

**COMMISSIONE PARLAMENTARE
PER IL CONTRASTO DEGLI SVANTAGGI
DERIVANTI DALL'INSULARITÀ**

RESOCONTO STENOGRAFICO

INDAGINE CONOSCITIVA

6.

SEDUTA DI GIOVEDÌ 23 NOVEMBRE 2023

**PRESIDENZA DEL PRESIDENTE
TOMMASO ANTONINO CALDERONE**

INDICE

	PAG.		PAG.
Sulla pubblicità dei lavori:		dizione d'insularità e sulle relative misure di contrasto:	
Calderone Tommaso Antonino, <i>Presidente</i>	3	Calderone Tommaso Antonino, <i>Presidente</i>	3, 7, 8, 9, 10
Audizione, in videoconferenza, di rappresentanti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), nell'ambito dell'indagine conoscitiva sull'individuazione degli svantaggi derivanti dalla con-		Lai Silvio (PD-IDP)	7, 9
		Bessegghini Stefano, <i>Presidente dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)</i>	3, 8, 9
		ALLEGATO: Rapporto Arera	11

PAGINA BIANCA

PRESIDENZA DEL PRESIDENTE
TOMMASO ANTONINO CALDERONE

La seduta comincia alle 8.45.

Sulla pubblicità dei lavori.

PRESIDENTE. Buongiorno a tutti. Avverto che la pubblicità dei lavori della seduta odierna sarà assicurata anche mediante l'attivazione degli impianti audiovisivi a circuito chiuso e la trasmissione diretta sulla *web-tv* della Camera dei deputati.

(Così rimane stabilito).

Audizione, in videoconferenza, di rappresentanti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), nell'ambito dell'indagine conoscitiva sull'individuazione degli svantaggi derivanti dalla condizione d'insularità e sulle relative misure di contrasto.

PRESIDENTE. L'ordine del giorno reca l'audizione, in videoconferenza, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sull'individuazione degli svantaggi derivanti dalla condizione di insularità e sulle relative misure di contrasto, del dottor Stefano Besseghini, Presidente dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Do quindi la parola al Presidente, collegato in videoconferenza, precisando — e questo lo dico per i colleghi — che ARERA ha fatto pervenire alla Commissione, e comunque verrà ovviamente distribuita, una memoria di cui è giusto dare contezza. Prego, Presidente.

STEFANO BESSEGHINI, *Presidente dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)*. Buongiorno. Cercherò di sintetizzare la memoria che ho inviato per darvi gli elementi di valutazione che sono stati richiesti. Naturalmente siamo a disposizione per qualunque tipo di approfondimento che si rendesse necessario, anche in un momento successivo.

L'Autorità presiede alla regolazione di tutte le attività di pubblica utilità in cui si articolano le filiere del settore dell'energia elettrica e del gas, compresa naturalmente la vendita all'ingrosso e al dettaglio. Al Governo, e più precisamente al Ministero per l'ambiente e la sicurezza energetica, compete invece la prerogativa in materia di sicurezza delle forniture, di adeguatezza del sistema elettrico di promozione delle diverse fonti di energia di generazione elettrica, nonché di sicurezza degli approvvigionamenti della materia prima gas e lo sviluppo delle infrastrutture.

Cercheremo di illustrare 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 dall'Unione Europea e supportato da un sistema di incentivi abbastanza diffuso.

Poi ci si soffermerà sul ruolo, in particolare per le due isole maggiori, degli 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.

Come si legge nel programma, l'oggetto di indagine di questa Commissione si concentra nello specifico sulle fonti rinnova-

bili, 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 l'utenza finale 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. Le tariffe, le condizioni contrattuali *standard*, la qualità dei servizi — sia in termini di continuità, sia di condizioni commerciali di erogazione, così come la tutela dei consumatori nel settore dell'energia — sono definiti a livello nazionale, garantendo condizioni di accesso uniformi su tutto il territorio. Questo anche in ragione del fatto che l'energia elettrica costituisce il cosiddetto servizio universale (articolo 27 della direttiva UE 944 del 2019), vale a dire un diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica, a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti, non discriminatori e questo diritto non deve essere differenziato all'interno del Paese.

Per il gas naturale la disponibilità di tale materia prima sul territorio nazionale ha avuto un'evoluzione storica di natura diversa, legata ovviamente allo sviluppo delle reti di distribuzione, con una diffusione minore in alcune regioni e, in particolare, nelle isole. Nel 2022, in Sicilia erano presenti 11 operatori della distribuzione del gas, in 345 comuni su 391, che servono 996 mila clienti, cioè circa il 5 per cento dei consumatori nazionali.

In Sardegna, invece, c'è un solo operatore che serve 72 comuni su 377, ovvero solo 6 mila clienti, che è una quota inferiore allo 0,1 per cento dei consumatori nazionali.

Per quanto riguarda i mercati all'ingrosso, vale la pena rammentare che il mercato elettrico italiano è suddiviso in sei zone: nord, centro-nord, centro-sud, sud, Sicilia e Sardegna. Tuttavia il riferimento di prezzo per i consumatori diventa un unico prezzo, il cosiddetto PUN, il prezzo

unico nazionale, che è l'indice di prezzo che si forma sulla borsa elettrica italiana a seguito della definizione della media pesata dei prezzi zionali di vendita dell'energia elettrica, prodotta da tutte le fonti, per ogni ora e per ogni giorno; ovvero la media dei prezzi zionali del cosiddetto mercato del giorno prima (MGP), ponderata con gli acquisti totali al netto gli acquisti dei pompaggi di zone estere.

Ciò implica sostanzialmente che tutti i clienti pagano il PUN sull'energia elettrica acquistata. Tale soluzione è 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.

Al contrario, gli investimenti in reti e fonti rinnovabili, questi ultimi importanti soprattutto nel sud del Paese dove la disponibilità della risorsa è significativa, tendono oggi a riallineare i prezzi. Ciò anche qualora si verificasse il caso in cui il PUN dovesse essere superato.

Per quanto riguarda le isole maggiori, Sicilia e Sardegna, gli investimenti più significativi in fonti rinnovabili e l'interconnessione *Thyrrhenian Link* verranno trattati più diffusamente nel seguito.

Per quanto riguarda il prezzo del gas naturale, va detto che esso si forma nei principali *hub* internazionali, che abbiamo imparato a conoscere in questo periodo molto complicato.

A livello nazionale è presente un unico *hub*, a cui fanno riferimento tutte le negoziazioni relative alle reti interconnesse, 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 della rete, di trasporto e delle reti di distribuzione che sono connesse alla medesima. Il Gestore dei mercati energetici (GME) organizza e gestisce il mercato del gas naturale ed effettua le transazioni al punto virtuale di scambio, il cosiddetto PSV.

Come è noto, la Sardegna invece non è interconnessa al sistema di trasporto nazionale e i clienti sardi sono ad oggi alimentati attraverso reti di distribuzione con

l'approvvigionamento di impianti a gas naturale liquido (GNL) o mediante gas diversi. Nel caso, in particolare, si tratta di aria propanata.

Le condizioni di tutela, i servizi di ultima istanza, le condizioni contrattuali per l'accesso all'energia per i clienti finali e i relativi prezzi, sono definiti anche qui 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 ha previsto alcune eccezioni o deroghe temporanee, proprio per la condizione di insularità.

Negli anni i consumatori industriali prima, e quelli domestici poi, sono gradualmente usciti dal cosiddetto «mercato dal servizio tutelato», in cui le condizioni economiche e contrattuali erano offerte in maniera uniforme per l'intero territorio nazionale dagli operatori di vendita. Il riconoscimento dei costi di tali servizi è attuato dalle autorità con cadenza trimestrale per il settore dell'energia elettrica e invece per il gas (da ottobre dello scorso anno) con cadenza mensile.

Come disposto dalla legge sulla concorrenza, la n. 124 del 2017, i servizi di tutela termineranno con la fine di quest'anno per i clienti domestici di gas naturale e il 10 gennaio del 2024 quelli non vulnerabili dell'energia elettrica.

Analogamente a quanto disposto per le piccole e medie imprese e le microimprese, anche per i clienti domestici non vulnerabili e per i clienti domestici del gas naturale che non abbiano ancora scelto un'offerta sul mercato libero, l'Autorità ha delineato un percorso graduale di uscita, al fine di offrire a ciascuno di essi la possibilità di scegliere sul mercato libero l'offerta più adatta alle proprie esigenze.

Qualora, al termine del regime di tutela nel settore elettrico, il cliente finale non sottoscrivesse un'offerta sul mercato libero, sarà attivato automaticamente il cosiddetto «servizio a tutele graduali».

Per quanto riguarda le isole minori, si segnala 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 quindi – a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela – i fornitori sono tenuti a offrire energia elettrica a un prezzo che rifletta comunque il costo dell'energia del mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione, le condizioni contrattuali e di qualità del servizio.

Quindi, in buona sostanza, rientrano nella categoria dei clienti cosiddetti appunto vulnerabili. Inoltre l'Autorità ha implementato, a livello nazionale, i cosiddetti «servizi di ultima istanza», previsti anche dalla normativa europea, che comunque garantiscono la fornitura di energia a tutti gli utenti del territorio italiano.

È importante sottolineare gli aspetti di qualità del servizio, perché la regolazione della qualità dei servizi ha dovuto tener conto di situazioni disomogenee fra le diverse aree del Paese sia di forti squilibri territoriali (città, campagna, montagna) e l'Autorità ha adottato sin dall'inizio una regolazione cosiddetta *output-based* che parte dalla definizione di *standard* minimi di qualità uniforme sull'intero territorio nazionale e di regole di premi e penalità secondo le *performance* raggiunte nel tempo.

Vengo al punto delle imprese elettriche minori – che ovviamente riguardano soprattutto le 19 piccole isole non interconnesse con la rete elettrica nazionale – che devono disporre di impianti di produzione di elettricità sufficiente a coprire la loro domanda. 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 naturalmente 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 l'accumulo di stoccaggi elettrochimici.

A tal fine il Ministero dello sviluppo economico, oggi il MASE, ha emanato il decreto 14 febbraio 2017, che pone le basi per la definizione, da parte di questa au-

torità, di una remunerazione per l'energia prodotta da fonti rinnovabili che tenga conto delle peculiarità dell'isola, a partire proprio dal costo di produzione con tecnologie tradizionali efficienti, il cosiddetto « costo evitato efficiente ». Con la delibera n. 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 vent'anni a un prezzo pari a una tariffa base calcolata appositamente per le isole minori, prevedendo un premio tariffario per l'energia auto-consumata.

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 oggetto di tutela ambientale. L'obiettivo complessivo dei nuovi impianti di rinnovabili dovrebbe essere di circa 11-12 megawatt.

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 dei mercati energetici all'ingrosso causerebbe distorsioni nella formazione dei prezzi derivanti dall'assenza di un'interconnessione fisica con le restanti zone di mercato. Quindi l'Autorità ha proposto che l'energia elettrica fornita, ritirata dalle isole non interconnesse, non sia programmata e non sia immessa sul mercato all'ingrosso. Ne consegue che 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.

La Sicilia e la Sardegna sono due zone del mercato elettrico italiano che oggi contribuiscono alla formazione del PUN, basato sulla media zonale dell'MGP, come

detto. 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, a fronte della crescita della generazione rinnovabile, non programmabile in quelle zone, forti pressioni proprio sullo stesso PUN. Per esempio, è ben noto che sino all'entrata in piena operatività, nell'ottobre del 2016, dell'elettrodotto 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 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 alle 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 un regime amministrato, ricorrendo alla regolazione dei cosiddetti 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 del dispacciamento (MSD), ha permesso un graduale allineamento del prezzo storico zonale siciliano al PUN e un contenimento dei picchi di prezzo nelle isole, come si vede nei grafici successivi che adesso non sto a commentare nel dettaglio.

Oltre allo sviluppo delle fonti rinnovabili, naturalmente c'è il tema delle interconnessioni. 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 stessa Commissione.

In generale, con riferimento al settore del gas naturale, l'attività di trasporto può

avvenire per mezzo della rete nazionale di trasporto o attraverso reti regionali di gasdotti. In considerazione delle caratteristiche peculiari della Sardegna, l'articolo 60, comma 6, del decreto-legge n. 76 del 2020 dispone che sia considerata 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 a spola a partire dai terminali di rigassificazione italiani regolati, il cosiddetto *virtual pipeline*. Ciò al fine di realizzare il rilancio delle attività produttive della Sardegna e garantendo l'approvvigionamento di energia dell'isola a prezzi sostenibili. A tale disposizione è stata data attuazione con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 29 marzo 2022 che, all'articolo 2, comma 4, individua concretamente e puntualmente le attività e le infrastrutture che compongono questo collegamento virtuale. 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 con riferimento a quello del gas naturale, siano improntate a criteri di efficienza, di economicità e benefico del massimo coordinamento tra i due settori.

Segnalo da ultimo che, oltre l'energia elettrica e il gas, rientrano fra le competenze di questa Autorità anche le funzioni attinenti alla regolazione del controllo dei servizi idrici e del servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati, temi che qualora risultasse interesse per codesta Commissione si conferma naturalmente la disponibilità a un ulteriore incontro o a ulteriori elementi di approfondimento.

Ho cercato di sintetizzare rapidamente i punti della memoria, e naturalmente sono a disposizione per qualunque approfondimento.

PRESIDENTE. Grazie, Presidente. Chiedo ai colleghi presenti e a quelli collegati in videoconferenza se intendono intervenire per porre domande. Prego, Onorevole Lai.

SILVIO LAI. Grazie. La relazione è troppo interessante per non sollecitare qualche approfondimento. Volevo chiedere tre cose, se posso, una più generale e le altre due più specifiche – che riguardano la Sardegna – al Presidente Besseghini che ringrazio per la cortesia e anche per la relazione molto precisa. Peraltro la sua Autorità produce sempre dei documenti molto interessanti.

Volevo chiedere per quando è prevista la chiusura delle centrali a gas nel resto d'Italia. Lo chiedo perché la connessione tra l'esistenza del *Tyrrhenian Link* per chiudere le centrali a carbone in Sardegna mi risulta un po' una forzatura. Nel senso che le centrali a carbone potrebbero essere chiuse e sarebbero state chiuse se fosse arrivato il metano in Sardegna, perché era prevista una conversione delle due centrali e, per lo meno quella del Nord Sardegna, propone da tempo l'ipotesi di una conversione della centrale da carbone a metano. Ora, se il metano non deve essere chiuso nel resto d'Italia, il *Tyrrhenian Link* è sovradimensionato per sostituire soltanto le centrali a carbone dell'isola e sarebbe razionale che il periodo di transizione potesse in qualche modo essere quello di una trasformazione delle centrali a metano, come tra l'altro sta avvenendo in Sicilia, anche con primari agenti nazionali come Enel.

La seconda domanda che vorrei fare è questa. La settimana scorsa il Governo, con il ministro Pichetto Fratin se non sbaglio, ha chiuso l'accordo con la regione Sardegna per far ritirare il ricorso che la regione aveva fatto contro il D.P.C.M. sull'organizzazione energetica della Sardegna.

In quel caso nell'accordo – che è un comunicato congiunto peraltro, niente di vincolante – viene citata ARERA, alla quale andrebbe chiesto di garantire il costo nazionale del metano anche sulle tratte non connesse alla dorsale prevista nell'accordo. Quindi volevo chiedere al professor Besseghini se ARERA è stata già interpellata e, nel caso, se c'è già una ipotesi di lavoro che possa garantire appunto questo costo nazionale sulle tratte non connesse alla dorsale prevista in Sardegna.

La terza domanda invece riguarda i *bonus gas* e i *bonus metano*. Dai rapporti

che ARERA puntualmente fa ogni anno, risulta che nel 2022 il *bonus* metano in Sardegna abbia visto l'accesso di una percentuale di abitanti che corrisponde allo 0,07 per cento, cioè mille e cento famiglie. Se fosse stato applicato lo stesso criterio che è applicato sul *bonus* energia, sarebbero state 85.822 le famiglie che ne avevano diritto, sempre per motivi legati al reddito, come prevede la normativa. Facendo un calcolo medio di quello che è stato dato nelle altre regioni italiane sul metano ad ogni famiglia, sono 781 euro, mancano all'appello 66 milioni e 700 mila euro di *bonus* metano in Sardegna nel 2021 e nel 2022 e mancheranno, anche nel 2023, 66 milioni.

Il tema che volevo porre è se ARERA aveva segnalato in qualche modo al Governo questa evidente conseguenza dell'insularità e se c'era stata una interlocuzione, con una risposta, da parte del Governo, su questo tema, posto che i dati, in modo trasparente, – e con grande apprezzamento da parte mia – vengono forniti da ARERA. Grazie.

PRESIDENTE. Prego Presidente, può rispondere.

STEFANO BESSEGHINI, *Presidente dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)*. Grazie delle domande. Intanto immagino che si facesse riferimento alla chiusura delle centrali a carbone nel resto d'Italia, non tanto quelle a gas.

Il programma di *phase out* del carbone, adesso non ricordo nel dettaglio, si colloca nel *range* temporale 2025-2027 e mi pare che ci sia proprio invece, per le centrali sarde, un allungamento di qualche anno, in particolare per il Sulcis.

Al di là di questo, il *Tyrrhenian Link* ha una logica, un senso in termini di infrastruttura, anche per evitare il cosiddetto *curtailment* delle rinnovabili. Molta della generazione delle rinnovabili prevista per la Sardegna deve poter essere collegata e questa connessione si realizza con il ramo ovest del *Tyrrhenian Link*, quello che collega l'arco sardo con quello siciliano e poi

per connessione con il continente attraverso l'arco est.

I vari temi di sviluppo infrastrutturale non sono necessariamente e univocamente alternativi. Ricordo anche che, in un *hashtag* di *capacity* di un paio di anni fa, molta della generazione a gas stessa non è stata posta in offerta, ma sostituita da un'offerta di capacità con batterie, con soluzioni tecnologiche differenti. Quindi il disegno del mantenimento in equilibrio della fornitura di energia, per un'isola importante come la Sardegna, ha dei profili più articolati che il semplice scambio tra un'infrastruttura e l'altra. Naturalmente poi c'è il tema, a cui fa riferimento l'onorevole Lai nella sua domanda, dell'armonizzazione temporale dello sviluppo delle diverse infrastrutture. Questo naturalmente è un ulteriore aspetto di cui bisogna avere coscienza perché grandi interventi, come il *Tyrrhenian Link* o la stessa realizzazione di impianti di generazione di nuove potenzialità rinnovabili o fossili – non cambia in realtà moltissimo dal punto di vista della tecnologia – richiedono tempi che vanno naturalmente coordinati e armonizzati.

Per quanto riguarda l'accordo intercorso tra la regione Sardegna e il MASE di cui anche io ho avuto evidenza, per le notizie di stampa e un po' per informazioni dirette, debbo dire che non è stato ancora oggetto di particolare analisi da parte nostra.

In realtà in questo momento, se non ricordo male, siamo già in un regime di armonizzazione delle tariffe, per quanto riguarda la distribuzione di gas in Sardegna, che abbiamo definito transitorio e di cui posso fornire gli elementi di dettaglio della regolazione che, a memoria, non ricordo, ma che sostanzialmente realizza una sorta di allineamento dei costi.

Naturalmente è un tema molto più articolato e differenziato perché le infrastrutture in Sardegna sono caratterizzate da diversi livelli di sviluppo, anche di sviluppo temporaneo, con il ricorso a carri bombolai, con il ricorso alla fornitura di GNL via nave, con lo sviluppo della *aviator pipeline* che non è ancora di fatto concretamente realizzata. Quindi sicuramente sarà un tema

su cui verremo interessati però non c'è ancora stato nessun elemento di operatività specifica.

Per il tema del *bonus* gas a cui faceva riferimento, mi permetto invece di chiederle con un po' più di dettaglio un'informazione e soprattutto come si arriva a questa valutazione di mancata erogazione appunto di 66 milioni di euro all'anno, in maniera che ne possiamo fare oggetto di un approfondimento specifico.

Credo che sia una valutazione che si basa sul fatto che è diversa la modalità e la disponibilità di risorse per i *bonus* energetici gas ed elettrici, anche normativamente. Normativamente il *bonus* elettrico riguarda un importo pari al 30 per cento del costo della bolletta e il *bonus* gas riguarda il 15 per cento del costo della bolletta ed è differenziato per zone climatiche. Quindi non vorrei che fossero differenze connaturate con la tipologia e la natura.

Poi nel 2022 e nel 2023, come ben sa l'onorevole, i meccanismi di *bonus* sono stati molto modificati, in termini di integrazione e di differenziazione, per interventi che il Governo ha fatto per mitigare l'impatto dei costi energetici. Quindi vale forse la pena di verificare queste informazioni più in dettaglio, ed è quello che faremo sicuramente, e interloquiamo per dare una risposta più di merito e più precisa.

PRESIDENTE. Onorevole Lai, vuole replicare?

SILVIO LAI. La ringrazio davvero, soltanto per dare questo dato. In Sardegna sono 132 mila le famiglie che hanno avuto il *bonus* elettrico e sono 1.122 invece — quindi meno di una su mille — quelle che hanno avuto il *bonus* gas. Naturalmente ciò è dovuto al fatto che il *bonus* gas non c'è, nel senso che in Sardegna non c'è il metano. La concessione del *bonus* elettrico e del *bonus* gas sostanzialmente nelle regioni del Mezzogiorno quasi coincide in termini di utenti perché la concessione del *bonus* si basa sull'ISEE ed è vero che ci sono alcune zone climatiche, ma sostanzialmente — ho guardato i dati — c'è una quasi totale cor-

rispondenza perché appunto riguarda l'ISSEE. In Sardegna mancherebbero circa 84-85 mila famiglie che avrebbero potuto — avendo il metano — godere del *bonus* gas.

Quindi moltiplicando i 780 euro medi del *bonus* metano nel Mezzogiorno, si ottiene una cifra di 66 milioni. Mi fa piacere davvero questa disponibilità del Presidente Besseghini ad approfondire il tema, perché riguarda una carenza e una differenza sull'insularità che è molto profonda e che è dovuta alla mancanza d'infrastrutture, non ad ARERA. Però può essere in qualche modo pensato dal Governo qualcosa di sostitutivo per chi vive in quell'isola e non può utilizzare il metano perché non esiste. Le 1.100 famiglie sono quelle della città, o delle due città, che hanno l'aria propanata.

PRESIDENTE. Va bene, è chiaro, professore. L'onorevole Lai ha chiarito. Ci sono altri colleghi che intendono intervenire?

Solo una domanda da parte mia. Lei ha fatto un riferimento, e lo cita nella articolata nota che è pervenuta a questa Commissione, che leggo testualmente: «per quanto riguarda poi il possibile collegamento delle isole Eolie al *Tyrrhenian Link* si rinvia a quanto già espresso da Terna».

Abbiamo l'esigenza di chiederle qualche chiarimento nella sfera delle competenze di ARERA, dopo aver sentito il Ministro Pichetto Fratin e Terna, che nella sfera delle rispettive competenze hanno ritenuto fattibile — mi scuso per l'ineleganza del termine — un cavo che possa raggiungere dalla terraferma, come chiamiamo noi la zona del Mela, le isole Eolie, per un costo che potrebbe aggirarsi tra i 100 e 200 milioni di euro per il processo di decarbonizzazione o elettrificazione delle isole Eolie.

STEFANO BESSEGHINI, *Presidente dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)*. Bisogna identificare in quale punto di sviluppo della rete si colloca questo tipo di interconnessione. Adesso non ricordo esattamente se è già presente in qualche Piano di sviluppo e, a quel punto, entra nella valutazione di analisi costi-benefici e di approvazione dei piani di sviluppo che l'Autorità realizza.

Anche su questo punto mi permetta di fare un approfondimento specifico del tema e le darò un riscontro più puntuale. Avevo capito che il tema fosse in termini di fattibilità tecnica e quindi per questo avevamo rinviato agli aspetti indicati appunto da Terna. Sul procedimento di natura amministrativa devo verificare.

PRESIDENTE. Ecco, se ci fa pervenire una nota, perché c'era stato quasi suggerito, in alternativa a questa sorta di *bypass* che avevamo, ovviamente non da tecnici, individuato, un impianto, una struttura *ex*

novo e quindi magari se su questo argomento che per noi è molto importante – per le isole Eolie che soffrono il patema e l'*handicap* della doppia insularità – ci fa pervenire uno scritto gliene siamo veramente grati.

Grazie per la sua disponibilità, a presto. Dichiaro conclusa l'audizione.

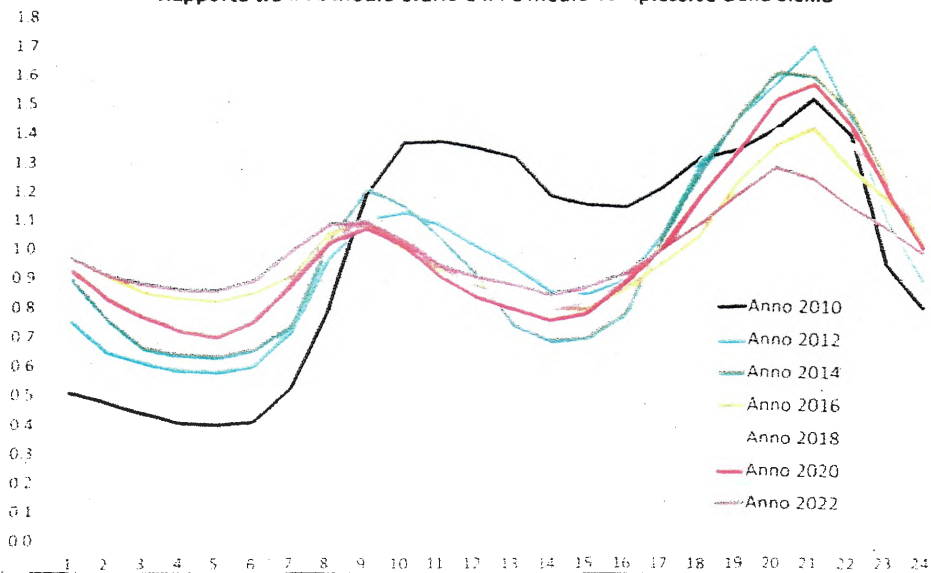
La seduta termina alle 9.20.

*Licenziato per la stampa
il 19 gennaio 2024*

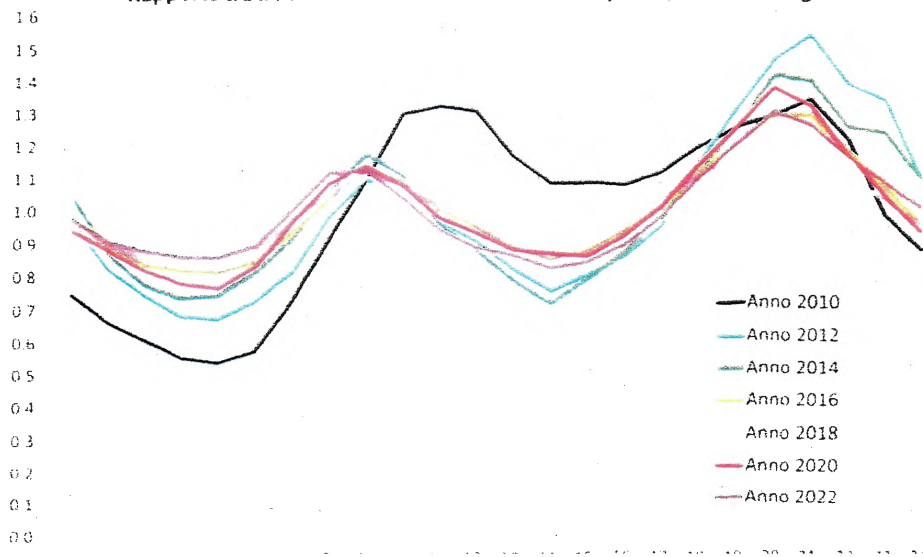
ALLEGATO



Rapporto tra il Pz medio orario e il Pz medio complessivo della Sicilia



Rapporto tra il Pz medio orario e il Pz medio complessivo della Sardegna





19STC0066670