XIX Legislatura

Senato della Repubblica

8ª Commissione (Ambiente, transizione ecologica, energia, lavori pubblici, comunicazioni, innovazione tecnologica)

Documento di osservazioni e proposte

Conversione in legge del decreto-legge 13 novembre 2026, n. 207, recante disposizioni urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas

(AS 2095)

25 novembre 2026

1. Premessa – Le nuove tensioni energetiche e la necessità di interventi sul costo dell'energia

Il sistema produttivo italiano si trova ad affrontare una nuova fase di forte tensione dei prezzi dell'energia, determinata dall'aggravarsi dell'instabilità geopolitica internazionale e, in particolare, dal conflitto in Medio Oriente e dalle criticità che interessano lo Stretto di Hormuz, snodo strategico per gli approvvigionamenti energetici mondiali.

La crisi ha riportato in primo piano la vulnerabilità di un sistema energetico ancora fortemente dipendente dalle fonti fossili e dall'andamento dei mercati internazionali del gas naturale, le cui oscillazioni si trasferiscono rapidamente ai prezzi dell'energia elettrica.

L'*escalation* delle quotazioni elettriche registrata negli ultimi mesi testimonia la gravità della situazione. Dopo una media di circa 114 euro/MWh nel febbraio 2026, il PUN ha raggiunto circa 180 euro/MWh ad agosto, 208 euro/MWh a settembre e 231 euro/MWh a ottobre, più che raddoppiando nell'arco di otto mesi. Nella settimana dal 26 ottobre al 1° novembre il prezzo medio ha superato i 260 euro/MWh, con punte orarie superiori a 400 euro/MWh.

Si tratta di valori che, pur rimanendo inferiori ai livelli eccezionali raggiunti durante la crisi conseguente all'invasione russa dell'Ucraina, quando nell'agosto 2022 il PUN superò in media i 543 euro/MWh, ripropongono dinamiche analoghe: uno *shock* geopolitico che investe il mercato del gas e si propaga al mercato elettrico, determinando incrementi dei costi energetici non riconducibili alle condizioni di domanda e offerta del sistema produttivo nazionale.

Il confronto con il 2022 è significativo anche per un'altra ragione. Quella crisi aveva dimostrato quanto rapidamente l'aumento dei prezzi energetici possa compromettere la competitività delle imprese, soprattutto di quelle di minori dimensioni, che dispongono di una minore capacità contrattuale nell'approvvigionamento e di margini più limitati per assorbire gli incrementi dei costi.

Per le micro e piccole imprese, peraltro, il problema non si esaurisce nel prezzo della materia prima. A questo si aggiunge una distribuzione degli oneri generali del sistema elettrico fortemente squilibrata, che continua a penalizzare i consumatori di minori dimensioni. Come già evidenziato da Confartigianato, CNA e Casartigiani nell'audizione sul DL n. 21/2026, le imprese in bassa tensione contribuiscono per circa il 40% al gettito degli oneri generali, pur rappresentando circa un quarto dei prelievi elettrici complessivi.

È in questo quadro che i provvedimenti finalizzati al contenimento dei prezzi dell'energia assumono un'importanza particolare. Si tratta di interventi necessari e apprezzabili, ancorché non risolutivi delle criticità strutturali del sistema energetico italiano, che richiedono un'azione più ampia sul funzionamento dei mercati, sulla decarbonizzazione e sulla diversificazione delle fonti e sull'equità nella distribuzione dei costi della transizione energetica.

Pertanto, pur esprimendo una valutazione complessivamente positiva delle misure di riduzione dei costi contenute nel provvedimento in esame, alcuni aspetti delle quali richiedono particolare attenzione – soprattutto le disposizioni relative alla vigilanza sul mercato all'ingrosso –, riteniamo fondamentale procedere con forza nel percorso di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale, favorendo la produzione di energia da fonti rinnovabili e la sua maggiore penetrazione nel mix energetico. Tale circostanza permette un reale e misurabile effetto di riduzione del prezzo dell'energia sul mercato all'ingrosso che va a nostro avviso perseguito in via preferenziale rispetto a misure che, pur producendo effetti positivi per i consumatori finali in termini di minori costi, di fatto sostengono la produzione di energia da fonte fossile.

2. Le misure di riduzione del prezzo dell'energia elettrica – Articolo 1, comma 1, lettera b), modifiche all'articolo 6, commi 2 e 3, del DL n. 21/2026

Il decreto-legge interviene sui meccanismi di rimborso dei costi sostenuti dagli impianti termoelettrici alimentati a gas naturale, con l'obiettivo di ridurre i costi marginali di produzione e favorire una conseguente diminuzione del prezzo dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso. Le misure sono articolate in due interventi distinti, uno strutturale e uno temporaneo, differenti per durata, modalità di finanziamento e destinatari degli effetti economici.

2.1. La misura strutturale: rimborso degli oneri di trasporto del gas

La modifica dell'articolo 6, comma 2, del DL n. 21/2026 prevede, a decorrere dal 1° gennaio 2027, il rimborso ai produttori termoelettrici di ulteriori componenti della tariffa di trasporto del gas naturale, diverse da quelle destinate alla copertura di costi effettivamente variabili, nonché delle componenti addizionali relative agli oneri generali del sistema gas, ulteriori rispetto a quelle già oggetto di rimborso ai sensi della deliberazione ARERA n. 96/2020/R/eel.

Il rimborso è riconosciuto agli impianti alimentati a gas naturale e a gas derivati, anche per l'energia consumata in sito nell'ambito dei sistemi semplici di produzione e consumo, con esclusione degli impianti assoggettati ai regimi di essenzialità con reintegrazione dei costi.

Secondo le stime contenute nella relazione tecnica, il rimborso riguarda componenti tariffarie per circa 7,5 euro/MWh di gas e dovrebbe determinare una riduzione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica di circa 10 euro/MWh. Per il 2027 si prevede un beneficio lordo complessivo di circa 2,9 miliardi di euro, a fronte di un costo di finanziamento stimato in 1,37 miliardi, con un beneficio netto per tutti i consumatori finali nell'ordine di 5 euro/MWh.

Le scriventi organizzazioni apprezzano l'introduzione di una misura strutturale che, intervenendo su componenti del costo di produzione, può contribuire stabilmente alla riduzione dei prezzi elettrici. La valutazione positiva è tuttavia accompagnata da una precisa richiesta sulle modalità di copertura dell'onere.

La norma dispone che il mancato gettito derivante dal rimborso sia recuperato mediante componenti applicate ai prelievi di energia elettrica e all'energia consumata in sito, affidando ad ARERA la definizione delle relative modalità. In merito auspichiamo che l'Autorità eserciti tale

competenza prevedendo un'aliquota uniforme, espressa in euro/MWh, applicata indistintamente a tutti i clienti finali, evitando di riprodurre le distorsioni che caratterizzano l'attuale distribuzione degli oneri generali del sistema elettrico.

La misura determina infatti una riduzione del costo marginale della produzione termoelettrica che, attraverso il meccanismo di formazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, interessa tutto il mercato nella stessa misura. Non sarebbe pertanto giustificato introdurre, per il suo finanziamento, differenziazioni tra categorie di consumatori che finirebbero per trasferire sulle piccole imprese una quota sproporzionata dei costi.

L'esperienza degli oneri generali di sistema dimostra le conseguenze di scelte di allocazione che, attraverso la redistribuzione dell'onere di esenzioni e agevolazioni, determinano una forte sperequazione del contributo unitario richiesto alle diverse classi di consumatori. Una misura destinata a ridurre il prezzo dell'energia non deve diventare l'occasione per introdurre una nuova redistribuzione regressiva degli oneri, a danno delle micro e piccole imprese.

2.2. La misura temporanea: rimborso di una quota del costo del gas

La modifica dell'articolo 6, comma 3, introduce un ulteriore meccanismo di rimborso ai produttori termoelettrici, destinato a operare per un periodo massimo di diciotto mesi, con l'obiettivo di attenuare gli effetti dei prezzi eccezionalmente elevati del gas naturale sulla formazione del prezzo dell'energia elettrica.

La misura, riformulata per garantirne la compatibilità con il quadro europeo degli aiuti di Stato adottato in risposta alla crisi mediorientale, supera il precedente riferimento ai costi delle emissioni ETS e assume come parametro il prezzo del gas naturale sul mercato TTF. Il rimborso può essere riconosciuto quando il prezzo del gas supera la soglia di 58,9 euro/MWh ed è determinato da ARERA, entro il limite della differenza positiva tra il prezzo di riferimento del gas e tale soglia.

L'intervento deve essere modulato in modo da limitare le distorsioni degli scambi transfrontalieri e dell'ordine di merito delle offerte, prevedendo una graduale riduzione del beneficio nella fase finale di applicazione.

Secondo la relazione tecnica, sulla base delle quotazioni *forward* disponibili, la misura potrebbe operare prevalentemente tra gennaio e luglio 2027, determinando nei mesi interessati una riduzione media del prezzo all'ingrosso di circa 17 euro/MWh. A fronte di un costo stimato in circa 2,7 miliardi di euro, il beneficio netto atteso per i clienti interessati è valutato nell'ordine di 7 euro/MWh in media in tali mesi. Si tratta di stime condizionate all'andamento del mercato del gas e all'effettiva capacità del meccanismo di tradursi in una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica.

2.3. La scelta del finanziamento: un elemento particolarmente positivo del provvedimento

Uno degli aspetti più qualificanti della nuova disciplina è rappresentato dalle modalità di finanziamento del rimborso temporaneo, definite dai nuovi commi 3-*bis* e seguenti dell'articolo 6.

La norma prevede che i corrispettivi destinati alla copertura del meccanismo siano applicati, in prima battuta, ai soggetti responsabili del bilanciamento, generalmente coincidenti o collegati con le imprese di vendita dell'energia elettrica, e commisurati ai prelievi dei clienti finali loro riconducibili. Il trasferimento dei corrispettivi ai clienti finali è consentito, secondo le condizioni previste dalla disposizione, per le forniture con prezzi indicizzati ai mercati spot, mentre per i contratti a prezzo fisso il relativo onere rimane in capo agli operatori, nei limiti delle esclusioni e delle salvaguardie previste dalla legge.

La scelta appare particolarmente apprezzabile se confrontata con l'impostazione prospettata da ARERA nel documento di consultazione 222/2026. In assenza di una specifica disciplina legislativa sulle modalità di finanziamento, l'Autorità aveva assunto come riferimento l'esperienza spagnola del cosiddetto "tope" al gas del 2022, l'unico precedente analogo autorizzato in ambito europeo, prospettando un corrispettivo unitario inserito nel dispacciamento e applicato ai clienti finali.

Non si trattava di una scelta priva di giustificazione: l'Autorità operava entro i limiti del quadro normativo allora disponibile e dell'esperienza europea autorizzata. Tuttavia, tale soluzione presentava una criticità rilevante, poiché avrebbe posto direttamente sui consumatori il costo di un meccanismo i cui benefici economici vengono inizialmente intercettati dagli operatori del mercato all'ingrosso e della vendita.

Il decreto supera questa impostazione, introducendo una più stretta corrispondenza tra i soggetti che acquisiscono il beneficio della riduzione dei prezzi e quelli chiamati a sostenere il relativo costo. Esprimiamo quindi un particolare apprezzamento per questa soluzione, che riconduce inizialmente costi e benefici ai soggetti che operano sul mercato e riduce il rischio che i consumatori siano chiamati a finanziare un intervento senza riceverne integralmente i vantaggi.

La misura rappresenta quindi un significativo miglioramento rispetto alla soluzione prospettata in consultazione, pur richiedendo un'attenta vigilanza sulle modalità con cui gli operatori trasferiranno i costi nei rapporti commerciali a valle.

3. L'abrogazione della premialità per gli impianti rinnovabili già incentivati – Articolo 1, comma 1, lettera a)

Il provvedimento dispone l'abrogazione dei commi 12 e 13 dell'articolo 4 del DL n. 21/2026, eliminando il meccanismo di premialità previsto per determinati impianti di produzione da fonti rinnovabili che, al termine del periodo di incentivazione, fossero selezionati nell'ambito del servizio di aggregazione della domanda svolto da Acquirente Unico.

La disciplina originaria prevedeva il riconoscimento di una premialità del 15%, finanziata attraverso gli oneri generali del sistema elettrico, a beneficio di impianti che avevano già

usufruito di precedenti regimi di sostegno. Come evidenziato dalla relazione tecnica, l'abrogazione evita un ulteriore aggravio degli oneri generali di sistema a carico delle bollette elettriche. La relazione illustrativa richiama inoltre i possibili profili di incompatibilità della misura con la disciplina europea degli aiuti di Stato.

La modifica va nella direzione espressamente auspicata da Confartigianato, CNA e Casartigiani, che avevano già sollevato la questione durante l'esame parlamentare del DL n. 21/2026, senza tuttavia ottenere l'accoglimento della richiesta.

Non appare infatti ragionevole che gli accordi di approvvigionamento di lungo periodo stipulati da Acquirente Unico a favore delle piccole imprese, per la partecipazione ai quali è previsto un corrispettivo di gara, debbano essere ulteriormente sostenuti attraverso una premialità a carico degli oneri generali di sistema.

La criticità risulta ancora più evidente considerando che i beneficiari sarebbero impianti ormai completamente ammortizzati, anche grazie a regimi di incentivazione particolarmente generosi, introdotti a partire dagli anni Duemila, ai quali è riconducibile una parte significativa dell'impennata degli oneri generali registrata dal decennio successivo.

Le micro e piccole imprese hanno già contribuito in misura rilevante al finanziamento della realizzazione di questi impianti, attraverso il pagamento degli oneri in bolletta. Prevedere una nuova premialità a favore degli stessi impianti, una volta terminato il periodo di incentivazione, avrebbe significato chiedere loro di sostenere un secondo costo: prima per la realizzazione degli impianti e successivamente per consentire la partecipazione ad accordi di lungo periodo. In sostanza, alle piccole imprese sarebbe stato chiesto di pagare due volte gli stessi impianti: durante il periodo di incentivazione e dopo il loro ammortamento.

La contrattazione di lungo periodo dovrebbe invece trovare la propria convenienza economica nella durata e nella stabilità del rapporto contrattuale, che offre vantaggi a entrambe le parti: al produttore, attraverso la certezza dei ricavi futuri; all'acquirente, attraverso la prevedibilità del prezzo e la riduzione dell'esposizione alla volatilità dei mercati.

Non vi è ragione perché tale equilibrio debba essere ulteriormente sostenuto mediante trasferimenti finanziati dai consumatori finali.

Valutiamo, pertanto, molto positivamente l'abrogazione dei commi 12 e 13, che elimina un meccanismo di sostegno non giustificato e impedisce l'introduzione di ulteriori costi a carico delle bollette, senza pregiudicare il funzionamento del servizio di aggregazione di Acquirente Unico.

3.1. La necessità di chiarire l'ambito di applicazione delle linee guida sui gruppi di acquisto

Nell'ambito delle disposizioni dell'articolo 4 del DL n. 21/2026, riteniamo inoltre necessario un chiarimento relativo all'ambito di applicazione delle linee guida previste dal comma 6.

La disposizione fa attualmente riferimento alla «contrattazione collettiva ed a lungo termine», formulazione che, attraverso la congiunzione «e», potrebbe essere interpretata come riferita a due attività distinte: la contrattazione collettiva in generale e la contrattazione di lungo termine.

L'intenzione del legislatore dovrebbe invece essere quella di ricondurre le linee guida alle attività di aggregazione finalizzate alla sottoscrizione collettiva di contratti di lungo periodo per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, attraverso strumenti quali i *Power Purchase Agreements* (PPA). Si tratta di un'attività specifica, collegata al servizio di aggregazione affidato ad Acquirente Unico dal comma 5 dello stesso articolo, con l'obiettivo di favorire la partecipazione di una pluralità di clienti ai meccanismi previsti dall'articolo 28 del decreto legislativo n. 199/2021.

Una diversa interpretazione rischierebbe invece di estendere l'ambito delle linee guida alle attività di contrattazione collettiva già ordinariamente svolte dai gruppi di acquisto sui mercati liberi dell'energia elettrica e del gas. Queste attività sono esercitate liberamente da oltre vent'anni, a partire dall'apertura dei mercati, e non richiedono forme di abilitazione. L'introduzione di nuovi requisiti per il loro svolgimento determinerebbe ostacoli ingiustificati all'operatività delle aggregazioni esistenti, anziché favorirne l'evoluzione verso nuove modalità di approvvigionamento.

Proponiamo pertanto di sostituire, all'articolo 4, comma 6, le parole «contrattazione collettiva ed a lungo termine» con «contrattazione collettiva a lungo termine». La modifica, di natura esclusivamente chiarificatrice, consentirebbe di circoscrivere le linee guida alla specifica finalità di favorire la diffusione dei PPA, senza interferire con le attività di acquisto collettivo già esercitate sul mercato libero.

I gruppi di acquisto esistenti dovrebbero, al contrario, poter beneficiare del supporto tecnico previsto dal comma 2 dell'articolo 4 per ampliare la propria operatività alla contrattazione di lungo termine, senza essere sottoposti a nuovi vincoli per le attività che già svolgono.

4. La vigilanza sul mercato all'ingrosso – Articolo 1, comma 1, lettera b), modifica dell'articolo 6, comma 1 del DL 21/26

4.1. La nuova formulazione e le criticità dell'intervento

L'aspetto maggiormente critico del provvedimento riguarda la nuova formulazione dell'articolo 6, comma 1, del DL n. 21/2026, relativo alla valutazione delle condotte degli operatori del mercato elettrico all'ingrosso.

La disposizione originaria aveva tentato di introdurre nell'ordinamento nazionale un criterio di valutazione delle offerte superiori al costo marginale, individuando nei costi opportunità stimabili al momento della negoziazione gli unici motivi economici legittimi per giustificare tali offerte. Si trattava, in sostanza, di un tentativo di tradurre in una disposizione legislativa nazionale alcuni criteri già presenti nel diritto europeo in materia di trattenimento economico di capacità.

La nuova formulazione supera tale impostazione e affida ad ARERA il compito di adottare, entro trenta giorni, uno o più provvedimenti contenenti linee guida per la valutazione delle condotte di trattenimento economico di capacità degli operatori del mercato all'ingrosso, in attuazione del regolamento REMIT e in conformità agli orientamenti ACER del 18 dicembre 2024.

Secondo la relazione illustrativa, la modifica avrebbe natura meramente interpretativa e sarebbe finalizzata a salvaguardare l'autonomia di ARERA nella valutazione *ex post* delle condotte, evitando l'introduzione di vincoli *ex ante* incompatibili con i principi europei di libera formazione dei prezzi. Pur condividendo pienamente la necessità di salvaguardare l'autonomia del regolatore, riteniamo che la soluzione più efficace e coerente con tale obiettivo sia l'abrogazione integrale del comma 1, senza sostituirlo con una nuova disposizione nazionale.

Sarebbe invece opportuno cogliere l'occasione per adempiere all'allineamento dei livelli edittali per le sanzioni in tema di manipolazione di mercato a quanto previsto dall'art. 18 REMIT, che prevede dal 2024 sanzioni (nel massimo) proporzionali al fatturato, superando il limite di 5 milioni di euro ancora in vigore in Italia per effetto della legge 169/2014 (art. 22).

4.2. Il quadro normativo europeo è già completo e direttamente applicabile

La disciplina delle condotte degli operatori nei mercati energetici all'ingrosso trova il proprio fondamento nel regolamento (UE) n. 1227/2011, cosiddetto REMIT, successivamente modificato dal regolamento (UE) 2024/1106. Il regolamento vieta le condotte di manipolazione del mercato, comprese quelle che possono determinare la formazione di prezzi artificiali attraverso il trattenimento economico di capacità di generazione.

A tale disciplina si affiancano gli orientamenti non vincolanti di ACER, che forniscono indicazioni interpretative e applicative per la valutazione delle condotte degli operatori. In particolare, l'articolo 16, paragrafo 1, secondo comma, del regolamento REMIT, come modificato dal regolamento (UE) 2024/1106, prevede espressamente che ACER pubblichi orientamenti non vincolanti sull'applicazione delle definizioni contenute nell'articolo 2 e sugli indicatori e gli esempi di comportamenti riconducibili alla manipolazione del mercato e all'abuso di informazioni privilegiate.

Gli orientamenti costituiscono pertanto uno strumento interpretativo vòlto ad assicurare un'applicazione uniforme del regolamento europeo, senza assumere valore giuridicamente vincolante e senza pregiudicare la competenza interpretativa della Corte di giustizia dell'Unione europea. La natura non vincolante degli orientamenti non ne riduce la rilevanza nell'attività di vigilanza, poiché le autorità nazionali sono tenute a considerarli nell'esercizio delle proprie funzioni e a motivare eventuali scostamenti.

Per quanto riguarda specificamente il costo opportunità, le ACER *Guidance on the application of REMIT*, edizione 6.1 del 18 dicembre 2024 (paragrafo 6.4.1, punto 315, lettera t), incluse le note 139 e 147), lo riconoscono espressamente tra le giustificazioni economiche legittime per formulare offerte superiori al costo marginale tecnico. La nota 139 chiarisce che il costo marginale rilevante comprende anche il costo opportunità, mentre la nota 147 lo definisce come il valore atteso della migliore alternativa non scelta, richiamando, tra gli esempi, la possibilità di vendere l'energia in un momento successivo oppure su un mercato diverso.

Ne consegue che un'offerta superiore al costo marginale tecnico non costituisce, di per sé, una manipolazione del mercato. Occorre verificare se essa sia giustificata da costi opportunità

effettivi e dalle specifiche condizioni di mercato. La possibilità di invocare un costo opportunità non costituisce tuttavia una giustificazione automatica. L'operatore deve essere in grado di dimostrare l'esistenza di una motivazione economica legittima, valutabile sulla base delle informazioni disponibili al momento della formulazione dell'offerta e adeguatamente documentata.

In particolare, gli orientamenti ACER pongono in capo all'operatore interessato l'onere di fornire elementi idonei a giustificare la propria condotta. Si tratta di principi già applicabili, indipendentemente dall'intervento del legislatore nazionale. La stessa esperienza dell'attività sanzionatoria di ARERA dimostra che la valutazione delle condotte di trattenimento economico può essere svolta sulla base del quadro normativo europeo vigente, senza necessità di ulteriori disposizioni legislative nazionali.

Una nuova formulazione legislativa non aggiungerebbe pertanto elementi sostanziali alla disciplina esistente, ma rischierebbe di introdurre incertezza interpretativa in un ambito già regolato direttamente dal diritto europeo.

4.3. Il rischio di indebolire l'attività di vigilanza anziché rafforzarla

La preoccupazione principale riguarda gli effetti che la nuova disposizione potrebbe produrre sull'attività di controllo dell'Autorità.

L'introduzione di ulteriori criteri nazionali di valutazione delle condotte degli operatori rischia infatti di sovrapporsi a un quadro normativo e interpretativo europeo già definito e, soprattutto, ad attività di vigilanza e di indagine già svolte dall'Autorità sulla base di tale quadro.

Questa eventualità assume particolare rilievo in relazione alle indagini già avviate da ARERA.

Con la deliberazione 302/2025/R/eel, l'Autorità ha infatti concluso un'indagine conoscitiva sul potenziale trattenimento economico di capacità di generazione nel Mercato del Giorno Prima negli anni 2023 e 2024, individuando situazioni meritevoli di ulteriori approfondimenti.

La definizione di nuovi criteri nazionali potrebbe introdurre elementi di incertezza rispetto alle valutazioni già effettuate, offrendo agli operatori coinvolti ulteriori argomenti per contestare l'attività dell'Autorità e complicando lo svolgimento dei successivi procedimenti.

L'autonomia di ARERA, richiamata dalla stessa relazione illustrativa, sarebbe dunque meglio garantita eliminando integralmente la disposizione nazionale e lasciando che l'Autorità eserciti i propri poteri sulla base del regolamento REMIT e degli orientamenti ACER, senza introdurre ulteriori criteri suscettibili di sovrapporsi a quelli già applicati.

4.4. L'integrità del mercato come misura di contenimento dei prezzi dell'energia

Il tema della vigilanza sul mercato all'ingrosso non costituisce un aspetto accessorio del provvedimento, ma rappresenta una condizione essenziale per l'efficacia delle misure di contenimento dei prezzi previste dai successivi commi 2 e 3. La riduzione dei costi sostenuti dai

produttori termoelettrici, infatti, non determina necessariamente e automaticamente una corrispondente riduzione dei prezzi di offerta sul mercato all'ingrosso.

Perché il beneficio raggiunga i consumatori è necessario che i minori costi vengano effettivamente trasferiti nelle offerte di vendita e che il mercato operi nel rispetto delle regole di concorrenza e integrità previste dal regolamento REMIT. Non a caso, il comma 4 dell'articolo 6, non modificato, attribuisce ad ARERA il compito di verificare che i rimborsi riconosciuti ai produttori siano pienamente trasferiti nelle offerte di vendita degli impianti interessati, prevedendo la restituzione degli importi e l'applicazione di sanzioni in caso di violazione.

L'efficacia delle misure dipende quindi anche dalla capacità dell'Autorità di accertare adeguatamente le condotte degli operatori. La rilevanza economica di questa attività emerge con particolare evidenza dal confronto tra gli effetti attesi dalle misure di rimborso e i risultati dell'indagine conoscitiva ARERA sul potenziale trattenimento economico di capacità.

Le misure di rimborso ai produttori termoelettrici costituiscono un intervento importante, al quale la relazione tecnica attribuisce una riduzione lorda del prezzo all'ingrosso di circa 10 euro/MWh per la misura strutturale e di circa 17 euro/MWh per quella temporanea, nei mesi in cui quest'ultima troverà applicazione.

Considerando anche i costi necessari al finanziamento dei rimborsi, il beneficio netto stimato per i consumatori è pari a circa 5 euro/MWh per la misura strutturale e a ulteriori 7 euro/MWh per quella temporanea nei mesi di applicazione congiunta, per un totale di circa 12 euro/MWh. Si tratta di un risultato economicamente significativo, conseguito attraverso interventi che richiedono risorse finanziarie rilevanti e meccanismi di redistribuzione dei relativi costi.

Ebbene, l'indagine conoscitiva ARERA 302/2025/R/eel sul potenziale trattenimento economico di capacità nel Mercato del Giorno Prima ha individuato, nelle ore interessate dal fenomeno, differenze medie di prezzo dell'ordine di 17-22 euro/MWh nel 2023 e 15-24 euro/MWh nel 2024, in funzione delle ipotesi adottate nel calcolo del costo marginale e delle zone di offerta analizzate.

Il differenziale di prezzo potenziale stimato dall'Autorità risulta dunque, nelle ore considerate, significativamente superiore al beneficio netto unitario atteso dalle misure di rimborso introdotte dal decreto-legge.

Le grandezze non sono direttamente sovrapponibili, poiché le stime dell'indagine ARERA si riferiscono alle ore nelle quali è stato individuato un potenziale trattenimento di capacità, mentre i benefici dei rimborsi sono calcolati con riferimento ai rispettivi periodi di applicazione. Inoltre, le differenze di prezzo individuate nell'indagine non costituiscono sovrapprezzi definitivamente accertati né possono essere considerate integralmente recuperabili.

Tuttavia, anche riportando le stime del potenziale trattenimento all'intera base oraria annua, il confronto tra i rispettivi ordini di grandezza resta particolarmente significativo. Se misure pubbliche di rimborso, che comportano trasferimenti finanziari per miliardi di euro, producono benefici netti stimati inferiori ai differenziali di prezzo potenzialmente riconducibili a condotte di

trattenimento economico, risulta evidente quanto il corretto funzionamento del mercato e l'efficacia della vigilanza possano rappresentare, di per sé, strumenti di contenimento del caro energia.

L'*enforcement* del regolamento REMIT non risponde quindi soltanto all'esigenza di reprimere eventuali comportamenti abusivi, ma assume una rilevanza diretta nella tutela economica dei consumatori. Un mercato integro, nel quale le offerte riflettano condizioni economiche legittime e nel quale le eventuali manipolazioni siano tempestivamente individuate e sanzionate, costituisce una condizione essenziale per la formazione di prezzi efficienti.

Il rafforzamento della vigilanza potrebbe pertanto produrre benefici potenzialmente molto rilevanti senza richiedere ulteriori meccanismi di rimborso finanziati attraverso le bollette.

4.5. Rafforzare ARERA anziché introdurre nuovi vincoli normativi

La complessità delle indagini sul trattenimento economico di capacità richiede competenze specialistiche e risorse adeguate. L'analisi delle offerte presentate dagli operatori, la ricostruzione dei costi marginali e dei costi opportunità, la valutazione delle condizioni di mercato e l'accertamento dell'eventuale condotta non conforme comportano attività tecniche particolarmente impegnative. A queste si aggiungono le verifiche sull'effettivo trasferimento dei rimborsi nelle offerte di vendita, previste dall'articolo 6, comma 4.

Il confronto con altri regolatori europei evidenzia l'opportunità di un rafforzamento delle strutture dedicate a tali funzioni. In Francia, la *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) dispone, secondo le informazioni disponibili, di un nucleo di circa quindici risorse dedicate a queste attività, mentre in ARERA il personale specificamente impegnato nelle analoghe funzioni risulterebbe limitato a tre-quattro unità.

Si tratta di una sproporzione che, ove confermata, appare difficilmente conciliabile con la rilevanza del mercato elettrico italiano e con la complessità dei compiti affidati all'Autorità, tanto più per effetto dell'attuazione del presente decreto. Riteniamo pertanto prioritario un rafforzamento delle risorse professionali e tecniche dedicate alla vigilanza, da realizzare anche attraverso gli strumenti di autonomia organizzativa e finanziaria di cui dispone ARERA.

4.6. Adeguare le sanzioni e destinarne il gettito alla riduzione dei costi energetici

Il rafforzamento dell'attività di vigilanza dovrebbe essere accompagnato da un adeguamento dei limiti edittali delle sanzioni previste per le violazioni del regolamento REMIT. L'attuale disciplina nazionale, contenuta nell'articolo 22 della legge n. 161/2014, necessita infatti di essere aggiornata alla luce delle disposizioni introdotte dal regolamento (UE) 2024/1106, cosiddetto REMIT II.

Proponiamo quindi di adeguare i massimi edittali delle sanzioni amministrative pecuniarie ai livelli minimi fissati dalla nuova disciplina europea, prevedendo, per le persone giuridiche, limiti commisurati al fatturato annuo. In particolare, la proposta prevede limiti massimi fino al 15% del

fatturato annuo per le violazioni più gravi, secondo quanto previsto dal regolamento europeo (art. 18, come integrato dal Reg. UE 2024/1106).

Un sistema sanzionatorio effettivamente proporzionato alle dimensioni economiche degli operatori e ai potenziali vantaggi conseguibili dalle condotte abusive costituisce un elemento essenziale per assicurare un'adeguata efficacia deterrente.

È inoltre necessario rendere effettiva la destinazione delle risorse derivanti dalle sanzioni alla riduzione dei costi dell'energia sostenuti da famiglie e imprese. La legge n. 161/2014 ha già previsto un fondo finalizzato a tale obiettivo, la cui operatività risulta tuttavia ostacolata dalla mancata adozione delle necessarie disposizioni attuative.

Le scriventi associazioni propongono, pertanto, che le risorse derivanti dalle sanzioni REMIT siano trasferite alla Cassa per i servizi energetici e ambientali e utilizzate per ridurre il fabbisogno degli oneri generali a carico dei clienti finali, con particolare riferimento al finanziamento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica.

In questo modo, i proventi delle sanzioni contribuirebbero concretamente a ridurre il costo dell'energia per le famiglie e per le micro, piccole e medie imprese che non beneficiano di tali agevolazioni.

5. Considerazioni conclusive

Valutiamo positivamente l'obiettivo del decreto-legge di intervenire sul costo dell'energia elettrica in una fase caratterizzata da forti tensioni dei mercati internazionali e da una rinnovata esposizione del sistema produttivo italiano alla volatilità dei prezzi del gas.

Pur ritenendo necessario rafforzare il percorso di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale, incoraggiando la produzione di energia da fonti rinnovabili anche in virtù degli effetti di riduzione dei prezzi sul mercato all'ingrosso che queste determinano, le misure di rimborso dei costi della produzione termoelettrica rappresentano un intervento che può contribuire a ridurre i prezzi dell'energia elettrica, pur senza risolvere le criticità strutturali del sistema.

Particolarmente apprezzabile è la scelta di porre il finanziamento del rimborso temporaneo, in prima battuta, a carico dei responsabili del bilanciamento, introducendo un elemento innovativo che riconduce i costi ai soggetti che inizialmente intercettano i benefici della riduzione dei prezzi e introduce maggiori garanzie per i clienti finali.

Per la misura strutturale, è invece essenziale che ARERA assicuri una distribuzione uniforme del relativo costo tra i consumatori, evitando di riprodurre le sperequazioni già esistenti nel finanziamento degli oneri generali del sistema elettrico.

Merita inoltre pieno apprezzamento l'abrogazione della premialità prevista per gli impianti rinnovabili già incentivati, che evita di imporre alle piccole imprese ulteriori costi per sostenere impianti alla cui realizzazione hanno già contribuito attraverso le proprie bollette.

È altresì necessario chiarire che le linee guida previste per i gruppi di acquisto riguardano esclusivamente la contrattazione collettiva di lungo termine, evitando l'introduzione di nuovi vincoli sulle attività di acquisto collettivo già liberamente esercitate sui mercati dell'energia.

Resta invece una valutazione critica sulla nuova formulazione dell'articolo 6, comma 1. Il corretto funzionamento del mercato all'ingrosso costituisce una condizione imprescindibile per assicurare che i minori costi di produzione si traducano effettivamente in minori prezzi per i consumatori.

Il confronto tra i benefici netti attesi dalle misure di rimborso e le differenze di prezzo potenziali individuate dall'indagine conoscitiva ARERA evidenzia, inoltre, come un'efficace attività di vigilanza possa costituire essa stessa uno strumento di contrasto al caro energia, con effetti economici potenzialmente rilevanti.

Per questa ragione, riteniamo che l'intervento più efficace non consista nell'introdurre ulteriori disposizioni nazionali di interpretazione di una disciplina europea già direttamente applicabile, ma nel rafforzare la capacità di ARERA di vigilare sul mercato e di contrastare incisivamente le condotte abusive.

Si propone pertanto l'abrogazione integrale del comma 1 dell'articolo 6 del DL n. 21/2026, senza sostituzione, accompagnata dal potenziamento delle strutture di vigilanza dell'Autorità, dall'adeguamento dei limiti sanzionatori al regolamento REMIT II (incluso un limite edittale minimo effettivamente deterrente e proporzionato) e dall'effettiva destinazione delle sanzioni alla riduzione dei costi energetici delle famiglie e delle imprese.

La tutela dell'integrità del mercato non rappresenta soltanto una garanzia del corretto funzionamento della concorrenza, ma costituisce essa stessa una misura di politica energetica, potenzialmente in grado di produrre benefici economici significativi senza richiedere ulteriori trasferimenti a carico dei consumatori.