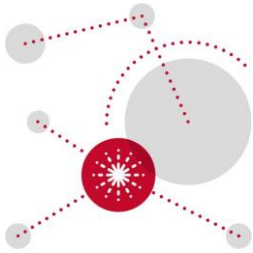


Focus Team Infrastrutture,
Energia e Transizione Ecologica**Focus Team Leader**Catia Tomasetticatia.tomasetti@belex.com

Tel. +39 06 84551 284

**Autori**Catia Tomasetticatia.tomasetti@belex.com

Tel. +39 06 84551 284

Giovanna Zagariagiovanna.zagaria@belex.com

Tel. +39 06 84551 275

Marilù Martoriellomarilu.martoriello@belex.com

Tel. +39 06 84551 719

Pietro Canalepietro.canale@belex.com

Tel. +39 06 84551 741

Conversione in legge del DL Bollette e potenziali impatti sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

1. Introduzione

Il Decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, è stato convertito, con modificazioni, nella Legge n. 49 del 10 aprile 2026, pubblicata in Gazzetta Ufficiale - Serie Generale n. 90 del 18 aprile 2026 ed entrata in vigore il giorno successivo (il “DL Bollette”).

Le misure introdotte nella versione originaria del DL Bollette, oggetto di approfondimento nella presente *newsletter*, risultano nel complesso confermate in sede di conversione, sia pure con taluni interventi correttivi e di coordinamento volti a precisarne meglio l’ambito applicativo.

Pur apparendo nel loro impianto complessivo coerenti con le finalità perseguite dal legislatore, tali misure hanno nondimeno suscitato attenzione e dibattito tra gli operatori di mercato attivi nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili, in considerazione dei **potenziali effetti indiretti** che potrebbero prodursi sugli equilibri economici e sulle prospettive di sviluppo del comparto.

Sotto altro profilo, le disposizioni del DL Bollette assumono oggi una rilevanza ancor più marcata alla luce dell’attuale contesto geopolitico, che ha riportato al centro del dibattito pubblico e delle politiche economiche il tema della sicurezza degli approvvigionamenti e dell’autonomia energetica nazionale.

2. Interventi sul costo marginale della generazione termoelettrica e contrazione del PUN Index GME: possibili riflessi sul mercato delle rinnovabili

L’articolo 6 del DL Bollette introduce un pacchetto organico di misure finalizzate a contenere il prezzo dell’energia elettrica per i consumatori finali, intervenendo sia sul lato dei costi di produzione degli impianti termoelettrici sia sul funzionamento concorrenziale dei mercati all’ingrosso.

In sede di conversione, la previsione appena richiamata è rimasta sostanzialmente invariata rispetto alla formulazione originaria¹.

¹ Le modifiche apportate si limitano a una serie di precisazioni di carattere lessicale, nonché all’introduzione di una nuova disposizione secondo cui i proventi derivanti dalle aste delle quote di emissione di CO₂ nell’ambito del meccanismo ETS e confluenti sul conto corrente dedicato del GSE nominato TARGET2 (“Trans-European Automated Real-time Gross Settlement Express Transfer System”), dovranno essere destinati, tra l’altro, a incentivare il riequilibrio modale, dal trasporto stradale a quello marittimo e ferroviario.

L'intervento si articola su due direttrici principali: **(i) il rafforzamento dei controlli da parte di ARERA in sede di offerta nel mercato del giorno prima (MGP)** e **(ii) la riduzione degli oneri gravanti sul gas naturale utilizzato per la produzione di energia elettrica, inclusi i costi legati alle emissioni ETS.**

Sul primo fronte, il decreto attribuisce ad ARERA il compito di introdurre, entro **tre mesi** dall'entrata in vigore del DL Bollette, nuovi criteri volti a prevenire comportamenti di **trattenimento economico della capacità** (c.d. *economic withholding*). Si tratta di situazioni in cui operatori, pur disponendo di capacità produttiva disponibile, presentano offerte a prezzi superiori ai propri costi marginali di produzione, contribuendo così ad innalzare artificialmente il prezzo dell'energia che si forma sul mercato. Tale fenomeno assume particolare rilevanza in un contesto, come quello italiano, in cui il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso è determinato secondo il meccanismo del *marginal pricing*, in base al quale il prezzo finale è fissato dall'impianto più costoso necessario a soddisfare la domanda.

Il secondo pilastro dell'intervento riguarda la **riduzione del costo del gas utilizzato nelle centrali termoelettriche**, mediante un meccanismo di rimborso che prevede la restituzione ai produttori: **(i)** di specifiche componenti tariffarie applicate al gas, nonché **(ii)** dei costi sostenuti per l'acquisto dei permessi di emissione di CO₂ nell'ambito del sistema europeo di scambio delle emissioni (ETS).

Quanto alla prima misura, è previsto che ARERA definisca le modalità operative per il riconoscimento ai produttori termoelettrici, a decorrere dal **1° gennaio 2027**, di specifici rimborsi relativi ad alcune componenti tariffarie gravanti sul gas utilizzato per la produzione di energia elettrica.

In relazione alla seconda misura, il decreto prevede che ARERA, con apposita deliberazione, definisca un meccanismo di rimborso specificamente riferito ai costi sostenuti per l'acquisto dei permessi di emissione di CO₂, riconoscendo ai produttori un importo predeterminato e riferito a periodi temporali definiti². La *ratio* della previsione è quella di ridurre l'incidenza di tali costi sul costo marginale della generazione termoelettrica, con l'obiettivo di favorire una riduzione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica³.

² Il rimborso sarà determinato tenendo conto dei costi attesi per l'adempimento degli obblighi ETS da parte di un impianto a ciclo combinato a gas efficiente, individuato quale tecnologia di riferimento.

³ È opportuno segnalare che l'efficacia del meccanismo di rimborso dei costi ETS è espressamente subordinata alla previa autorizzazione della Commissione europea ai sensi dell'articolo 108, paragrafo 3, del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea, in materia di aiuti di Stato. Tale previsione riflette la natura potenzialmente selettiva della misura, in quanto comporta un beneficio economico a favore dei produttori termoelettrici mediante la compensazione di una componente dei loro costi operativi. La valutazione della Commissione sarà pertanto volta a verificare la compatibilità del meccanismo con la disciplina europea sugli aiuti di Stato, in particolare alla luce degli obiettivi di decarbonizzazione, del corretto funzionamento del mercato interno e dell'assenza di indebite distorsioni della concorrenza. L'eventuale autorizzazione rappresenterà quindi un passaggio essenziale ai fini della piena operatività della misura e potrà incidere sulla sua tempistica e configurazione finale.

Le misure introdotte dall'art. 6 del DL Bollette si inseriscono in una strategia volta alla riduzione – almeno temporanea - del prezzo marginale dell'energia elettrica con una conseguente contrazione del PUN index GME, intervenendo su una delle sue principali determinanti, ossia il costo variabile della generazione termoelettrica. Dal punto di vista sistemico, l'intervento appare coerente con l'obiettivo di contenimento dei prezzi per i consumatori finali e di rafforzamento della competitività del sistema elettrico nazionale, generando – almeno secondo le stime del Governo – un beneficio netto complessivo significativo.

Tuttavia, accanto a tali effetti positivi, la misura potrebbe generare alcune **implicazioni rilevanti per il settore delle fonti rinnovabili e delle batterie** che meritano di essere attentamente monitorate. L'intervento delineato, infatti, non si configurerebbe come un vero e proprio disaccoppiamento strutturale del prezzo dell'elettricità da quello del gas, bensì come un'attenuazione temporanea dei costi associati al vettore gas che concorrono alla formazione del prezzo marginale, i cui oneri vengono trasferiti dai produttori termoelettrici ai consumatori finali.

Con riferimento al settore delle rinnovabili, gli impatti più significativi potrebbero riguardare i progetti operanti in regime merchant, che, essendo maggiormente esposti alle dinamiche dei prezzi di mercato, vedrebbero una contrazione delle proprie rendite inframarginali. Meno esposti alle novità sarebbero invece gli impianti assistiti da meccanismi di incentivazione basati su contratti per differenza (*CfD*) o da contratti di lungo termine a prezzo fisso. Anche il mercato dei PPA potrebbe risentire delle misure introdotte dal DL Bollette, in ragione degli impatti della misura sulle curve *forward* dei prezzi dell'energia elettrica e, conseguentemente, sulla sostenibilità economica di lungo periodo dei progetti.

3. Conto Energia: rimodulazione volontaria delle tariffe e opzione di uscita anticipata

L'articolo 2 del DL Bollette introduce un meccanismo di **rimodulazione volontaria delle tariffe incentivanti applicabile agli impianti fotovoltaici con potenza nominale incentivata superiore a 20 kW che beneficino dei Conti Energia I, II, III e IV**, caratterizzati da tariffe premio fisse non indicizzate ai prezzi di mercato, e con scadenza del periodo di incentivazione successiva al **1° gennaio 2029**. La rimodulazione troverebbe applicazione nel periodo compreso **tra il secondo semestre 2026 e il 31 dicembre 2027**.

Anche in questo caso, in sede di conversione, la disposizione richiamata non ha subito modifiche rispetto alla formulazione originaria, salvo un'unica modifica, di cui si dirà nel prosieguo.

La rimodulazione è prevista **esclusivamente su base volontaria**, mediante l'esercizio, entro il 31 maggio 2026, di una delle seguenti opzioni alternative:

- **riduzione della tariffa premio all'85% del valore originariamente spettante, con contestuale estensione della durata della convenzione incentivante per un periodo pari a 3 mesi; ovvero**

- **riduzione della tariffa premio al 70% del valore originariamente spettante, con contestuale estensione della durata della convenzione incentivante per un periodo pari a 6 mesi.**

Durante il periodo di estensione, il Gestore Servizi Energetici S.p.A. (“GSE”) riconoscerrebbe una tariffa incentivante calcolata come media delle tariffe premio oggetto della precedente riduzione.

Il DL Bollette introduce inoltre un’ulteriore opzione per i soggetti responsabili degli impianti sopra indicati, i quali potranno optare, entro il 30 settembre 2026, per l’uscita anticipata dal regime incentivante del Conto Energia, con decorrenza dal 1° gennaio 2028, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo rivalutato. L’accesso a tale facoltà, riservato ad un numero di impianti la cui potenza complessiva non superi i 10 GW, è subordinato alla realizzazione di interventi di rifacimento integrale degli impianti interessati⁴, secondo modalità e criteri che saranno definiti con successivi provvedimenti attuativi.

Le misure sopra indicate si inseriscono in una più ampia strategia di contenimento degli oneri tariffari gravanti sulla bolletta elettrica, con particolare riferimento alla componente tariffaria Asos, ossia la componente tariffaria a copertura di oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili, perseguendo al contempo l’obiettivo di favorire il progressivo rinnovamento del parco fotovoltaico esistente attraverso la sostituzione degli impianti più datati con soluzioni tecnologicamente più efficienti e performanti. Resta tuttavia centrale il ruolo dei provvedimenti attuativi, che dovranno definire in modo puntuale le modalità operative e i criteri di accesso ai nuovi meccanismi, incidendo in modo determinante sulla loro effettiva attrattività e diffusione. In particolare, è previsto che l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (“ARERA”), con apposita delibera, stabilisca le modalità di riconoscimento e trasferimento ai consumatori finali del beneficio economico derivante dalla manovra, assicurando che i risparmi generati si traducano in una riduzione effettiva della componente Asos.

4. Aggiornamento dei Prezzi Minimi Garantiti per biogas, biomasse e bioliquidi sostenibili

L’articolo 5 del DL Bollette aggiorna il quadro regolatorio dei prezzi minimi garantiti (“PMG”) relativi alla produzione di energia elettrica da **bioliquidi sostenibili, biogas e biomasse**.

L’articolo 5 interviene sul comma 8 dell’**articolo 24 del D.lgs. 28/2011**, relativo **ai principi generali dei PMG applicabili agli impianti a biogas e biomasse in esercizio (i) i cui incentivi siano terminati, ovvero,**

⁴ Si tratta dell’unico passaggio interessato dall’intervento emendativo. In particolare, è stato previsto che, nel caso di impianti fotovoltaici - sia con moduli collocati a terra in area agricola sia non collocati a terra - gli interventi di *repowering* debbano garantire un incremento della producibilità dell’impianto pari ad almeno il 30%, e non più al 40%, rispetto al valore atteso nel periodo di incentivazione residua. La percentuale di incremento rimane invece invariata per tutti gli altri impianti: in tali casi, gli interventi di *repowering* devono assicurare un aumento della producibilità almeno doppio rispetto a quanto previsto per il medesimo periodo di incentivazione residua.

(ii) che rinuncino agli incentivi in scadenza entro il 31 dicembre 2027 per aderire ai PMG.

In sede di conversione in legge del DL Bollette, il suddetto termine del 31 dicembre 2027 è stato esteso al 31 dicembre 2029. Tale modifica è assolutamente condivisibile in quanto dalla stessa deriva un ampliamento della platea di impianti che possono beneficiare dei PMG in relazione all'energia elettrica prodotta.

L'aggiornamento dei PMG opera per il periodo che intercorre tra il 1° aprile 2026 al 31 dicembre 2037, sulla base dei principi e dei criteri delineati dal decreto (sui quali si è in parte intervenuti in sede di conversione in legge), che combinano il controllo della spesa e la flessibilità gestionale del meccanismo con una valorizzazione degli impianti asserviti a processi produttivi e una disciplina temporale differenziata dei suddetti PMG, a seconda della potenza degli impianti che accedono al meccanismo, della durata degli incentivi precedenti, nonché di eventuali percorsi di riconversione alla produzione di biometano - che nella versione pre-conversione in legge costituivano in taluni casi condizione per la permanenza/l'accesso al meccanismo dei PMG - ovvero, come innovato in sede di conversione, di interventi di economia circolare nel settore del biogas incentivati ai sensi del decreto MASE 13 marzo 2024, n. 99⁵.

L'ARERA provvede all'aggiornamento del meccanismo dei PMG entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del DL Bollette (i.e., **entro il 22 maggio 2026**). La previsione di un termine per l'aggiornamento del meccanismo successivo a quello in cui lo stesso inizierà ad essere applicato rischia di ingenerare dubbi e poca chiarezza nel settore, posto che gli operatori dovranno affrontare quasi due mesi di attività senza conoscere nel dettaglio criteri, limiti e quantità di energia valorizzabile.

Quanto alla produzione da **bioliquidi sostenibili**, l'articolo 5 del DL Bollette, nel modificare la disciplina di cui all'articolo 5 del Decreto-legge 181/2023:

- (i) **abroga** il (previgente) meccanismo di **contrattualizzazione della capacità produttiva**⁶;
- (ii) **proroga sino al 31 marzo 2026** il (vigente) **meccanismo dei PMG**, definito sulla base dei criteri di cui all'articolo 24 del D.lgs. 28/2011; e
- (iii) **dispone l'aggiornamento da parte di ARERA entro il 22 maggio 2026 del meccanismo dei PMG che opera** per il periodo che intercorre **tra il 1° aprile 2026 al 31 dicembre 2030**, in conformità ai criteri e principi generali descritti in precedenza.

L'Articolo 5 ha l'obiettivo di ridurre l'impatto derivante dall'applicazione dei PMG sulla componente Asos della bolletta elettrica corrisposta da famiglie e imprese. Tale intento è ampiamente condivisibile ma occorrerà

⁵ Trattasi di interventi effettuati dalle imprese agricole volti a incentivare la diffusione di pratiche ecologiche in fase di produzione del biogas, a promuovere la sostituzione di trattori agricoli meccanici obsoleti e a bassa efficienza con trattori più efficienti, a migliorare l'efficienza energetica di alcuni impianti per la produzione di biogas.

⁶ Solo per completezza espositiva, si ricorda come il suddetto meccanismo trovasse applicazione agli impianti (i) alimentati da bioliquidi sostenibili che rispettino i requisiti e le condizioni di cui agli articoli 40 e 42 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199; e (ii) in esercizio.

valutare l'**impatto delle nuove misure sugli operatori del settore delle energie rinnovabili**. In particolare, in sede di adozione del DL Bollette, diverse associazioni di categoria⁷ avevano segnalato come il nuovo quadro normativo rischiasse di scaricare una parte rilevante dei nuovi oneri sulle imprese agricole produttrici di biogas, con effetti pregiudizievoli sulla loro sostenibilità economica e sulla capacità del comparto di contribuire alla transizione energetica e alla resilienza dei territori. Effetti, questi, che, non sembrano neppure coerenti con i principi generali propri del meccanismo, concepito come strumento che consente di coprire i costi di funzionamento al fine di assicurare la prosecuzione dell'esercizio e il funzionamento efficiente degli impianti⁸.

5. Connessioni alla rete e superamento della saturazione virtuale: verso il modello "*first-ready, first-served*"

L'articolo 7 del DL Bollette introduce una riforma destinata a segnare un punto di svolta nella gestione delle connessioni alla rete elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il legislatore interviene infatti su uno dei principali ostacoli allo sviluppo del settore: la cosiddetta **saturazione virtuale della rete**, introducendo un sistema che supera l'attuale logica cronologica (*first-come, first-served*) per avvicinarsi a un modello fondato sulla maturità effettiva dei progetti (*first-ready, first-served*).

Per affrontare tale criticità, il legislatore interviene lungo due direttrici principali: da un lato, rafforzando l'attività di pianificazione e trasparenza in relazione alla capacità di rete effettivamente disponibile; dall'altro, introducendo misure di carattere operativo volte a ridisegnare il meccanismo di assegnazione delle soluzioni di connessione, orientandolo a criteri maggiormente aderenti al grado di maturità e concreta realizzabilità dei progetti.

Quanto al primo profilo, viene introdotto un nuovo obbligo informativo in capo a Terna, volto a rafforzare la trasparenza e la prevedibilità in relazione alla capacità effettivamente disponibile sulla rete di trasmissione nazionale. In particolare, Terna dovrà pubblicare e aggiornare con cadenza trimestrale il dato relativo alla **capacità massima addizionale** per la connessione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e sistemi di accumulo, con esclusione degli impianti *offshore*.

Quanto al secondo profilo, l'art. 7 del DL Bollette interviene con misure di carattere operativo volte a rendere il sistema delle connessioni più efficiente e coerente con lo stato reale di avanzamento dei progetti. A tal fine, il decreto inserisce il nuovo art. 10-bis nel d.lgs. 190/2024 (c.d. "**TU FER**"), prevedendo, in primo luogo, che l'ARERA provveda ad aggiornare l'impianto regolatorio in materia di connessioni entro 180 giorni dall'entrata in vigore del DL Bollette.

⁷ Si veda ad esempio il comunicato pubblicato dal Consorzio Italiano Biogas lo scorso 19 febbraio 2026 disponibile [qui](#).

⁸ Si veda in particolare l'articolo 24, comma 8 del D.lgs. 28/2011, disposizione che rimane pienamente vigente.

Si segnala, inoltre, l'introduzione di un articolato sistema di misure decadenziali relative alle soluzioni di connessione, distinguendo tra quelle rilasciate prima della pubblicazione dei provvedimenti adottati da ARERA nell'ambito del suddetto aggiornamento regolatorio e quelle rilasciate successivamente. Si tratta, verosimilmente, della misura più incisiva introdotta dal DL Bollette per contrastare in modo diretto il fenomeno della saturazione virtuale della rete, in quanto volta a liberare la capacità formalmente impegnata da progetti che non abbiano raggiunto un adeguato livello di maturità autorizzativa o realizzativa.

Più in particolare:

- nelle more dell'adozione dei provvedimenti ARERA, Terna e i gestori di distribuzione possono rilasciare soluzioni in eccesso rispetto alla capacità massima accoglibile riferita ad un dato punto di connessione alla rete: una disposizione-ponte volta a prevenire il blocco dei procedimenti autorizzativi e a garantire la continuità dello sviluppo dei progetti nelle more dell'adozione della nuova disciplina regolatoria;
- successivamente alla pubblicazione dei provvedimenti attuativi di ARERA, il nuovo **impianto decadenziale entrerà pienamente a regime**, producendo effetti diretti sul portafoglio delle soluzioni di connessione già rilasciate e determinando un riallineamento tra capacità formalmente assegnata e capacità effettivamente destinata a progetti maturi. Dall'analisi coordinata delle disposizioni introdotte dal DL Bollette emerge che il nuovo regime darà luogo a **tre distinti scenari**, differenziati in funzione dello stato di avanzamento del progetto e della validazione della soluzione di connessione da parte del gestore della rete:
 - 1) soluzioni di connessione già rilasciate ma non ancora validate da Terna, relative a progetti non ancora abilitati o autorizzati: tali soluzioni **perderanno efficacia**⁹;
 - 2) soluzioni già rilasciate e validate, ma relative a progetti non ancora abilitati o autorizzati: tali soluzioni **resteranno formalmente efficaci, ma non risulteranno definitivamente vincolanti**¹⁰;

⁹ In tal caso, è previsto che Terna comunichi ai soggetti e alle autorità competenti interessati la perdita di efficacia della soluzione di connessione, assicurando altresì la restituzione o la rimodulazione dei corrispettivi di connessione eventualmente già versati dal richiedente, secondo le modalità che saranno definite in sede regolatoria. Di conseguenza, i soggetti proponenti dovranno presentare una nuova richiesta di connessione, la cui assegnazione avverrà nell'ambito delle nuove procedure competitive previste dal DL Bollette. Quanto agli impatti sulle procedure ambientali, abilitative e autorizzative in corso, il DL Bollette introduce una specifica **clausola di salvaguardia**, prevedendo che la dichiaratoria di inefficacia delle soluzioni di connessione non possa comportare l'archiviazione o il rigetto delle istanze abilitative/autorizzative già presentate, ivi incluse quelle relative ai procedimenti di valutazione ambientale, qualora tali procedimenti risultino già avviati alla data di dichiarazione di inefficacia. In tali ipotesi, infatti, i termini dei procedimenti verranno sospesi e riprenderanno a decorrere dalla presentazione della documentazione relativa alla nuova soluzione di connessione ottenuta nell'ambito delle procedure introdotte dalla riforma.

¹⁰ In questi casi, infatti, l'assegnazione definitiva della capacità sarà subordinata al conseguimento della PAS o dell'Autorizzazione Unica.

- 3) soluzioni già rilasciate e validate, relative a progetti che abbiano già conseguito il titolo abilitativo o autorizzativo: tali soluzioni **risulteranno efficaci e vincolanti**.

La riforma pare principalmente orientata a intervenire sulle connessioni alla rete di trasmissione nazionale, che costituiscono il punto di accesso per impianti di media e grande taglia. Anche a seguito della conversione in legge, rimane invece meno dettagliata la disciplina applicabile alle reti di distribuzione, ambito rispetto al quale potrebbero essere forniti maggiori chiarimenti in sede attuativa. Infine, si segnala come il nuovo quadro normativo non contenga indicazioni specifiche in relazione agli interventi che, ai sensi del TU FER, ricadono nei regimi di attività libera, lasciando aperti alcuni dubbi interpretativi, non chiariti neppure in sede di conversione, circa il coordinamento tra tali regimi semplificati e il nuovo sistema di allocazione della capacità di rete.

6. Rinvio del termine per il *phase-out* dal carbone

L'articolo 5-*bis* del DL Bollette, introdotto in sede di conversione, interviene sulla tempistica del *phase-out* del carbone, **fissando al 31 dicembre 2038 il termine ultimo per la dismissione delle centrali a carbone destinate alla produzione di energia elettrica**. Quanto sopra si discosta in modo significativo dalle previsioni del vigente Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), che individua il superamento della produzione elettrica da carbone entro il 2025 (ovvero entro il 2028 per gli impianti ubicati in Sardegna)¹¹.

L'intervento si inserisce nel quadro di flessibilità riconosciuto agli Stati membri dal Regolamento (UE) 2018/1999, che, all'articolo 14, consente di apportare in qualsiasi momento modifiche alle politiche nazionali definite nei rispettivi PNIEC, a condizione che tali aggiornamenti siano adeguatamente rappresentati nella relazione intermedia nazionale integrata sull'energia e il clima.

Sotto il profilo sistematico, la suddetta proroga si colloca in una traiettoria non pienamente allineata agli obiettivi di decarbonizzazione e alla ratio complessiva del DL Bollette, evidenziando un'impostazione marcatamente prudentiale ed emergenziale. L'intervento, infatti, nel tentativo di fronteggiare le persistenti tensioni sui mercati energetici, introduce margini di flessibilità che rischiano di avere delle ricadute sull'affidabilità del quadro regolatorio e sulla coerenza del percorso di transizione energetica.

¹¹ Sul punto, si segnala che, nella risposta resa il 6 agosto 2025 in sede di *question time* alla Camera dei deputati, il Ministro delle imprese e del made in Italy ha precisato che il differimento del termine per il *phase-out* del carbone sarà attuato mediante la c.d. "fermata a freddo" dei relativi impianti. Questi ultimi, pur cessando la produzione ordinaria, continueranno a essere oggetto di attività di manutenzione, al fine di garantirne la disponibilità in funzione di riserva, attivabile in caso di emergenze nazionali connesse all'evoluzione del contesto geopolitico.

7. Conclusioni

Una lettura sistematica delle disposizioni esaminate e, più in generale, dell'impianto complessivo del DL Bollette evidenzia con chiarezza l'intento del legislatore di intervenire in modo strutturale sulla dinamica dei costi energetici, riducendo gli oneri in bolletta per gli utenti finali e rafforzando, al contempo, la competitività del sistema produttivo nazionale, anche in una prospettiva di progressiva decarbonizzazione dei processi industriali.

Tuttavia, il perseguimento di tali finalità richiede un costante bilanciamento con altri interessi parimenti essenziali, primo fra tutti il sostegno alla transizione ecologica e alla crescita delle fonti rinnovabili.

In tale prospettiva, alcune delle misure introdotte sollevano **preoccupazioni circa i possibili effetti di medio-lungo periodo sugli investimenti nel settore delle fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo.**

In particolare, occorre interrogarsi se e in quale misura tali interventi, pur orientati a garantire un sostegno economico immediato ai consumatori finali, avranno effetti disincentivanti sulla diffusione degli impianti rinnovabili e dei sistemi di accumulo, che sono leve strutturali essenziali per favorire, in prospettiva, un effettivo *decoupling* tra il prezzo del gas e quello dell'energia elettrica.

Infine, **alla luce delle recenti tensioni geopolitiche connesse al conflitto in Iran, si è consolidato un timore sempre più concreto di un rialzo dei prezzi del gas sui mercati internazionali, con inevitabili ripercussioni anche sul costo dell'energia elettrica, in considerazione del ruolo ancora centrale del gas nella formazione del prezzo marginale nel mercato elettrico italiano.** Ciò ha contribuito ad accentuare un diffuso clima di incertezza, sollevando interrogativi sulla capacità del sistema energetico italiano di far fronte a eventuali tensioni sui prezzi mediante un livello adeguato di capacità produttiva. Questo quadro ha progressivamente alimentato un approccio marcatamente prudentiale che, se da un lato è finalizzato a garantire la sicurezza del sistema nel breve periodo, dall'altro rischia di tradursi in un indebolimento del percorso di transizione energetica. In tale prospettiva, scelte quali la proroga del *phase-out* della generazione a carbone rischiano di esercitare un effetto disincentivante sugli investimenti nelle fonti rinnovabili, attenuando i segnali di lungo periodo necessari a sostenere la decarbonizzazione del settore elettrico. Ne deriva il pericolo che logiche emergenziali e di breve termine prevalgano su una pianificazione strutturale orientata alla riduzione delle emissioni, con l'effetto di rallentare la transizione verso un modello più sostenibile, resiliente e coerente con gli obiettivi climatici di medio-lungo periodo.



Focus Team Infrastrutture, Energia e Transizione Ecologica

Il Focus Team è una costellazione di competenze in diversi campi di attività con un *focus* sulle infrastrutture, sull'energia e sulla transizione ecologica.

Catia Tomasetti

Bancario & Finanziario

Enrico Chieppa

Litigation & Dispute Resolution

Paolo Daino

Societario

Francesca Di Carpegna Brivio

Societario

Anna Di Vilio

Bancario & Finanziario

Michele Dimonte

Fiscale

Roberto Flammia

Bancario & Finanziario

Giorgio Frasca

Bancario & Finanziario

Biagio Gilberti

Amministrativo

Sara Lembo

Diritto dell'Unione europea e antitrust

Gabriele Malgeri

Bancario & Finanziario

Marco Giovanni Mancino

Legal Risk, Compliance & Investigations

Giuseppe Manzo

Societario

Francesca Marchetti

Bancario & Finanziario

Fulvio Marvulli

Societario

Massimo Merola

Diritto dell'Unione europea e antitrust

Francesca Peruzzi

Societario

Augusto Praloran

Societario

Alessandro Rosi

Amministrativo

Alberto Saravalle

Societario

Emanuela Spinelli

Diritto Penale

Giovanna Zagaria

Bancario & Finanziario