



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

Camera dei deputati

Commissioni riunite VIII (Ambiente, Territorio e Lavori Pubblici) e X (Attività produttive, commercio e turismo)

**Disegno di legge A.C. 1606 Conversione in legge del decreto-legge 181/2023, recante Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali**

Memoria Audizione ECCO think tank

18 dicembre 2023

Fondazione Think Tank Ecco ETS  
Via Mecenate 84/8 – 20138 Milano  
C.F. 97883510154  
I.V.A. 12293360967  
S.D.I. M5UXCRI

**SEDI OPERATIVE:**

Giardini Pippa Bacca, entrata  
Via Tommaso da Cazzaniga - 20121 Milano  
Via del Quirinale, 26 - 00184 Roma

e-mail: [info@eccoclimate.org](mailto:info@eccoclimate.org)  
PEC: [eccoclimate@pec.it](mailto:eccoclimate@pec.it)  
[www.eccoclimate.org](http://www.eccoclimate.org)

## ECCO: CHI SIAMO

ECCO è il think tank italiano, indipendente e senza fini di lucro dedicato alla transizione energetica e al cambiamento climatico con una vocazione nazionale, europea e globale. La sua missione è quella di accelerare l'azione climatica in Italia e nel mondo.

## SINTESI

La presente memoria illustra le osservazioni di ECCO relativamente ai seguenti articoli:

- **Articolo 1:** la norma è volta a contenere le spese legate all'andamento dei prezzi dell'energia e a promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Riteniamo utile estenderla anche ai clienti industriali non energivori al fine di supportare il raggiungimento degli obiettivi nazionali di decarbonizzazione. È necessario non far gravare gli eventuali costi generati dal meccanismo sulla componente ASOS. Questo andrebbe ad aggravare ulteriormente la sperequazione tra tariffa elettrica e gas, introducendo una barriera all'elettrificazione dei consumi.
- **Articolo 2:** in relazione al comma 2 non riteniamo opportuno qualificare nuovi terminali di rigassificazione *on-shore* come interventi strategici di pubblica utilità. Sia nel breve che nel medio termine essi non risultano necessari alla sicurezza energetica nazionale, che risulta soddisfatta con le iniziative già in essere o programmate dal Governo.
- **Articolo 4:** la norma istituisce un fondo *ad hoc* destinato alle Regioni per incentivarle a ospitare impianti a fonte rinnovabile. Riteniamo corretto l'utilizzo dei proventi delle aste delle quote di emissione per 200 milioni di euro/anno. Al contrario, non condividiamo la richiesta di un contributo a carico degli impianti rinnovabili che rischia di rallentarne lo sviluppo e per questo in contraddizione con le finalità della norma stessa.
- **Articolo 7:** riteniamo opportuno escludere dai potenziali fruitori di tecnologie per la cattura e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> il settore termoelettrico per il quale tecnologie alternative efficienti, efficaci e competitive già esistono per la sua decarbonizzazione. La tecnologia CCS, i cui potenziali sono ad oggi ancora incerti, limitati e marginali, deve essere indirizzata esclusivamente ai settori (cemento, acciaio, chimica, raffinazione), per i quali tecnologie alternative non sono oggi disponibili.

## OSSERVAZIONI

### Articolo 1

L'articolo 1 del Decreto-legge in esame definisce il quadro regolatorio volto ad accelerare gli investimenti in autoproduzione di energia rinnovabile nei settori a forte consumo di energia elettrica, in ragione dell'esigenza di attenuare gli effetti sulla spesa energetica dovuti all'andamento dei prezzi dell'energia – il prezzo spot dell'energia elettrica si è attestato nel 2023 a 128 €/MWh, a fronte di 52 €/MWh nel 2019. Nell'attuale contesto di mercato, caratterizzato da dinamiche incerte anche per effetto del conflitto russo-ucraino e delle conseguenti ricadute geopolitiche, un maggior ricorso alle fonti rinnovabili aiuta a contenere la crescita dei costi energetici e riduce l'esposizione alla volatilità dei prezzi dell'energia elettrica, che costituisce un elemento di rischio per la competitività internazionale delle imprese. La facoltà, introdotta dalla norma, delle imprese interessate di richiedere al GSE un'anticipazione di parte dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di nuova realizzazione, o oggetto di potenziamento, nelle more dell'entrata in esercizio degli impianti, permette alle imprese di beneficiare fin da subito degli effetti di attenuazione della spesa energetica senza attendere l'entrata in operatività degli impianti e i ritardi legati alle procedure autorizzative o alla connessione alla rete elettrica.

Oltre a sostenere gli energivori dai rincari energetici la norma ha l'obiettivo di promuovere un maggior impiego delle fonti energetiche rinnovabili, in conformità con il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) che nella proposta di aggiornamento inviata alla Commissione il 19 luglio 2023 intende perseguire al 2030 un obiettivo di copertura del 40,5% del consumo finale lordo di energia da rinnovabili e del 65,0% del consumo di energia elettrica. Nel concordare sulle finalità e sull'utilità del meccanismo in questione, ECCO ritiene opportuno formulare alcune considerazioni circa l'opportunità di questi interventi, che, in ottica di elettrificazione dei consumi, possono contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali di decarbonizzazione che il PNIEC non soddisfa pienamente. Da un primo [assessment](#) della Commissione, infatti, il PNIEC è ritenuto sostanzialmente positivo circa l'ambizione espressa per le rinnovabili e l'efficienza, ma è emersa la necessità di ulteriori revisioni circa le politiche e gli obiettivi volti alla decarbonizzazione dei settori inclusi nel Regolamento europeo ESR (*Effort sharing regulation*), che comprendono parte dell'industria non energivora. Da approfondimenti analitici condotti, **il driver principale per la decarbonizzazione del settore industriale può essere l'elettrificazione dei consumi**, che trova il maggior potenziale nei consumi di energia termica a media e bassa temperatura (<150°). Tale potenziale, che ECCO stima in 3,5 Mtep sulla base dei consumi industriali del 2021, è concentrato nei settori alimentare e altri sotto-settori aggregati alla voce 'Altro' in Tabella 1 (come il tessile, il chimico-farmaceutico). Tali settori, perlopiù, ricadono tra i settori non-ETS, e non rientrano tra gli energivori.

Settore	% PM <sup>155</sup>	Consumo EE [Mtep]	Consumo ET per combustibili [Mtep]		Consumo ET per temperatura [Mtep]			
			Gas naturale	Altri combustibili <sup>156</sup>	T<100°C	100°C<T<150°C	150°C<T<500°C	T>500°C
Chimica	98.5%	1.2	1.7	1.3	0.5	0.2	0.9	1.4
Alimentare, bevande e tabacco	99.8%	1.3	0.8	0.7	0.8	0.5	0.1	0.06
Siderurgia	96%	1.6	2.0	2.8	0.5	0.2	0.2	3.8
Metalli non ferrosi	98.8%	0.2	0.4	0.02	0.03	0.01	0.02	0.3
Minerali non metallici	99.8%	0.8	2.4	1.3	0.3	0.5	0.2	2.8
Carta e stampa	99.8%	0.8	1.9	0.01	0.8	0.2	1.0	0.02
Altro	99.7%	5.0	2.4	0.7	2.3	0.4	0.2	0.2

**Tabella 1** - Consumi di energia elettrica (EE) e termica (ET) dei settori dell'industria italiana nel 2021. I consumi di energia termica sono suddivisi in funzione della tipologia di combustibile utilizzato e del livello di temperatura alla quale è richiesto il calore. Elaborazione ECCO a partire da dati BEN e UNFCCC.

Lo sfruttamento di questo potenziale genera riduzioni delle emissioni stimati in 8,3 MtCO<sub>2</sub>eq al 2030 e può contribuire in maniera sostanziale alla riduzione del *gap* emissivo che nello scenario delineato nella proposta di aggiornamento del PNIEC è individuato tra 22 e 29 MtCO<sub>2</sub>eq rispetto all'obiettivo di riduzione del Regolamento ESR al 2030.

L'elettrificazione dei consumi e la decarbonizzazione del settore elettrico, grazie allo sfruttamento delle rinnovabili, sono azioni sinergiche per la decarbonizzazione di tutti i settori dell'economia, inclusa l'industria, per cui **riteniamo che l'estensione della norma all'intero comparto industriale possa aumentare l'efficacia del meccanismo e rappresentare un'ulteriore accelerazione verso il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione nazionali.**

Pertanto, **ECCO propone la riduzione della soglia minima** individuata al **comma 2 lettera b) da 1 MW a 200 kW** al fine di attivare il potenziale anche di clienti industriali o commerciali con minori consumi e sfruttare al massimo le coperture delle aree industriali come area per l'installazione degli impianti rinnovabili.

Inoltre, relativamente al **comma 3** che stabilisce che, secondo modalità definite dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), la copertura degli oneri derivanti dall'anticipazione da parte del GSE sia **"a valere sulla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico destinata al sostegno delle fonti rinnovabili di energia"**, ECCO ritiene che ciò **possa aggravare il già esistente disequilibrio tra i livelli di fiscalità e di parafiscalità applicati ai consumi elettrici e consumi di gas naturale**, che determina oggi

un segnale di prezzo a favore degli ultimi. A titolo esemplificativo, per un utente domestico "tipo" si stimano componenti fiscali e parafiscali di 22,9 €/GJ sui consumi elettrici, a fronte di 7,7 €/GJ applicati ai consumi di gas naturale. Su un utente industriale medio<sup>2</sup> il disequilibrio è stimato in 27,1 €/GJ per i consumi elettrici rispetto ai 2,5 €/GJ applicati ai consumi di gas naturale. La misura introdotta contro il caro energia di riduzione dell'IVA dal 10-22%, a seconda del tipo di consumatore e del livello di consumi, al minimo consentito dalle direttive europee pari al 5%, prorogata anche per l'ultimo trimestre del 2023, determina già un incremento di tale divario tra le due tariffe.

A tal proposito, **ECCO ritiene necessario assicurare che la norma in questione non introduca ulteriori costi a carico della tariffa elettrica.** Gli oneri derivanti da tale meccanismo, che secondo la relazione tecnica **comportano un impatto sulla componente ASOS delle bollette elettriche pari a 1-1,2 mld€, dovrebbero essere ricondotto al sistema fiscale** (fiscalità generale). Il gettito necessario a coprire l'anticipazione da parte del GSE potrebbe essere recuperato attraverso una rimodulazione del sistema fiscale di tutti i vettori energetici, con l'obiettivo di ridurre e progressivamente eliminare l'esistente squilibrio tra tariffa elettrica e gas, che **oggi si prefigura come un sussidio ambientalmente dannoso**, in quanto incentiva il consumo di gas naturale, determinando una **barriera alla decarbonizzazione dei sistemi energetici**. Finanziare l'eventuale costo generato dal meccanismo tramite le componenti tariffarie raccolte dagli utenti finali determinerebbe **un costo aggiuntivo sui consumi elettrici, che andrebbe a incrementare la barriera economica all'elettrificazione dei consumi legata ai costi di esercizio**, in particolare sui settori meno energivori che hanno un più alto potenziale di elettrificazione dei consumi termici a bassa e media temperatura.

## Articolo 2

In tema di misure volte a incrementare la flessibilità delle fonti di approvvigionamento del gas naturale e a rafforzare la sicurezza energetica nazionale, l'articolo 2 del Decreto-legge in esame qualifica come *"interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti le opere finalizzate alla costruzione e all'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto on-shore"*.

In materia di riduzione della dipendenza del sistema gas nazionale dalle forniture russe, **il Governo ha già provveduto o programmato lo sviluppo di differenti iniziative volte al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti e alla diversificazione delle fonti.** L'entrata in esercizio del terminale di rigassificazione FSRU di Piombino e il rafforzamento degli investimenti infrastrutturali, quali la dorsale adriatica, il potenziamento del gasdotto TAP e l'entrata in esercizio del terminale di rigassificazione FSRU di Ravenna (prevista per la fine

---

<sup>1</sup> Come definito da ARERA: consumi elettrici pari a 2.700 kWh/anno e 3 kWp; consumi di gas naturale di 1.400 mc/anno.

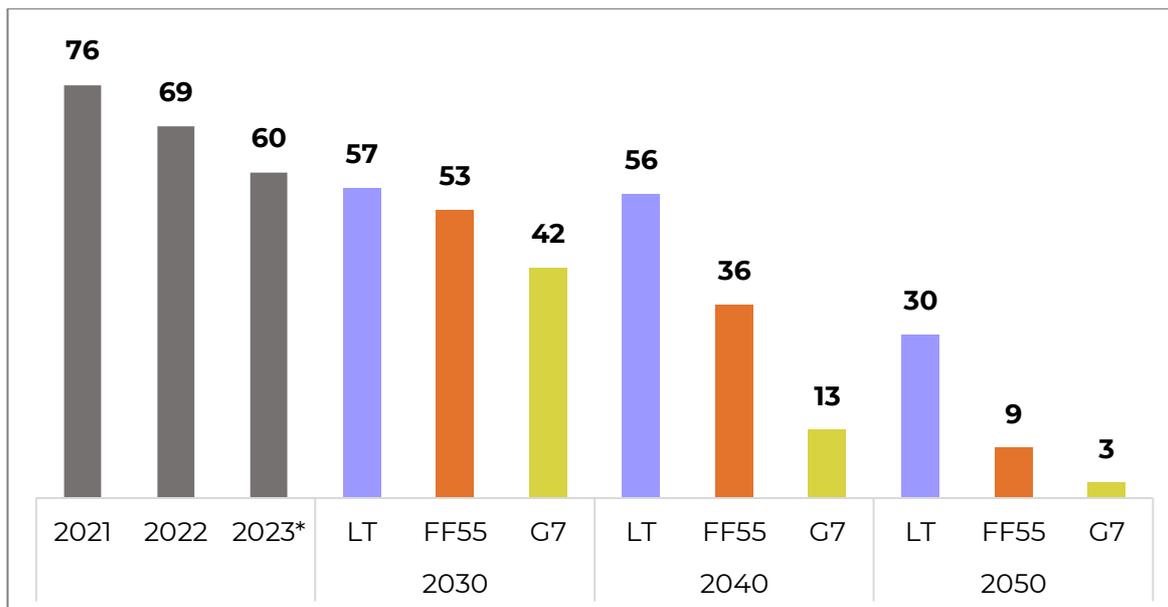
<sup>2</sup> Ipotesi di stima: consumatore industriale connesso alla rete di media tensione con consumi elettrici di 13.600 MWh/anno per 500 kWp e consumi di gas naturale pari a 5.300.000 mc/anno.

del 2024) rappresentano già interventi, in essere o programmati, che concorrono a incrementare la flessibilità delle fonti di approvvigionamento.

Inoltre, nel corso dello scorso anno [la diminuzione dei consumi di gas naturale](#), scesi del 20% tra settembre 2022 e febbraio 2023 rispetto allo stesso periodo dei tre anni precedenti, ha avuto un impatto positivo in termini di sicurezza del sistema energetico e ha ridotto la pressione sull'offerta di gas naturale, contribuendo significativamente all'abbassamento del livello generale dei prezzi. Tali condizioni di prezzo hanno consentito la normale attività di riempimento degli stoccaggi da parte degli operatori di mercato nell'estate 2023, attività, invece, particolarmente critica nel 2022.

**Nel 2023 la domanda italiana di gas naturale ha continuato a registrare una tendenza al ribasso.** Dall'elaborazione dei dati Snam Rete Gas emerge che nei primi undici mesi dell'anno, infatti, il calo dei consumi di gas naturale sia stato dell'11% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (52,2 miliardi di Smc tra gennaio e novembre nel 2023 rispetto ai 58,7 miliardi di Smc del 2022): - 20% il calo del settore termoelettrico, principalmente a causa della ripresa della produzione idroelettrica e dello sviluppo delle rinnovabili; - 5% la riduzione dei consumi industriali e - 9% quella dei consumi del settore civile, che include domestico e piccole e medie imprese, per effetto di azioni di risparmio, efficientamento energetico e *fuel switch*. In generale, **l'andamento dell'intero 2023 sembra suggerire il verificarsi di un ridimensionamento strutturale della domanda di gas naturale**, per l'effetto congiunto della crescita delle rinnovabili e di interventi di contenimento dei consumi (risparmio ed efficientamento), spinti sia dall'elevato livello dei prezzi dell'energia sia dalle politiche di decarbonizzazione. Tali tendenze, unite agli interventi di diversificazione degli approvvigionamenti intraprese dal Governo nel 2022 per fronteggiare le criticità emerse in seguito all'invasione russa in Ucraina, hanno rafforzato **la sicurezza del sistema energetico italiano che si presenta decisamente migliorata rispetto allo scorso anno**, anche secondo la valutazione presentata da [ARERA](#) lo scorso 22 novembre 2023.

Sul medio-lungo termine, le stime di evoluzione della domanda vedono un continuo e progressivo calo dei consumi di gas naturale per effetto delle politiche di decarbonizzazione già vincolanti. A seconda degli scenari (Figura 1), che includono la proposta di aggiornamento del PNIEC e le stime, più conservative, elaborate congiuntamente dagli operatori di rete per la trasmissione dell'energia elettrica e il trasporto del gas naturale (rispettivamente Terna e Snam), **il fabbisogno nazionale complessivo di gas naturale al 2030 potrebbe variare tra i 42 e i 57 miliardi di Smc al 2030.**



**Figura 1** – Dato storico nel 2021, 2022 e 2023\* e scenari di evoluzione della domanda italiana di gas naturale al 2030, 2040, 2050 in Smc/anno. LT indica uno scenario di “Late Transition” elaborato sulla base degli scenari Snam-Terna (DDS 2023 per il 2030 e DDS 2022 per il 2040); FF55 indica uno scenario coerente con il pacchetto UE “Fit For 55” individuato sulla base delle indicazioni del PNIEC e degli scenari Snam-Terna; G7 indica uno scenario elaborato da ECCO basato su una maggior accelerazione delle politiche di elettrificazione dei consumi e di decarbonizzazione del settore elettrico in linea con gli impegni presi in ambito G7 dal Governo Draghi nel 2022 e ribaditi nel 2023. \*la domanda del 2023 è stimata sulla base dei consumi registrati tra dicembre 2022 e novembre 2023.

Dalle elaborazioni di ECCO<sup>3</sup>, **tali volumi di domanda, anche quelli più conservativi, non giustificano l'utilità di nuovi investimenti in capacità infrastrutturale.** Da analisi sul bilancio tra domanda e offerta di gas, simulato all'interno del mercato gas europeo, la sicurezza energetica italiana è soddisfatta con la capacità infrastrutturale già in essere o programmata (ossia, i terminali di rigassificazione FSRU di Piombino e Ravenna, la dorsale adriatica, il potenziamento del gasdotto TAP dagli attuali 10 miliardi di Smc/anno a 15 miliardi di Smc/anno). Dalle elaborazioni di ECCO, i flussi in entrata dai gasdotti esistenti (assumendo nulli i flussi russi), le importazioni di GNL e la produzione nazionale sarebbero in grado di coprire la domanda interna e renderebbero disponibili volumi in esportazione verso l'Europa pari al massimo a 9 miliardi di Smc/anno<sup>4</sup>. Il tasso di utilizzazione dei terminali di rigassificazione è stimato pari al 32%, e sale al 77% solo nel caso di domanda di gas che rimane elevata a 57 miliardi di Smc annui, ossia un valore lievemente inferiore a quello atteso per la fine del 2023.

<sup>3</sup> Il modello simula il bilancio tra la domanda e l'offerta di gas naturale al 2030, 2040 e 2050, con dettaglio giornaliero, dell'intero mercato europeo. Il perimetro simulato include, oltre ai Paesi dell'Unione europea, anche Svizzera e Regno Unito. Il modello permette, quindi, di simulare i flussi di gas naturali scambiati tra i vari Stati dell'Unione.

<sup>4</sup> La domanda europea, stimata tra i 271 e i 350 miliardi di Smc/anno a seconda degli scenari al 2030, e l'aumento di capacità di rigassificazione, già in esercizio o in costruzione, non giustificano volumi maggiori in esportazione dall'Italia verso il nord o est Europa.

In considerazione di tali evidenze, ECCO non concorda sull'identificazione di nuovi investimenti in terminali di rigassificazione come “*interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti*”. A tal proposito ritiene opportuno **l'abrogazione del comma in questione**, in quanto **l'affermazione**, che secondo il [dossier](#) illustrativo redatto dal Servizio Studio della Camera dei deputati include, a titolo esemplificativo, il progetto di rigassificatore *on-shore* a Porte Empedocle, **non è supportata da alcuno scenario di evoluzione del mercato gas italiano ed europeo**.

Peraltro, l'eventuale scelta di nuovi terminali di rigassificazione dovrebbe essere indirizzata esclusivamente verso strutture galleggianti (*off-shore*), più flessibili e più coerenti con la politica di decarbonizzazione dell'economia italiana. A fronte di una domanda italiana ed europea in calo e di nuova capacità di rigassificazione, in esercizio o in costruzione nel 2023, di 91 miliardi di Smc a livello europeo, e quindi di un sistema di GNL potenzialmente ridondante, ECCO ritiene che investire in ulteriori infrastrutture di rigassificazione, oltretutto *on-shore*, aumenti il rischio di costruire “*stranded asset*” (beni ‘incagliati’ destinati a perdere valore).

#### Articolo 4

L'articolo in esame reca disposizioni per incentivare le Regioni a ospitare impianti a fonti rinnovabili, istituendo un apposito fondo e prevedendo misure funzionali alle suddette finalità. La norma nasce dall'esigenza di superare i ritardi dei procedimenti autorizzativi. Pur ritenendo che tale questione potrebbe essere più efficacemente affrontata con un meccanismo di *governance* che assicuri l'allineamento tra lo sviluppo delle fonti rinnovabili e gli obiettivi prefissati mediante un [costante dialogo multilivello tra gli Enti](#), **ECCO condivide le finalità e l'utilità della norma** che introduce un meccanismo di incentivazione destinato alle Regioni a promozione dell'installazione di impianti rinnovabili nel proprio territorio.

Inoltre, ECCO condivide l'utilizzo dei proventi delle aste delle quote di emissione di anidride carbonica, nel limite di 200 milioni di euro annui per ciascuno degli anni dal 2024 al 2032 da destinare ad alimentare il fondo *ad hoc* da ripartire tra le Regioni, come stabilito dal comma 1 dell'articolo in questione. Da elaborazioni preliminari, basate sulla ripartizione della potenza rinnovabile da installare nelle Regioni e nelle Province autonome prevista nella bozza del cosiddetto “Decreto Aree Idonee” ancora in discussione, le Regioni a cui verrebbe destinato l'incentivo maggiore risultano essere Sicilia con 26 milioni di euro, Lombardia con 22 milioni, Puglia con 18 milioni, Sardegna con 15 milioni, Emilia-Romagna e Veneto con rispettivamente 16 e 14 milioni di euro<sup>5</sup>.

In riferimento al contributo annuo pari a 10 euro per ogni kW di potenza introdotto al comma 2 a carico degli impianti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW, che abbiano acquisito il titolo per la costruzione tra il 2024 e il 2030, invece, **ECCO ritiene che incrementi il rischio di rallentare lo sviluppo di tali impianti**, prefigurandosi come un extra costo con un impatto

---

<sup>5</sup> Valori stimati per il 2030 a partire dalla redistribuzione regionale degli obiettivi di sviluppo delle rinnovabili al 2030.

non marginale sul costo di produzione di energia da fonti rinnovabili. A titolo esemplificativo, se si considera una producibilità di un impianto fotovoltaico pari a 1.300 kWh/kW, il contributo è stimato in 8 €/MWh e determina un sovraccarico sul costo di produzione medio dell'impianto del 10-11%<sup>6</sup>.

La norma, quindi, introduce, da un lato, un meccanismo finalizzato all'incentivazione dei procedimenti autorizzativi di impianti a fonte rinnovabile, e, dall'altro, un contributo eccessivamente oneroso, oltretutto indipendente dai prezzi di mercato dell'energia elettrica, a carico degli impianti stessi. In questo modo, l'istituzione di un meccanismo concepito per promuovere lo sviluppo degli impianti rinnovabili rischia, al contrario, di rallentarne la realizzazione. In tal senso, **il comma 2 si pone in piena contraddizione con le finalità dell'articolo stesso e dell'articolo 1** (*"Misure per promuovere l'autoproduzione di energia rinnovabile nei settori energivori a rischio delocalizzazione attraverso la cessione dell'energia rinnovabile a prezzi equi ai clienti finali energivori"*), tra i cui obiettivi rientra la riduzione dei costi delle imprese energivore grazie alla promozione delle energie rinnovabili. In tal senso, **ECCO ritiene necessario assicurare il mantenimento della competitività delle tecnologie a fonte rinnovabile rispetto a quelle a fonte fossile**, e garantire che lo sviluppo delle prime sia funzionale a ridurre il prezzo dell'energia elettrica a carico degli utenti finali.

Per queste ragioni e data la necessità di crescita delle fonti rinnovabili per limitare e progressivamente eliminare l'utilizzo delle fonti fossili e contrastare il cambiamento climatico, ECCO ritiene opportuno ricondurre completamente il contributo annuo, stimato in circa 100 milioni di euro<sup>7</sup>, ai produttori di energia da fonti fossili.

## Articolo 7

L'articolo 7 reca disposizioni in materia di stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub> finalizzate a colmare alcune lacune della disciplina in materia di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage – CCS). Secondo il dossier della Camera dei deputati l'urgenza nasce dall'esigenza di fornire quanto prima alle imprese *hard to abate* e al settore termoelettrico a gas (il riferimento è alla lettera e) comma 3 dell'articolo in questione) strumenti efficaci ed efficienti di decarbonizzazione dei loro processi produttivi, che le mettano al riparo dal rischio di un aumento dei costi di produzione con connesse problematiche di competitività, in ottica di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

Ebbene, il 17 ottobre 2023, il Consiglio dell'Unione europea definiva la propria [posizione negoziale](#) per la 28ª Conferenza delle Parti (COP28) della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC), sottolineando che le tecnologie di riduzione delle emissioni, quali la CCS, **"non dovrebbero essere utilizzate per ritardare l'azione per il clima in settori in cui sono disponibili alternative di mitigazione praticabili, efficaci, ed efficienti in termini di costi, in particolare in questo decennio critico"**. In aggiunta si afferma che tali

---

<sup>6</sup> La percentuale è calcolata su un costo di produzione efficiente medio di energia rinnovabile da impianto fotovoltaico pari a 70-80 €/MWh.

<sup>7</sup> L'ipotesi di stima tiene conto di nuovi impianti a fonte rinnovabile per 10 GW/anno.

tecnologie “*esistono su scala limitata e devono essere utilizzate per ridurre le emissioni provenienti principalmente da settori in cui sono difficili da abbattere*”. Questi settori includono processi industriali *hard to abate*, quali i comparti industriali del cemento, acciaio, chimico, raffinazione, ma escludono il settore termoelettrico, il cui processo di decarbonizzazione è già oggi avviato, disponendo di alternative tecnologiche efficaci, efficienti e più convenienti. In ottica di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione per il settore elettrico al 2030, e intraprendere un percorso coerente con l’impegno G7 [siglato nel 2022](#) e riaffermato nel 2023 di raggiungere la “sostanziale” decarbonizzazione del sistema elettrico entro il 2035, esiste, infatti, un portfolio di tecnologie (fonti rinnovabili, accumuli, integrazione delle reti, gestione della domanda) che concorrono al raggiungimento di tale obiettivo e che non includono la CCS. Quest’ultima ha costi d’investimento e operativi (in particolare quelli energetici) elevati che, al momento, ne limitano l’adozione su vasta scala, ed è caratterizzata da incertezze tecnologiche che **rendono il potenziale particolarmente limitato e marginale, in particolare con orizzonte al 2030**. A tal proposito, **l’utilizzo della CCS andrebbe limitato esclusivamente ai settori dove non vi sono alternative disponibili**.

Tra tali settori, evidentemente, non ricade il settore termoelettrico.

In linea con questa posizione anche l’Agenzia Internazionale dell’Energia ([International Energy Agency – IEA](#)) che ritiene che la tecnologia CCS non debba essere utilizzata per mantenere lo status quo. Al contrario, deve essere impiegata solo per definiti e limitati settori industriali, anche alla luce degli alti costi di investimento e utilizzo, come nel caso della gestione delle emissioni di processo derivanti da alcuni processi industriali, prevedendo comunque uno sviluppo solo dopo il 2050.

In più, anche l’Accordo finale sul [Global Stocktake](#) della COP28, pur riconoscendo per le tecnologie di abbattimento e riduzione della CO<sub>2</sub> un ruolo nel percorso verso il net-zero, evidenzia come altre tecnologie debbano essere in questo momento il più possibile favorite, in particolare, il solare e l’eolico, anche alla luce della costante riduzione del loro costo.

Per tali ragioni, ECCO ritiene opportuno **eliminare dalla lettera e), comma 3 dell’articolo 7 il riferimento al settore termoelettrico come potenziale fruitore**.