

Le commissioni VIII e X,

premessi che:

la situazione dei prezzi delle materie prime, dell'energia primaria oggetto di importazione e dei prodotti energetici trasformati in Italia si avvia a mantenersi assai critica anche per il 2022. Dopo i rincari significativi del prezzo del gas naturale e dell'energia elettrica nel penultimo e nell'ultimo trimestre del 2021, il primo e il secondo semestre del 2022 si aprono in presenza di ulteriori significativi aumenti;

gli incrementi che si sono manifestati nel 2021, rispetto al 2020, e che tuttora incalzano, trovano le loro ragioni in parte in dinamiche congiunturali ed in parte in situazioni di carattere strutturale;

dal punto di vista dei cambiamenti congiunturali occorre per certo annoverare la forte spinta alla ripresa economica dopo il primo biennio di pandemia caratterizzati da blocchi sanitari e la riduzione delle attività produttive, dei trasporti e dei consumi in genere. Una spinta globale quella delle imprese che, manifestatasi con robustezza nel 2021 in modo particolarmente significativa nel lontano oriente, ha generato un forte e impetuoso rialzo della domanda di prodotti energetici. A fronte di tale impennata della domanda non ha corrisposto una immediata e intensa disponibilità dell'offerta a livello globale;

la situazione di carenza di offerta ha innescato una spirale competitiva sugli approvvigionamenti e forti aumenti dei prezzi, in particolar modo per il gas naturale;

a questa situazione tipicamente legata ad una specifica fase di congiuntura economica si sono altresì affiancate ragioni strutturali. Nel caso del gas ed esempio, se è vero che la causa primaria della carenza è dovuta alla contrazione delle attività estrattive, verificatasi a seguito di una scarsa domanda nel periodo dei lockdown, questo non basta a spiegare il perdurare del fenomeno nel tempo. Il mancato riallineamento fra domanda ed offerta è da ricercarsi anche in una diminuzione delle attività di ricerca ed estrazione a livello mondiale, degli investimenti a questo connesse e dal differimento degli investimenti necessari a mantenere efficienti questi sistemi produttivi. Investimenti che sono rallentati, quando non eliminati, in un quadro di annunci politici volti alla progressiva eliminazione delle fonti fossili (anche le più pulite come il gas) in tempi molto brevi. Tutto ciò in uno scenario geopolitico che rende sempre più difficili i rapporti fra paesi consumatori e produttori. Se a ciò si aggiunge il fatto che il gas naturale per molte economie mondiali si avvia ad essere la componente energetica da accoppiare alle fonti rinnovabili, in un percorso di decarbonizzazione virtuoso, si può spiegare la crescita cospicua nella richiesta di questo prodotto a fronte di un'offerta limitata;

in un mercato mondiale fortemente liquido e poco orientato sul lungo termine, queste dinamiche hanno condotto ad un'impennata dei prezzi all'ingrosso. Il gas naturale è passato dai circa 15 € MWh di agosto 2020, ai circa 110 € di dicembre 2021, agli attuali 70-80 €, prezzi accompagnati da una notevole volatilità e comunque generalmente tesi al rialzo. Come sottolineato a livello mondiale, un mercato fortemente collegato a livello internazionale, la presenza della ripresa della domanda post lockdown, la diminuzione del GNL disponibile sul mercato globale accoppiato ad una riduzione della produzione anche interna all'Europa, sono tutti fattori che hanno posto specificatamente l'Europa in forte sofferenza;

in Europa in funzione di tutto ciò si è registrato anche un costo crescente dell'energia elettrica. Il mix di produzione europeo, basato su rinnovabili, nucleare e combustibili fossili (gas, carbone e olii minerali), ha pesantemente sofferto di queste dinamiche internazionali. Nell'ultima parte del 2021 il costo del MWh all'ingrosso ha toccato, sul mercato elettrico italiano, valori compresi fra i 180 e i 240 €, attestandosi nel mese di gennaio entro valori compresi fra i 200 ed i 280 €. Un aumento di circa 4 volte rispetto ai prezzi del 2020 in larga parte trainato dal settore termoelettrico che con gli attuali meccanismi di *pricing* ha fissato i prezzi, quindi amplificato gli aumenti e le oscillazioni del gas;

nell'aumento dei prezzi della componente energia elettrica gioca anche un ruolo l'aumento dei costi per gli adempimenti europei collegati all'ETS, il costo per tonnellata di CO<sub>2</sub> emessa che era attorno ai 25 - 30 €/Ton alla fine 2020 ha raggiunto i circa 80 € nell'ultima parte del 2021 e ha superato i 97 € nel mese di febbraio 2022. Sarebbe irrealistico e sbagliato sostenere che questo aumento ha generato da solo l'impennata di costi elettrici ma sicuramente ha contribuito all'aumento. Alcune valutazioni attendibili attribuiscono a questo fattore circa un quarto del peso degli aumenti. Degno di nota è anche il fatto che questa crescita pesa di più su quei sistemi energetici, tipici del nord e nell'est Europa, che hanno ancora una elevata incidenza del carbone;

per quanto attiene in specifico al nostro Paese la situazione presenta luci ed ombre. Il nostro paniere energetico, così come ridisegnato dalla SEN (Strategia Energetica Nazionale) e dal PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia Clima come approvato nel gennaio 2020) si basa sostanzialmente, nell'approccio agli obiettivi 2030, su un misto di fonti rinnovabili e di gas. La forte penetrazione delle rinnovabili prevista per quella data, con un incremento dell'ordine di 70 GW installati, e il ruolo di sostegno del gas a questa filiera fa del sistema energetico italiano uno dei più avanzati e efficienti d'Europa. Sistema che si è dato anche obiettivi ambiziosi quali la fuoriuscita dal carbone nel 2025 e sfide importanti quali lo sviluppo rapido di sistemi di accumulo e di vettori energetici innovativi (es. idrogeno). È importante sottolineare che l'attuale versione del PNIEC dovrà essere adeguata al rialzo, e con esso anche gli obiettivi delle rinnovabili, a seguito dell'entrata in vigore del pacchetto europeo Fit-for-55%, diretta emanazione del Green Deal europeo;

d'altra parte, però, il sistema di approvvigionamento nazionale rimane fortemente dipendente dall'estero per i combustibili fossili e per una quota di energia elettrica proveniente dal nucleare francese. Da questo punto di vista occorre, non di meno, osservare come nel settore gas l'Italia abbia la possibilità di svolgere un ruolo importante per l'Europa quale *hub meridionale*. Ruolo che le è consentito dalla sua posizione geografica, dal numero elevato di possibili fornitori e dalla presenza di buone risorse nazionali. Inoltre, un'oculata gestione degli stoccaggi ha sempre consentito dal 2016 una relativa sicurezza di sistema. Nonostante la diversificazione negli anni passati delle fonti di approvvigionamento, con l'obiettivo di evitare di dipendere pesantemente da un singolo produttore in particolare, a causa del drastico calo della produzione interna e delle importazioni dal nord Europa si è mantenuto la quota di gas russo attorno al 40% dei consumi nazionali;

sempre in questa direzione va anche il piano nazionale di penetrazione delle rinnovabili elettriche che concorre in maniera determinata all'indipendenza energetica del Paese e che, sotto specifiche condizioni, potrebbe servire a calmierare i prezzi ma che sta subendo gravi ed inopportuni ritardi. Questo scenario, che per altro è lo stesso a cui vogliono tendere altri paesi europei come la Germania, ci permetterebbe di compiere con successo il periodo di transizione previsto sino al 2030-2035, volgendo poi ad una seconda frazione del cammino verso la decarbonizzazione totale, prevista attorno al 2050, in cui nuove tecnologie a bassissime emissioni saranno mature: da questo

punto di vista appare quindi chiaro come la riduzione dei costi energetici, da cui in larga parte dipende non solo la competitività ma anche l'esistenza di larga parte del sistema industriale italiano, sia da ricercarsi in un calibrato *mix* fra interventi emergenziali di carattere strettamente congiunturale e altri più strutturali orientati sul medio termine;

la fase successiva a quella attuale, ovvero il periodo che parte all'incirca dagli anni quaranta di questo secolo, vedrà infatti la maturità commerciale di nuove tecnologie a basse emissioni. Fra queste ad esempio la fusione nucleare (che dopo l'esperienza di ITER, oggi alla soglia dell'avvio, e il dimostrativo DEMO si avvierà allo sfruttamento commerciale) così come le tecnologie da fissione di quarta generazione (Generation IV) assai più sostenibili dal punto di vista ambientale rispetto ad oggi. Tecnologie queste, dati i tempi di sviluppo, che non possono entrare nel dibattito immediato di questi momenti ma che, grazie anche alle alte competenze italiane in questi settori, e a fronte della prosecuzione seria di attività di ricerca e sviluppo possono consentire all'Italia di giocare un ruolo da protagonista in questo settore cruciale dell'industria energetica della seconda metà del secolo;

per quanto attiene all'azione emergenziale tesa alla riduzione dei costi energetici, il Governo è intervenuto a più riprese, dalla prima metà dell'anno 2021, con una serie di provvedimenti legislativi urgenti (art. 5-bis del decreto-legge n. 73/2021, decreto-legge n. 130/2021, legge n. 234/2021 (legge di bilancio 2022), articolo 1, commi 503-512, che hanno avuto principalmente lo scopo di mitigare gli aumenti mediante un abbattimento degli oneri generali che gravano l'energia elettrica e il gas in favore principalmente dei clienti domestici e in aiuto ai consumatori più fragili rafforzando opportunamente i bonus esistenti. Misure che con l'ultimo provvedimento previsto dal Governo con il decreto sostegni-ter, approvato lo scorso 21 gennaio e che ha azzerato per il primo trimestre 2022 gli oneri generali di sistema per tutte le medie-grandi imprese con potenza pari o superiore a 16,5 kW, hanno riguardato in specifico nel caso delle bollette elettriche anche le PMI con forniture in bassa tensione e potenze installate superiori ai 16.5 kW. Anche la leva fiscale dovrebbe essere considerata con maggiore attenzione in omaggio anche ad un principio di equità, poiché le politiche verso la decarbonizzazione sono un obiettivo Paese, e non solo del sistema energetico nazionale, ed alcuni costi pare ragionevole che gravino sulla collettività nella sua interezza e non solo sui consumatori domestici e produttivi;

si rileva inoltre che con il testo dell'Articolo 16 (Interventi sull'elettricità prodotta da impianti a fonti rinnovabili) introdotto nel D.L. 4/2022, cd. Decreto Sostegni – ter, il Governo si sia posto il tema del recupero degli extra-profitti generati da storture nei meccanismi di formazione dei prezzi come ad esempio accade nel mercato elettrico, dove il meccanismo del cosiddetto "prezzo marginale" determina un unico prezzo di mercato spot per produzioni derivanti da tecnologie fortemente differenti e caratterizzate da strutture di costi opposte quanto a costi fissi e variabili. Basti pensare alle rinnovabili elettriche principali (eolico e fotovoltaico) o all'idroelettrico caratterizzati da elevati costi fissi e da bassissimi costi variabili o al termoelettrico dove i costi variabili, in primis il combustibile, sono prevalenti;

questa variabilità nella formazione dei prezzi, seppure in maniera diversa, esiste anche nel mercato del gas e, nella formazione del prezzo italiano PSV, rispetto al TTF olandese, si assiste a volte a "fiammate" giornaliere dei prezzi. Questo è accaduto ad esempio il 12 gennaio scorso, giorno in cui il PSV si è posizionato a 93 € MWh ma con un differenziale rispetto al TTF di ben 18,17 € MWh. Unico mercato peraltro in controtendenza. Queste "punte" sono causate sia dalle modalità di scambio (quantità offerta quantità richiesta) che forma il prezzo sia dalle modalità di assegnazione dei transiti fra zone di mercato (entry-exit tariffe e pancaking) per le quali è necessario adeguamento poiché

attualmente costituiscono ancora un fattore di freno alla libera circolazione del gas. Poiché per la competitività del Paese è importante il valore assoluto del prezzo ma anche la differenza fra i prezzi italiani e quelli degli altri grandi paesi manifatturieri la questione è in sé particolarmente delicata. Poiché questo accade in un periodo in cui la situazione di approvvigionamenti gas per l'Italia sulle rotte in entrata nei punti di P. Greis, di Tarvisio, di Mazara, di Gela, di Gorizia e di Melendugno, il GNL verso i rigassificatori e con la produzione nazionale ridotta ma stabile è sensibilmente migliore di molti altri Paesi europei, così come lo è la situazione degli stoccaggi nazionali, esiste senza dubbio un problema di formazione dei prezzi. Un problema probabilmente che si genera nel bilanciamento fra domanda ed offerta nel brevissimo periodo, problema acuito dalla volatilità più generale dei prezzi e dalla variabilità sul breve delle forniture di alcune rotte;

a livello europeo la Commissione ha, comunque, indicato negli interventi emergenziali tesi a limitare il carico fiscale e parafiscale sulle bollette, una via accettabile e compatibile col sistema degli aiuti di Stato, in special modo verso le classi consumatori più esposti alla concorrenza internazionale, mentre ampio è il dibattito nel settore energia per procedere a una politica comune più aggressiva (es. acquisti e stoccaggi di gas collettivi) che oltrepassi le attuali competenze comunitarie in materia di mercato, difesa dei consumatori e sicurezza. Questo naturalmente rinforzato sempre di più da una dotazione di infrastrutture intra-europee che renda concreto il concetto di mercato unico dell'energia;

molti paesi europei, stante il perdurare della crisi dei prezzi, stanno mettendo in atto anche misure autonome di breve-medio termine tese a raffreddare la spirale dei prezzi pesante per i cittadini e potenzialmente drammatica per l'industria. Fra questi la Francia sta valutando di aumentare la cessione alle imprese un quantitativo di energia elettrica prodotta per via nucleare a prezzi ridotti tramite EDF (attualmente pari a 120 TWh anno, misura che già copre larga parte dei consumi industriali) e la Germania di sostenere la disponibilità interna di gas mediante il nuovo gasdotto "Nord Stream 2", qualora autorizzato ad operare;

appare, però, evidente per l'Italia che una politica tesa a mitigare in maniera molto sensibile gli aumenti dei prezzi dei prodotti energetici, seppur accompagnata da misure come la tassazione degli extra profitti, non ha né la possibilità di sostenersi in maniera prolungata dati gli importi in gioco né di conseguire considerevoli risultati di contenimento nel medio periodo. Pur senza rinunciare nel brevissimo a questo strumento d'emergenza occorre puntare su una combinazione di misure efficaci nell'immediato e nel breve periodo;

per quanto riguarda i meccanismi di formazione dei prezzi dell'elettricità appare evidente la necessità, interagendo anche livello comunitario, di intervenire sul meccanismo del "prezzo marginale" ricollegando in maniera fattuale i prezzi ai costi di produzione delle singole tecnologie. In questa ottica, nel rispetto delle norme esistenti, si potrebbe disaccoppiare il segmento delle tecnologie ad elevati costi del capitale (capex based) e con costi variabili quasi nulli per kWh come le rinnovabili elettriche (idrico, geotermoelettrico, eolico e solare) da quelle caratterizzati da elevati costi variabili governati per lo più dal costo delle materie prime energetiche (centrali termoelettriche come, ad esempio, i cicli combinati a gas). Nel primo caso si tratterebbe di puntare, indirizzandole, su aste specifiche - sia per nuova produzione quanto per quelle esistenti - per volumi e tempi di fornitura prefissati, tali da garantire la remuneratività dei nuovi investimenti, sostenendo al contempo l'accesso dei produttori già esistenti e immaginando meccanismi che assicurino l'acquisizione dell'energia elettrica così prodotta da parte dei consumatori. Nel secondo caso appare opportuno lasciare operare il meccanismo del "marginal price" in ragione dell'evidente volatilità del

mercato delle commodity. La sicurezza del sistema verrebbe mantenuta dal cd. “capacity market” elettrico attivo e rivisto nelle taglie e dagli accumuli di cui agli articolo 18 e 19 del recentissimo D.Lgs. mercato elettrico (N. 210/2021);

per quanto riguarda il gas naturalmente la situazione è più complessa trattandosi per la maggior parte di risorse importate. Da questo punto di vista un primo effetto sui prezzi sul medio periodo si può ottenere dall’incremento della produzione nazionale, che nel 2021 si è attestata a circa 3,4 Gm<sup>3</sup> e che alla luce dell’approntamento del PITSAI può essere aumentata in sicurezza per un valore fra i 4 e gli 8 Gm<sup>3</sup>/anno. Tale aumento potrebbe anche vedere contrattazioni di lungo termine tra i produttori e i consumatori industriali in grado di assicurare un ritiro di tale gas e la copertura degli impegni finanziari necessari;

detto ciò appare evidente che occorre consolidare il ruolo italiano di “hub meridionale” del gas in Europa nel senso più positivo del termine. Nel 2021 la nostra molteplicità di fornitori ha garantito che il calo delle importazioni dal nord Europa sia stato ampiamente compensato dall’Algeria (divenuta il secondo fornitore italiano) e dall’entrata in servizio della TAP. Ciò ha fatto sì che la situazione nazionale come rifornimenti e stoccaggi sia restata in sicurezza nonostante le tensioni internazionali. Occorre quindi puntare ad incrementare, oltre alla produzione nazionale, anche le importazioni dall’Azerbaijan via TAP e potenziare la capacità di accoglienza per il GNL;

questo non può farci dimenticare il problema cogente. Sono state formulate proposte di rilascio di parte delle scorte strategiche a prezzi calmierati, ma pur senza arrivare a ciò, un uso più efficace e dinamico delle risorse stoccate può con ogni probabilità essere immaginato per assicurare liquidità sul mercato spot giornaliero senza compromettere la sicurezza delle riserve. Ciò potrebbe limitare le impennate di prezzi che si sono verificate e favorire il bilanciamento dei flussi giornalieri. In ultimo nelle more dell’introduzione di meccanismi di stabilizzazione del prezzo per il settore gas, non si può nascondere che la diminuzione dei contratti a lungo termine diventa problematica sui prezzi nei momenti di scarsa liquidità dei mercati. In questo senso probabilmente modalità contrattuali che garantiscano la “disponibilità” al bisogno potrebbero essere valutate:-

Impegna il governo:

nel breve periodo:

1. A valutare l’opportunità di reperire ulteriori risorse per sostenere l’azione di riduzione del carico fiscale e parafiscale sui prodotti energetici in favore delle utenze domestiche, delle PMI e delle imprese ad alti consumi energetici, prevedendo in questo caso l’uso delle risorse in oggetto anche per l’adeguamento al rialzo – nel quadro delle norme comunitarie - delle aliquote di sconto;
2. A valutare l’opportunità di ulteriori interventi di tutela della fasce domestiche più deboli e fragili con interventi di rafforzamento dei bonus e per le Amministrazioni Locali che stanno affrontando serie difficoltà nella gestione dei servizi (es. servizi di pubblica illuminazione);
3. A valutare l’opportunità di modifiche al corrente sistema di *pricing* nel settore elettrico che, nel rispetto delle norme comunitarie, consenta di discernere fra le tecnologie ad elevati costi fissi (meno o del tutto indipendenti dal gas ma sensibili ai costi di investimento) e quelle ad elevati costi variabili (più dipendenti dal gas) così da evitare evidenti distorsioni nei prezzi;
4. A valutare l’opportunità di un uso delle scorte di gas in stoccaggio e delle riserve nazionali come elemento di formazione e contenimento dei prezzi;

nel breve-medio periodo:

5. Ad accelerare in maniera sensibile ed urgente il processo di installazione delle FER-E, anche con ulteriori interventi relativamente ai processi autorizzativi, in modo da cogliere gli obiettivi previsti dal PNIEC;
6. Indentificare al più presto le aeree idonee di intervento per l'installazione delle FER-E attuando con celerità gli art. 20 e 21 del Dlgs. 199/2021;
7. Ad aumentare, in sicurezza e secondo le previsioni del PITSAI, la produzione nazionale di idrocarburi, ed a mettere in campo tutte quelle azioni tese a consolidare le importazioni attuali (Algeria, Russia) accrescendole ove possibile (Azerbaijan via TAP e GNL via rigassificatori);
8. A facilitare il coinvolgimento del sistema nazionale delle imprese manifatturiere sia a sostegno dei nuovi investimenti nazionali nel settore delle FER elettriche mediante contratti pluriennali di fornitura che facilitino la realizzazione di tali impianti, sia in contratti a lungo termine destinati all'energia attualmente ritirata dal GSE;
9. A facilitare il coinvolgimento dei consumatori industriali nella valorizzazione della produzione nazionale anche mediante la contrattazione di quote di tale produzione in prodotti di medio/lungo termine compatibili con le necessità di bancabilità dei progetti e di competitività delle imprese industriali;
10. A favorire anche nel campo delle FER-E progetti di collaborazione transazionale che vedano coinvolti paesi a noi vicini (con specifico riferimento alle aree del nord dell'Africa);

Benamati, Pezzopane, Nardi, Rotta, Bonomo, Braga, Buratti, D'Elia, Gavino Manca, Morassut, Morgoni, Pellicani, Soverini, Zardini