climatici (c.d. accordo di Parigi) derivante dalla 21° Conferenza delle parti alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, attraverso sforzi complementari, coerenti e ambiziosi da parte dell'Unione e degli Stati membri, limitando la complessità amministrativa;
- al paragrafo (19) delle premesse del Regolamento (UE) 2018/1999 è indicato che una transizione socialmente accettabile e giusta verso un'economia sostenibile a basse emissioni di carbonio necessita di cambiamenti del comportamento per quanto riguarda gli investimenti, sia quelli pubblici sia quelli privati, e degli incentivi in tutto lo spettro delle politiche, tenendo conto dei cittadini e delle regioni sui quali la transizione a un'economia a basse emissioni di carbonio potrebbe avere conseguenze negative;
- il *Green Deal europeo* presenta un piano di investimenti volto a promuovere l'uso efficiente delle risorse per la transizione verso un'economia pulita e circolare;

- la Comunicazione *Un traguardo climatico 2030 più ambizioso per l'Europa* presenta un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, comprensivo di emissioni e assorbimenti, di almeno il 55% rispetto al 1990 entro il 2030 a livello dell'intera economia dell'UE e prospetta una serie di interventi necessari in tutti i settori dell'economia;
- l'articolo 4 della *Legge europea sul clima* prevede che, al fine di conseguire l'obiettivo della neutralità climatica, il traguardo vincolante dell'Unione in materia di clima per il 2030 consista in una riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra (emissioni al netto degli assorbimenti) di almeno il 55 % rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030;
- nella *Strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico* la Commissione Europea delinea una visione delle modalità per accelerare la transizione verso un sistema energetico più integrato e propone misure politiche e legislative concrete a livello UE per costruire progressivamente un nuovo sistema energetico integrato; in tale contesto è considerato anche il ruolo che potranno avere le tecnologie per la cattura e lo stoccaggio del carbonio in un sistema energetico climaticamente neutro, con particolare attenzione alla loro associazione con tecnologie di produzione di combustibili di sintesi a partire dalla CO<sub>2</sub> catturata;
- nella *Strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra* la Commissione sottolinea il ruolo fondamentale dell'idrogeno pulito nella creazione di un sistema energetico sovrano più intelligente, più ottimizzato e integrato, in cui tutti i settori possano contribuire pienamente alla decarbonizzazione; in particolare l'idrogeno pulito e la sua catena del valore possono svolgere un ruolo importante nel compensare le variazioni dei flussi di energia rinnovabile e alimentare settori che non si prestano all'elettrificazione;
- nel documento richiamato al punto precedente la Commissione presenta una strategia in tre fasi, all'orizzonte del 2050:
  - 2020-2024: installazione di elettrolizzatori per 6 GW di potenza installata per produrre idrogeno rinnovabile, decarbonizzando l'attuale produzione di idrogeno;
  - 2025-2030: installazione di 40 GW di elettrolizzatori nell'UE e 40 GW nel vicinato dell'Europa, con esportazioni verso l'UE, per decarbonizzare nuove applicazioni, come la siderurgia e alcuni modi di trasporto;
  - 2030-2050: forte aumento della capacità installata di elettrolizzatori per decarbonizzare attraverso l'idrogeno tutti i settori descritti come "difficili da abbattere", così definiti perché i costi di riduzione delle emissioni sono elevati e i progressi in tale direzione sono stati lenti e difficili;
- secondo quanto indicato nella *Strategia dell'UE per ridurre le emissioni di metano* la Commissione presenterà, tra le altre, proposte legislative riguardanti la misurazione, la comunicazione e la verifica obbligatorie per tutte le emissioni di metano connesse all'energia e l'obbligo di migliorare il rilevamento e la riparazione delle perdite (LDAR) in tutte le infrastrutture del gas fossile, nonché in qualsiasi altra infrastruttura che produca, trasporti o utilizzi gas fossile, anche come materia prima;

- sempre secondo quanto indicato nella *Strategia dell'UE per ridurre le emissioni di metano*, i gestori dei sistemi di trasmissione, stoccaggio e distribuzione (compresi molti terminali GNL) sono imprese regolamentate e non possiedono il gas. Per questo motivo la Commissione si adopererà affinché le autorità nazionali di regolamentazione riconoscano gli investimenti per il rilevamento e la riparazione delle perdite (LDAR) e la riduzione del metano come costi consentiti per le entità regolamentate che operano nel settore della trasmissione, dello stoccaggio e della distribuzione, compresa la possibilità di orientamenti per i regolatori;
- nelle intenzioni della Commissione, come indicato nella *Comunicazione Pronti per il 55%*, il nuovo regolamento sull'infrastruttura per i combustibili alternativi assicurerà che siano realizzate in tutta l'Unione le infrastrutture indispensabili per la ricarica e il rifornimento di veicoli più puliti, all'insegna dell'interoperabilità e della facilità d'uso, tenendo il passo con gli sviluppi del mercato e garantendo l'inclusione delle zone rurali e remote;
- il Regolamento (UE) 2020/852 stabilisce le condizioni generali che un'attività economica deve soddisfare per poter qualificarsi come sostenibile dal punto di vista ambientale, promuovere l'idrogeno e ridurre le emissioni di metano in atmosfera;
- il Regolamento delegato (UE) 2021/2139 declina più nel dettaglio i requisiti che le attività economiche devono rispettare affinché si possano considerare sostenibili da un punto di vista ambientale; in particolare, affinché siano considerati sostenibili gli investimenti nel settore del gas, le nuove centrali devono obbligatoriamente sostituire impianti più inquinanti, e il nuovo progetto di impianto a gas deve rispettare una serie di requisiti, tra i quali la presentazione di un piano per sostituire il gas fossile con un carburante rinnovabile o a bassa emissione di carbonio (come biogas, idrogeno o metano sintetico) entro il 31 dicembre 2035, con dei passi intermedi obbligatori di miscelazione del 30% entro il 1° gennaio 2026 e del 55% entro il 1° gennaio 2030;
- gli obiettivi dell'Unione dell'energia sono declinati a livello nazionale nell'ambito del PNIEC che individua le principali esigenze di sviluppo infrastrutturale nel settore dell'energia;
- con la Strategia Nazionale Idrogeno – Linee Guida Preliminari del 24 novembre 2020, l'Italia ha espresso, in coerenza con la strategia europea per l'idrogeno, la propria visione sul ruolo dell'idrogeno nel percorso nazionale di decarbonizzazione prevedendo:
  - nel breve termine, fino al 2030, la diffusione dell'idrogeno nel settore dei trasporti pesanti, nelle ferrovie e nell'industria e in quei comparti in cui l'idrogeno trova già impiego come materia prima (chimica, raffinazione petrolifera);
  - nel lungo termine, entro il 2050, un'estensione delle applicazioni anche a processi industriali che richiedono elevate temperature (quali l'industria dell'acciaio e del cemento) e dove l'elettrificazione risulta tecnicamente o

economicamente inefficiente, ai settori aereo e marittimo, al settore civile e nelle applicazioni *power-to-power* (P2P);

- il PNRR, nell’ambito della Missione 2 “Rivoluzione verde e Transizione ecologica”, prevede interventi a supporto rispetto agli obiettivi di incremento della quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile (FER) nel sistema, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione; di potenziamento e digitalizzazione delle infrastrutture di rete per accogliere l’aumento di produzione da FER e aumentarne la resilienza ai fenomeni climatici esterni, di promozione della produzione, distribuzione e degli usi finali dell’idrogeno, in linea con le strategie comunitarie e nazionali;
- il quadro regolatorio del settore del gas naturale verrà riformato nei prossimi anni per tener conto del percorso di decarbonizzazione europeo. Le proposte della Commissione UE in merito pubblicate il 15 dicembre 2021 saranno alla base della revisione delle regole del settore, anche in funzione dello sviluppo atteso e dell’integrazione dei gas rinnovabili quali il biometano, l’idrogeno e i gas sintetici.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- nel Quadro strategico 2019-2021 l’Autorità ha indicato 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;
- 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;
- 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 incrementali di capitale investito rispetto a soluzioni tradizionali”;
- l’Autorità, nel Quadro strategico 2022-2025<sup>1</sup>, ha indicato l’importanza di mettere a punto gli strumenti regolatori per accompagnare il processo di decarbonizzazione del settore del gas naturale tenendo conto, da un lato della rilevanza che quest’ultimo riveste per il nostro Paese quale vettore di transizione e dall’altro, della definizione, nei prossimi due o tre anni, della normativa europea sulla scia delle proposte avanzate dalla Commissione europea nel dicembre 2021;

---

<sup>1</sup> Oltre che già in quello precedente 2019-2021.

- l'importanza del supporto all'innovazione nei servizi infrastrutturali regolati nell'ambito della regolazione tariffaria è ribadita nel Quadro Strategico 2022-2025, nel quale l'Autorità ha individuato, in particolare:
  - l'obiettivo strategico OS.26, volto a sviluppare nuovi criteri per il riconoscimento dei costi nei servizi infrastrutturali;
  - l'obiettivo strategico OS.28, che mira ad accompagnare gli sviluppi infrastrutturali necessari per i gas rinnovabili e che prevede una specifica linea di interventi dedicata alla promozione, nel quadro evolutivo delle regole europee, degli sviluppi innovativi nel settore del gas metano e dell'idrogeno;
- in relazione alla riforma dei criteri di riconoscimento dei costi con la deliberazione 271/2021/R/com l'Autorità ha avviato un procedimento volto all'introduzione di nuove modalità di riconoscimento dei costi per i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas, basate su un approccio di "spesa totale" che viene denominato ROSS-base, comune a tutti i servizi, e che costituisce un primo passo dell'introduzione dell'approccio integrato ROSS ("Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio").

#### **CONSIDERATO CHE:**

- in relazione alla promozione degli sviluppi innovativi nel settore del gas, nell'ambito dei procedimenti avviati con le deliberazioni 82/2017/R/gas e 529/2018/R/gas l'Autorità, nel documento per la consultazione 420/2018/R/gas, relativo al servizio di trasporto del gas naturale, ha prospettato l'avvio di possibili iniziative di supporto alle sperimentazioni in campo di soluzioni innovative relative a produzione e immissione nella rete di trasporto di gas prodotto con fonti di energia rinnovabile, *power to gas*/idrogeno e utilizzi innovativi delle reti di trasporto, mentre nel documento per la consultazione 170/2019/R/gas, relativo al servizio di distribuzione, ha prospettato l'avvio di possibili iniziative in relazione a immissione di biometano e gas rinnovabili nelle reti di distribuzione; 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 e riduzione delle emissioni in atmosfera di metano;
- con riferimento alle sperimentazioni richiamate al punto precedente, 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).



**CONSIDERATO CHE:**

- in esito alle richiamate consultazioni e sulla base di ulteriori approfondimenti condotti anche con il supporto di RSE S.p.A., l’Autorità, con il documento per la consultazione 39/2020/R/gas, 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;
- nel documento per la consultazione 39/2020/R/gas l’Autorità ha illustrato le ipotesi di regolazione relative allo sviluppo di progetti pilota di carattere sperimentale finalizzati all’ottimizzazione della gestione e all’utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas esistenti, in relazione alle prospettive di transizione energetica e decarbonizzazione dell’economia, in particolare del settore energetico, raggruppandole in tre ambiti di sperimentazione:
  - Ambito progettuale 1: metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti;
  - Ambito progettuale 2: utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti;
  - Ambito progettuale 3: interventi di innovazione tecnologica/gestionale sulle reti;
- nell’ambito della consultazione:
  - sono emerse una generale condivisione in merito all’iniziativa dell’Autorità e all’impostazione complessiva delle proposte formulate ma anche osservazioni relative alla suddivisione tra i diversi ambiti progettuali, all’esigenza di maggiore caratterizzazione della tipologia delle sperimentazioni possibili, alla possibilità di poter considerare esplicitamente nelle sperimentazioni anche lo stoccaggio, la rigassificazione e la liquefazione del gas naturale, alla possibilità di inclusione nelle sperimentazioni del c.d. *Power to Power (P2P)*, della cattura, stoccaggio e utilizzo di anidride carbonica (c.d. *CCS-CCU*), di iniziative di miglioramento dell’interoperabilità tra i diversi sistemi gas europei nonché di flessibilità dei flussi *cross-border*, alla possibilità o meno di poter realizzare sperimentazioni anche con gas non rinnovabili;
  - sono state formulate osservazioni in relazione alla tematica delle c.d. deroghe regolatorie e ad aspetti procedurali prospettati nel documento, quali la composizione della Commissione di valutazione, l’esigenza di definire quanto più possibile *ex-ante* uno schema di riferimento di valutazione delle istanze e l’intervallo temporale per la presentazione delle istanze di ammissione alle sperimentazioni;
  - molte osservazioni si sono concentrate sul ruolo attribuito nelle sperimentazioni ai soggetti regolati della filiera del gas naturale (TSO/DSO/operatori dello stoccaggio e del GNL), agli operatori di mercato o anche a soggetti regolati dall’Autorità ma appartenenti ad altre filiere, con una certa polarizzazione delle posizioni, con impostazioni anche di segno opposto;
  - si sono registrate posizioni e proposte diversificate anche in relazione alla tematica della copertura economico-finanziaria delle attività sperimentali, con particolare enfasi sulla necessità di adottare meccanismi di separazione

contabile per le attività afferenti alle sperimentazioni, sulla possibilità di estensione delle coperture anche a progetti già avviati, sulla possibile presenza di forme di finanziamento ulteriori rispetto a quelle rese disponibili dall’Autorità;

- si è registrata invece una generale convergenza da parte dei soggetti interessati nel ritenere il complesso delle risorse messe a disposizione per le sperimentazioni come non sufficientemente adeguato e nel richiederne pertanto il potenziamento.

**CONSIDERATO CHE:**

- in esito alla prima consultazione, nel mese di giugno 2021, l’Autorità ha fatto seguire – preso anche atto delle differenti posizioni emerse – una seconda consultazione (documento per la consultazione 250/2021/R/gas);
- nel documento per la consultazione 250/2021/R/gas:
  - in relazione agli ambiti progettuali identificati nel documento per la consultazione 39/2020/R/gas, l’Autorità ha ritenuto che:
    - le attività sperimentali afferenti all’ambito progettuale 1 e parte di quelle afferenti all’ambito progettuale 3, le quali sono chiaramente afferenti al perimetro di attività proprio degli operatori di rete regolati, possano essere oggetto di specifiche misure di sostegno a sperimentazioni;
    - le attività sperimentali afferenti all’ambito progettuale 2 e cioè quelle attinenti ai c.d. *green gas* (compreso l’idrogeno, prodotto da fonti rinnovabili nel medio-lungo termine e anche da fonti fossili nel breve termine, nella logica della transizione energetica) e al *P2X*, possano comunque essere oggetto di specifiche misure di sostegno nei limiti dello specifico ruolo che possono ricoprire le infrastrutture regolate del gas naturale nel conseguimento degli obiettivi propri della c.d. transizione energetica verso la decarbonizzazione e tenuto conto degli indirizzi che stanno emergendo nell’ambito delle strategie definite a livello europeo e nazionale in relazione all’idrogeno;
    - rispetto all’ambito progettuale 1 – metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti – l’Autorità ha confermato le seguenti categorie progettuali di sperimentazione:
      1. reti bi-direzionali;
      2. utilizzo delle reti in funzione di accumulo, attraverso la gestione dinamica delle pressioni;
      3. metodi e soluzioni utili alla riduzione delle emissioni fuggitive di gas dalle reti;
    - rispetto all’ambito progettuale 2 – utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti – l’Autorità ha indicato che possano essere di maggiore interesse progetti “integrati” che coprano l’intera filiera;

- rispetto all'ambito progettuale 3 – interventi di innovazione tecnologica/gestionale delle reti – l'Autorità ha indicato che tale ambito debba essere dedicato alla sperimentazione di quelle attività che non siano semplicemente connotate da un carattere innovativo ma che richiedano anche lo sviluppo di una fase di sperimentazione in campo per essere integrate efficacemente con il sistema delle infrastrutture regolate e che, date anche possibili incertezze in relazione ai tempi di manifestazione e all'entità dei benefici, non possano trovare allo stato attuale sufficiente incentivo né dai meccanismi di regolazione *output-based* già in campo né dai criteri ordinari di riconoscimento dei costi;
- in relazione agli interventi di carattere innovativo che non richiedano lo sviluppo di una fase di sperimentazione in campo, come richiamata al punto precedente, e il cui sviluppo, con particolare riferimento al servizio di distribuzione del gas naturale, possa essere ostacolato dall'attuale modalità di trattamento dei costi centralizzati, l'Autorità ha ipotizzato di introdurre modifiche della regolazione tariffaria, mediante l'attivazione di specifiche voci tariffarie, costruite con logiche parametriche, da riconoscere alle sole imprese che dimostrino di aver avviato attività che consentano di ottenere benefici sotto il profilo della transizione energetica;
- in relazione all'approccio c.d. per “esperimenti regolatori”, l'Autorità ha indicato che esso possa essere applicato qualora ciò risulti necessario per la fattibilità e/o la significatività della sperimentazione, ritenendo opportuno che le richieste di deroga alla regolazione vigente, in termini di natura ed estensione, debbano essere indicate nell'ambito delle istanze di ammissione alle sperimentazioni, insieme alle relative motivazioni. Sempre in relazione a tale tematica l'Autorità ha ricordato che le ipotesi di deroga a previsioni della normativa primaria o della normativa tecnica non sono nella disponibilità dell'Autorità e che peraltro eventuali elementi che dovessero emergere dalle sperimentazioni potranno essere oggetto di opportune segnalazioni da parte dell'Autorità;
- in relazione al titolare di progetto l'Autorità si è orientata a prevedere, in coerenza con la natura dell'intervento di sostegno all'innovazione prospettato, che il Proponente del progetto debba necessariamente coincidere, per tutti gli ambiti progettuali, con un soggetto appartenente alla filiera infrastrutturale regolata del settore del gas naturale;
- in relazione alle prospettive di sviluppo della filiera dell'idrogeno l'Autorità:
  - per quanto riguarda l'ambito progettuale 2, ha indicato che le sperimentazioni oggetto di sostegno debbano essere focalizzate sul ruolo delle infrastrutture regolate del gas naturale (trasporto, distribuzione, nonché stoccaggio e rigassificazione) in relazione alla loro capacità di accogliere e gestire i gas rinnovabili;

- nel confermare che lo scopo ultimo delle sperimentazioni in questione consiste in un supporto alla transizione verso un sistema energetico più sostenibile – e pertanto fondato sull’impiego crescente di fonti rinnovabili – ha indicato di non dover escludere a priori esperimenti in campo che vedano l’utilizzo anche di gas non rinnovabili (comprese quindi le sperimentazioni relative all’idrogeno, rinnovabile e non rinnovabile), laddove con tali sperimentazioni possano essere simulate situazioni che prospetticamente vedranno l’utilizzo prevalente o esclusivo di gas rinnovabili, pur prevedendo una valorizzazione diversificata nell’ambito del processo di valutazione delle istanze di ammissione alle sperimentazioni;
- in relazione alla valutazione dei progetti l’Autorità:
  - ha indicato la necessità di articolare i criteri di valutazione in due gruppi:
    1. un primo gruppo di criteri dovrà valorizzare la dimensione propriamente sperimentale dei progetti, con riferimento al grado di replicabilità attesa e di maturità tecnologica delle soluzioni testate, alle possibili economie di apprendimento e di scala, alla presenza di benefici ulteriori (co-benefici), alla tempistica di attuazione del progetto pilota, alla qualità e coerenza tecnica complessiva della proposta, all’ampiezza di aspetti che la sperimentazione consente di testare;
    2. un secondo gruppo di criteri dovrà essere in grado di valutare le dimensioni prospettiche delle *performance* energetica, ambientale ed economica delle soluzioni oggetto di sperimentazione rispetto alla/e soluzione/i alternativa/e di riferimento (soluzioni c.d. b.a.u.) ovvero di valutare *ex-ante* i miglioramenti che le soluzioni testate potrebbero apportare a livello sistemico qualora implementate su base nazionale alla scala di regime;
  - con riferimento al secondo gruppo di criteri di valutazione ha prospettato una griglia di valutazione dei progetti con i seguenti indicatori:
    1. CO2 equivalente evitata;
    2. stima delle emissioni inquinanti della soluzione proposta e della *baseline*;
    3. efficienza economica nella riduzione delle emissioni climalteranti;
    4. grado delle modifiche normative necessarie per la piena implementazione delle sperimentazioni;
    5. grado di integrazione intra-settoriale e intersettoriale delle soluzioni proposte e/o potenzialità abilitanti per altri settori nella transizione energetica;

- ha ipotizzato di istituire una Commissione indipendente composta da esperti del CIG, di ENEA e di RSE, formata in modo tale da evitare l'insorgenza di potenziali conflitti di interesse;
- ha ipotizzato di prevedere controlli a campione per verificare l'effettiva realizzazione degli investimenti afferenti alle sperimentazioni e la corretta attribuzione dei costi rendicontati alle sperimentazioni;
- ha indicato che l'onere amministrativo relativo alla valutazione delle istanze, le modalità di remunerazione della Commissione di valutazione e le relative modalità di gestione saranno definiti con appositi provvedimenti della stessa Autorità;
- in relazione alla copertura dei costi delle sperimentazioni, l'Autorità:
  - ha indicato che la copertura dei costi delle attività progettuali debba essere basata sia su riconoscimenti tariffari (nell'ambito della ordinaria attività di riconoscimento tariffario) sia su contributi "extra tariffari" e ulteriori rispetto a questi ultimi e pertanto da gestire attraverso opportuni meccanismi di riconoscimento e rendicontazione dedicati;
  - in particolare, ha prospettato, in sintesi, che i costi afferenti ad un'attività progettuale possano essere accorpati secondo il seguente schema:
    1. attività proprie del soggetto regolato della filiera del gas naturale (in capo direttamente al Titolare di progetto):
      - a) soluzioni b.a.u.: i costi (*capex* e *opex*) sono riconosciuti con le regole tariffarie usuali;
      - b) soluzioni innovative: i *capex* sono inseriti nella RAB per la sola parte corrispondente alle soluzioni b.a.u.; gli *opex* nonché i *capex* ulteriori rispetto alle soluzioni b.a.u. sono oggetto di rendicontazione e riconoscimento separati;
    2. attività esterne rispetto al perimetro del soggetto regolato della filiera del gas naturale:
      - a) soluzioni in capo ad operatori di mercato: i costi sostenuti sono oggetto di rendicontazione specifica; la copertura di detti costi è limitata, per i *capex*, alla parte afferente all'integrazione dei dispositivi necessari alle sperimentazioni con il sistema gas ed elettrico e per gli *opex* a quei costi direttamente funzionali alla conduzione delle sperimentazioni medesime;
      - b) soluzioni in capo ad operatori soggetti a regolazione tariffaria dell'Autorità ma appartenenti ad un settore diverso rispetto a quello del gas naturale: il riconoscimento avviene con la medesima regola di cui al punto 1) come sopra richiamato, applicata al settore di appartenenza dell'operatore;

- ha prospettato che i costi che non rientrano nel perimetro delle attività tariffate del settore del gas naturale ma che riguardano spese afferenti all'attività sperimentale associata ad *asset* esterni al perimetro delle infrastrutture regolate della filiera del gas naturale, vengano riconosciuti al Titolare (e, per suo tramite, alla Compagine) di progetto per la conduzione delle sperimentazioni,
  - ha ipotizzato che qualora nella Compagine di progetto sia presente un soggetto ricadente sotto la regolazione dell'Autorità ma appartenente ad un settore diverso da quello del gas naturale, i costi (*capex* e *opex*) da questi sostenuti nell'ambito del progetto siano ammessi a riconoscimento tariffario – con la medesima regola applicabile nel caso di soggetto regolato operante nel settore del gas naturale – nel rispetto della regolazione generale vigente nel settore di appartenenza;
  - ha indicato un tetto massimo complessivo di circa 35-40 milioni di risorse “*extra-tariffarie*” da destinare alle sperimentazioni, con l'obiettivo di ottimizzare i benefici generati dalle sperimentazioni medesime in rapporto ai costi posti a carico del sistema per la loro stessa realizzazione;
  - ha indicato il tetto massimo per progetto, di ammontare tra 5 e 10 milioni di euro per i progetti afferenti agli ambiti progettuali 1 e 2 e di ammontare tra 1 e 3 milioni per i progetti afferenti all'ambito progettuale 3;
- in relazione alla conduzione delle sperimentazioni e al monitoraggio dei risultati l'Autorità ha indicato l'esigenza che, allo scopo di poter diffondere le risultanze delle sperimentazioni a favore del sistema, le sperimentazioni stesse abbiano una durata limitata e definita a priori e che tale durata debba essere indicata nell'ambito di ciascuna istanza di ammissione.

**CONSIDERATO CHE:**

- nell'ambito della consultazione sono pervenute osservazioni su diversi aspetti:
  - in relazione agli ambiti progettuali:
    - è stata rilevata una generale condivisione dell'approccio proposto;
    - è stata segnalata l'ipotesi di sostituire le sperimentazioni relative a “metodi e strumenti per la digitalizzazione delle reti” con una regolazione di tipo *output-based*;
  - in relazione all'identificazione del titolare di progetto:
    - gestori di rete e loro associazioni ritengono che tale ruolo debba essere assegnato ai gestori delle infrastrutture regolate del settore del gas naturale, mentre per altri soggetti (sostanzialmente operatori di mercato e relative associazioni e soggetti regolati appartenenti a filiere diverse rispetto a quella del gas naturale) non debbano esserci

- restrizioni in particolare con riferimento al secondo ambito progettuale;
- alcuni soggetti richiedono che sia impedita la possibilità per i soggetti regolati di operare in attività di mercato anche nell'ambito circoscritto delle sperimentazioni e anche con riferimento al settore dell'idrogeno;
  - altri soggetti sostengono, al contrario, la validità energetico/ambientale di determinate operazioni (quali il recupero di energia dai salti di pressione delle stazioni di decompressione) che pertanto andrebbero incentivate indipendentemente dal soggetto attuatore;
  - in relazione alle prospettive di sviluppo della filiera dell'idrogeno è stata segnalata la possibilità:
    - di ammettere alle sperimentazioni anche progetti che prevedano anche solo potenzialmente o marginalmente l'utilizzo delle reti esistenti e, con riferimento all'idrogeno, anche le c.d. *hydrogen valley*;
    - di ammettere alle sperimentazioni anche progetti realizzati in cosiddetti "campi di prova", ossia esperimenti che non prevedano sin da subito l'immissione dell'idrogeno (o di una sua miscela) in reti reali, ma che abilitino la possibilità di una tale immissione una volta che siano stati meglio approfonditi in campo - in contesti circoscritti e *off-grid* - gli aspetti oggetto di analisi;
  - in relazione alla copertura dei costi delle sperimentazioni sono state segnalate:
    - la possibilità di poter ottenere una copertura dei costi sostenuti completa e non solo parziale di tutte le infrastrutture (anche esterne al perimetro regolato dall'Autorità) necessarie ai fini della sperimentazione, ed in particolare per gli impianti di elettrolisi;
    - la possibilità di prevedere un limite massimo al numero di progetti o all'ammontare complessivo del contributo ammesso ed erogabile per singolo proponente, a garanzia di un adeguato livello di diversificazione nell'assegnazione dei fondi a più proponenti;
    - la possibilità di estendere il gettito della raccolta all'insieme delle infrastrutture coinvolte relative al gas naturale e all'energia elettrica, così da aumentare il potenziale gettito ricavabile e, al contempo, distribuire maggiormente l'impatto sul sistema;
    - l'esigenza di incrementare il complesso delle risorse da mettere a disposizione delle sperimentazioni, di innalzare il contributo massimo per singolo progetto (in particolare con riferimento al secondo ambito progettuale), di prevedere una copertura integrale dei costi di progetto;
  - in relazione alla valutazione dei progetti:
    - taluni soggetti ritengono necessario concentrare l'intervento verso progetti con *Technology Readiness Level* (TRL) elevato (8/9), mentre altri soggetti ritengono invece necessario concentrare l'intervento su progetti con TRL basso;
    - rispetto all'ipotesi di attribuire un punteggio aggiuntivo al progetto in caso di reperimento di fonti di finanziamento ulteriori rispetto a quelle

- messe a disposizione dall’Autorità si sono rilevate sia posizioni favorevoli, sia posizioni contrarie;
- è stata sottolineata l’esigenza di precisare *ex-ante* il meccanismo di valutazione delle istanze ai fini dell’ammissione alle sperimentazioni;
  - in relazione alla conduzione delle sperimentazioni e al monitoraggio dei risultati sono state segnalate:
    - l’esigenza di prevedere maggior dettaglio circa le modalità di rendicontazione previste per la parte innovativa dell’iniziativa progettuale, nonché le relative modalità di raccolta del gettito;
    - l’esigenza di precisare l’aspetto relativo alla fase di post-sperimentazione, attraverso il pieno di utilizzo degli *asset* che si sono realizzati e il trattamento economico e gestionale di tali esperimenti dal loro quarto anno di vita; taluni soggetti suggeriscono una remunerazione per periodi superiori al triennio;
    - l’esigenza di prevedere – anche nell’ambito delle sperimentazioni - idonei meccanismi di *unbundling* contabile dei costi sostenuti dalle imprese regolate nell’ambito delle sperimentazioni, al fine di evitare eventuali duplicazioni nel riconoscimento dei costi;
  - sono inoltre state segnalate come meritevoli di considerazione sia la possibilità di prevedere quanto meno l’applicazione delle c.d. “deroghe regolatorie” per quei progetti non ammessi al finanziamento, sebbene caratterizzati da un elevato impatto innovativo, sia la possibilità di ammettere alle sperimentazioni anche progetti già avviati e/o in fase di studio.

**RITENUTO CHE:**

- in linea generale:
  - sia opportuno dare seguito alle misure di supporto all’innovazione prospettate nel documento per la consultazione 250/2021/R/gas, che si configurano come un meccanismo tariffario premiale per sperimentare l’applicazione di nuove tecnologie alla gestione del servizio gas, idonee a realizzare un supporto alla transizione verso un sistema energetico più sostenibile, fondato sull’impiego crescente di fonti rinnovabili e che quindi sono volte a promuovere e incentivare una maggiore efficienza nell’erogazione del servizio, con particolare riferimento alle finalità ambientali e di uso efficiente delle risorse, in coerenza coi richiamati articoli 1, comma 1, e 2, comma 12, lettera e), della legge 481/95, anche con riferimento alla parte in cui si prevede che il sistema tariffario deve anche tenere conto degli obiettivi “*di tutela dell’ambiente e di uso efficiente delle risorse*”;
  - in conseguenza di quanto indicato al precedente alinea, sia opportuno che i progetti oggetto del presente provvedimento debbano avere natura innovativa e dimostrativa in campo ed essere finalizzati a testare il funzionamento delle infrastrutture del gas naturale e che pertanto la presenza attiva di porzioni di



- detta filiera sia da considerarsi elemento imprescindibile ai fini dell'ammissibilità delle sperimentazioni medesime;
- sia opportuno, in ragione di esigenze di contenimento dei costi del servizio, sottoporre il meccanismo tariffario premiale a un tetto massimo di spesa, fissato pari a 35 milioni di euro;
  - sia opportuno prevedere che l'ammissione al meccanismo tariffario premiale sia effettuata mediante una procedura selettiva, secondo metodi e criteri definiti dall'Autorità;
  - sia opportuno prevedere, al fine di favorire una diversificazione delle sperimentazioni che almeno un progetto per ciascun ambito progettuale sia ammesso al meccanismo tariffario premiale e che l'ammontare massimo erogabile per il singolo progetto, nel quadro del meccanismo premiale tariffario, sia pari a 5 milioni di euro per i progetti afferenti agli ambiti progettuali 1 e 2 e a 2,5 milioni di euro per i progetti afferenti all'ambito progettuale 3;
  - in relazione agli ambiti progettuali:
    - sia opportuno confermare l'articolazione degli ambiti progettuali prospettati nel documento per la consultazione 250/2021/R/gas pur con talune precisazioni e finalizzazioni;
    - con riferimento all'ipotesi di sostituire le sperimentazioni relative ai "metodi e strumenti per la digitalizzazione delle reti" con una regolazione di tipo *output-based*, le iniziative oggetto di sperimentazione non possano avere per oggetto soluzioni applicate su ampia scala quali quelle alle quali meglio si adattano soluzioni regolatorie di tipo *output-based*; cionondimeno, che sia opportuno mantenere aperta la possibilità che siano presentati progetti anche in relazione ad aspetti relativi a "metodi e strumenti per la digitalizzazione delle reti" qualora rispettino i criteri individuati per la selezione dei progetti stessi;
    - con riferimento al terzo ambito progettuale, sia opportuno esplicitarne maggiormente la finalità orientata all'incremento dell'efficienza energetica nella gestione delle infrastrutture del gas naturale;
  - in relazione all'individuazione del titolare e della compagine di progetto:
    - la natura di meccanismo tariffario premiale del provvedimento, come sopra richiamato, renda necessario che il ruolo di Proponente del progetto (e quindi quello di Titolare di progetto, qualora il progetto sia stato ammesso alle sperimentazioni) debba essere riservato a operatori soggetti alla regolazione tariffaria per servizi infrastrutturali del settore del gas naturale (operatori regolati dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas naturale, nonché dello stoccaggio e del GNL);
    - la complessità dei progetti richieda di norma la costituzione di accordi con altri soggetti, anche esterni alla filiera del servizio (es. fornitori di tecnologie); e che i rapporti che il Titolare intrattiene con gli altri soggetti della compagine di progetto siano regolati da accordi, che possono prevedere la ripartizione del

contributo erogato nel quadro del meccanismo tariffario premiale, di natura privata tra i partecipanti alla compagine;

- in relazione alle prospettive di sviluppo della filiera dell'idrogeno:
  - sia opportuno prevedere che le sperimentazioni afferenti all'ambito progettuale 2 debbano essere focalizzate sul ruolo delle infrastrutture regolate del gas naturale (trasporto, distribuzione, nonché stoccaggio e rigassificazione) in relazione alla loro capacità di accogliere e gestire primariamente i gas rinnovabili nella prospettiva della transizione energetica verso la decarbonizzazione, in quanto il sostegno diretto allo sviluppo della produzione di gas rinnovabili non rientra nelle finalità assegnate all'Autorità;
  - considerata la finalità di testare la capacità delle reti del gas ad accogliere immissioni di gas rinnovabili e in particolare dell'idrogeno, non sia opportuno escludere a priori dall'ambito del novero delle possibili sperimentazioni, esperimenti in campo che vedano l'utilizzo anche di gas non rinnovabili, laddove con tali sperimentazioni possano essere simulate situazioni che prospettivamente vedranno l'utilizzo prevalente di gas rinnovabili nelle reti del gas;
- in relazione alle modalità di partecipazione alla procedura selettiva per l'accesso al meccanismo tariffario premiale sia opportuno prevedere che con determinazione del direttore DIEU, da adottarsi entro il mese di ottobre 2022, siano definiti: a) il formato e i contenuti minimi delle istanze di ammissione; b) il *format* del piano economico-finanziario; c) il *format* del piano relativo all'eventuale utilizzo degli *asset* coinvolti nelle sperimentazioni per il periodo successivo alla loro conclusione, con indicazione della relativa sostenibilità economico-finanziaria;
- in relazione alle modalità di selezione dei soggetti sia opportuno:
  - definire uno schema di valutazione dei progetti in coerenza con le ipotesi formulate nel documento per la consultazione 250/2021/R/gas;
  - prevedere che la valutazione dei progetti sia effettuata dall'Autorità, anche in relazione a esigenze di semplicità amministrativa, prevedendo che la Direzione DIEU, responsabile del procedimento, possa eventualmente ricorrere al supporto di esperti tecnici di CIG, ENEA e RSE nell'ambito dei protocolli di intesa vigenti con l'Autorità ovvero di forme di collaborazione appositamente individuate;
- in relazione alla conduzione delle sperimentazioni, alla rendicontazione delle attività svolte e dei costi sostenuti e al monitoraggio dei risultati, sia opportuno:
  - fissare la durata massima delle sperimentazioni in tre anni calcolati a decorrere dalla data indicata dall'Autorità in occasione dell'ammissione del progetto al meccanismo tariffario premiale;
  - prevedere che il Titolare di progetto debba rendere disponibile all'Autorità un rapporto intermedio con cadenza annuale sino al termine della sperimentazione e una relazione finale al termine della stessa e che tali rapporti siano resi pubblici sul sito internet dell'Autorità;

- prevedere che con determinazione del direttore DIEU, da adottarsi entro il mese di febbraio 2023, siano definiti: a) i contenuti minimi e i formati dei rapporti intermedi e della relazione finale di cui al precedente alinea; b) lo schema di dettaglio per la rendicontazione dei costi di progetto e i criteri di riconoscimento dei medesimi costi in corso d'opera;
- prevedere la facoltà per l'Autorità di poter procedere, anche mediante controlli a campione e verifiche *in loco*, alla verifica dell'effettiva realizzazione degli investimenti afferenti alle sperimentazioni e della corretta attribuzione dei costi effettivamente sostenuti alle sperimentazioni medesime, oltre ad ogni altro aspetto tecnico o economico-finanziario connesso alle attività sperimentali, avvalendosi eventualmente di soggetti esterni appositamente individuati;
- in relazione alla copertura dei costi delle sperimentazioni:
  - sia opportuno prevedere che la provvista necessaria per la copertura dei costi dei progetti trovi copertura nelle componenti tariffarie, ordinarie e addizionali, previste per i servizi infrastrutturali regolati della filiera del gas naturale;
  - le spese di capitale e operative relative ai progetti trovino copertura, per la parte relativa a soluzioni non innovative equivalenti, nell'ambito degli ordinari riconoscimenti tariffari; per la parte di costi relativa agli elementi innovativi, invece, è applicato un meccanismo premiale, individuato come contributo "*extra-tariffario*" nel documento per la consultazione 250/2021/R/gas, finalizzato non alla parziale o totale copertura dei costi ma a favorire l'adozione di soluzioni innovative;
  - qualora la realizzazione del progetto comporti costi sostenuti da soggetti regolati dall'Autorità ma appartenenti ad un settore diverso rispetto a quello del gas naturale, detti costi siano riconosciuti, previa valutazione positiva - ove prevista - dei soggetti territorialmente competenti, secondo la regolazione tariffaria in vigore in tale settore;
  - sia congruo prevedere che l'ammontare complessivo delle risorse destinate al meccanismo premiale non ecceda nel complesso il valore di 35 M€;
  - sia opportuno prevedere che il gettito necessario a finanziare il meccanismo premiale sia a carico di uno specifico fondo, istituito presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, alimentato da una componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto a copertura di oneri di carattere generale del sistema gas;
  - sia opportuno prevedere che eventuali finanziamenti a beneficio dei progetti, ulteriori rispetto a quelli ottenibili con i meccanismi di cui al presente provvedimento, siano trattati secondo quanto prevede la regolazione tariffaria specifica di ciascun servizio regolato in relazione ai contributi pubblici e privati;
  - sia opportuno prevedere che la componente premiale sia erogata in tre *tranche*:
    - un acconto *ex-ante*
    - un secondo acconto riconosciuto in corso d'opera
    - un ammontare di conguaglio a consuntivo

- in relazione all'erogazione della componente premiale di cui al precedente alinea sia opportuno:
  - o subordinare l'erogazione delle ultime due *tranches* (secondo acconto e ammontare di conguaglio a consuntivo) alla corretta conduzione delle attività progettuali;
  - o prevedere il recupero di tutte le erogazioni effettuate nel caso di verifiche *ex-post* che dovessero accertare la mancata o incompleta esecuzione delle attività progettuali stesse;
- sia opportuno ripartire in modo omogeneo le risorse relative ai meccanismi premiali tra i diversi ambiti progettuali.

**RITENUTO, INFINE, CHE:**

- sia opportuno valorizzare – nell'ambito della valutazione delle istanze – l'eventuale esperienza pregressa sviluppata dal Proponente nell'ambito di attività sperimentali assimilabili a quelle per le quali viene formulata l'istanza medesima;
- qualora risulti necessario per la fattibilità e/o la significatività della sperimentazione, il Proponente possa integrare le proprie istanze di ammissione alle sperimentazioni con eventuali richieste di deroga alla regolazione vigente dell'Autorità, insieme alle relative motivazioni, purché nel rispetto della normativa primaria e di altre normative rilevanti vigenti, fatti salvi i casi di specifiche deroghe rilasciate dagli organi preposti;
- nell'ambito del procedimento per la revisione della regolazione tariffaria per il secondo semi-periodo del quinto periodo regolatorio del servizio di distribuzione siano sviluppate ipotesi per la rimozione delle barriere che possono ostacolare scelte innovative in particolare in relazione ai costi centralizzati

**DELIBERA**

1. di approvare il Regolamento di applicazione del meccanismo tariffario premiale a sostegno dell'innovazione delle infrastrutture del settore del gas naturale di cui all'*Allegato A* al presente provvedimento;
2. di istituire presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali il *Fondo per la sperimentazione di utilizzi innovativi delle reti gas*, alimentato da una quota parte della componente tariffaria *CRV<sup>I</sup>*, denominata sottocomponente tariffaria *CRV<sup>INN</sup>*, di cui all'articolo 36, comma 1, lettera f), della RTTG;
3. di apportare le seguenti modifiche alla RTTG:
  - a) all'articolo 36, comma 1, lettera f), dopo le parole “di cui alla deliberazione n. 277/07” è aggiunto quanto segue:  
“e, per una quota parte identificata dalla sottocomponente *CRV<sup>INN</sup>*, a copertura degli oneri per la sperimentazione di utilizzi innovativi delle reti gas di cui alla di cui alla deliberazione [presente deliberazione].”;

- b) all'articolo 37, comma 1, dopo la lettera e), dopo le parole "29 dicembre 2005, n. 297/05" è aggiunto quanto segue:  
" , al netto del gettito associabile alla sottocomponente *CRV<sup>INN</sup>*, destinato al "Fondo per la sperimentazione di utilizzi innovativi delle reti gas" di cui alla deliberazione [presente deliberazione]."
4. di prevedere che la sottocomponente *CRV<sup>INN</sup>* di cui all'articolo 36, comma 1, lettera f), della RTTG sia attivata a decorrere dal 1° gennaio 2023, con successivo provvedimento dell'Autorità, da adottare in funzione delle istanze di approvazione dei progetti pilota;
5. di prevedere che, con determinazione del Direttore DIEU, da adottarsi entro il mese di ottobre 2022, siano definiti:
- a) il formato e i contenuti minimi delle istanze di ammissione;
  - b) il *format* del piano economico-finanziario;
  - c) il *format* del piano relativo all'eventuale utilizzo degli asset coinvolti nelle sperimentazioni per il periodo successivo alla loro conclusione, con indicazione della relativa sostenibilità economico-finanziaria;
6. di prevedere che, con determinazione del Direttore DIEU, da adottarsi entro il mese di gennaio 2023 siano definiti:
- a) i contenuti minimi e i formati dei rapporti intermedi e della relazione finale di cui al precedente alinea;
  - b) lo schema di dettaglio per la rendicontazione dei costi di progetto e i criteri di riconoscimento dei medesimi costi in corso d'opera;
7. di prevedere che nell'ambito del procedimento per la revisione della regolazione tariffaria per il secondo semi-periodo del quinto periodo regolatorio del servizio di distribuzione del gas siano sviluppate ipotesi per la rimozione delle barriere che possono ostacolare scelte innovative in particolare in relazione ai costi centralizzati;
8. di pubblicare la presente deliberazione e la RTTG, come modificata dalla presente deliberazione, sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

2 agosto 2022

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*