

MEMORIA

501/2023/I/COM

**MEMORIA DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER
ENERGIA RETI E AMBIENTE NELL'AMBITO
DELL'INDAGINE CONOSCITIVA SULL'INDIVIDUAZIONE
DEGLI SVANTAGGI DERIVANTI DALLA CONDIZIONE
D'INSULARITÀ E SULLE RELATIVE MISURE DI
CONTRASTO**

Memoria per la Commissione parlamentare bicamerale per il contrasto degli svantaggi
derivanti dall'insularità

7 novembre 2023

Signor Presidente, Onorevoli Senatrici e Senatori, Onorevoli Deputate e Deputati,

ringrazio, anche a nome degli altri Componenti del Collegio, Gianni Castelli, Andrea Guerrini, Clara Poletti e Stefano Saglia, la Commissione bicamerale per il contrasto degli svantaggi derivanti dall'insularità per avere invitato l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente a questa audizione su una tematica di così cruciale rilevanza ai fini del superamento degli ostacoli per il perseguimento di un omogeneo sviluppo economico e sociale di tutto il Paese.

Questa Autorità si soffermerà specificamente sulle questioni attinenti al settore energetico, che rientra tra le competenze regolatorie assegnateLe dal Legislatore sin dalla sua istituzione con la legge 14 novembre 1995, n. 481; competenze che si sono via via consolidate nel tempo, grazie anche all'implementazione della normativa europea che, a più riprese, ha definito i principi per la creazione di un mercato interno europeo dell'energia e ha fissato norme e obiettivi comuni per affrontare le sfide energetiche, climatiche e ambientali.

Oltre al contributo che mi accingo a presentare, l'Autorità è pienamente disponibile a fornire ulteriori dati e integrazioni sia in forma scritta sia rispondendo direttamente ad eventuali domande o richieste di chiarimenti.

9 novembre 2023

Il Presidente

Premessa

Questa Autorità presiede alla regolazione di tutte le attività di pubblica utilità in cui si articolano le filiere dei settori dell'energia elettrica e del gas, ivi inclusa l'attività di vendita all'ingrosso e al dettaglio. L'esercizio di tali funzioni è orientato, secondo quanto previsto dalla stessa legge istitutiva, alla promozione della concorrenza nei mercati, all'efficienza nell'erogazione dei servizi, alla tutela degli interessi degli utenti e dei consumatori, tenuto anche conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo.

Al Governo, e più precisamente al Ministero per l'Ambiente e la sicurezza energetica, competono prerogative in materia di sicurezza delle forniture, di adeguatezza del sistema elettrico, di promozione delle diverse fonti di generazione elettrica, nonché di sicurezza degli approvvigionamenti della materia prima gas naturale e di sviluppo delle infrastrutture.

La presente memoria illustrerà, innanzitutto, la transizione in atto nelle isole minori non interconnesse dalla generazione a fonti fossili alla generazione a fonti rinnovabili, in linea con il percorso di decarbonizzazione dettato anche dall'Unione europea e supportata da un apposito sistema di incentivi.

Ci si soffermerà poi sul rilevante ruolo, con specifico riferimento alle due Isole maggiori, svolto dagli sviluppi infrastrutturali regolati da questa Autorità nel progressivo efficientamento delle zone di mercato insulari e nel percorso di transizione energetica che prevede, in particolare per la Sardegna, la graduale rinuncia alla generazione termoelettrica a carbone.

1. Approvvigionamento dell'energia e costi del servizio: elementi di contesto

Come si legge nel programma, l'oggetto dell'indagine avviata da questa Commissione si concentra, nello specifico, *“(...) [sul]le fonti rinnovabili, l'approvvigionamento e i relativi costi dell'energia elettrica e del gas naturale per lo sviluppo delle isole, con particolare riferimento alle due isole maggiori, Sicilia e Sardegna (...)”*.

Al riguardo occorre premettere che, per quanto concerne l'approvvigionamento e i costi del servizio per le utenze finali delle isole italiane, la regolazione dell'Autorità è da sempre ispirata alla definizione di condizioni uniformi per l'erogazione dei servizi energetici sull'intero territorio nazionale, nel rispetto della normativa relativa alle isole minori non interconnesse. Pertanto, le tariffe, le condizioni contrattuali standard e la qualità dei servizi - sia in termini di continuità sia di condizioni commerciali di erogazione - così come la tutela dei consumatori nei settori dell'energia, sono definiti a livello

nazionale, garantendo condizioni di accesso uniformi su tutto il territorio. Ciò tenuto conto che l'energia elettrica costituisce un “*servizio universale*” (articolo 27 della direttiva UE 2019/944), vale a dire un diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori, e questo diritto non deve essere differenziato all'interno del Paese.

In ordine al gas naturale, la disponibilità di tale materia prima sul territorio nazionale ha avuto un'evoluzione storica di natura diversa legata allo sviluppo delle reti di distribuzione, con una diffusione minore in alcune regioni¹ e, in particolare, nelle isole.

Nel 2022 in Sicilia erano presenti 11 operatori della distribuzione di gas in 345 comuni su 391 che servono 996.000 clienti, ovvero il 4,6% dei consumatori del gas naturale nazionale. In Sardegna è presente un solo operatore che serve 72 comuni su 377, ovvero solo 6.000 clienti, ossia una quota inferiore allo 0,1% dei consumatori nazionali.

Mercati all'ingrosso

Vale rammentare che il mercato elettrico italiano all'ingrosso è suddiviso in sei zone (Nord, Centro nord, Centro sud, Sud, Sicilia e Sardegna); tuttavia, il riferimento di prezzo per i consumatori per l'intero territorio nazionale è il Prezzo Unico Nazionale (PUN), ovvero l'indice di prezzo che si forma sulla Borsa elettrica italiana (*Italian Power Exchange*, IPEX), istituita nel 2004 a seguito della liberalizzazione e gestita dal Gestore dei mercati energetici (GME). Il PUN rappresenta la media pesata dei prezzi zonal di vendita dell'energia elettrica (prodotta da tutte le fonti) per ogni ora e per ogni giorno, ovvero la media dei prezzi zonal del *mercato del giorno prima* (MGP) ponderata con gli acquisti totali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. Ciò implica che tutti i clienti (ad esclusione delle centrali di pompaggio) pagano il PUN sull'energia elettrica acquistata. Tale soluzione era stata inizialmente introdotta per la presenza di prezzi più elevati nel Sud del Paese ed è prevista in via transitoria proprio per uniformare il prezzo pagato dai consumatori nelle varie zone del Paese.

Gli investimenti in reti e fonti rinnovabili - questi ultimi particolarmente importanti nel Sud del Paese - tendono a riallineare i prezzi. Ciò anche qualora si verificasse il caso in cui il PUN dovesse essere superato.

¹ I clienti serviti in sole sei regioni (Piemonte, Lombardia, Veneto, Lazio, Toscana ed Emilia-Romagna) rappresentano oltre il 65% del totale di 22 milioni di utenti nazionali del gas naturale.

Con particolare riguardo alle Isole maggiori, Sicilia e Sardegna, rilevano gli investimenti in fonti rinnovabili e nell'interconnessione *Tyrrhenian link*², come più diffusamente illustrato nel proseguo.

In relazione al prezzo del gas naturale, va detto che esso si forma nei principali *hub* internazionali. A livello nazionale, è presente un unico *hub*, cui fanno riferimento tutte le negoziazioni relative alle reti interconnesse, che includono la Sicilia ma non la Sardegna. Pertanto, il riferimento di prezzo nel mercato all'ingrosso è il medesimo per tutti i punti di prelievo dalla rete di trasporto o dalle reti di distribuzione connesse alla medesima.

Il GME organizza e gestisce il *mercato del gas naturale* (MGAS), nell'ambito del quale gli operatori abilitati ad effettuare transazioni sul punto virtuale di scambio (PSV) possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti.

Come noto, la Sardegna non è interconnessa al sistema di trasporto nazionale e i clienti sardi sono ad oggi alimentati attraverso reti di distribuzione con approvvigionamento da impianti a GNL o mediante gas diversi.

Mercato al dettaglio: condizioni di tutela e servizi di ultima istanza

Le condizioni contrattuali per l'accesso all'energia per i clienti finali e i relativi prezzi sono definiti in maniera uniforme sul territorio nazionale.

Per quanto riguarda il mercato al dettaglio, l'attuazione delle norme europee per la progressiva liberalizzazione dei settori energetici - che ha permesso ai clienti finali di esercitare il proprio diritto di scelta sul mercato libero, a partire dal 2007 per i clienti domestici del settore dell'energia elettrica e dal 2003 per quelli del gas naturale - ha previsto alcune eccezioni o deroghe temporanee per la condizione di insularità. Negli anni i consumatori industriali, prima, e quelli domestici, poi, sono gradualmente usciti dal cd. "*mercato tutelato*", in cui le condizioni economiche e contrattuali erano offerte in maniera uniforme per l'intero territorio nazionale dagli operatori della vendita. Il riconoscimento dei costi di tali servizi, inclusi i costi di commercializzazione, è attuato dall'Autorità con cadenza trimestrale per il settore dell'energia elettrica e, a partire dall'ottobre 2022, con cadenza mensile per quello del gas naturale.

Così come disposto dalla legge annuale per il mercato e la concorrenza n. 124/17, i servizi di tutela anche per i clienti domestici termineranno entro la fine del 2023 per i clienti del

² Progetto di doppio collegamento sottomarino tra Sardegna Sicilia e la Penisola.

gas naturale e il 10 gennaio 2024 per quelli non vulnerabili dell'energia elettrica. Analogamente a quanto disposto per le piccole-medie imprese e le micro-imprese, anche per i clienti domestici non vulnerabili di energia elettrica e i clienti domestici del gas naturale che non abbiano ancora scelto un'offerta sul libero mercato, l'Autorità, in vista della cessazione dei servizi di tutela, ha delineato un percorso graduale, al fine di offrire a ciascuno di essi la possibilità di scegliere sul mercato libero l'offerta più adatta alle proprie esigenze, assicurando la continuità della fornitura e ponendo adeguati obblighi informativi in capo ai venditori.

Qualora, al termine del regime di tutela nel settore elettrico, il cliente finale non sottoscrivesse un'offerta sul libero mercato, sarà attivato automaticamente il cd. “*servizio a tutele gradual*”, dove le condizioni contrattuali ed economiche saranno definite da questa Autorità, anche sulla base degli esiti di procedure concorsuali suddivise per aree geografiche, in modo da garantire condizioni concorrenziali.

Per quanto riguarda le isole minori, si segnala, inoltre, che il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, all'articolo 11, comma 1, ha incluso tra i clienti vulnerabili i clienti civili le cui utenze sono ubicate nelle isole minori non interconnesse, ai quali, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela, i fornitori sono tenuti ad offrire l'energia elettrica ad un prezzo che rifletta il costo dell'energia nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, così come definiti da questa Autorità (comma 2 del citato articolo 11).

Infine, si evidenzia che, nel percorso di liberalizzazione dei mercati energetici, l'Autorità ha altresì implementato a livello nazionale i cd. “*servizi di ultima istanza*” - previsti anche dalla normativa europea - che garantiscono la fornitura di energia a tutti gli utenti del territorio italiano che si trovano temporaneamente senza venditore.

Qualità del servizio

La regolazione della qualità dei servizi - continuità della fornitura elettrica, sicurezza della fornitura gas e condizioni commerciali per entrambe i settori – definita da questa Autorità ha dovuto tenere conto sia di situazioni molto disomogenee fra le diverse aree del Paese sia di forti squilibri territoriali (città, campagna, montagna). Pertanto, l'Autorità ha adottato sin dall'inizio una regolazione *output-based* che parte dalla definizione di standard minimi di qualità uniformi sull'intero territorio nazionale e regole di premi/penalità a secondo delle *performance* raggiunte nel tempo.

Questo tipo di approccio nell'ambito della regolazione della continuità della fornitura di energia elettrica in bassa e media tensione ha portato, per esempio, ad un miglioramento

generalizzato delle condizioni del servizio, anche se le regioni del Sud e le Isole mostrano ancora livelli di *performance* inferiori alla media nazionale (cfr. Relazione annuale sullo Stato dei Servizi 2023, pag. 200)

2 Imprese elettriche minori: dai sussidi alle fonti fossili alla promozione delle fonti rinnovabili e regolazione del dispacciamento

In Italia sono 19 le piccole isole non interconnesse con la rete elettrica nazionale che devono disporre di impianti di produzione di elettricità sufficienti a coprire la loro domanda. Ad oggi, tale produzione avviene principalmente attraverso fonti fossili sussidiate.

Sulla base dell'iniziativa europea "*Greening the islands*", si persegue anche per le isole minori l'obiettivo di promuovere un maggiore utilizzo delle fonti di energia rinnovabile, in particolare quella solare, per coprire la domanda di energia elettrica, garantendo al contempo la sicurezza del sistema elettrico dell'isola, che potrà avvenire attraverso la generazione programmabile o, in futuro, attraverso gli accumuli. A tal fine, il Ministro dello Sviluppo economico (oggi Ministro per l'Ambiente e la sicurezza energetica) ha emanato il decreto 14 febbraio 2017, che pone le basi per la definizione, da parte di questa Autorità, di una remunerazione per l'energia prodotta da fonti rinnovabili che tenga conto della peculiarità dell'isola, a partire dal costo di produzione con tecnologie tradizionali efficienti che verrebbe evitato grazie all'utilizzo di fonti rinnovabili (il cd. "*costo evitato efficiente*"). Con la delibera 558/2018/R/efr, l'Autorità ha quindi previsto che, nel caso di impianti di nuova realizzazione, l'energia prodotta e immessa in rete da fonti rinnovabili fosse remunerata dal Gestore dei servizi energetici (GSE) per 20 anni ad un prezzo pari a una tariffa base calcolata appositamente per le isole minori, prevedendo un premio tariffario per l'energia autoconsumata.

Dopo due anni di applicazione, sono stati realizzati 39 nuovi impianti fotovoltaici nelle 19 piccole isole non interconnesse, per una potenza complessiva di 573 kW. Si tratta di numeri modesti che però non sono trascurabili se si considerano le dimensioni delle isole e la difficoltà di ottenere autorizzazioni per nuove costruzioni, considerato che alcune isole rientrano nelle aree soggette a tutela ambientale. L'obiettivo complessivo dei nuovi impianti rinnovabili è pari a circa 11-12 MW.

Sempre con riferimento alle isole non interconnesse, giova evidenziare un altro tema rilevante, ossia la semplificazione della regolazione del dispacciamento, per consentire la scelta del venditore evitando la partecipazione ai mercati dell'energia all'ingrosso.

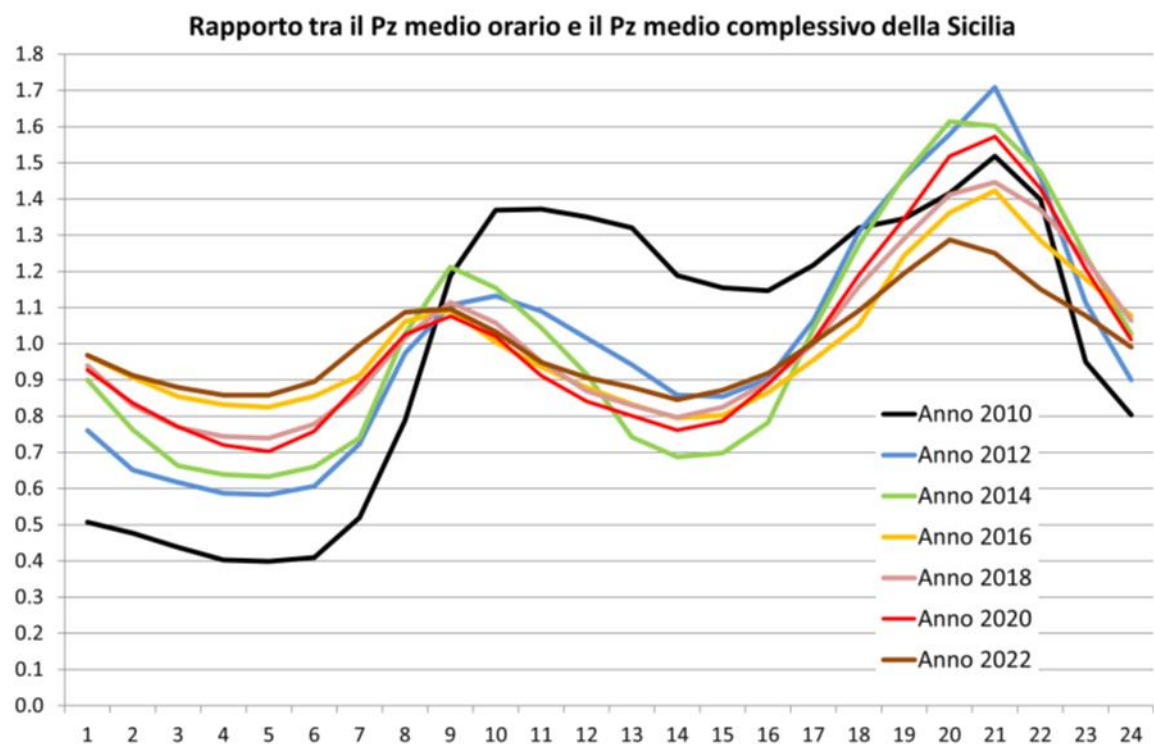
Per le piccole isole non interconnesse la definizione di nuove zone di mercato non è efficiente, a causa delle operazioni complesse che ne deriverebbero per volumi molto

limitati. Allo stesso tempo, la partecipazione ai mercati energetici all'ingrosso causerebbe distorsioni nella formazione dei prezzi derivanti dall'assenza di interconnessione fisica con le restanti parti della zona di mercato. L'Autorità ha, dunque, proposto che l'energia elettrica fornita e ritirata nelle isole non interconnesse non sia programmata e non sia immessa sul mercato all'ingrosso. Conseguentemente, l'energia elettrica sarà regolata da Terna con ogni responsabile del bilanciamento a sbilanciamento ad un prezzo medio. Ogni consumatore finale potrà acquistare energia elettrica da qualsiasi rivenditore o direttamente da ciascun responsabile del bilanciamento.

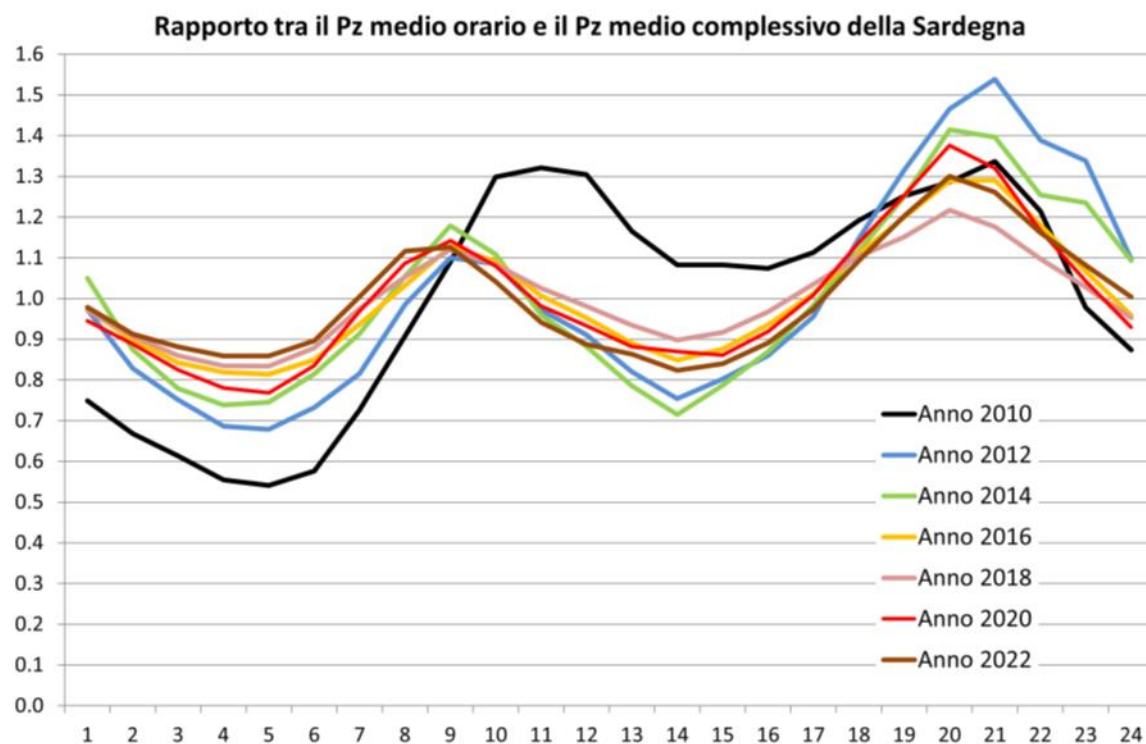
3 Sicilia e Sardegna integrazione dei mercati zionali dell'elettricità e sviluppo delle interconnessioni

Sicilia e Sardegna sono due zone del mercato elettrico italiano che oggi contribuiscono alla formazione del PUN basato sulla media zonale del *mercato del giorno prima* (MGP). L'insularità delle due zone di mercato e la mancanza di sufficiente capacità di interconnessione non è stata, tuttavia, storicamente priva di conseguenze per la contendibilità del mercato e ha generato, soprattutto a fronte della crescita della generazione rinnovabile non programmabile in quelle zone, forti pressioni sul PUN stesso.

Per esempio, sino all'entrata in piena operatività, nell'ottobre 2016, dell'elettrodotto a 380 kV "*Sorgente-Rizziconi*" tra la Sicilia e il continente e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare, il mercato elettrico siciliano è rimasto relativamente isolato. Tale condizione di insularità del mercato ha generato negli anni una forte pressione sul prezzo zonale riflessa, di conseguenza, sulla formazione del PUN. A fronte di una forte penetrazione delle fonti rinnovabili, in grado di portare nelle ore giornaliere i prezzi verso lo zero, la contemporanea presenza di impianti termoelettrici obsoleti e poco competitivi favoriva, infatti, forti picchi di prezzo nelle ore serali. Per ovviare a tale problematica, la generazione siciliana è stata posta transitoriamente in regime amministrato, ricorrendo alla regolazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema. L'aumento della capacità di interconnessione con il mercato continentale e, quindi, una maggiore partecipazione al *mercato dei servizi di dispacciamento* (MSD) ha permesso un graduale allineamento del prezzo storico zonale siciliano al PUN e un contenimento dei picchi di prezzo nelle isole, come evidenziato nei grafici che seguono, dove viene evidenziata la progressiva riduzione nel tempo del rapporto tra i prezzi orari nazionali (PZ medio orario) e i prezzi medi sulle due isole (PZ medio complessivo Sicilia e Sardegna).



Analoghe considerazioni possono essere riprodotte in relazione al mercato zonale sardo ove, in assenza di una sufficiente capacità di interconnessione con la rete continentale, la generazione dell'isola ha ancora oggi un trattamento non di mercato ma caratterizzato da condizioni di essenzialità per la sicurezza del sistema elettrico.



Tenuto conto che la generazione termoelettrica a carbone dell'Isola ha un obiettivo di dismissione entro il 2025, gli sviluppi infrastrutturali in Sardegna si inquadrano non solo in un'ottica di efficientamento dei mercati ma anche di decarbonizzazione.

4 Decarbonizzazione e sviluppi infrastrutturali

Oltre allo sviluppo delle fonti rinnovabili, appaiono rilevanti gli sviluppi in infrastrutture di rete e accumuli per accompagnare il processo di decarbonizzazione, garantendo la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico, con prezzi il più possibile uniformi nello spazio e nel tempo.

In particolare, il *Tyrrhenian Link* risulta fondamentale per eliminare la generazione a carbone.

Per quanto riguarda poi il possibile collegamento delle isole Eolie al *Tyrrhenian Link*, si rinvia a quanto già espresso da Terna nel corso dell'audizione presso questa Commissione.

In generale, con riferimento al settore del gas naturale, l'attività di trasporto può avvenire per mezzo della rete nazionale di trasporto ovvero tramite reti regionali di gasdotti di trasporto.

In considerazione delle caratteristiche peculiari della Sardegna, l'articolo 60, comma 6, del decreto-legge n. 76/20, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 120/20, dispone che sia considerato parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, l'insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie per garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire dai terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa (cd. "*virtual pipeline*"). Ciò al fine di realizzare il rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna, garantendo l'approvvigionamento di energia all'isola a prezzi sostenibili e in linea con quelli del resto d'Italia e, al contempo, di assicurare la compatibilità con l'ambiente e l'attuazione degli obiettivi del PNIEC, in tema di ripresa industriale, di decarbonizzazione dei consumi e di *phase out* delle centrali a carbone presenti nella regione.

A tale disposizione è stata data attuazione con il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 marzo 2022, che, all'articolo 2, comma 4, individua concretamente e puntualmente le attività e le infrastrutture che compongono il collegamento virtuale idoneo ad essere ricompreso nella rete di trasporto.

Il perseguimento degli sfidanti obiettivi di decarbonizzazione definiti a livello europeo richiederà che gli sviluppi infrastrutturali nella regione, sia con riferimento al settore elettrico sia a quello del gas naturale, siano improntati a criteri di efficienza e di economicità e beneficiano del massimo coordinamento tra i due settori.

Da ultimo, si segnala che, oltre all'energia elettrica ed al gas, rientrano fra le competenze di questa Autorità anche le funzioni attinenti alla regolazione e al controllo dei servizi idrici e del servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati. Qualora risultasse di interesse per codesta Commissione l'esame anche di queste ulteriori tematiche, si conferma la disponibilità ad un successivo confronto.