

Commissioni riunite  
VIII (Ambiente, territorio e lavori pubblici)  
e X (Attività produttive, commercio e turismo)  
della Camera dei Deputati

**Disegno di legge C. 3496, conversione in legge  
del Decreto legge 1° marzo 2022 n. 17,  
recante misure urgenti per il contenimento dei costi  
dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo  
delle energie rinnovabili e per il rilancio  
delle politiche industriali**

Testimonianza del Capo del Servizio Struttura economica  
della Banca d'Italia

Fabrizio Balassone

Camera dei Deputati

Roma, 15 marzo 2022



Signor Presidente, Onorevoli Deputati,

ringrazio le Commissioni ottava e decima della Camera per avere invitato la Banca d'Italia a questa audizione.

Dalla seconda metà del 2021 i rincari delle materie prime energetiche si sono tradotti in significativi rialzi dei prezzi dell'elettricità e del gas per famiglie e imprese. Nelle proiezioni macroeconomiche presentate nell'ultimo Bollettino economico all'incremento delle tariffe annunciato dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente per il primo trimestre dell'anno era già attribuito un aumento del tasso di inflazione di 0,7 punti percentuali nel 2022, con effetti sul PIL ancora limitati.

La situazione è peggiorata dopo l'aggressione russa all'Ucraina: dall'inizio della guerra i prezzi sono aumentati significativamente, in un contesto di forte volatilità<sup>1</sup>. Qualora a questi rincari dei beni energetici si accompagnasse una drastica riduzione delle importazioni di gas dalla Russia, si avrebbero effetti negativi rilevanti, seppur al momento di difficile quantificazione, sull'attività economica in Europa e in Italia, che si trasmetterebbero anche attraverso un ulteriore aumento dell'inflazione energetica e il suo impatto sul potere d'acquisto dei redditi. Secondo gli esperti della BCE, in scenari non estremi, le ricadute del conflitto potrebbero comprimere il prodotto nell'area dell'euro fino a 2 punti percentuali entro il prossimo anno. Le conseguenze, attualmente in fase di valutazione, possono essere rilevanti anche per il nostro paese.

In questo contesto si inserisce il decreto legge oggi in discussione che estende precedenti misure volte a mitigare l'impatto su famiglie e imprese

---

<sup>1</sup> L'11 marzo il prezzo del gas naturale era più elevato di oltre il 40 per cento rispetto alla vigilia dell'invasione dell'Ucraina, quello dell'elettricità era pressoché raddoppiato in Italia. Le quotazioni hanno toccato un picco il 7 marzo per il gas e l'8 marzo per l'elettricità, quando si sono collocate su livelli superiori del 155 e di oltre il 200 per cento rispetto a quelli precedenti lo scoppio del conflitto.

dell'aumento dei prezzi dei beni energetici<sup>2</sup>, ne introduce di nuove e reca disposizioni che mirano a favorire la transizione verde e a rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti di gas. Gli oneri previsti per questi interventi sono pari a 6,1 miliardi nel 2022. Il decreto prevede altre misure di spesa per complessivi 1,8 miliardi, di cui 0,9 relativi al settore dell'auto e dei microprocessori e 0,6 al finanziamento delle spese relative alla gestione dell'epidemia di Covid19 da parte delle Regioni, degli Enti locali e del commissario straordinario. Le coperture disposte dal decreto derivano da minori spese per 5,2 miliardi (di cui 4,5 miliardi riguardano riduzioni di stanziamenti destinati a finanziare spese dello stato di previsione del Ministero dell'Economia e delle finanze) e da maggiori entrate per quasi 2,8 miliardi (cfr. l'Appendice per maggiori dettagli sulle singole misure). I provvedimenti hanno quasi tutti efficacia limitata all'anno in corso<sup>3</sup>; gli effetti sull'indebitamento netto sono sostanzialmente nulli (cfr. tavola).

*Gli aumenti di entrate derivano dalla riapertura dei termini per la rideterminazione dei valori di acquisto dei terreni e delle partecipazioni e il connesso versamento dell'imposta sostitutiva (oltre 1,7 miliardi) e dal differimento della deducibilità di svalutazioni e perdite su crediti (poco più di 1 miliardo).*

Gli interventi in materia di energia per il contenimento dei rincari riguardano: a) l'azzeramento degli oneri di sistema delle bollette elettriche per tutte le utenze (a cui vengono destinati 3 miliardi); b) la riduzione dell'IVA (portandone l'aliquota al 5 per cento) e degli oneri di sistema sui consumi di gas (per complessivi 0,8 miliardi); c) il potenziamento del bonus sociale relativo all'energia elettrica e al gas per le famiglie disagiate (0,4 miliardi); d) il riconoscimento di contributi straordinari per le imprese a forte consumo di energia elettrica

---

<sup>2</sup> Nel corso del 2021 il Governo è intervenuto più volte stanziando complessivamente risorse per 5,5 miliardi per far fronte ai rincari energetici (cfr. la Memoria della Banca d'Italia "Disegno di legge n. 2401, conversione in legge del decreto-legge del 27 settembre 2021, n. 130, recante misure urgenti in materia di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale" del 20 ottobre 2021). Queste misure sono state prorogate al primo trimestre dell'anno in corso con la legge di bilancio per il 2022, che vi ha destinato 3,8 miliardi. Il DL 4/2022 (cosiddetto "Sostegni-ter") ha stanziato, sempre per il primo trimestre del 2022, ulteriori 1,7 miliardi, prevedendo tra l'altro l'estensione dell'azzeramento degli oneri di sistema alle utenze ad alta e altissima tensione e contributi straordinari per le imprese a forte consumo di energia elettrica; inoltre il decreto ha previsto l'introduzione di un valore di riferimento per la remunerazione dei produttori di energia rinnovabile.

<sup>3</sup> Fanno eccezione i fondi relativi al settore dell'auto e dei microprocessori, oltre ad alcune misure di entità finanziaria minore. L'articolo 22, in particolare, istituisce un fondo per la ricerca e gli investimenti sostenibili nella filiera del settore dell'auto con una dotazione di 700 milioni di euro per il 2022 e di 1 miliardo di euro per ciascuno degli anni dal 2023 al 2030. Tale contributo intende accelerare il processo di elettrificazione del settore in linea con gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione.

(0,7 miliardi). A queste misure si aggiunge l'introduzione di nuovi sostegni, sotto forma di crediti d'imposta, rivolti alle imprese a forte consumo di gas naturale (0,5 miliardi).

Si tratta di misure che compensano parzialmente i rincari energetici e rispondono all'esigenza di renderne meno brusco l'impatto sui bilanci di famiglie e imprese. Nella prospettiva di una protratta fase critica sul fronte degli approvvigionamenti energetici, i sostegni dovrebbero diventare più mirati ed essere rivolti principalmente alle famiglie in condizione di vulnerabilità e alle imprese la cui competitività può essere compromessa dall'aumento del costo dell'energia, mantenendo attenzione agli effetti sui conti pubblici. A lungo andare, i prezzi delle fonti energetiche a base di carbonio dovranno comunque crescere gradualmente per orientare i comportamenti di tutti (consumatori, imprese, investitori) verso l'obiettivo della transizione climatica. Anche se i rincari di oggi, imposti dalle drammatiche tensioni geopolitiche, sono troppo violenti e improvvisi, in prospettiva è bene che si pensi sempre di più a fronteggiare gli inevitabili aumenti di prezzo dei combustibili fossili ristorando il reddito delle famiglie più colpite o fornendo agevolazioni alla transizione energetica delle imprese, piuttosto che attenuando il segnale fornito dal necessario cambiamento dei prezzi relativi.

*Secondo un'ampia evidenza empirica le famiglie più povere destinano una quota di spesa maggiore all'acquisto di servizi energetici (in particolare per l'energia elettrica) rispetto alle altre famiglie. A fronte di un aumento dei prezzi, la loro domanda è più rigida. Secondo nostre simulazioni, nel 2021 la variazione dei prezzi, al netto degli interventi governativi, avrebbe comportato una riduzione della domanda di energia (elettricità e gas) del 6,8 per cento. La spesa delle famiglie per l'energia sarebbe invece aumentata del 6,2 per cento accrescendo la sua incidenza sul totale, in particolare per le famiglie più vulnerabili<sup>4</sup>.*

*Secondo stime dell'ISTAT, a dicembre 2021 il tasso di inflazione complessivo era pari al 4,2 per cento, ma per il primo quinto delle famiglie ordinate per livelli di spesa equivalente sarebbe stato di quasi 2 punti percentuali superiore a quello dell'ultimo quinto (5,3 a fronte di 3,5). Le famiglie del primo quinto, quelle meno abbienti, impiegano quasi metà della loro spesa complessiva in beni alimentari ed energetici, a fronte di una quota di circa un quarto per i nuclei con livelli di spesa più elevati. Le conseguenze macroeconomiche di un dato shock inflazionistico tendono a essere maggiori quando sono particolarmente colpite le famiglie con livelli di spesa più bassi, che hanno minori possibilità di attenuare l'impatto sui propri consumi attraverso una riduzione dei risparmi o della ricchezza accumulata.*

---

<sup>4</sup> Faiella I. e L. Lavecchia, "Contenimento dei prezzi dell'energia e spesa delle famiglie", *Energia*, 1/2022, pp. 36-39.

Al fine sia di accelerare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico del Paese sia di rispettare gli obiettivi ambientali concordati a livello europeo, gli interventi di mitigazione dell'aumento dei prezzi dovranno essere accompagnati da un maggiore ricorso ad altri produttori e da politiche di contenimento dei consumi, fondate anche su meccanismi volti a favorire scelte consapevoli da parte delle famiglie. Nel breve termine saranno necessari interventi diretti ad ampliare la capacità di importazione da paesi diversi dalla Russia attraverso gasdotti e terminali di rigassificazione e ad accrescere l'estrazione di gas naturale dai giacimenti nazionali. Su orizzonti più lunghi, ma partendo fin da ora, andrà attuato un ampio programma di investimenti per l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili e delle infrastrutture necessarie alla progressiva elettrificazione degli usi energetici; andrà accompagnato da una rapida e decisa azione di semplificazione delle autorizzazioni necessarie. Tutti questi interventi, quelli realizzabili nel breve termine e quelli il cui completamento richiederà più tempo, acquisiscono urgenza ancora maggiore alla luce del rischio di interruzione dei flussi di gas naturale dalla Russia. Le misure per la transizione energetica contenute nel decreto muovono nella giusta direzione ma andranno potenziate nei mesi a venire.

Il decreto prevede l'introduzione di nuovi poteri di indirizzo per il Ministro della Transizione ecologica al fine di aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti di gas, con particolare riguardo ai clienti civili e tutelati. La norma reca disposizioni principalmente finalizzate a ottimizzare la gestione degli stoccaggi per assicurare un adeguato approvvigionamento per le prossime stagioni invernali.

Al fine di incentivare la produzione nazionale di gas naturale, si dispone la semplificazione di eventuali processi di valutazione e autorizzazione allo sfruttamento dei giacimenti, nonché l'introduzione di contratti di approvvigionamento di lungo periodo, con controparte centrale il Gestore dei Servizi Energetici. Il Gestore potrà stipulare contratti di acquisto con i titolari dei giacimenti, di durata massima pari a 10 anni, a condizioni e prezzi stabiliti dal Ministero dell'Economia e delle finanze e dal Ministero della Transizione ecologica secondo criteri di equa remunerazione<sup>5</sup>. I volumi di gas acquistati dal Gestore saranno quindi offerti, in base alle medesime condizioni di acquisto, ai clienti finali industriali; almeno un terzo dei volumi di gas è riservato alle

---

<sup>5</sup> Il sistema dei prezzi garantisce ai titolari delle concessioni la copertura dei costi totali effettivi delle singole produzioni, inclusi gli oneri fiscali e un'equa remunerazione, ferma restando la condizione di coltivabilità del giacimento.

piccole e medie imprese. In base a nostre valutazioni, la produzione annua di gas naturale potrebbe aumentare entro un anno fino a 4,4 miliardi di metri cubi (raggiungendo così i 7,7 miliardi, pari al 10 per cento del consumo di gas nel 2021).

Vengono inoltre semplificate le procedure autorizzative per l'installazione di impianti fotovoltaici integrati negli edifici, in aree agricole e per impianti in aree *offshore*. Il decreto introduce modifiche puntuali negli iter autorizzativi per impianti di grandi dimensioni, già oggetto di precedenti interventi di semplificazione<sup>6</sup>. Insieme con le misure previste dal Piano Nazionale di Ripresa e resilienza (PNRR)<sup>7</sup>, il decreto potrà contribuire ad accelerare la realizzazione di nuove installazioni rispetto al trend osservato nel triennio 2018-2020 (0,6 GW in media all'anno per il fotovoltaico e 0,2 per l'eolico), del tutto insufficiente a raggiungere gli obiettivi fissati per il 2030 dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), pari a 52 GW di potenza installata per il fotovoltaico e 19,3 per l'eolico (il deficit sarebbe rispettivamente del 48 e del 27 per cento).

*L'articolo 10 prevede l'estensione dell'ambito applicativo del “modello unico semplificato”<sup>8</sup> per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti fotovoltaici integrati – ossia localizzati sui tetti degli edifici – di potenza compresa e tra 50 e 200kW. Nostre valutazioni, basate sulla stima dell'effetto di precedenti, più ampi interventi di semplificazione, suggeriscono che le previsioni dell'articolo 10 possano comportare*

---

<sup>6</sup> In particolare, il DL 77/2021 (“Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure”), il D.lgs. 199/2021 (“Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili”) e il DL 4/2022 (“Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico”).

<sup>7</sup> Il PNRR include tra le riforme abilitanti in materia di sviluppo delle energie rinnovabili la semplificazione delle procedure autorizzative per impianti rinnovabili *onshore* e *offshore* e destina circa 4 miliardi all'installazione di 3,24 GW di capacità aggiuntiva da fonti rinnovabili così distribuiti: 1,1 miliardi per lo sviluppo di 1,04 GW da agrivoltaico, 2,2 miliardi di supporto alla creazione di comunità energetiche rinnovabili per un totale di 2 GW aggiuntivi, 0,675 miliardi per la realizzazione di 200 MW da impianti rinnovabili innovativi.

<sup>8</sup> Tale disciplina, introdotta con il DM 19 maggio 2015 del MISE per gli impianti integrati fino a 20 kW di potenza installata, ed estesa agli impianti fino a 50 kW dal DL n. 199 dell'8 novembre 2021, prevede la presentazione telematica dell'istanza di autorizzazione mediante un unico modulo al gestore di rete che, una volta riscontrata la fattibilità della connessione elettrica dell'impianto e comunque entro 20 giorni lavorativi, la gira al Comune di competenza. Diversamente la “Procedura Abilitativa Semplificata” (PAS, introdotta con D.Lgs. 28/2011) deve essere presentata alle amministrazioni comunali almeno 30 giorni prima dell'inizio lavori, accompagnata da una relazione – a firma di un tecnico abilitato – e dagli elaborati progettuali attestanti la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici e i regolamenti edilizi vigenti.

*un incremento di circa il 5 per cento all'anno della capacità derivante dalle nuove installazioni. L'impatto atteso di tale misura sulla produzione energetica nazionale risente del ruolo limitato che gli impianti integrati rivestono nell'attuale mix produttivo: l'energia prodotta da questo tipo di impianti è pari a circa il 17 per cento del totale generato da fonte solare.*

*L'articolo 11 contiene disposizioni che completano la regolamentazione dello sviluppo del fotovoltaico in aree agricole (cosiddetto agrivoltaico), attualmente disciplinato dalla legge 108 del 29 luglio 2021. In particolare si introduce un tetto massimo pari al 10 per cento della superficie agricola aziendale per l'accesso agli incentivi previsti per la costruzione di impianti agrivoltaici<sup>9</sup>. In base a nostre valutazioni, l'imposizione di tale vincolo non dovrebbe comportare limitazioni rilevanti per lo sviluppo dell'agrivoltaico, in quanto la superficie delle aziende agricole è sufficientemente ampia da permettere l'installazione della capacità aggiuntiva richiesta dal PNIEC anche tenendo conto del tetto. Al tempo stesso viene ampliata la platea delle tecnologie che possono beneficiare degli incentivi, includendo impianti con moduli collocati a terra.*

*Gli articoli 12 e 13 si riferiscono agli impianti per lo sfruttamento di fonti rinnovabili di maggiori dimensioni (>1 MW). L'articolo 12 specifica che il parere delle sovrintendenze, competenti in materia paesaggistica, non è vincolante nel procedimento di rilascio della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA). L'articolo 13 dispone una razionalizzazione dell'iter autorizzativo per la costruzione, la connessione e l'esercizio di impianti offshore, specificando, anche in questo caso, la natura non vincolante del parere fornito dalle autorità paesaggistiche.*

*La semplificazione degli iter autorizzativi per impianti di maggiori dimensioni potrebbe accelerare l'entrata in produzione di impianti in attesa di autorizzazione. A fine dicembre 2020 erano circa 270 i progetti relativi a impianti eolici con procedura di autorizzazione in corso, per un totale di 15 GW di capacità aggiuntiva (ampiamente superiore all'obiettivo PNIEC di 8,6 GW aggiuntivi). Per quanto riguarda il fotovoltaico, le richieste di autorizzazione presentate nel corso dell'ultimo triennio (2019-2021) ammontano a 20 GW di capacità aggiuntiva (circa due terzi del fabbisogno PNIEC). Di queste risultano autorizzate, a fine 2021, richieste per circa 2 GW.*

In questa fase di emergenza, in cui l'incertezza sulle prospettive economiche è particolarmente elevata, gli interventi di mitigazione dell'aumento dei costi sono indispensabili. Non possono però essere prorogati indefinitamente: da un lato non risolverebbero il problema sottostante della dipendenza energetica dall'estero, dall'altro assorbirebbero un ammontare molto elevato di risorse pubbliche, sottraendolo a impieghi alternativi

---

<sup>9</sup> Gli incentivi agli impianti agro-voltaici sono attualmente disciplinati dalla legge n. 27 del 24 marzo 2012.



o determinando ulteriori aumenti del debito pubblico. Andranno resi più selettivi, mirati alle famiglie vulnerabili e alle imprese più colpite dall'aumento dei costi; soprattutto dovranno essere accompagnati dall'accelerazione e dal potenziamento degli investimenti già previsti per la transizione energetica, adeguando il quadro normativo alle esigenze di urgenza poste dalla crisi attuale. Come ha ricordato il Governatore Visco<sup>10</sup>, per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici “potrebbe essere necessario discostarsi momentaneamente dal sentiero di decarbonizzazione intrapreso [...] ma occorre evitare che questi scostamenti inducano incertezza sui piani a medio termine, con l'effetto di scoraggiare gli investimenti indispensabili a realizzare la transizione energetica”.

---

<sup>10</sup> Visco I., Indirizzo di saluto, XIII Conferenza MAECI – Banca d'Italia, Roma 14 marzo 2022 (<https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/interventi-governatore/integov2022/Visco-14032022.pdf>).

**Effetti sul conto economico  
delle Amministrazioni pubbliche del DL 17/2022 (1)**  
(milioni di euro)

VOCI	2022	2023
<b>USO DELLE RISORSE (C=A+B)</b>	<b>7.941</b>	<b>1.843</b>
<b>Interventi in materia di energia (A)</b>	<b>6.119</b>	<b>190</b>
Annullamento oneri generali di sistema nel settore elettrico	3.000	0
Riduzione aliquota IVA e oneri generali di sistema nel settore del gas	842	0
Rideterminazione delle agevolazioni relative al bonus sociale elettrico e gas	400	0
Credito di imposta a favore di imprese energivore	700	0
Credito di imposta a favore di imprese a forte consumo di gas	522	0
Fondo per garantire la continuità dei servizi degli Enti locali	250	0
Fondo per la decarbonizzazione e riconversione verde delle raffinerie	205	45
Credito di imposta a favore di imprese per investimenti nel Mezzogiorno per promuovere l'efficienza energetica	145	145
Altro	55	0
<b>Altri interventi (B)</b>	<b>1.823</b>	<b>1.653</b>
Fondi per la ricerca, la riconversione e lo sviluppo del settore dell'auto e dei microprocessori	850	1.500
Emergenza COVID-19 (Regioni e Commissario straordinario)	600	0
Revisione dei prezzi dei materiali nei contratti pubblici	150	0
Altro	223	153
<b>REPERIMENTO RISORSE (F=D-E)</b>	<b>7.941</b>	<b>1.848</b>
<b>Maggiori entrate (D)</b>	<b>2.763</b>	<b>-222</b>
Riapertura dei termini per la rideterminazione dei valori di acquisto dei terreni e delle partecipazioni	1.723	237
Differimento deducibilità svalutazioni e perdite su crediti (effetto netto)	1.040	-459
<b>Minori spese (E)</b>	<b>-5.178</b>	<b>-2.070</b>
Riduzione stanziamenti stato di previsione del Ministero dell'Economia e delle finanze	-4.516	-1.730
Risparmi di spesa su contributi a fondo perduto stanziati da DL "Sostegni bis"	-250	0
Altro	-412	-340
<b>Variazione dell'indebitamento netto (G=F-C)</b>	<b>0,2</b>	<b>4,9</b>
<i>in percentuale del PIL (2)</i>	0	0

(1) Elaborazioni su valutazioni ufficiali contenute nell'allegato 3 del DL 17/ 2022. – (2) Viene considerato il PIL nominale programmatico riportato nella Nota di aggiornamento del Documento di economia e finanza 2021.

## *APPENDICE*



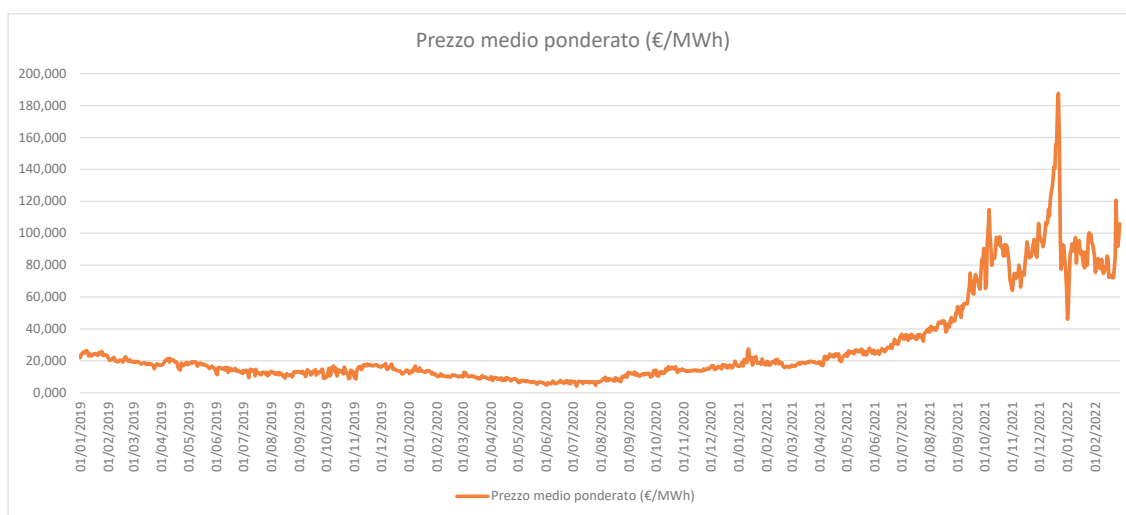
## Il credito d'imposta per le imprese a forte consumo di gas

Il decreto legge introduce nuovi sostegni, sotto forma di crediti d'imposta, rivolti alle imprese a forte consumo di gas naturale (articolo 5). Il contributo è riconosciuto in una misura pari al 15 per cento della spesa sostenuta per l'acquisto di gas naturale nel secondo trimestre del 2022, per usi diversi dalla produzione termoelettrica e solo se il prezzo del gas contrattato nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) aumenta più del 30 per cento rispetto alla media osservata nel secondo trimestre del 2019. I maggiori oneri determinati da questo provvedimento sono indicati in 0,5 miliardi.

Per quanto riguarda la condizione di un incremento del prezzo superiore al 30 per cento prevista nella norma per il riconoscimento dei contributi, i dati del Gestore dei mercati energetici (GME) mostrano che nei primi due mesi del 2022 il prezzo nel MI-GAS è aumentato di oltre il 270 per cento nel confronto con lo stesso periodo del 2019 (Figura 1). Ne consegue che tale condizione è al momento soddisfatta e appare verosimile che, come ipotizzato nella relazione tecnica del decreto legge, sarà soddisfatta nel secondo trimestre.

Figura 1

### Andamento del prezzo medio ponderato del gas a negoziazione continua nel MI-GAS



Fonte: GME.

Ai fini del decreto, le imprese a forte consumo di gas naturale sono individuate sulla base di due criteri: il settore di appartenenza<sup>11</sup> e il livello

<sup>11</sup> L'impresa deve operare in uno dei settori indicati nell'allegato 1 al decreto del Ministro della transizione ecologica 21 dicembre 2021, n. 541.

di consumo di gas naturale; in particolare, nel primo trimestre del 2022 l'impresa deve avere consumato gas naturale per almeno 23.646 metri cubi standard, al netto degli usi termoelettrici.

Dato lo straordinario aumento dei prezzi del gas registrato già a partire dalla seconda metà del 2021, il secondo requisito seleziona tra le imprese attive nei settori a forte consumo di gas, quelle caratterizzate da una bassa elasticità dei consumi al prezzo di riferimento. Andrà verificato che tra queste imprese non siano presenti quelle che hanno sottoscritto coperture assicurative contro l'aumento dei prezzi, come contratti a prezzo fisso.

### **Le misure per il potenziamento della produzione nazionale di gas naturale e per il ripristino degli stoccaggi**

L'articolo 16 sollecita i titolari di concessioni di gas naturale situate in "aree idonee" nell'ambito del *Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee* (PiTESAI) a sviluppare, ripristinare o incrementare la produzione di gas naturale per gli anni dal 2022 al 2031, e ad aderire alla procedura di vendita del gas sul mercato interno. L'articolo predispone due tipologie di incentivi: i) la semplificazione di eventuali processi di valutazione e autorizzazione dello sfruttamento dei giacimenti; e ii) la definizione di contratti di approvvigionamento di lungo periodo<sup>12</sup>, con controparte il Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

#### *La produzione nazionale*

Nell'ultimo decennio, la produzione nazionale di gas è dimezzata, risentendo sia dell'integrazione dei mercati europei dell'energia elettrica e della penetrazione delle fonti di energia rinnovabile (FER), sia di preoccupazioni di carattere ambientale. Con l'entrata in vigore della Legge 11 febbraio 2019, n. 12, che convertiva il DL 14 dicembre 2018, n.135 (cosiddetta "moratoria no-triv") erano stati sospesi tutti i procedimenti amministrativi per il conferimento di nuovi permessi di prospezione e di ricerca di idrocarburi, con conseguente interruzione delle relative attività<sup>13</sup>. Il 12 febbraio 2022, è stato poi rilasciato dal governo il PiTESAI, che

---

<sup>12</sup> Fino a 10 anni, dunque oltre i tipici orizzonti temporali forniti da contratti di copertura negoziabili sul mercato internazionale (tipicamente i *futures*).

<sup>13</sup> La sospensione non riguardava le istanze di concessione di coltivazione già presentate né le attività di coltivazione in essere.

definisce le nuove aree in cui sarà permesso proseguire le attività estrattive degli idrocarburi. Le istanze di prospezione e ricerca ricadenti in “aree idonee” potranno proseguire solo se riguardanti gas e se presentate a partire dall’1 gennaio 2010.

Il territorio di riferimento delle aree ritenute idonee comprende il 42,5 per cento del territorio nazionale in terraferma e il 5 per cento della superficie marina, con una diminuzione rispetto a prima della moratoria del 2019 del 50 per cento a terra e dell’89 per cento a mare<sup>14</sup>. Stando a quanto pubblicato nell’Allegato 3 del PiTESAI, le concessioni di coltivazione di idrocarburi vigenti al 30 settembre 2021 erano 185 (61 in mare, 111 in terraferma e 13 in Sicilia). Escludendo quattro siti per i quali è stata presentata istanza di rinuncia da parte degli operatori assegnatari, dalle riserve di gas dovrebbe essere possibile estrarre circa 7,7 miliardi di metri cubi annui<sup>15</sup>, sufficienti a coprire il 10 per cento della domanda totale del 2021. Tra questi siti, 102 giacimenti erano in produzione nel corso del 2021 e contenevano complessivamente poco meno di 4,4 miliardi di metri cubi di gas.

### *I contratti di approvvigionamento di lungo periodo*

Il gruppo GSE predispone contratti di acquisto con i titolari dei giacimenti, di durata massima pari a 10 anni e con verifica dei termini alla fine del quinto anno, che vengono poi approvati dai Ministeri dell’economia e delle finanze e della transizione ecologica. Il prezzo del gas nei contratti varia in base ai singoli costi di produzione, inclusi gli oneri fiscali, in modo tale che ad ogni venditore sia garantita un’equa remunerazione, fermo restando la condizione di coltivabilità dei giacimenti. I volumi di gas acquistati dal GSE sono poi offerti, alle stesse condizioni e agli stessi prezzi, a clienti finali industriali che ne siano interessati, a condizione che almeno un terzo dei volumi sia riservato alle piccole e medie imprese. Il GSE assume dunque il ruolo di controparte centrale interponendosi fra il titolare della concessione che realizza l’investimento e la pluralità dei clienti

---

<sup>14</sup> Fonte: <https://luce-gas.it/attualita/pitesai-crisi-gas>.

<sup>15</sup> Per stimare il contenuto dei siti per cui manca la misurazione dei metri cubi di gas effettuata nel 2020 ma è indicata l’estensione della superficie, si è estrapolato il valore del contenuto guardando alla relazione tra area e volume di gas, laddove presenti.

finali industriali<sup>16</sup>. Va notato che in Italia, contratti di durata simile per la fornitura di energia elettrica da FER, con lo stesso GSE come controparte centrale (i *Power Purchase Agreements*), si stanno diffondendo molto più lentamente di quanto atteso. Tale evidenza suggerirebbe che alcuni dei rischi legati all'orizzonte temporale esteso dei contratti, difficilmente riducibili con strumenti di copertura nei mercati finanziari, permangono nonostante la presenza del GSE come controparte.

### *Gli stoccaggi*

L'articolo 21 del DL Energia introduce nuovi poteri di indirizzo per il Ministero della transizione ecologica al fine di aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti. Dai dati emerge che gli stoccaggi sono stati finora utilizzati a pieno ritmo e, nel corso della nuova fase di iniezione di gas che avrà inizio il 1° aprile, occorrerà uno sforzo maggiore se si vuole assicurare un adeguato livello di riempimento per l'inverno 2022-2023<sup>17</sup>. A tal fine il Ministero della transizione ecologica potrà adottare disposizioni per ottimizzare la regolazione degli stoccaggi, anche mediante particolari condizioni di esercizio degli stessi, le modalità di allocazione dello spazio di stoccaggio di modulazione e gli obblighi di iniezione.

In particolare, il Ministero: i) nei mesi iniziali dell'anno in cui vengono definite le modalità di riempimento estivo degli stoccaggi, nonché le modalità di erogazione per l'inverno successivo, può definire vincoli più cogenti o misure specifiche che permettano un maggiore riempimento; ii) può imporre una quota obbligatoria di stoccaggio agli operatori che effettuano attività di vendita ai clienti finali, senza ipotizzare un maggior import invernale come è prassi attualmente; iii) può disporre l'iniezione di volumi di gas in periodi dell'anno in cui normalmente si osserva erogazione dagli stoccaggi, sfruttando i periodi di minore richiesta, come le festività natalizie; iv) stabilisce indirizzi per promuovere l'importazione aggiuntiva di gas naturale attraverso gasdotti non interconnessi alla rete europea (dall'Algeria, dalla Libia, e attraverso il TAP) e nei terminali di rigassificazione del GNL,

---

<sup>16</sup> Tale ruolo dovrebbe garantire, limitatamente a ciascun intervallo di tempo rispetto al quale sono risultate positive le verifiche di congruità finanziarie e di coltivabilità dei giacimenti, i) al venditore di ottenere il corrispondente controvalore economico della vendita dell'energia ceduta, e ii) all'acquirente di ricevere in consegna l'energia acquistata. L'articolo non fornisce tuttavia ulteriori dettagli sul sistema di garanzie per venditori e acquirenti.

<sup>17</sup> Tradizionalmente, il 90 per cento di riempimento della capacità nazionale di stoccaggio è considerato un livello di partenza adeguato ad inizio della stagione fredda.



anche riducendo temporaneamente le tariffe pagate dagli importatori e le tariffe di rigassificazione.

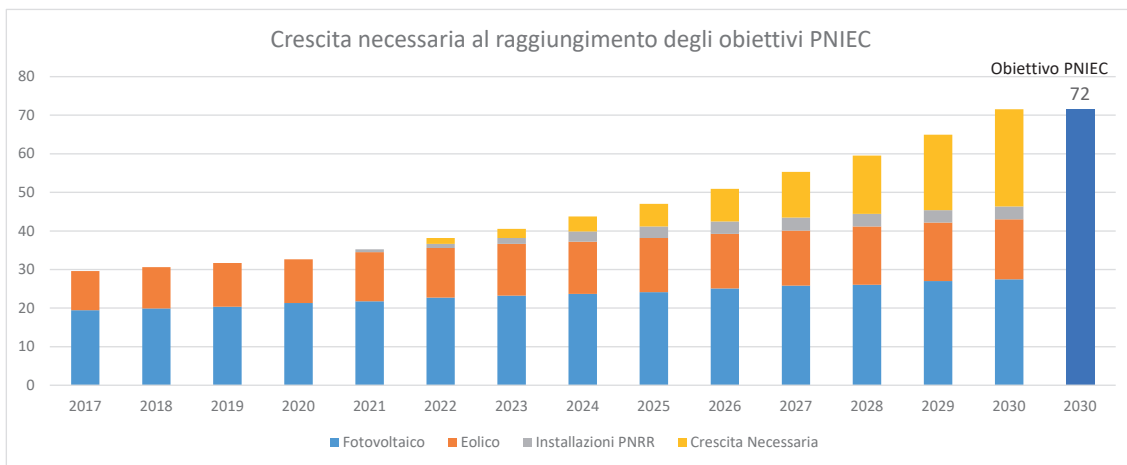
## Le misure per la transizione ecologica

### Lo scenario attuale

Il PNIEC prevede un incremento della capacità installata entro il 2030 pari a circa 30 GW per il fotovoltaico e 8,6 GW per l'eolico. In uno scenario di mantenimento dello status quo, se dovesse proseguire il trend di installazioni osservato nell'ultimo triennio (2018-2020), il gap tra capacità installata e gli obiettivi PNIEC ammonterebbe a 24,9 GW (pari al 47 per cento dell'obiettivo) per il fotovoltaico e a 5,2 GW per l'eolico (circa il 27 per cento) – Figura 2.

Figura 2

### Scenario di crescita tendenziale per il fotovoltaico e l'eolico rispetto agli obiettivi PNIEC al 2030.



Fonte: Renewable Energy Report 2021, Energy Strategy.

### Semplificazioni per gli impianti fotovoltaici integrati e di piccola dimensione

L'articolo 10 prevede l'estensione dell'ambito applicativo del "modello unico semplificato" per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti fotovoltaici integrati – ossia localizzati sui tetti degli edifici – di potenza compresa e tra 50 e 200kW. Tale disciplina, introdotta con il DM 19 maggio 2015 del MISE per gli impianti integrati fino a 20 kW di potenza installata, ed estesa agli impianti fino a 50 kW dal DL n. 199 dell'8 novembre 2021, prevede la presentazione telematica dell'istanza di autorizzazione

in due fasi. Il proponente, prima dell'inizio dei lavori di installazione, invia il Modello (Parte I) al gestore di rete che, una volta riscontrata la fattibilità della connessione elettrica dell'impianto e comunque entro 20 giorni lavorativi, la trasmette al Comune di competenza. L'amministrazione comunale valuta se procedere al controllo sulla veridicità delle dichiarazioni rese dal proponente. Completata l'installazione dell'impianto il proponente compila e trasmette al gestore di rete il Modello (Parte II), che quest'ultimo provvede a trasmettere al Comune.

L'autorizzazione per gli impianti di potenza compresa tra 50 e 200 kW era precedentemente disciplinata attraverso la "Procedura Abilitativa Semplificata" (PAS, introdotta con D.Lgs. 28/2011). L'iter autorizzativo richiedeva la presentazione della domanda alle amministrazioni comunali almeno 30 giorni prima dell'inizio lavori, accompagnata da una relazione – a firma di un tecnico abilitato – e dagli elaborati progettuali attestanti la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici e i regolamenti edilizi vigenti.

### *Stima dell'impatto delle semplificazioni ex articolo 10*

Per valutare l'impatto atteso della misura si possono utilizzare le stime dell'effetto della semplificazione amministrativa introdotta in alcune regioni italiane tra il 2009 e il 2013 per gli impianti con potenza compresa tra i 20 e i 200 kW<sup>18</sup>. Facendo riferimento a tali stime, si propongono nella tavola 1 due scenari circa il possibile impatto sulla capacità installata. La prima colonna riporta l'incremento in termini di capacità aggiuntiva installata su base annua, espresso in MW, che si osserverebbe se l'incremento a seguito della semplificazione prevista all'articolo 10 del DL energia fosse (in termini percentuali) uguale a quello stimato per la precedente semplificazione amministrativa. La capacità aggiuntiva extra ammonterebbe a 38 MW/anno, pari al 5 per cento della capacità aggiuntiva derivante dalle nuove installazioni, allo 0,19 per cento della capacità totale installata a fine 2021 e allo 0,014 per cento circa dell'energia consumata in Italia nel corso del 2019. L'impatto contenuto sulla capacità totale installata e sui consumi è da imputarsi alla limitata dimensione degli impianti oggetto della semplificazione. Poiché

---

<sup>18</sup> S. Clò, F. Daniele, E. Maltese e A. Pasquini, 2022 "Unburdening regulation: the impact of regulatory simplification on photovoltaic adoption in Italy", Banca d'Italia, Quaderni di Economia e Finanza, di prossima pubblicazione. Il lavoro analizza l'introduzione dell'esenzione dall'oneroso iter autorizzativo dell'Autorizzazione Unica e il passaggio alla Procedura Abilitativa Semplificata.

la portata della semplificazione effettuata in passato è maggiore rispetto a quella contenuta nell'art. 10 del DL energia<sup>19</sup>, è opportuno considerare gli effetti appena descritti come un limite superiore dell'impatto reale del provvedimento. Nella seconda colonna si propone pertanto un secondo scenario in cui si assume che l'intervento abbia un impatto dimezzato rispetto al primo.

**Tavola 1**

**Incremento annuale previsto dalla capacità installata a seguito della semplificazione introdotta dall'art. 10 del DL energia (1)**  
(milioni di euro)

VOCI	Scenario 1	Scenario 2
<b>Capacità aggiuntiva extra post-art.10 DL energia</b>		
In MW/anno	38,08	19,04
In percentuale sulla capacità aggiuntiva installata nel 2021	5,1	2,5
In percentuale sulla capacità totale installata a fine 2021	0,19	0,1
In percentuale sulla quota dei consumi 2019	0,014	0,007

(1) le quote sono date dal rapporto tra la produzione aggiuntiva lorda, calcolata assumendo che le ore di utilizzazione degli impianti siano pari a quelle osservati nel 2019, e i consumi e la produzione lorda di energia da fonte fotovoltaica osservati sul territorio nazionale nel 2019. Fonte: Elaborazione su dati GSE S.p.A. e Terna S.p.A. La Capacità è espressa in MW, le Quote consumi e le Quote di produzione in percentuale sui consumi.

*Regolamentazione dello sviluppo del fotovoltaico in area agricola*

L'articolo 11 del DL energia contiene disposizioni che completano la regolamentazione dello sviluppo del fotovoltaico in area agricola (cosiddetto agrivoltaico), attualmente disciplinato dalla legge 108 del 29 luglio 2021. Viene introdotto un tetto massimo, pari al 10 per cento della superficie agricola aziendale, per l'accesso agli incentivi. Per valutare l'impatto di tale vincolo rispetto all'obiettivo di installazione di 18 GW aggiuntivi da agrivoltaico (obiettivo stimato da Elettricità Futura e Confagricoltura alla luce del target PNIEC) abbiamo utilizzato i dati provenienti dall'ultimo Censimento dell'Agricoltura disponibile (2010) e assunto un fabbisogno di 1,6 ettari per MW installato. Il computo è stato effettuato calcolando la superficie agricola complessiva utilizzabile in aziende agricole informatizzate con estensione superiore ai 20 ettari<sup>20</sup>, imputando per ogni classe dimensionale una

<sup>19</sup> Clò et al. (2022) analizzano l'effetto del passaggio dal regime di *Autorizzazione Unica* (AU) al *PAS* per gli impianti tra 20 e 200kW in alcune regioni, La AU, introdotta con il D. Lgs. 387/2003, viene rilasciata al termine di un procedimento svolto nell'ambito della Conferenza dei Servizi, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate – incluse le sovrintendenze e i ministeri eventualmente coinvolti per la VIA.

<sup>20</sup> Le classi dimensionali disponibili nei dati hanno intervalli pari a 0-1, 1-2, 2-3, 3-5, 5-10, 10-20, 20-30, 30-50, 50-100, 100+.

superficie pari al valore intermedio<sup>21</sup>. Seguendo tale metodologia, risulta che l'imposizione del tetto massimo del 10 per cento non dovrebbe ostacolare il raggiungimento degli obiettivi, poiché i terreni agricoli attualmente disponibili permetterebbero l'installazione di 134 GW – tale numero va letto come limite superiore.

### *Capacità relativa ad impianti in attesa di autorizzazione*

In tavola 2 viene riportata la stima della capacità associata a impianti in attesa di autorizzazione per l'eolico e il fotovoltaico e i relativi obiettivi ex-PNIEC. La capacità per l'eolico sarebbe ampiamente superiore rispetto all'obiettivo PNIEC; quella del fotovoltaico permetterebbe di raggiungere i due terzi dell'obiettivo. I dati del fotovoltaico si riferiscono al triennio 2019-2021.

**Tavola 2**

<b>Capacità degli impianti in attesa di autorizzazione e obiettivi PNIEC al 2030 (1)</b> (GigaWatt)		
VOCI	Eolico	Fotovoltaico
Capacità degli impianti in attesa di autorizzazione	15	20
Capacità aggiuntiva al 2030 ex-PNIEC	8,6	30

(1) per l'eolico si fa riferimento a tutte le autorizzazioni in attesa a fine dicembre 2020; per il fotovoltaico a tutte le autorizzazioni presentate durante il triennio 2019-2021. Fonte: Elemens e Public Affairs Advisors, R.E.GIONS 2030.

<sup>21</sup> A titolo esemplificativo, il numero massimo di GW installabili in aziende agricole informatizzate con superficie compresa tra i 30 e i 50 ettari è pari a 16 GW =  $(6441 \cdot 40 \cdot 0,1/1,6)/1000$  laddove 6441 è il numero di aziende agricole informatizzate, 40 è la dimensione media espressa in ettari e 0,1 è la quota massima utilizzabile per agrivoltaico ex-art.11 del DL energia.

