



**XIX Legislatura
Camera dei deputati**

X Commissione (Attività produttive)

Documento di osservazioni e proposte

**Audizione informale nell'ambito dell'esame del disegno di legge
"Conversione in legge del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21,
recante misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica
e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività
delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché
disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione
virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di
elaborazione dati nel sistema elettrico"**

(AC 2809)

2 marzo 2026

Illustre Presidente, onorevoli deputati,

Confartigianato, CNA e Casartigiani ringraziano la Commissione Attività produttive per l'invito in audizione sul decreto-legge 21/26, un provvedimento che interessa in maniera particolare le piccole e medie imprese che sono molto esposte al caro prezzi dell'energia nei suoi vari aspetti.

Premessa

Per quanto riguarda i costi della materia prima, i dati del monitoraggio del PNIEC mostrano che a fronte di un prezzo medio per impresa pari a 137 euro a megawattora, le piccole imprese che si posizionano nelle classi di consumo sino a 20 MWh e sino a 499 MWh pagano la materia prima circa il 25% in più rispetto al mondo produttivo a cui appartengono. Essendo il prezzo dell'energia all'ingrosso espresso in modo uniforme per tutte le classi, le differenze sono da addebitarsi al diverso impatto che hanno le quote fisse di vendita che dipendono dalle scelte tra le possibili offerte e, a loro volta, le offerte sono più convenienti per volumi maggiori.

La stessa maggiore esposizione si registra per quella parte dei costi energetici di natura amministrativa che comprendono gli oneri per trasporto, trasmissione e distribuzione e gli oneri per il sostegno delle energie rinnovabili. La tariffa di rete è notoriamente più penalizzante per le piccole imprese che hanno un utilizzo più intermittente della potenza impegnata e quindi risentono di più della quota potenza e della quota fissa e questo comporta un maggior costo per le piccole rispetto alla media delle imprese del 13% circa.

A questa situazione di esposizione va aggiunto il peso degli oneri generali di sistema, di cui la componente più importante è destinata al sostegno delle energie rinnovabili. Gli oneri ammontano a circa dieci miliardi all'anno, di cui 8,6 per il sostegno delle rinnovabili. Questo enorme gettito, prelevato in bolletta, pesa per il 40% sulle piccole e microimprese alimentate in bassa tensione nonostante i loro consumi siano solo il 25% dei prelievi complessivi. Tale sperequazione si deve a una scelta italiana dei primi anni 2000 che ha operato, in tempi in cui gli oneri avevano un impatto minore, in favore di un'allocazione decrescente rispetto ai consumi e, più recentemente, a una decisione europea che consente sgravi per le imprese energivore, generosamente applicata dal legislatore italiano. Quest'insieme di circostanze è alla base della sperequazione che vede le piccole imprese sopportare un peso pari a 53 euro/MWh, a fronte delle imprese concorrenti ma con consumi superiori che pagano per le rinnovabili un onere tra i 3 e i 5 euro/MWh. A titolo di esempio, l'agevolazione energivori pagata da piccole imprese e famiglie nel 2024 è arrivata a 1,9 miliardi cui si aggiungerà nell'anno in corso, pagata dagli stessi soggetti, un'ulteriore agevolazione per sostenere nuova capacità di generazione rinnovabile, in favore delle stesse imprese energivore agevolabili, stimabile in un miliardo e cento milioni.

In considerazione di questo quadro complessivo, il provvedimento alla nostra attenzione – che contiene misure per il contenimento degli oneri a sostegno delle rinnovabili, per fronteggiare i prezzi all'ingrosso, per facilitare la diffusione della contrattazione di lungo periodo per le energie rinnovabili e misure per superare il blocco delle connessioni – era particolarmente atteso.

In linea generale, avendo le misure per il contenimento degli oneri delle rinnovabili in bolletta come destinatari **tutta la platea di usi produttivi non iscritta agli elenchi energivori**, che non solo non beneficia di agevolazioni ma è oltretutto gravata in modo particolarmente sperequato rispetto ai propri consumi, come descritto in precedenza, non possiamo che esprimere apprezzamento per il segnale di attenzione che ci viene rivolto e che risponde a numerosi e reiterati appelli nel passato caduti nel vuoto, eccezion fatta per delle sporadiche occasioni perlopiù di carattere emergenziale.

È quindi apprezzata l'individuazione della platea dei destinatari, così come il tentativo di recuperare, in parte, coperture diverse ed estranee alle bollette per sollevare le piccole imprese, anche se la direzione maestra per le scriventi confederazioni dovrebbe andare verso l'utilizzo dei proventi delle aste della CO2. Auspichiamo che successivi interventi possano finanziare in maniera strutturale quelle agevolazioni in favore di chi consuma di più e ha maggiore capacità contributiva, eliminando l'onere a carico delle PMI e delle famiglie. Siamo invece più cauti su quelle misure per il contenimento degli oneri che si basano su meccanismi volontari di uscita o riduzione dall'incentivazione e sull'allungamento nel tempo di alcuni effetti: queste misure, infatti, da un lato hanno un effetto meno certo, e dall'altro ogni forma di allungamento della restituzione dell'incentivo comporta dei costi che in ultima analisi sottraggono risorse allo sviluppo e al benessere della collettività.

Vi è, inoltre, la misura finalizzata, nelle intenzioni, all'abbassamento del prezzo all'ingrosso dell'energia mediante rimborso tramite la bolletta ai produttori termoelettrici di alcuni oneri di trasporto gas e – salvo via libera europeo – delle quote ETS rispetto alla quale, a nostro avviso, è opportuno rivolgere un invito alla cautela e all'attenta valutazione degli effetti, oltre che esprimere l'auspicio che si trovi una soluzione europea condivisa che coinvolga tutti gli Stati membri i cui mercati elettrici sono interconnessi. La finalità è chiara e tuttavia, a fronte di trasferimenti certi e cospicui dalle bollette dei clienti finali ai produttori termoelettrici, vi sarebbero dei benefici altrettanto cospicui ma non altrettanto certi per l'atteso abbassamento dei prezzi all'ingrosso, data la riduzione dei costi della tecnologia marginale, che si dovrebbe trasferire poi ai prezzi al dettaglio. Qualche dubbio sul funzionamento della capacità del sistema del prezzo marginale a trasferire segnali di prezzo efficienti è legittimo, dopo che ARERA ha pubblicato un'indagine che mette in luce possibili disfunzionamenti del mercato del giorno prima. Per queste ragioni ribadiamo l'invito alla cautela, perché il decreto si affida proprio a questo meccanismo "di perfetta concorrenza" per presumere che gli operatori ridurranno le offerte se il costo variabile si riduce. Inoltre, è l'esperienza spagnola a consigliare la soluzione condivisa europea, poiché l'eccezione iberica con cui l'Europa autorizzava un *cap* al prezzo del gas ha prodotto, tra i vari effetti, anche quello di aumentare l'*export*; ciò potrebbe ripetersi qualora la Commissione europea autorizzi solo l'Italia a sottrarsi al meccanismo, rendendo la propria produzione termoelettrica più conveniente, con il risultato paradossale che le bollette dei clienti finali italiani sostengano costi che vanno a beneficio dei clienti di altri Paesi. Ove mai l'Europa desse il via libera, esprimiamo sin da ora la ferma richiesta che il rimborso in bolletta avvenga tramite un'aliquota *flat*, non distorsiva tra i clienti finali.

Analisi del provvedimento

Misure per la riduzione degli oneri generali per il sostegno delle energie rinnovabili nelle bollette delle piccole e medie imprese non energivore (articolo 2, articolo 3)

La riduzione degli ASOS per le imprese non energivore è affidata a un aumento di 2 punti percentuali dell'aliquota IRAP per il comparto energetico (art. 3) e a un meccanismo di rinuncia/uscita volontaria dall'incentivazione da parte di titolari di impianti con potenza superiore a 20 kW incentivati con i conti energia I-IV (art. 2).

Dall'articolo 3, sono stimati gettiti aggiuntivi di 431,5 milioni nel 2026 e 507,6 milioni nel 2027; gli effetti di cassa partono subito dal 2026 grazie al sistema degli acconti. Si tratta in astratto di un trasferimento fiscale dal settore energetico ai settori produttivi, con un beneficio stimato di 3,5 €/MWh nel 2026 e 4 €/MWh nel 2027, che ha il pregio di produrre effetti certi.

La stessa valutazione non si può effettuare sulle misure previste dall'articolo 2, in quanto: la stima di riduzione di 438 milioni nel periodo 2026-2027 della rinuncia è basata sull'ipotesi di adesione al 30% degli oltre 50.000 impianti incentivati (per un totale di oltre 13 GW); l'uscita dall'incentivazione produce un effetto di riduzione importante dal 2028 al 2031 ma si basa sull'ipotesi della saturazione totale del contingente dei 10 GW, che richiede non solo che decine di migliaia di operatori aderiscano volontariamente, ma anche che tutti rispettino i vincoli tecnici stringenti (moduli EU, raddoppio producibilità) e i tempi di realizzazione molto severi.

Inoltre, entrambe le misure nel tempo producono dei costi, 485 milioni la prima dal 2029 e circa 1,3 miliardi all'anno dal 2033 al 2037, ossia un fabbisogno aggiuntivo di oneri che non rappresenteranno un extra-costi per i clienti finali, solo se le ambiziose previsioni di riduzione del fabbisogno derivante dagli interventi sulle bioenergie, biogas e bioliquidi di cui all'articolo 5 saranno effettivamente rispettate.

Rispetto alla complessiva definizione della misura, esprimiamo un positivo commento rispetto alla modifica che il comma 5 opera al d.lgs. 190/2024 che disciplina i regimi autorizzativi per l'installazione degli impianti FER. Qui la norma riporta gli interventi di *repowering* degli impianti esistenti che insistono su aree industriali nell'ambito della fattispecie dell'attività libera a condizione che l'intervento mantenga l'impianto interamente all'interno dell'area industriale, a prescindere dalla potenza risultante. Tale ipotesi dovrebbe essere estesa anche agli impianti esistenti in aree artigianali.

Si ricorda tuttavia che l'impianto attuale del d.lgs. 190/2024, anche a seguito delle integrazioni del Decreto correttivo, ha introdotto un aggravamento delle procedure qualora gli interventi riguardino impianti in aree vincolate, con un rimando automatico al regime di PAS che appesantisce l'onere documentale e allunga i tempi, a completo svantaggio delle tipologie di interventi coperti dall'attività libera, tra cui quelli più tipicamente di piccola taglia, realizzati dalle piccole imprese.

Tale approccio andrebbe superato recuperando la *ratio* originaria del legislatore in materia, in modo da liberare il potenziale di installazione insito negli interventi ricadenti nella fattispecie dell'attività libera.

Misure per la promozione della contrattazione di lungo periodo della produzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili da parte delle imprese (articolo 4)

L'articolo prevede la modifica della bacheca GSE di negoziazione con l'inserimento, anche in forma aggregata, della stipula di contratti con durata non inferiore a tre anni; la possibilità per le imprese aventi i requisiti stabiliti da un decreto MASE da emanare, di poter usufruire di GSE come garante di ultima istanza in caso di insolvenza dell'acquirente o del produttore nei limiti delle risorse assegnate e derivanti dai proventi delle aste della CO₂; il Gse per l'eventuale parte eccedente può attivare la garanzia SACE/Archimede per un importo massimo nel 2026 pari a 250 milioni di euro; è previsto un servizio di aggregazione della domanda, svolto da Acquirente Unico, finalizzato a facilitare la contrattazione di lungo periodo e che tali aggregazioni debbano rispettare le linee guida stabilite da Arera per i gruppi di Acquisto abilitati alla contrattazione di lungo periodo; è previsto inoltre che Acquirente Unico per le negoziazioni che assiste in forma aggregata selezioni in via prioritaria impianti al termine del periodo di incentivazione dei conti energia e dei provvedimenti precedenti, ai quali viene concessa una premialità del 15% a valere sugli oneri.

L'articolo si pone una finalità condivisibile, ma esprime una visione limitata o, quanto meno, non considera in maniera adeguata il potenziale del mercato rispetto alla possibilità di aggregazione della domanda, escludendo *a priori* soggetti diversi da Acquirente Unico. Inoltre, ignora del tutto che grazie alle liberalizzazioni si sono già sviluppate forme di aggregazione della domanda che stanno sul mercato e hanno acquisito esperienze e flussi rilevanti di clienti. Pertanto, la promozione della contrattualizzazione di lungo periodo deve considerare/include queste realtà come quelle che, sulla base di requisiti di solidità, clienti serviti e presenza sul mercato possono accedere alla Garanzia GSE, lasciando i servizi di Acquirente Unico e le relative linee guida alle aggregazioni di nuova costituzione. In merito segnaliamo che la relazione tecnica allegata al presente provvedimento fa riferimento a un requisito non esplicitamente presente nell'articolo – e non auspicabile – che prevede delle garanzie a carico dell'aggregazione e del produttore in favore di Acquirente Unico, con le quali quest'ultimo coprirebbe il rischio di inadempienza contrattuale della negoziazione di lungo periodo generata dal suo "servizio di aggregazione". È come se si immaginasse un doppio binario, contraddittorio rispetto alla finalità di promozione degli accordi di lungo periodo, nel quale le imprese qualificate dal decreto MASE possono accedere alla garanzia di ultima istanza Sace/GSE mentre le aggregazioni, ragionevolmente composte da imprese di minori dimensioni, dovrebbero sopportare il costo delle garanzie. Fermo restando quanto sopra affermato in merito alla distinzione tra aggregazioni mature e aggregazioni di nuova costituzione, questo doppio binario, ammesso che l'interpretazione dell'articolo e della relazione tecnica sia corretto, va rivisto per consentire alle realtà gestite dal servizio di Acquirente Unico di non essere gravate da costi eccessivi.

Rimborso oneri di trasporto ed ETS ai produttori termoelettrici (articolo 6, comma 2 e seguenti)

A rafforzare ulteriormente l'invito alla cautela e alla ricerca di una soluzione europea condivisa espresso in premessa, depone anche il notevole impatto in termini di costi da trasferire in bolletta per i rimborsi ai produttori termoelettrici. L'articolo 6, comma 1 prevede un costo di 1,09 miliardi in bolletta per il rimborso degli oneri di trasporto a fronte di un beneficio atteso di 2 miliardi. Il comma 3, che si occupa del rimborso degli oneri ETS, prevede un costo pari a 4 miliardi in bolletta a fronte di un beneficio lordo atteso, se il mercato funziona, ovvero se i produttori trasferiscono correttamente la riduzione del costo all'ingrosso, pari a 7 miliardi e mezzo. Per entrambe le misure ribadiamo la richiesta di un'aliquota *flat* che non crei distorsioni tra clienti finali gravando maggiormente una tipologia rispetto all'altra.

Inoltre, a completamento dei rilievi in premessa, si evidenzia che il superamento dell'ETS di fatto incoraggia la produzione termoelettrica e la dipendenza dal gas mentre invece sarebbe più sensato investire in rinnovabili e *storage* per ridurre il numero di ore con tecnologia marginale a gas, come peraltro l'Italia ha fatto con buoni risultati con le Aste Macse.

ARERA e il Rafforzamento di REMIT (articolo 6, comma 1)

La disposizione prevede che ARERA, in attuazione del Regolamento 1227/2011, c.d. REMIT adotti uno o più provvedimenti che prevedano che nel Mercato del Giorno Prima i costi di opportunità stimabili siano gli unici legittimi per offrire energia a un prezzo superiore al prezzo marginale. L'*enforcement* della regolazione REMIT rappresenta uno strumento di contenimento del prezzo dell'energia con meno incognite rispetto alle misure di trasferimento dei rimborsi ai produttori termoelettrici. Purtroppo, l'indagine ARERA non ha ancora fornito una quantificazione complessiva dell'impatto perché non sono note le risultanze delle valutazioni "caso per caso" che dovevano essere compiute dopo la pubblicazione del noto rapporto. Questo elemento dovrebbe essere messo a fuoco in una auspicabile audizione del nuovo Collegio ARERA, dando seguito all'impegno di questa Commissione sul tema, per fornire un aggiornamento del lavoro svolto da luglio scorso oltre ad estendere la valutazione della condotta degli operatori almeno al 2025, anno successivo al biennio preso in considerazione dall'indagine. La norma va nella direzione del rafforzamento dell'*enforcement* ma appare fragile sia sotto il profilo della gerarchia delle fonti, poiché un regolamento europeo è direttamente applicabile, sia perché – non potendo avere effetti retroattivi- rischia di non fornire strumenti utili per l'*iter* dei prossimi procedimenti sanzionatori a valere sui risultati dell'indagine conoscitiva.

Connessioni (articolo 7)

Il decreto inserisce di fatto la disciplina delle connessioni alla rete elettrica all'interno della disciplina generale sui regimi autorizzativi per le rinnovabili di cui al d.lgs. 198/2024, al fine di rafforzare il legame giuridico tra l'effettiva concessione dell'autorizzazione e la realizzazione della connessione.

La norma introduce un meccanismo di *overbooking* controllato. Terna potrà rilasciare soluzioni di connessione in eccesso rispetto alla capacità disponibile, allocandole poi tramite procedure competitive, superando il problema della saturazione virtuale delle reti. Ad oggi ci sono centinaia di migliaia di richieste di

connessione in attesa, molte speculative. Il meccanismo delle aste potrebbe, quindi, favorire progetti seri e penalizzare quelli solo “sulla carta” e pertanto la valutazione della norma è positiva.

A nostro avviso dovrebbero però introdursi dei criteri di priorità a favore dell’allaccio alle connessioni destinate all’autoconsumo, singolo o collettivo, o a impianti produttivi con elevata efficienza energetica rilevante, per esempio, nel caso dei *data center*.

Vendita del gas stoccato (articolo 9)

La misura prevede la valorizzazione del gas stoccato, acquistato in una condizione speciale, per abbassare gli oneri e le tariffe di trasporto e distribuzione gas per le imprese con consumi superiori ai 80.000 smc/anno. La misura ha un intento apprezzabile ma, considerata la volatilità di mercato degli ultimi cinque anni, potrebbe essere necessario disporre di quantitativi aggiuntivi rispetto alla riserva strategica.

Tali ricavi potevano essere altresì destinati a ridurre le minusvalenze che andranno coperte in altro modo, e pertanto si richiede che non vengano impattate le bollette, trattandosi di una misura di sicurezza nazionale che dovrebbe attingere alla fiscalità generale, in base al principio della capacità contributiva.

Misure per l’allineamento dello *spread* di prezzo tra il TTF e il PSV (articolo 10)

Rispetto a tale misura che, si prefigge il condivisibile obiettivo di fondo di integrare i mercati all’ingrosso del gas per abbassarne i prezzi, valgono le stesse considerazioni caute svolte sulle misure del provvedimento alla nostra attenzione, che prevedono benefici attesi a fronte di costi certi. In questo caso, rispetto a un costo per il servizio di liquidità che la norma vuole istituire per colmare il differenziale TTF-PSV, pari a circa 300 milioni, si attendono benefici, stimati dalla relazione tecnica, di 800 milioni per i consumatori gas e 800 milioni per i consumatori elettrici. Anche in questo caso i benefici attesi si basano sull’assunto della capacità del sistema del prezzo marginale di trasferire segnali di prezzo efficienti, su cui l’indagine ARERA ha messo in luce qualche disfunzionalità. Inoltre, è la stessa relazione tecnica a ipotizzare la possibilità che l’azzeramento dello *spread* tra il prezzo del mercato di Amsterdam e quello della borsa italiana – ovvero il beneficio stimato – non si verifichi o quantomeno non in quella misura e, considerato che in presenza di una sempre maggiore capacità di rigassificazione le ragioni di tale *spread* sono più difficili da spiegare, potrebbe trattarsi di un rimedio predisposto a seguito di una diagnosi non completa.