

COMMISSIONE X
ATTIVITÀ PRODUTTIVE, COMMERCIO E TURISMO

RESOCONTO STENOGRAFICO

INDAGINE CONOSCITIVA

36.

SEDUTA DI MERCOLEDÌ 4 DICEMBRE 2019

PRESIDENZA DEL VICEPRESIDENTE **GIANLUCA BENAMATI**

INDICE

	PAG.		PAG.
Sulla pubblicità dei lavori			
Benamati Gianluca, <i>presidente</i>	3	Beseghini Stefano, <i>presidente dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA)</i>	3, 13, 17
INDAGINE CONOSCITIVA SULLE PROSPETTIVE DI ATTUAZIONE E DI ADEGUAMENTO DELLA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE AL PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA PER IL 2030.		Crippa Davide (M5S)	10
Audizione di rappresentanti dell'Autorità di regolazione per energia reti e Ambiente (ARERA)		Galli Dario (Lega)	9
Benamati Gianluca, <i>presidente</i> ..	3, 9, 12, 17, 18	Manca Gavino (PD)	10
		Patassini Tullio (Lega)	12
		Squeri Luca (FI)	12

N. B. Sigle dei gruppi parlamentari: MoVimento 5 Stelle: M5S; Lega - Salvini Premier: Lega; Forza Italia - Berlusconi Presidente: FI; Partito Democratico: PD; Fratelli d'Italia: FdI; Italia Viva: IV; Liberi e Uguali: LeU; Misto: Misto; Misto-Cambiamo!-10 Volte Meglio: Misto-C10VM; Misto-Minoranze Linguistiche: Misto-Min.Ling.; Misto-Noi con l'Italia-USEI: Misto-NcI-USEI; Misto-Centro Democratico-Radicali Italiani-+Europa: Misto-CD-RI-+E; Misto-MAIE - Movimento Associativo Italiani all'Estero: Misto-MAIE.

PAGINA BIANCA

PRESIDENZA DEL VICEPRESIDENTE
GIANLUCA BENAMATI

La seduta comincia alle 9

Sulla pubblicità dei lavori.

PRESIDENTE. Avverto che la pubblicità dei lavori della seduta odierna sarà assicurata anche attraverso la trasmissione televisiva sul canale satellitare della Camera dei deputati, nonché la trasmissione diretta sulla *web-tv* della Camera dei deputati.

Audizione di rappresentanti dell’Autorità di regolazione per energia reti e Ambiente (ARERA).

PRESIDENTE. L’ordine del giorno reca, nell’ambito dell’indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia energetica nazionale al Piano nazionale energia e clima per il 2030, l’audizione di rappresentanti dell’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA).

Saluto il dottor Stefano Besseghini, presidente di ARERA, che è accompagnato dal segretario generale, dottor Battisti, e dal dottor Ricci, direttore divisione energia.

Nel dare la parola al presidente Besseghini, ricordo che l’audizione odierna è finalizzata esclusivamente a ottenere elementi istruttori utili ad approfondire le tematiche oggetto del programma dell’indagine conoscitiva.

STEFANO BESSEGHINI, *presidente dell’Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA)* Ringrazio il Presidente e la Commissione per l’invito a quest’audizione. Naturalmente do fin da ora la di-

sponibilità a qualunque tipo di approfondimento ulteriore rispetto a quello che diremo questa mattina.

È noto che i settori energetici e ambientali sono caratterizzati da una *governance* complessa: da un lato vi è la ripartizione di competenze esclusive concorrenti a più livelli, Stato, Regioni, enti locali; dall’altro una compresenza di funzioni di governo e del regolatore indipendente, nonché di altri organismi. La complessità di questa *governance* è aumentata nel tempo anche per la crescente europeizzazione e integrazione dei mercati, con un trasferimento di responsabilità e di poteri dal livello nazionale alle istituzioni e organizzazioni sovranazionali, tra cui ovviamente la Commissione europea e l’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali di energia (ACER). Si sono arricchite anche la scelta degli strumenti e la definizione delle regole, e il processo decisionale si è nel tempo evoluto verso un modello di collaborazione e coordinamento decisamente sovranazionale.

In questa direzione muove, peraltro con una certa discontinuità rispetto al passato, il regolamento *governance* (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, uno dei pilastri dell’Unione per l’energia, che instaura un meccanismo di coordinamento delle politiche energetiche ambientali dei singoli Stati membri, volto a garantire il raggiungimento degli obiettivi energia e clima stabiliti a livello europeo per il 2030. Mentre gli Stati membri, tramite i Piani nazionali energia e clima, definiscono in autonomia i propri obiettivi, politiche e misure, la Commissione europea, tramite un’azione di monitoraggio e coordinamento, assicura la coerenza con gli obiettivi a livello unionale. Questo è un cambiamento metodologico rispetto al precedente Piano.

Il PNIEC, il Piano nazionale integrato energia e clima dell'Italia 2021-2030 definisce quindi gli obiettivi nazionali e le concrete linee di azione da attuare per il conseguimento degli obiettivi europei di energia e clima per il prossimo decennio. In questo scenario risulta pertanto fondamentale consolidare un ordinato riparto delle competenze, e mantenere e rafforzare la separazione concettuale di responsabilità tra obiettivi strategici di politica energetica e ambientale e gli strumenti più idonei per il loro raggiungimento. Compito di Parlamento e Governo è quello di definire gli obiettivi e le linee programmatiche coerentemente con gli indirizzi delineati in ambito europeo, e di fornire agli operatori e ai consumatori i giusti incentivi per attuare il Piano con soluzioni che siano, da un lato, efficaci sul piano del raggiungimento degli obiettivi, e dall'altro efficienti sul piano produttivo e allocativo. All'Autorità di regolazione spetta invece la regolazione e il controllo dei settori di propria competenza tramite la definizione di strumenti tecnici ed economici, ritenuti dalla stessa più idonei per garantire la concorrenza e l'efficienza del loro funzionamento, assicurando al contempo un elevato livello di qualità dei servizi e di tutela dei consumatori. Quindi l'Autorità auspica in via generale che il PNIEC, nel definire le concrete linee di azione da attuare per il conseguimento dei *target* europei di energia e clima, mantenga con chiarezza la distinzione tra obiettivi, che appartengono al ruolo di indirizzo politico generale, e strumenti regolatori, evitando di definire soluzioni di eccessivo dettaglio e lasciando al regolatore la facoltà di identificare le specifiche misure di regolazione tecnico-economica più adatte a raggiungere gli obiettivi al minimo costo.

Mi soffermerò nel seguito su alcune questioni contenute nel PNIEC ritenute particolarmente rilevanti, con specifico riguardo agli ambiti di competenza dell'Autorità per i riflessi che questi possono avere sia a livello nazionale sia a livello comunitario, nonché per l'azione della stessa Autorità. Segnaliamo inoltre alcuni ambiti specifici rispetto ai quali si ritiene che il Piano

potrebbe essere utilmente integrato, in termini di indirizzi espliciti, nelle scelte di politica energetica nazionale, per garantire efficacia al Piano stesso e coerenza al perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione al minor costo.

Il PNIEC definisce obiettivi climatici ed energetici per il 2030 molto ambiziosi e coerenti con quelli europei per il prossimo decennio. Questi ultimi si coniugano in una prospettiva di decarbonizzazione ancora più ambiziosa, che abbraccia un orizzonte più lungo, di ordine trentennale, nel quadro della cosiddetta *long term strategy*, già oggetto del regolamento *governance*. In tale contesto giocano un ruolo cruciale le scelte di investimento che dovranno riguardare tutti i comparti della filiera energetica, sia quelli monopolistici sia quelli aperti alla concorrenza. Gli investimenti, che ad oggi è possibile prevedere, sono caratterizzati da alti costi, in prevalenza fissi, ovvero indipendenti dal loro effettivo utilizzo e, in gran parte, da vite utili molto lunghe. Ciò rende gli investimenti nel settore aperti alla concorrenza particolarmente esposti ai rischi legati alla volatilità del valore, che tali investimenti sono in grado di generare sul mercato. Quindi c'è un riflesso sulla redditività attesa.

È necessario in quest'ottica che il PNIEC fornisca innanzitutto un indirizzo chiaro sul percorso di decarbonizzazione prescelto, al fine di consentire una valutazione adeguata degli investimenti infrastrutturali indispensabili, soprattutto quando le vite utili sono molto lunghe. È inoltre essenziale che la pianificazione e il successivo sviluppo infrastrutturale dei diversi comparti della filiera energetica avvenga in modo coordinato nei tempi, nella scelta tra le diverse infrastrutture e della loro localizzazione, al fine di garantire il perseguimento degli obiettivi di nuovo al minor costo. Tale coordinamento è necessario — e lo sarà sempre di più in futuro — anche rispetto allo sviluppo integrato, sinergico nei settori gas ed elettrico. Infatti, in un'ottica di decarbonizzazione dei settori energetici e di sviluppo di *green gas*, il settore elettrico e del gas tenderanno ad essere molto più interdipendenti con il cosiddetto

sector coupling. Diventa quindi indispensabile la predisposizione, anzitutto a livello europeo, di analisi e studi approfonditi che, a partire dagli scenari definiti dai Piani nazionali ed europei, in termini di fabbisogni primari siano in grado di supportare le scelte politiche e regolatorie destinate ad accompagnare e a sostenere il processo di decarbonizzazione, garantendo il necessario coordinamento. È poi importante definire strumenti di mercato e regolatori, che consentano che tali investimenti si realizzino in un'ottica di efficienza e di sostenibilità economica. Ciò richiede un approccio guidato da criteri di selettività sia per l'identificazione, laddove necessario, sia per la successiva regolazione e remunerazione degli investimenti. Tale approccio deve essere basato su un'analisi delle infrastrutture che consenta di selezionare le infrastrutture stesse con maggiore utilità per il sistema, misurate mediante tecniche di valutazione costi-benefici.

In questo contesto le politiche e gli strumenti individuati dal PNIEC non sempre sembrano rispondere ai criteri di efficienza, selettività e coordinamento menzionati, come per esempio nel caso dello sviluppo degli accumuli o della rete nel settore gas. Questo rischia di compromettere il raggiungimento dell'obiettivo complessivo o di raggiungerlo a un costo più elevato per i consumatori.

Dal punto di vista delle scelte relative al modello di mercato e alla capacità di questo di supportare lo sviluppo infrastrutturale, emerge come nel processo di progressiva implementazione del mercato unico europeo dell'energia, mentre sono stati fatti rilevanti passi avanti nel disegno dei mercati *spot*, non ha trovato adeguato spazio l'approfondimento e l'adozione di strumenti di mercato di lungo periodo. Il segnale di prezzo che si genera nei mercati *spot*, se da un lato è in grado di garantire il funzionamento efficiente del sistema, dall'altro spesso non è altrettanto efficace nel supportare gli investimenti di lungo periodo. È quindi necessario sviluppare e promuovere nel contesto europeo strumenti di mercato che garantiscano una ripartizione dei rischi tra gli operatori e il

sistema nel lungo periodo, al fine di supportare gli ingenti investimenti indispensabili per la decarbonizzazione e di garantirne l'efficienza e il necessario coordinamento.

A questo riguardo l'Italia ha già sviluppato e incluso nel PNIEC lo strumento del mercato della capacità per sostenere gli investimenti nella generazione elettrica, che — come sapete — è ora in fase di implementazione. È importante che tale strumento sia adeguatamente sostenuto nei prossimi anni, come lo è stato finora, anche nel contesto della nuova legislazione europea. È altresì importante considerare la possibilità di sviluppare strumenti per sostenere gli investimenti a lungo termine necessari per il processo di decarbonizzazione anche in altri comparti del settore energetico.

Vengo rapidamente adesso ad alcuni elementi specifici, partendo dall'autoconsumo. Settore energia elettrica, tema dell'autoconsumo. Sarò schematico nei punti che tocchiamo. Il PNIEC attribuisce notevole rilevanza alla promozione dell'autoconsumo da fonti rinnovabili, sia in configurazione singola sia in forma collettiva, ipotizzando forme di incentivazione implicita che incidono sul pagamento di oneri di rete e di sistema. È inoltre previsto un ampliamento di tali forme di incentivazione fino a includere situazioni in cui la produzione del consumo possa non avvenire nello stesso punto di connessione. In un'ottica di sviluppo efficiente, l'autoconsumo dovrebbe essere valorizzato solo in funzione dei benefici che arreca al sistema elettrico, tutti riconducibili alla presenza in sito di un produttore, esso stesso talvolta consumatore.

È altresì doveroso ricordare che lo sviluppo dell'autoconsumo non comporta in alcun modo una riduzione degli oneri generali di sistema che, finché troveranno una copertura tramite le bollette elettriche, devono essere allocati minimizzando gli effetti distorsivi delle scelte di produzione, consumo e autoconsumo. La mancata applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema sull'autoconsumo, anche nel caso di autoconsumo collettivo, non rappresenta uno stru-

mento efficace per la promozione delle fonti rinnovabili; è preferibile senza dubbio promuovere tali fonti con strumenti dedicati, espliciti, trasparenti e soprattutto opportunamente calibrabili in funzione dell'obiettivo da raggiungere, quale ad esempio le aste attualmente previste nei decreti di promozione di tali fonti. D'altra parte l'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema dovrebbe essere analizzata nell'ambito di un'auspicabile e più ampia revisione della modalità di trasferimento di tali oneri sui clienti finali. È un tema ben noto a questa Commissione.

Veniamo al tema degli accumuli. La realizzazione di una vasta capacità di accumulo, finalizzata al raggiungimento degli obiettivi di consumo di energia rinnovabile posti dall'Unione europea, è più volte richiamata dal PNIEC, senza che ne siano specificate però le modalità di attuazione. Vale sul punto rilevare che, ai fini dell'adozione di disposizioni inerenti ai sistemi di accumulo, è essenziale valutare la sostenibilità ambientale ed economica delle diverse tecnologie disponibili, in una logica imprescindibile di analisi costi – benefici, anche in considerazione degli oneri complessivi che possono ricadere sui consumatori. L'Autorità ritiene che i sistemi di accumulo possano fornire un contributo di rilievo al sistema in termini di flessibilità, sia nel mercato dell'energia sia ovviamente nell'ambito del servizio di dispacciamento. Tuttavia tali obiettivi non possono prescindere da un'accurata valutazione di nuovo degli investimenti necessari sotto il profilo del vantaggio economico, e in prospettiva, solo utilizzando i sistemi di accumulo per una pluralità di finalità si potrebbero conseguire benefici sufficienti a compensare i costi sostenuti. Ricordo a margine che l'Autorità ha promosso una sperimentazione sui sistemi di accumulo già qualche anno fa.

L'Autorità ritiene che il modo più efficace ed economicamente efficiente per lo sviluppo dei sistemi di accumulo sia l'uso di strumenti che consentano soluzioni di mercato con un orizzonte di lungo termine per dare stabilità all'investimento stesso. Tali

strumenti hanno il vantaggio di far emergere il costo efficiente dei servizi di flessibilità, favorendo al contempo le tecnologie più competitive, pertanto meno costose per i consumatori, e riducendo i rischi associati allo sviluppo delle medesime e i relativi costi di capitale. Il perseguimento del principio di neutralità tecnologica, alla base di uno sviluppo efficiente del sistema, non può però prescindere dalla tempestività con cui tali meccanismi vengono attivati rispetto al momento in cui gli investimenti sono necessari. Altrimenti una selettività tecnologica la facciamo con una scelta temporale e non con il concetto di neutralità.

Veniamo allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Nell'ambito degli obiettivi comunitari, fissati dalla direttiva UE sulla promozione delle energie rinnovabili, il PNIEC propone per l'Italia un obiettivo di penetrazione delle rinnovabili al 2030 pari al 30 per cento del consumo nazionale lordo. Questo è dato ben noto. Al fine di raggiungere tale obiettivo, il PNIEC prevede diverse misure incentivanti, senza però formulare indicazioni più precise al riguardo. Risulta pertanto difficile effettuare una stima compiuta dei costi associati all'insieme degli interventi previsti dal documento in esame, in quanto mancano elementi quantitativi sulla ripartizione dei regimi di supporto annunciati, sia tra le fonti di generazione sia tra le diverse configurazioni impiantistiche.

Il PNIEC identifica due strumenti principali per la promozione dei grandi impianti rinnovabili sopra il megawatt: il meccanismo d'asta e il *power purchase agreement* (PPA). Riguardo ai meccanismi d'asta, l'Autorità condivide la scelta di tale strumento per accompagnare lo sviluppo delle fonti rinnovabili al mercato. L'Autorità ritiene altresì che per un'implementazione efficace di tale strumento sia necessario un coordinamento tra gli organismi nazionali e regionali allo scopo di identificare le aree del territorio in cui è possibile realizzare gli impianti di produzione, riducendo i tempi per le necessarie autorizzazioni. Riguardo ai PPA, essi sono certamente uno strumento di mercato che può essere utile anche allo sviluppo degli investimenti legati

alle energie rinnovabili, tuttavia presentano alcuni elementi di rischio, in parte legati alle stesse politiche di incentivazione promosse a livello centrale, e in questo contesto l'introduzione di una piattaforma di mercato, pure auspicata, non appare sufficiente a risolvere tali criticità.

Veniamo al tema dei certificati bianchi. Il PNIEC intende aggiornare e potenziare il meccanismo dei certificati bianchi. L'Autorità osserva tuttavia che, anche se tale strumento ha permesso di ottenere notevoli risultati negli scorsi anni, ha al contempo evidenziato una serie di criticità che hanno comportato difficoltà per gli operatori del settore e hanno richiesto diversi interventi legislativi di aggiustamento, che ne hanno sostanzialmente modificato la struttura. L'Autorità propone quindi, alla luce anche di recenti sentenze del giudice amministrativo, di rivedere lo strumento dei certificati bianchi alla luce di criteri di mercato, in grado di fare emergere prezzi che riflettano, per lo meno nel lungo periodo, il costo degli investimenti.

Veniamo ai mercati dei servizi. Riguardo ai mercati dei servizi, il PNIEC sottolinea l'importanza di completare l'abilitazione alla partecipazione ai mercati dei servizi della generazione delle rinnovabili distribuita e la piena valorizzazione della domanda e di tutte le risorse di flessibilità, ovviamente includendo in questo i sistemi di accumulo, secondo principi di neutralità tecnologica e minimizzazione dei costi attraverso nuove forme organizzative. Il PNIEC, tenendo conto della crescente partecipazione della generazione distribuita, evidenzia che l'attuale modello *central dispatch* potrebbe in futuro risultare non del tutto adeguato, e che occorre quindi valutare il modello più idoneo per la realtà nazionale secondo criteri di efficienza e sicurezza, evitando modelli forzatamente standardizzanti.

Riguardo a questo tema del *central dispatch* l'Autorità ritiene che esso, proprio in presenza del consolidato disegno di mercato nazionale, caratterizzato da una rappresentazione molto semplificata dei vincoli di rete, fino all'ora che precede il tempo reale, continui a costituire l'approc-

cio più adatto ed efficace per assicurare un adeguato e valido coordinamento delle risorse di flessibilità, e per garantire così la sicurezza del sistema al minimo costo per i consumatori.

Riguardo alla partecipazione al mercato di bilanciamento delle fonti rinnovabili non programmabili della generazione distribuita e della domanda, l'Autorità ha predisposto — come è noto — una riforma della disciplina del dispacciamento, in coerenza con l'evoluzione del quadro europeo, volta a rimuovere ogni ingiustificata discriminazione fra tutti i potenziali fornitori dei servizi di dispacciamento. È una riforma nel pieno del suo divenire, un documento di consultazione credo appena chiuso, con i successivi atti in corso di emanazione.

Veniamo allo sviluppo della mobilità elettrica e le infrastrutture di ricarica. Il PNIEC prevede uno sviluppo estremamente accelerato della mobilità elettrica, con un *target* di sei milioni di veicoli elettrici tra BEV (*battery electric vehicle*) e PHEV (*plug-in hybrid electric vehicle*) al 2030. Un simile sviluppo, considerando tutte le diverse modalità di ricarica, comporta un notevole aumento dell'energia prelevata dai clienti domestici che si doteranno di un veicolo elettrico e che avranno la possibilità di ricaricare lo stesso presso la propria abitazione. Inoltre potrebbe comportare anche un possibile aumento di nuovi punti di prelievo e, infine, un verosimile aumento della potenza installata, soprattutto per i punti di ricarica veloci e ultraveloci sui quali si orienterà prevedibilmente la ricarica in luoghi aperti al pubblico. L'Autorità sta fornendo la propria collaborazione al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e al Ministero dello sviluppo economico per l'aggiornamento del Piano nazionale delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici (PNIRE), poiché è necessario che la necessità di sviluppo della mobilità elettrica sia armonizzata con l'esigenza di stimolare anche un contestuale sviluppo efficiente delle reti elettriche, in particolar modo per quanto concerne gli effetti sulla potenza assorbita. È opportuno che lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica avvenga secondo criteri di *smart charging*,

evitando investimenti di sviluppo di reti che sarebbero altrimenti resi necessari dai nuovi carichi indotti dalla mobilità elettrica. In tal senso l'Autorità è impegnata, sia sul fronte delle terminazioni tariffarie sia sul fronte dell'innovazione, attraverso l'avvio di progetti sperimentali, sia, infine, in termini di attività consultiva nei confronti dei Ministeri interessati.

Veniamo infine al settore del gas naturale. Il PNIEC attribuisce un ruolo di rilievo al gas naturale nella transizione energetica al 2030, considerando in particolare l'obiettivo principale di *phase out* del carbone. Tuttavia sotto il profilo infrastrutturale non affronta con chiarezza alcune condizioni di ulteriore sviluppo della rete nazionale e di distribuzione locale. Pur prevedendo tre gigawatt di nuova capacità di generazione di energia elettrica alimentata a gas, sono assenti stime di investimento e considerazioni circa la coerenza e la sostenibilità economica delle soluzioni da adottare a fronte di investimenti tipicamente ammortizzati su orizzonti superiori ai quarant'anni. All'Autorità preme sottolineare l'esigenza che nel settore gas, al pari di quello elettrico, l'identificazione e la successiva regolazione e remunerazione degli investimenti seguano rigorosamente un approccio fondato sulla selettività degli interventi, basate sull'analisi costi-benefici, e con una focalizzazione sull'effettiva utilità per il sistema nel lungo termine. Riteniamo che, in particolare per il settore gas, vadano risolte le ambiguità che derivano da politiche pubbliche, che non sembrano sempre tra loro coordinate.

Solo in un quadro in cui, a partire dal PNIEC, si attuino interventi normativi chiari e coerenti, la regolazione potrà svolgere pienamente il proprio compito di portare a compimento, nel mondo più efficiente ed efficace possibile, gli ambiziosi obiettivi di politica energetica. Quindi in tale contesto il PNIEC dovrebbe fornire un quadro di maggiore chiarezza, soprattutto in relazione alle scelte di infrastrutturazione che richiedono risorse ingenti con tempi di ritorno lunghi. Caso emblematico è il tema della metanizzazione della regione Sardegna, come chiarito nel seguito.

Il PNIEC conferma l'apertura del Corridoio sud tramite il gasdotto TAP (*Trans-adriatic pipeline*) e lo sviluppo della capacità di importazione del GNL nei terminali esistenti, per favorire la partecipazione dell'Italia al mercato mediterraneo e globale del GNL. A tale proposito risulta opportuno utilizzare tutti gli strumenti per favorire gli investimenti e condizioni di mercato in modo da contenere l'impatto sui consumatori. È inoltre proposto un intervento a favore della riattivazione della linea del gasdotto trans-tedesco TENP (*Trans Europa naturgas pipeline*), attualmente fuori esercizio, introducendo eventualmente modalità di realizzazione dello stesso anche a carico del sistema italiano, a fronte di un'analisi costi-benefici. L'Autorità ritiene che tali interventi, oltre ad accrescere la sicurezza della fornitura, promuovano la competizione fra fonti marginali, la liquidità fisica del mercato e il completamento dell'integrazione del mercato italiano con i mercati del Nord Europa, con la conseguente riduzione del differenziale di prezzo tra il mercato all'ingrosso italiano e i principali *hub* europei. A tal proposito si sottolinea che la definizione e l'implementazione del regolamento sulle tariffe gas, il regolamento (UE) 2017/460 della Commissione, è stata un'occasione persa per ridurre il differenziale di prezzo tra il mercato italiano e i mercati europei, legato principalmente ai meccanismi di definizione delle tariffe di trasporto, che si applicano ai transiti transfrontalieri. È a questo riguardo importante richiamare la recente raccomandazione ACER 2-2019 del 19 novembre scorso, *Gas bridge beyond 2025*, che, sottolineando i limiti dell'attuale sistema tariffario *entry-exit*, in particolare in alcune regioni dove si traduce in una barriera di scambi transfrontalieri, auspica un intervento normativo di riforma dello stesso regolamento europeo sulle tariffe gas.

Per la regione Sardegna il PNIEC associa allo sviluppo dell'offerta di GNL, tramite impianti di piccola scala, la disponibilità di un combustibile a minore impatto ambientale, rispetto al carbone, per la necessità di sviluppo industriale sardo. Non

risulta invece chiara la visione rispetto al completamento o meno di tale processo di infrastrutturazione e delle connesse esigenze di socializzazione, anche al di fuori dell'ambito regionale, di una parte dei costi che ne deriverebbero. L'Autorità ritiene che la logica di selettività degli investimenti debba applicarsi anche alle scelte di infrastrutturazione energetica della Sardegna, come per il restante territorio nazionale, e in tale prospettiva l'Autorità ha chiesto a RSE di sviluppare uno studio indipendente, finalizzato a una più ampia valutazione con una analisi costi-benefici delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali, avviati e previsti, e delle loro eventuali interdipendenze. Vale altresì evidenziare come la possibile socializzazione dei maggiori costi, legati sia alle infrastrutture sia alla modalità di approvvigionamento del gas per la regione Sardegna, risulta di difficile attuazione tramite gli strumenti della sola regolazione a legislazione vigente.

Chiuderei con il biometano e l'idrogeno. Il PNIEC prevede lo sviluppo di gas, quali biometano e idrogeno, da fonti rinnovabili, che possono essere utilizzati per la decarbonizzazione del settore gas. In particolare il PNIEC contempla la possibilità di ottimizzare le reti di trasporto, anche tramite l'immissione di miscele di gas naturale e idrogeno e di biometano, attraverso una quota percentuale obbligatoria del gas rinnovabile, incluso l'idrogeno da fonti rinnovabili, da immettere nelle reti, nonché la necessità di definire un quadro normativo e regolatorio chiaro a questo riguardo. Tuttavia il documento non chiarisce il ruolo che il Governo attribuisce a queste fonti di gas rinnovabili nel percorso di decarbonizzazione. Si concentra infatti il PNIEC prevalentemente sul ruolo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico, assegnando al settore gas, quindi anche dei nuovi gas, un ruolo più marginale. La proposta di sviluppo dell'utilizzo del biometano rimane infatti in larga misura confinata all'ambito dei trasporti. Alla luce delle attese nuove proposte europee per la decarbonizzazione

e la promozione di gas rinnovabile, appare rilevante che il Governo espliciti i propri indirizzi in questo contesto, definendo il ruolo di tale tecnologia nel percorso di decarbonizzazione.

PRESIDENTE. Do ora la parola ai colleghi che intendono intervenire per porre questioni o formulare osservazioni.

DARIO GALLI. Ringrazio il Presidente dell'ARERA, di cui già in altre occasioni abbiamo apprezzato la competenza e la capacità, per la sua relazione. Le domande sarebbero tantissime, perché l'argomento credo sia uno di quelli più importanti non solo per questa Commissione, ma proprio per gli interessi della Nazione, perché l'energia per un Paese industriale non è elemento secondario.

Tra le tante cose, comincio con tre. Da una parte mi sembra di cogliere come senso della sua relazione che — come spesso facciamo credo non solo in Italia, ma anche dappertutto — un conto è scrivere una legge sulla carta, un altro è fare le cose che la legge prevede. Del resto abbiamo un precedente: qualche anno fa abbiamo voluto un po' spocchiosamente mettere il pareggio di bilancio in Costituzione, sono anni che facciamo manovre assolutamente incostituzionali, perché non rispettano il dettato della Costituzione stessa. Analogamente su questo mi sembra che il quadro complessivo che esce tra il complesso legislativo in essere, italiano ed europeo, e la realtà è la possibilità fisica siano abbastanza distanti. Si può infatti prevedere tutto un sistema in grado di sostenere lo sviluppo delle energie rinnovabili, che è però tutt'altro che semplice dal punto di vista organizzativo, perché ovviamente le energie rinnovabili hanno dalle caratteristiche incontrollabili, e il rischio è quello di mantenere un sistema parallelo, peraltro con caratteristiche particolari, quindi di pronto intervento, di alta efficienza e di basso impatto ambientale, facile da dire, un po' più difficile da fare. Quindi la prima domanda è capire se tutto il meccanismo complessivo è fisicamente sostenibile, oppure se c'è qualcosa ragionevolmente da rivedere.

La seconda cosa che il Presidente Besseghini ha citato nei vari passaggi — ed è uno dei problemi che poniamo sempre in questa sede — è che è chiaro che, andando verso le rinnovabili, il problema del polmone energetico, l'immagazzinamento dell'energia quando c'è, per renderla disponibile quando non c'è, resta uno dei problemi fondamentali. Lei ha fatto alcuni accenni, ma chiedo quale ragionevolmente, da tecnici, ritenete la strada maggiormente percorribile. Anche il discorso che si cita spesso, forse perché leggiamo troppi giornali californiani o altro, dell'autoconsumo o dell'auto che di giorno la ricarichi, poi di sera la metti in garage, ti scarica l'energia, con il microonde fai da mangiare: tutto bene, ma occorre avere una bella villa con un bel tetto, essere in poche persone che hanno tanta superficie. In un palazzo di trenta piani, con cinquecento metri di tetto e centoventi appartamenti mi chiedo che energia si può generare in una giornata, e quindi di quale autoconsumo stiamo parlando.

Un'ultima questione puntuale, perché è abbastanza evidente la differenza tra i dettati legislativi e la realtà fisica. Mi pare di aver capito sei milioni di veicoli elettrici nel 2030. Al 2030 ormai sono, fra venti giorni, dieci anni, si vendono due milioni di auto all'anno: per averne sei milioni nel 2030, vorrebbe dire che da oggi, visto che il parco circolante elettrico — esageriamo — a centomila non ci arriviamo, in avanti dobbiamo produrre seicentomila auto elettriche all'anno. Oppure, visto che ne stiamo vendendo diecimila, qualche anno che passiamo a trentamila, quarantamila, cinquantamila e poi cinque anni che ne vendiamo ottocentomila mila all'anno. Secondo voi è ragionevole pensare che in dieci anni si passi da vendere cinque/diecimila auto elettriche all'anno, su due milioni di auto nuove vendute, al 40 per cento del mercato che diventa elettrico? Dieci anni sono dopodomani. Chi ha la nostra età e pensa a dieci anni fa, è come dire l'altro ieri, quindi fra dieci anni non sarà tanto diverso. Quindi che cosa può ragionevolmente succedere perché questo avvenga, oppure semplicemente è uno dei tanti numeri che mettiamo

sapendo benissimo che non potranno essere raggiunti.

GAVINO MANCA. Ringrazio il dottor Besseghini per la relazione molto esaustiva.

Io mi concentro su un tema che abbiamo già affrontato nell'audizione informale del 19 novembre scorso sull'aggiornamento dei prezzi dell'energia elettrica e del gas, per il quale lei, presidente Besseghini, ha dato una risposta, che ha riproposto anche oggi, specificando in maniera più chiara alcune posizioni sullo sviluppo del GNL, l'arrivo del GNL in Sardegna. La domanda che le faccio in premessa, poi dico come arrivo a questa domanda, è semplice e le chiederei di essere esplicito una volta per tutte. Lei dice che all'ARERA mancano gli indirizzi politici, io vorrei capire quali sono gli indirizzi politici perché la Sardegna non venga trattata alla pari di tutte le altre regioni italiane. Io penso che il PNIEC esprima in modo chiaro queste indicazioni, lo fa la SEN in maniera ancora più chiara; penso che il decreto Letta, il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, ripetutamente evidenzi il tema che la Sardegna e le zone di metanizzazione nuove non debbano essere penalizzate rispetto ad altre parti d'Italia. Vedo però nei vostri documenti, ad esempio nel n. 170/2019/R/GAS, un'indicazione nella scelta di un piano tariffario unico, che è una scelta politica a questo punto mi verrebbe da dire, che penalizza la mia regione. Non voglio essere polemico, vorrei soltanto capire per aiutarmi, perché come Partito Democratico presenteremo una risoluzione affinché questo indirizzo politico venga dato tramite il Governo in maniera chiara, però vorrei capire una volta per tutte. Noi ci inseguiamo dicendoci delle cose ripetutamente, poi nei vostri documenti voi fate delle scelte politiche. Quando individuate un piano tariffario specifico, state facendo delle scelte politiche.

DAVIDE CRIPPA. Ringrazio l'Autorità. Vorrei chiedere due cose. Rispetto al tema degli accumuli è stato detto che ci deve essere un sistema anche di remunerazione per far partire questo percorso di mercato,

che dovrebbe darci una disponibilità di accumuli; sulla parte idroelettrica è evidente che questo tipo di investimento e di garanzia nel tempo deve essere un segnale abbastanza chiaro, perché mi sembra che l'unica concessione che oggi potenzialmente può partire non decolla per un aspetto di dinamica di prezzo. Qui siamo sempre nell'infinita diatriba se TERNA è in grado di poter gestire gli accumuli, oppure non lo può fare: potrebbe essere forse l'occasione di riuscire a ridefinire questo aspetto? Perché continuando a demandare a un percorso di domanda di accumuli — in alcuni casi l'avete fatta voi in via sperimentale sulla parte elettrochimica, TERNA sta facendo un piano accumuli —, siamo sempre nell'indecisione di capire qual è la strada più giusta anche da un punto di vista regolatorio per dare dei segnali di prezzo e di dinamiche di prezzo, che consentano a questi tipi di investimento di partire. Sto parlando in generale sia di elettrochimico che di idroelettrico.

L'altro aspetto. Io, a differenza di collega Galli, credo un po' più nella tecnologia: dieci anni fa non era questo il livello tecnologico che oggi vediamo o subiamo, anche personalmente, rispetto agli strumenti messi a disposizione. Chiedo in che modo le comunità energetiche, visto che il percorso delle direttive europee è ben tracciato anche in quest'ambito, in che modo potranno essere gestite e migliorate per gli aspetti — in quel caso sì — di autoconsumo di comunità? Se è pur vero che in alcuni casi non ci potrà essere una produzione che possa soddisfare la palazzina con trenta appartamenti, ci potrà essere un impianto di comunità in grado di essere assorbito in maniera totale dalla comunità energetica che viene servita, quindi non immesso in rete e veicolato, come è oggi, sulla rete di trasmissione e distribuzione. Anche in questo, quindi, chiedo se riusciamo ad avere più nel dettaglio il punto di come le comunità energetiche potranno avere un ruolo determinante in questo passaggio di miglioramento del sistema dell'autoconsumo.

Un altro aspetto è legato al percorso che, credo in maniera molto corretta, avete avviato di analisi costi-benefici sul fronte

della metanizzazione della Sardegna, perché credo che, se ancora una volta noi siamo a dover discutere di un tema del genere, è perché evidentemente in passato il percorso di metanizzazione ventilato non è mai decollato né è mai stato economicamente vantaggioso per poter essere veicolato in maniera semplice. Tant'è che oggi, se fosse a mercato, questo strumento non avrebbe nessuna speranza di poter andare avanti autonomamente. Chiedo quando ci sarà la risposta formale di RSE, il soggetto incaricato di fare questa indagine comparativa, anche rispetto al potenziamento del cavo tripolare, e, conseguentemente, come un investimento sul tripolare poi sia compatibile con un eventuale investimento di potenziamento della metanizzazione. L'altro tema vero è comprendere, a mio avviso la domanda vera, perché i dati che spesso girano rispetto alla domanda presunta di metano nell'isola della Sardegna fanno più spesso pensare che stiamo parlando di Brunico rispetto a Cagliari a livello di numero di metri cubi di gas ipotetico di domanda. L'altro aspetto riguarda le tempistiche: oggi siamo praticamente nel 2020, immaginiamo di fare un percorso autorizzativo e di realizzazione di una infrastruttura di questo tipo, quando c'è un tema di decarbonizzazione totale al 2050. Conseguentemente un'infrastruttura che nel nostro Paese e in altri contesti è a servizio della rete da anni, in questo caso la prospettiva temporale secondo me limita di molto il ritorno degli investimenti. Quindi l'altro aspetto importante è comprendere le tempistiche entro cui verrà data questa analisi costi-benefici.

Chiudo chiedendole, rispetto alla già ricordata audizione che abbiamo avuto con voi lo scorso novembre, un altro elemento — credo importante ma non dirimente, sul PNIEC — ovvero di conoscere la relazione sui costi del 2018 del mercato di maggior tutela, che noi attendiamo da due settimane. Visto che tendenzialmente avremmo un'urgenza dettata dalla legge di bilancio rispetto ad alcuni temi, se poteste agevolare quello che avete promesso in questa sede, saremmo attenti a visionarlo per poter prendere le decisioni opportune.

LUCA SQUERI. Mi complimento per la relazione. Del resto dalle competenze e dall'Autorità dalla quale viene era abbastanza facile aspettarci un simile dettaglio nell'analisi che è stata fatta. Analisi che, in maniera neanche troppo velata a mio avviso, segnala delle criticità rispetto al percorso che il PNIEC che traccia nel raggiungimento degli obiettivi.

Io, che non ho assolutamente la stessa competenza e posso permettermi di essere meno velato, dico che a mio avviso il PNIEC, così come è fatto, non riuscirà a raggiungere gli obiettivi ambiziosi che sono stati fissati. Ricordiamoci, tra l'altro, che la settimana scorsa sono stati cambiati addirittura in incremento considerevole, perché dal 40 per cento fissato al 2030 come abbattimento delle emissioni l'Europa ha deciso che il nuovo obiettivo sarà del 55 per cento.

Tra le opinioni dei colleghi Galli e Crippa sposo la tesi di Galli, nel senso che è vero che la tecnologia ha fatto passi notevoli, li farà ancora, saranno passi esponenziali, però il problema è che, se si piega l'efficacia e l'efficienza della tecnologia a tesi che si scontrano con i concetti di sostenibilità e di realismo nel perseguire gli obiettivi, a mio avviso troviamo criticità in quello che il PNIEC determina. A mio avviso si carica troppo le energie rinnovabili dettate dal sole e dal vento. Il PNIEC prevede che nei prossimi dieci anni si produrrà l'800 per cento in più di energia rispetto agli ultimi vent'anni con un quinto delle risorse, e che la stessa energia sarà prodotta soprattutto da fotovoltaico ed eolico, quando invece la parte d'Italia che produce e consuma più energia è il Nord. E vengo al punto. Secondo voi se, come io penso — spero di no, ma purtroppo lo penso — andando avanti con il tempo, tanto lo si vedrà presto, perché il 2030 sembra lontano ma sono dieci anni, è molto vicino in realtà, quando si capirà che questi obiettivi sono irraggiungibili, come si potrà mettere mano a un percorso che in questo momento è stato tracciato male?

TULLIO PATASSINI. Ringraziamo ARERA per la puntualità dell'esposizione e delle questioni trattate all'interno del PNIEC.

Vorrei porre l'attenzione su un aspetto fondamentale: la questione infrastrutturale. Noi abbiamo di fronte capacità teorica di nuove rinnovabili, abbiamo ipotizzato la nascita di nuove iniziative di autoconsumo localizzate, e così via; la questione è se ARERA si è concentrata sulla questione di come distribuire l'energia localmente, in caso di mobilità elettrica se la rete è adeguata a sostenere sia il trasferimento di energia a un giusto prezzo sia lo *smart charging* e così via.

Ultimo aspetto, ancora più importante: se è allo studio, perché altrimenti rischiamo di fare in Sardegna tanti buoni propositi e nessuna realizzazione, perché il 2030 è domattina e non iniziamo mai, un vero piano di produzione di energia da fonti alternative. Altrimenti, nell'attesa di essere tutti « verdi », rischiamo di rimanere senza energia.

L'altro aspetto è se rispetto al patrimonio di rinnovabili esistenti nell'idroelettrico e nel fotovoltaico, l'attività di *revamping* o di *repowering* degli stessi potrebbe portare realisticamente a un avvicinamento agli obiettivi PNIEC. Altrimenti, da una parte diciamo che non si possono fare attività imprenditoriali, dall'altra vogliamo tutto rinnovabile, questa discrasia ci lascia a metà strada senza avere né un passaggio concreto, ad esempio il *phase out* dal carbone, sia rimanere con vecchi impianti non più economicamente ed energeticamente adeguati.

PRESIDENTE. Non ci sono altre richieste di intervento, per cui pongo io un tema di carattere generale. Oggi l'ARERA ha presentato una valutazione dei tanti strumenti previsti nel PNIEC, abbiamo parlato di tante cose: sul tema della sicurezza di sistema il collega Crippa poneva il tema di come gestire gli accumuli, in asta oppure in acquisizione; c'è il tema del mercato della capacità che è essenziale per la sostenibilità e la sicurezza del sistema, abbiamo già avuto le prime due aste dalle quali si dovrebbe già capire qualcosa; c'è il tema del periodo di transizione con le aste FER per arrivare ai PPA, abbiamo un insieme di meccanismi; la revisione dei certificati bianchi, su cui poi vorrei capire qualcosa di più

visto che quello era un tema di liquidità del sistema; il tema delle UVAM che spesso non si solleva per questioni di dimensioni, ma un'analisi costi-benefici anche su quelle andrebbe fatta. Quindi è un insieme di misure che garantiscono continuità e sicurezza al sistema, però cominciano a uscire i numeri. Nell'ambito di una valutazione tecnica, come stiamo facendo sulle scelte che si faranno, sui sistemi e quant'altro c'è anche una sostenibilità economica e questi numeri cominciano già a essere sul tavolo. Chiedo a voi quello che ho chiesto al GSE, nel presupposto che voi avete una visione più ampia del sistema rispetto al solo GSE: c'è una stima di come questi meccanismi, tutti importanti, dal 2022 in poi impattano sulla bolletta? Stiamo tentando un'analisi di riparto di questi costi e delle scelte che stiamo facendo? Questo, anche a livello indicativo, sarebbe importante, soprattutto nel settore elettrico.

C'è stata un'espressione molto chiara sugli oneri. Sull'autoconsumo la visione è chiara, quindi non ci tornerai sopra. Ho due questioni banali: il tema del TENP e il tema dei diritti di transito nei grandi gasdotti transeuropei. Pongo la stessa questione che ho posto al ministro Patuanelli. È chiaro che è un tema di regolazione di sistema, però l'*entry-exit* non può essere visto — lo dite anche nella vostra relazione, condivido in maniera totale — come uno strumento non di gestione complessiva di ottimizzazione di sistema, ma di alterazione della competitività del sistema. Questo però è anche un tema politico probabilmente, non solo da regolatori. Difatti avete anche citato il recepimento di una direttiva. Su questo ritenete utile che, anche a livello di Conferenza dei ministri, sia un tema da affrontare, visto che per il sistema italiano, soprattutto per quanto riguarda i passaggi sulla Svizzera e attraverso la Germania, si tratta di elementi difficili e cruciali? Anche perché abbiamo una quota molto bassa di gas che arriva da questa direttrice, ma l'impatto sul prezzo è molto elevato.

Ultima questione, il tema dell'idrogeno. C'è il tema degli accumuli elettrochimici, però l'idrogeno è un elemento importante,

anche in questo caso pongo una questione che ho già posto al ministro Patuanelli. Condivido la vostra osservazione rispetto a una visione più chiara che ci dovrebbe essere rispetto a questo vettore energetico che può fungere anche da accumulo, vorrei capire quando dite anche voi: «una più chiara indicazione in questo senso» cosa intendete nel dettaglio. Il tema è: possiamo già fare una scelta o dobbiamo ancora proseguire lo studio? Ci sono state delle risposte che sono state fornite nell'audizione recente del Ministro, che vorrei confrontare con le vostre.

Do la parola al presidente Besseghini per la sua replica.

STEFANO BESSEGHINI, *presidente dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA)*. Vado in ordine sperando di essere efficace nelle risposte.

Però voglio fare una premessa generale, cercando di mettere nella prospettiva giusta le osservazioni fatte in questa memoria, che hanno lo spirito di indicare i cantieri. Ci sono dei cantieri da affrontare e qualche nodo da sciogliere su alcune tematiche che riguardano il PNIEC, quindi quella che qui indichiamo è una sorta di focalizzazione sui cantieri. Anche molte delle domande vanno in questa direzione, quindi mi hanno stimolato questa riflessione.

Onorevole Galli, se è fisicamente sostenibile — la sintesi della prima domanda — la transizione. Direi di sì, ma non lo direi con l'ottimismo generale: lo direi per il fatto che abbiamo tutto un sistema che sta evolvendo e che è evoluto in maniera molto importante dal punto di vista tecnologico. Lo ha fatto soprattutto in questa parte di mondo, lo ha fatto anche in questo Paese. Quindi il problema è forse più in generale, anche se mi rendo conto che qui ci spostiamo un po' nel campo delle opinioni, essere sempre molto coerenti tra il *setting* dell'ambizione e lo stato di questa evoluzione tecnologica che stiamo implementando, ma non me la sentirei di dire che non è fisicamente sostenibile, che non abbiamo gli strumenti per raggiungerlo.

Tema dell'accumulo, quale strada è maggiormente percorribile. Premesso che non stiamo discutendo, nel settore tecnologico

dell'accumulo, di quale sarà la tecnologia vincente o non vincente, quale sarà predominante: non è questa credo la riflessione che ci appassiona in questo momento. Credo che sia vero quello che cerchiamo di dire nella memoria: la selettività temporale ha una sua rilevanza, perché comunque le tecnologie hanno una loro dinamica e quindi fare una scelta in un certo momento con certe visioni di tempo inevitabilmente fa una selezione, anche se è solo implicita, anche se non è esplicita, ed è questo il motivo per cui vorremmo non rispondere. Vorremmo non rispondere alla selettività tecnologica, ma provare a identificare dei meccanismi che, puntando sul servizio, lasciano la possibilità di competere alle tecnologie o alle soluzioni, chiamiamole più in generale, altrimenti rischiamo di essere sempre troppo orientati nella discussione ad avere in mente una tecnologia. Noi stiamo cercando servizi che diano stabilità al sistema, quindi dobbiamo avere un approccio più aperto. Che l'accumulo di energia sia una frontiera tecnologica che sta avanzando molto velocemente è altrettanto vero. Io starei attento ai paragoni « meno dieci/ più dieci » in termini di anni, perché la progressione non è lineare. Quindi dieci anni di tecnologia « fa » non sono realisticamente dieci anni di tecnologia « fra » dieci anni.

C'era il commento sui sei milioni di veicoli elettrici. Le curve di penetrazione fanno parte di modelli o scenari, la sfera di cristallo non ce l'hanno ancora data in dotazione, però testimoniano che certamente un'impennata della penetrazione dei veicoli elettrici la conosceremo. Attenzione che i sei milioni di veicoli elettrici sono BEV e PHEV, quindi è un misto di *full electric* e di vari gradi di elettrificazione. Attenzione anche a considerare il sistema della mobilità come un sistema reattivo agli schemi regolatori. È un sistema che reagisce anche a modelli di mercato di consumo autonomi. Molte scelte tecnologiche sono state fatte e sono fatte sulla scala temporale di medio-lungo periodo e in assenza, perché è un mercato globale essenzialmente quello dell'automobile, quindi il go-

verno locale di un mercato globale è una sfida ulteriore.

Rispondo all'onorevole Manca che il tema della Sardegna ci vede molto attenti, quindi non c'è nessuna scelta preconcepita o selettiva sulla Sardegna. Questo mi pare quasi ovvio dirlo. Quello che a noi pare di identificare è una qualche ambiguità ancora nell'indicazione rispetto alla possibilità di perequare in maniera più o meno ampia i costi che derivano da questa infrastrutturazione. Il dato di fondo è certamente quello che la Sardegna, come qualunque altro territorio dell'Italia, deve avere la sua opportunità di svilupparsi dal punto di vista industriale e dal punto di vista dei servizi ai cittadini. Come per qualunque altro territorio dell'Italia l'Autorità si preoccupa costantemente di avere un rapporto costo e attività che viene sviluppata coerente nella dimensione costi-servizi nell'ambito della normativa che viene data. L'onorevole Manca ha ricordato giustamente il decreto Letta, ha ricordato tutta una serie di indicazioni. Questo elemento perequativo non emerge però con una chiarezza, come noi riteniamo, sufficiente a darci il mandato a operare in questo senso. Peraltro in questa fase — come ho già ricordato nella citata audizione del 19 novembre scorso — abbiamo la fase di revisione del quinto periodo regolatorio, e le riflessioni che abbiamo attivato con l'incarico a RSE vanno proprio nel senso di irrobustire quelle scelte degli ambiti. Peraltro questo elemento di sostenibilità di costi addizionali, di estensione di rete — chiaramente la Sardegna è l'elemento principale —, si pone anche in tutte le ulteriori istanze di estensione di una rete. Su questo c'è qualche ambiguità che registriamo. Ambiguità che deriva probabilmente dal fatto che la norma ha affrontato il tema in maniera discontinua in tempi diversi, sottolineando di volta in volta aspetti segmentati. Noi siamo assolutamente disponibili a una presa in carico complessiva del tema. Il momento della consultazione è stato un momento; le stime che verranno da RSE aiuteranno il sistema. Non è l'Autorità o un altro soggetto, è il sistema che deve prendere una decisione complessiva. Quello che noi facciamo è

metterci a disposizione cercando di dare il contributo, sia di metodo sia di selettività.

Attenzione, la definizione degli ambiti e le perequazioni che si sono determinate, anche storicamente, hanno tutte avuto una caratteristica di avvio e di transitorietà, perfino il decreto Letta indicava esplicitamente che elementi perequativi sono transitoriamente e – vado un po' a memoria – il secondo periodo regolatorio prevedeva specificatamente un fondo perequativo alimentato per sostenere le fasi di avvio e quant'altro. La domanda è: questa fase transitoria si applicherebbe alla Sardegna oppure no? Faccio una delle riflessioni, quindi sono scelte che richiedono una condivisione e una consapevolezza complessiva soprattutto del decisore politico. Non ci sottraiamo al tema. Credo che sia inutile sottolineare che non ci sono elementi di alcuna tipologia verso la regione Sardegna, anzi regione molto amata, ma approfondiamo questo tema e siamo ben disponibili a farlo.

Rispondo all'onorevole Crippa, iniziando dal sistema degli accumuli. È un tema critico per la capacità di riuscire a trovare uno strumento. Ho ben presente il tema dell'idroelettrico e della specifica iniziativa che potrebbe o dovrebbe riuscire ad attivarsi, almeno come primo esempio di quale possa essere il meccanismo da implementare. Abbiamo qualche bozza di idea su cui ci stiamo confrontando proprio con TERNA e il Ministero inevitabilmente. Sono idee orientate allo spirito di quello che abbiamo cercato di scrivere in sintesi nella memoria: a predisporre un meccanismo che riesca a non far sopportare al sistema dei costi indistinti in vista di un ideale raggiungimento di obiettivo, ma di estrarre il meglio della tecnologia al minor costo nel servizio dato. È verissimo che nel caso, ad esempio, dell'idroelettrico il segnale di lungo periodo che è necessario dare ha caratteristiche che ulteriormente complessificano il tema. Così come l'abbiamo detto – credo neanche tanto velatamente – nella nota scritta, probabilmente in questo momento un accumulo a servizio di erogazione dei servizi di dispacciamento e basta fa ancora più fatica; dovrebbe riuscire ad arricchirsi di una

varietà di servizi, e questa è una composizione di portafoglio che le UVAM cercano di intercettare. Non è l'unico strumento, ce ne possono essere altri: ci possono essere anche meccanismi in cui l'installato rinnovabile si porta dietro una quota di servizio di accumulo necessaria per poter avere l'abilitazione, ma qui sto immaginando modelli su cui possiamo ragionare. Solo per dire che non è certamente un tema su cui partiamo da zero nella riflessione.

Il secondo punto riguardava le comunità energetiche. Sono certamente una notevolissima opportunità per dare ordine anche a quel tema dell'autoconsumo che abbiamo trattato anche in altre situazioni. È – credo – un tema che sarà all'ordine del giorno del 2020, per il recepimento della direttiva, quindi certamente il ruolo dell'Autorità sarà di supporto, come sempre. Avranno certamente un ruolo. Io credo che anche a livello comunitario sia necessario, proprio in vista dei recepimenti nazionali, che il dibattito tra forme di distribuzione implicita o non implicita, *renewable energy communities*, piuttosto che *citizen energy communities*, il contributo che può venire alla socializzazione, quindi agli aspetti più di collaborazione della comunità a supporto del sociale, trovino qualche momento di chiarimento e di indirizzo. Mi aspetto che la nuova Commissione europea possa dare indicazioni in questo senso, perché il tema è certamente all'ordine del giorno.

Torna il tema della metanizzazione Sardegna. Credo di aver già detto. Sono assolutamente d'accordo sul comprendere la domanda vera, così come abbiamo cercato di dire anche nella memoria. È chiaro che c'è anche una questione di momento storico, in cui l'investimento si colloca rispetto a una progressione. Non dimentichiamoci che, anche dal punto di vista delle possibilità di implementare soluzioni diverse e ulteriori, la Sardegna potrebbe anche essere un'occasione da cogliere, non solo per replicare modelli già consolidati.

Per quanto riguarda la relazione costi 2018, confermo che abbiamo accelerato sulla sua redazione. Sto parlando di quello della tutela. È in programma in collegio martedì, quindi penso che la prossima set-

timana possa arrivare l'estratto di cui parlavamo.

Rispondo all'onorevole Squeri, sulla questione se non raggiungiamo gli obiettivi. Questa è una domanda a cui faccio fatica a rispondere sì o no, perché c'è un valore anche eventualmente in un raggiungimento non totale dell'obiettivo. Non credo che sia una posizione da cogliere nella sua visione « tutto o niente ». Non è che dobbiamo raggiungere l'obiettivo oppure non facciamo nulla. Lo stesso percorso che ci ha portato al 2020 ha implementato strumenti, alcuni sono stati inevitabilmente più di successo, altri meno; alcuni sono stati fin troppo di successo nel tempo rispetto al raggiungimento dei vecchi obiettivi. Credo che la questione vada vista in un'ottica molto più dinamica. Quello che è certamente cambiato e cambierà, è che questo deve diventare un tema costantemente monitorato e gestito. Questo veramente lo possiamo dire: per fortuna o purtroppo, la generazione centralizzata ha il vantaggio che concentra il momento della scelta dell'investimento in un momento molto definito, poi la sua gestione è affare corrente di chi se ne occupa. La generazione distribuita, scelte di implementazione più dinamiche di soluzioni chiedono a tutti noi, al decisore politico, al regolatore e agli operatori, una gestione continua di uno scenario che va dinamicamente evolvendo. Sapete benissimo che i meccanismi incentivanti si muovono nel tempo, quindi danno segnali diversi alla promozione degli investimenti; le stesse tecnologie escono in maniera selettiva, perché ad esempio qualche anno fa abbiamo perso, mal contati, venti gigawatt di convenzionale in un lasso di tempo estremamente breve, quando mandavamo il segnale corretto al convenzionale; il meccanismo con cui invece entrano ed escono le generazioni distribuite è molto più distribuito nel tempo, quindi richiede un governo continuo. Attenzione a non perdere di vista il fatto che la gestione del processo di decarbonizzazione è un continuo lavorare a tenere coerenti i sistemi. Ecco perché analisi di scenario, cabine di regia, un profondo collegamento tra decisione politica, technicalità della regolazione,

attività degli operatori diventa ancora più importante che non in passato. Mi rendo quello che è una risposta un po' filosofica, ma purtroppo non ho un elemento *on/off*.

Rispondo all'onorevole Patassini che è assolutamente fondamentale avere una attenzione al tema delle infrastrutture. Io mi sono accorto adesso che nella memoria, ripensandoci mentalmente, abbiamo parlato dell'importanza della localizzazione geografica delle scelte infrastrutturali e della necessità di prestare attenzione ai percorsi autorizzativi, che saranno un grande elemento. Quel cantiere di continua gestione, a cui facevo riferimento prima, sul tema delle autorizzazioni ha una partita fondamentale, perché quello è forse uno degli snodi principali. Ho dimenticato di citare, forse anche nella memoria, la topologia di rete. Gli investimenti hanno anche una necessità di avere una coerenza rispetto alla topologia infrastrutturale della rete di trasmissione che abbiamo, perché non è solo una questione di dove lo posso mettere o non lo posso mettere, ma anche come minimizzo il costo per raggiungere l'implementazione fatta.

La rete adeguata. Nella domanda bisogna che si dica anche rispetto a cosa, però certamente noi abbiamo un buon sistema di trasmissione; abbiamo un sistema di trasmissione che si sta interconnettendo sempre di più anche con gli Stati vicini; abbiamo una rete di distribuzione che — l'abbiamo segnalato in audizione a luglio — conosce qualche necessità di avere più attenzione agli aspetti di qualità del servizio che stanno un po' derivando negli ultimi anni, anche se sono segnali marginali, ma certamente la rete è adeguata ed è in grado di potenziarsi dal punto di vista infrastrutturale. Anche qui, è difficile dire sì o no. La curva di penetrazione dell'elettrico non vediamo solo aggregata a livello nazionale: sei milioni di autovetture. Questi sei milioni di autovetture, se ci saranno, non saranno uniformemente distribuiti sul territorio nazionale. Quindi anche la selettività dell'investimento aggiunge un ulteriore elemento: la localizzazione rispetto al fabbisogno di consumo, che ha caratteristiche previsionali un po' diverse rispetto a quelle a cui

eravamo abituati. Le *power reblending* può essere elemento di potenziamento, mi verrebbe dire assolutamente di sì. Sposo quella attenzione agli aspetti autorizzativi, perché anche in questo caso sono quegli elementi che, facilitati, insistono sulle *brownfield* facilmente identificabili: sarebbe curioso non sfruttarli.

Rispondo al Presidente Benamati che il tema della sostenibilità economica è – credo – una costante della memoria che abbiamo cercato di presentare oggi. Mentre la riguardavo, leggendola mi è venuto quasi il dubbio che forse abbiamo esagerato nel reiterare più volte l'attenzione ai costi, alla sostenibilità economica, eccetera, ma *repetita iuvant* dicevano, e forse è un elemento su cui avere sempre la giusta cautela. Credo sia molto difficile fare una stima secca dei battenti in bolletta dei costi, perché molto dipende dalle scelte che si fanno. Quindi risolvere quelle scelte che abbiamo cercato di indicare ha un suo battente. Naturalmente è possibile fare dei *what if*, è possibile immaginare degli scenari alternativi, e su questo credo che ci sia una batteria di colleghi competenti, RSE, ENEA, eccetera e, noi stessi ci mettiamo a disposizione. Quello che credo sia importante è che anche a livello europeo – questa è una cosa che anche noi chiediamo e sollecitiamo costantemente – sta crescendo l'attenzione a questo aspetto di sostenibilità economica delle scelte, e non « solo » l'indicazione degli obiettivi prospettici.

Il tema dei transiti europei non è un tema solo da regolatori, assolutamente. Ha una sua valenza di sistema e di scelta di Paese molto importante, tant'è vero che, quando noi abbiamo fin dall'inizio avuto il primo *sentiment* con i colleghi tedeschi che si stava determinando una situazione, abbiamo cercato una collaborazione con il Ministero che credo nel Governo precedente avesse mandato proprio una nota specifica in Commissione. Nota in Commissione che io stesso ho reiterato qualche settimana fa, cercando di ricomprendere e di segnalare la situazione complessiva della Germania e della Francia, che sta sviluppando una scelta tariffaria analoga. Credo che l'indicazione di ACER che abbiamo

citato nella memoria, se non è una risposta, è certamente una prima presa di coscienza del fatto che il tema va affrontato, probabilmente anche rivedendo alcuni aspetti del codice di rete.

Idrogeno. La prima è attenzione – nella nota forse si è troppo sbrigativamente indicato – che l'indicazione non è tanto alla scelta tra idrogeno e metano o biometano, quella credo che sia una scelta su cui farò un ragionamento a seguire: l'indicazione è capire quanto estesa vogliamo che sia la componente e la rilevanza del sistema gas rispetto all'evoluzione, perché nel PNIEC la focalizzazione sul settore trasporti è abbastanza forte. Se questa diventa l'indicazione di *policy*, che poi verrà consegnata anche nel PNIEC a dicembre alla Commissione, se ne prende atto.

Sulla scelta tra idrogeno e metano io credo che un elemento – l'ho già detto in altre situazioni molto meno autorevoli e forse posso permettermi di ripeterlo anche in questa sede – l'idrogeno ha certamente una sua rilevanza e prospettiva tecnica, ha una necessità evidente di ricerca e di sviluppo tecnologico, quindi è una filiera che deve crescere e svilupparsi, anche se già ora, in alcuni elementi di nicchia del sistema, riesce a dare delle risposte. Il biometano è più semplice su una scala di *technology readiness level*, perché è decisamente maturo; ha più una problematica di approvvigionamento della filiera di garanzia delle autorizzazioni...

PRESIDENTE. La mia questione era molto più semplice. Era se, non in alternativa ma in sinergia, per l'uso di questo sistema dell'idrogeno in aggiunta a bio combustibile – poi sono anche legati idrogeno e metano, possono essere nella parte di accumulo un elemento importante, non di vettore – siamo già in una fase tale da pensare che questa può essere, per il nostro sistema, una risorsa nel futuro. A quel punto si inizia a far andare il sistema, sia sulle reti che sulle altre questioni, in quella direzione.

STEFANO BESSEGHINI, *Presidente dell'Autorità di regolazione per energia, reti e*

ambiente (ARERA). Mi pare che ci sia qualche sperimentazione che già dimostra l'attuabilità di questo meccanismo; segnalo che il ruolo che gli operatori presenti nel settore possono giocare nell'accelerare la capacità di comprendere le potenzialità dei sistemi è rilevante, bisogna che abbiano la possibilità di operare nel contesto dato.

Credo di aver toccato più o meno tutti i temi.

PRESIDENTE. Credo di sì, quindi direi che abbiamo concluso, con queste esau-

rienti risposte, una delle più importanti audizioni di quest'indagine conoscitiva.

Ringrazio ancora il presidente di ARERA. Dichiaro conclusa l'audizione.

La seduta termina alle 10.15.

Licenziato per la stampa

il 31 gennaio 2020

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

PAGINA BIANCA



18STC0086110