

Decreto Bollette 2026: tutte le misure per famiglie e imprese

SINTESI OPERATIVA

Il Decreto Bollette 2026 riduce il costo dell'energia per le famiglie con redditi bassi e rimodula gli oneri delle utenze non domestiche, intervenendo anche sugli incentivi del Conto Energia, sulle uscite anticipate e sui rifacimenti. Per il comparto energetico cresce di due punti l'aliquota IRAP, mentre bioenergie, contratti PPA garantiti dal GSE, mercato del gas, connessioni e autorizzazioni per i data center seguono nuove regole. Imprese e professionisti devono verificare requisiti, calcoli e scadenze applicabili in concreto.

[Articolo originale](#)

LEGGI ONLINE

Il D.L. 20 febbraio 2026 n. 21 – già ribattezzato “Decreto Bollette” – è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 42 dello stesso giorno. Il provvedimento tocca diversi piani: riduce i costi in bolletta per le famiglie con redditi bassi, interviene sugli oneri a carico delle utenze non domestiche, alza di due punti l'aliquota IRAP per le imprese energetiche e riforma in modo sostanziale gli incentivi del Conto Energia. C'è anche spazio per le rinnovabili, i contratti a lungo termine (PPA), il mercato del gas e perfino i data center.

UN DECRETO CHE ARRIVA DOPO ANNI DI GESTIONE EMERGENZIALE

Non è la prima volta che il governo ricorre a uno strumento d'urgenza per affrontare il caro energia. Dal 2022 a oggi si sono succeduti una serie di decreti – alcuni più organici, altri più “tappa buchi” – che hanno cercato di contenere l'aumento dei prezzi dell'energia senza toccare in modo strutturale le regole del mercato. Questo D.L. n. 21/2026 prova a fare qualcosa di diverso. Non si limita a spostare risorse da un capitolo all'altro del bilancio statale, ma interviene su meccanismi incentivanti consolidati, ridisegna in parte il sistema delle tariffe gas e introduce nuove figure contrattuali nel comparto delle rinnovabili.

Il tutto con una copertura finanziaria che si regge – almeno in parte – su maggiori entrate IRAP a carico del settore energetico, destinandole alla riduzione degli oneri di sistema. Un meccanismo che, nella prassi, trasforma un aggravio fiscale settoriale in un beneficio diffuso. Almeno nelle intenzioni.

BONUS SOCIALE E CONTRIBUTO STRAORDINARIO PER LE FAMIGLIE

L'articolo 1 del decreto rafforza il bonus sociale elettrico già esistente. Per i nuclei familiari già titolari del bonus – ossia quelli con ISEE fino a 9.796 euro nel 2026, soglia aggiornata rispetto ai 9.530 euro del 2025 – viene riconosciuto un contributo straordinario di 115 euro per il 2026. La delibera viene adottata dall'ARERA e la copertura grava su specifici capitoli del MASE, nel limite di spesa complessivo di 315 milioni di euro.

Più articolata è la misura rivolta ai clienti domestici residenti che non hanno il bonus sociale ma presentano un ISEE fino a 25.000 euro. Per loro – e solo per gli anni 2026 e 2027 – i venditori di energia potranno (non dovranno) riconoscere un contributo straordinario pari alla componente PE a copertura dei costi di acquisto dell'energia, di cui alla Delibera ARERA n. 428/25/R/eel, applicata ai consumi del primo bimestre. Il tutto entro soglie di consumo precise: 0,5 MWh nel bimestre e consumi nei dodici mesi antecedenti inferiori a 3 MWh. Il contributo, se erogato, compare in bolletta nel quinto mese successivo al bimestre di riferimento.

L'ARERA è chiamata a disciplinare le modalità operative entro 30 giorni dall'entrata in vigore del decreto, a garantire la trasparenza informativa e a rilasciare apposite attestazioni ai venditori che aderiscono. Queste attestazioni, tra l'altro, potranno essere usate anche in chiave commerciale, il che è un incentivo non trascurabile per i fornitori. Le risorse non spese rispetto al plafond complessivo di 315 milioni per il 2026 confluiranno nel bilancio dello Stato, perdendo la destinazione vincolata.

RIMODULAZIONE DEL CONTO ENERGIA E RIDUZIONE DELLA COMPONENTE ASOS

Gli articoli 2 e 3 lavorano in parallelo. Da un lato si riduce la componente ASOS della bolletta elettrica per le utenze non domestiche – con alcune esclusioni specifiche, tra cui l'illuminazione pubblica in bassa tensione, le utenze in media, alta e altissima tensione che godono del regime speciale ex art. 29 del D.L. 91/2014 e le imprese già classificate come energivore ai sensi del D.L. 131/2023. Dall'altro si interviene sul Conto Energia, il sistema di incentivazione del fotovoltaico che risale ormai a quasi vent'anni fa e che continua a pesare in modo significativo sugli oneri di sistema.

Per gli impianti fotovoltaici con potenza nominale incentivata superiore a 20 kW e premi fissi non agganciati ai prezzi di mercato, riconosciuti dal GSE in attuazione del I, II, III e IV Conto Energia (DM 28/07/2005, DM 19/02/2007, DM 06/08/2010, DM 05/05/2011), il decreto introduce la possibilità – su base esclusivamente volontaria – di ridurre temporaneamente i premi riconosciuti in cambio di una proroga convenzionale della durata massima di 6 mesi. L'ambito oggettivo è ristretto agli impianti la cui convenzione ha scadenza a decorrere dal 1° gennaio 2029.

In concreto, il titolare può scegliere tra due schemi:

- ♦ tariffa premio riconosciuta per un valore pari all'85% del valore spettante nel periodo che intercorre tra il secondo semestre 2026 e il 31 dicembre 2027, con proroga di 3 mesi della convenzione;
- ♦ tariffa premio riconosciuta per un valore pari al 70% del valore spettante nel medesimo periodo, con proroga di 6 mesi.

Per il periodo di estensione, il GSE applica una tariffa pari alla media delle tariffe premio oggetto di riduzione. L'adesione deve essere comunicata al GSE entro il 31 maggio 2026.

È importante sottolineare che il V Conto Energia (DM 5/07/2012) non rientra nel perimetro dell'art. 2, in quanto il decreto fa riferimento solo ai DM sopra indicati relativi ai premi fissi non dipendenti dai prezzi di mercato.

USCITA ANTICIPATA DAL CONTO ENERGIA E RIFACIMENTI

In alternativa alla rimodulazione, è prevista un'uscita anticipata dagli schemi incentivanti, con un corrispettivo calcolato sul valore attuale dei flussi di incentivo ancora da percepire. Possono optare per la fuoriuscita, entro il 30 settembre 2026, i soggetti responsabili degli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi Conto Energia (I-IV CE); la fuoriuscita decorrerà dal 1° gennaio 2028, nel limite complessivo di 10 GW di potenza.

Il Gestore dei Servizi Energetici, per ciascun impianto che sceglie l'uscita, dovrà calcolare un valore base pari al 90% del valore attualizzato dei flussi di cassa residui degli incentivi spettanti dal 1° gennaio 2028 fino a fine convenzione, usando come riferimento la media quinquennale storica di produzione e un tasso di attualizzazione riferito al costo del capitale di rischio degli investimenti fotovoltaici. Per l'eventuale potenza residua rispetto al limite di 10 GW, è prevista una procedura competitiva a ribasso da svolgersi entro il 30 giugno 2027.

Chi esce, però, non lo fa gratis. I corrispettivi decennali saranno erogati solo a condizione che tra il 2028 e il 2030 vengano realizzati interventi di rifacimento integrale dell'impianto, utilizzando esclusivamente moduli iscritti al registro previsto dall'art. 12 del D.L. 181/2023 e rispettando requisiti stringenti di incremento della producibilità:

- ♦ regola generale: producibilità almeno pari al doppio di quella attesa nel periodo di incentivazione residua;
- ♦ per impianti con moduli collocati a terra in area agricola: incremento della producibilità almeno del 40%;
- ♦ per impianti con moduli non collocati a terra: incremento della producibilità almeno del 40%.

AUMENTO DELL'ALIQUOTA IRAP PER IL COMPARTO ENERGETICO

Qui entra la misura fiscalmente più rilevante del decreto. L'articolo 3 aumenta di 2 punti percentuali l'aliquota IRAP di cui all'art. 16, commi 1 e 1-bis, del D.Lgs. 446/1997, applicabile ai soggetti che operano prevalentemente nei settori elencati nella Tabella 1 allegata al decreto. L'aumento riguarda il periodo d'imposta successivo al 31 dicembre 2025 e quello immediatamente seguente, ossia i periodi d'imposta 2026 e 2027.



La Tabella 1 richiama i seguenti codici ATECO:

- ◆ 06 – Estrazione di petrolio greggio e gas naturale;
- ◆ 09.1 – Attività di supporto all'estrazione di petrolio e gas naturale;
- ◆ 19.2 – Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio;
- ◆ 35.1 – Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica;
- ◆ 35.2 – Produzione di gas e distribuzione di combustibili gassosi mediante condotte;
- ◆ 35.4 – Attività di servizi di intermediazione per l'energia elettrica e il gas naturale;
- ◆ 49.50.1 – Trasporto mediante condotte di gas.

Il codice 35.3 (fornitura di vapore e aria condizionata), presente in alcune ricostruzioni preliminari, non figura nella tabella allegata alla Gazzetta Ufficiale. Per il calcolo degli acconti relativi al primo periodo interessato, la norma impone di ricalcolare l'imposta come se la nuova aliquota fosse già in vigore, assumendo quale imposta del periodo precedente quella che si sarebbe determinata con l'aumento di 2 punti. Questo significa effetti immediati sulla liquidità delle imprese del settore, che si troveranno a dover rivedere i propri modelli previsionali senza grandi margini di tempo.

Le maggiori entrate stimate sono consistenti:

ANNO	MAGGIORI ENTRATE IRAP STIMATE	DESTINAZIONE
2026	469,6 milioni di euro	Riduzione ASOS utenze non domestiche
2027	545,4 milioni di euro	Riduzione ASOS utenze non domestiche
2028	74,5 milioni di euro	Riduzione ASOS utenze non domestiche

Queste risorse – al netto degli oneri della manovra stessa e della riduzione del Fondo per interventi strutturali di politica economica per il 2029 – vengono destinate proprio alla riduzione della componente ASOS per le utenze non domestiche. Un meccanismo di redistribuzione interno al sistema energetico.

Per i commercialisti e i consulenti fiscali che seguono aziende nei codici ATECO dell'allegato, il lavoro immediato è chiaro: aggiornare i modelli previsionali IRAP, verificare l'impatto sui flussi di cassa e valutare l'interazione con eventuali strategie di investimento in rinnovabili o contratti a lungo termine sul gas.

BIOENERGIE E PREZZI MINIMI GARANTITI

Gli interventi sulle bioenergie passano in particolare attraverso l'articolo 5 del D.L. 21/2026, che modifica l'art. 24 del D.Lgs. 28/2011 (prezzi minimi garantiti) e l'art. 5 del D.L. 181/2023 per i bioliquidi. L'architettura del sistema si sposta verso una logica di tetti alle ore semestrali di funzionamento e di controllo stringente del tendenziale di spesa a carico degli oneri generali di sistema. Le traiettorie sono distinte per bioliquidi, biogas e biomasse, con conseguenze operative diversificate per i vari segmenti.

L'ARERA dovrà aggiornare i meccanismi in tempi brevi, distinguendo tra impianti asserviti a processi produttivi – per i quali il limite orario è calibrato sul ciclo produttivo – e impianti non asserviti, che in caso di rischio di superamento dei tendenziali sono i primi a subire tagli. Per gli impianti a biogas con potenza superiore a 300 kW, l'accesso ai prezzi minimi garantiti è consentito solo fino al 31 dicembre 2030, a patto di impegnarsi alla riconversione a biometano secondo modalità da definirsi con decreto del MASE; i piccoli impianti – quelli fino a 300 kW che non si riconvertono – restano nel perimetro fino al 2037.

Rilevante anche il meccanismo di uscita dagli incentivi per chi vi ha già rinunciato per accedere ai prezzi minimi: tali impianti cessano di beneficiare del meccanismo alla data in cui sarebbe scaduto il precedente schema incentivante. Un dettaglio che può avere impatti significativi sui business plan di molti operatori, soprattutto di media dimensione.

CONTRATTI PPA E GARANZIA DEL GSE

L'articolo 4 interviene sul sistema dei contratti di acquisto a lungo termine di energia rinnovabile (Power Purchase Agreement, PPA) disciplinato dall'art. 28 del D.Lgs. 199/2021. La novità più rilevante è l'introduzione del GSE come garante di ultima istanza, entro un plafond di spesa predefinito, per i contratti con durata minima di tre anni, anche in forma aggregata.

Le imprese, incluse le PMI, potranno accedere a schemi di riduzione e trasferimento del rischio, anche attraverso garanzie SACE; per il 2026 il limite degli impegni SACE per questa operatività è fissato a 250 milioni di euro. Acquirente Unico, dal canto suo, è chiamato a svolgere servizi di aggregazione della domanda elettrica per facilitare i PPA da rinnovabili, mentre l'ARERA dovrà definire le condizioni operative e linee guida specifiche per i gruppi di acquisto.

È prevista anche una premialità aggiuntiva – a carico degli oneri di sistema – per gli impianti con potenza superiore a 20 kW già beneficiari di incentivi ex decreti 2008-2016, selezionati da Acquirente Unico sulla piattaforma dedicata. La premialità è pari al 15% della differenza positiva tra la media annua ponderata dei prezzi spot nella zona di mercato in cui è localizzato l'impianto e il prezzo contrattuale nel servizio di aggregazione. Sulla carta, una misura pensata per rendere più appetibile l'adesione ai PPA per gli operatori a fine incentivazione.

GAS: RIDUZIONE DEI COSTI E SERVIZIO DI LIQUIDITÀ

Sul fronte del gas, l'articolo 6 – in combinato con gli articoli 9 e 10 – mira a ridurre il costo variabile del gas usato per produrre elettricità, rafforzando così la concorrenza nel mercato elettrico all'ingrosso. Dal 1° gennaio 2027, l'ARERA dovrà includere tra gli oneri rimborsabili ai produttori termoelettrici ulteriori corrispettivi variabili di trasporto e componenti tariffarie addizionali, a carico dei prelievi elettrici, con l'obbligo per i produttori di trasferire integralmente il beneficio nelle offerte al mercato.

Il decreto introduce poi un "servizio di liquidità" sul mercato all'ingrosso del gas: contratti tra l'impresa maggiore di trasporto e operatori selezionati, con obbligo di vendita sul mercato italiano a prezzi agganciati al TTF più un corrispettivo di copertura del rischio, entro un tetto di spesa massimo di 200 milioni finanziati con risorse dedicate. Gli eventuali proventi netti confluiranno nella riduzione degli oneri di trasporto gas, creando un circuito parziale di autofinanziamento del sistema.

L'articolo 9 prevede anche la vendita delle scorte di gas stoccate dal GSE ai sensi del D.L. 50/2022 e del D.M. 22 giugno 2022, con versamento delle risorse alla CSEA entro il 30 settembre 2026. Tali risorse verranno usate dall'ARERA per ridurre, tra aprile e dicembre 2026, oneri e componenti tariffarie gas per clienti industriali direttamente connessi alla rete di trasporto, gasivori connessi in distribuzione e altri clienti con consumi superiori a 80.000 smc/anno, escludendo il termoelettrico, i clienti civili e i condomini; la riduzione dovrà privilegiare le classi tariffarie con oneri più elevati.

Contestualmente, l'articolo 10 impone all'ARERA di presentare al MASE, entro 90 giorni, una proposta per integrare i mercati del gas italiano e tedesco attraverso le infrastrutture svizzere, attenuando l'effetto del cumulo dei costi di trasporto che penalizza i prezzi italiani rispetto ad altri mercati europei.

SATURAZIONE VIRTUALE DELLE RETI E CONNESSIONI

L'articolo 7 modifica il D.Lgs. 190/2024 inserendo un nuovo art. 10-bis. La norma consente a Terna e ai gestori di distribuzione di rilasciare soluzioni di connessione "in eccesso" rispetto alla capacità massima accoglibile, seguendo procedure trasparenti e non discriminatorie. Prevede anche misure di decadenza per chi non avanza nel percorso autorizzativo nei tempi stabiliti, e la perdita di efficacia per le soluzioni di connessione non validate riferite a progetti non abilitati o non autorizzati alla data di pubblicazione dei provvedimenti ARERA.

Terna dovrà comunicare la cessazione di efficacia ai soggetti interessati e gestire la restituzione o rimodulazione dei corrispettivi già versati. Per gli interventi sulla Rete di Trasmissione Nazionale legati a rinnovabili e accumuli in aree non vincolate o industriali, è previsto l'accesso a procedimenti semplificati ai sensi dell'art. 1-sexies del D.L. 239/2003. Per gli operatori, questo si traduce nella necessità di rivedere le strategie di sviluppo tenendo conto di termini stringenti: 90 giorni dall'accettazione della soluzione di connessione per presentare le istanze di PAS o di autorizzazione.



DATA CENTER: PROCEDIMENTO UNICO DI AUTORIZZAZIONE

L'articolo 8 introduce un procedimento unico – della durata massima di dieci mesi, prorogabili di tre in casi eccezionali – per l'autorizzazione alla realizzazione o all'ampliamento dei data center ai sensi del regolamento delegato UE 2024/1364. La competenza è attribuita all'autorità competente al rilascio dell'AIA ai sensi dell'art. 7 del D.Lgs. 152/2006: la regione o provincia autonoma per impianti con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW, il MASE per impianti con potenza pari o superiore a 300 MW.

Il proponente deve presentare un'istanza unica che raccoglie tutta la documentazione necessaria: autorizzazioni, nulla osta, VIA, valutazioni paesaggistiche, idrauliche, emissive. Nei casi in cui sia richiesta la VIA, i termini sono dimezzati e la valutazione si svolge unitariamente in conferenza di servizi con tutte le amministrazioni coinvolte. Per i progetti già dotati di titoli abilitativi con connessioni superiori a 220 kV, l'autorità competente per le opere di connessione è la regione sul cui territorio ricade il tracciato o quella con la quota prevalente se più regioni sono interessate. Il vincolo di invarianza finanziaria per la PA è confermato.

Per i professionisti che seguono clienti nel settore energetico e delle infrastrutture digitali, questo apre uno spazio consulenziale specifico: il coordinamento tra pianificazione energetica del data center, disciplina AIA/VIA e contratti di fornitura elettrica a lungo termine.

Non è la prima volta che il governo ricorre a uno strumento d'urgenza per affrontare il caro energia. Dal 2022 a oggi si sono succeduti una serie di decreti – alcuni più organici, altri più “tappa buchi” – che hanno cercato di contenere l'aumento dei prezzi dell'energia senza toccare in modo strutturale le regole del mercato. Questo D.L. n. 21/2026 prova a fare qualcosa di diverso. Non si limita a spostare risorse da un capitolo all'altro del bilancio statale, ma interviene su meccanismi incentivanti consolidati, ridisegna in parte il sistema delle tariffe gas e introduce nuove figure contrattuali nel comparto delle rinnovabili.

Il tutto con una copertura finanziaria che si regge – almeno in parte – su maggiori entrate IRAP a carico del settore energetico, destinandole alla riduzione degli oneri di sistema. Un meccanismo che, nella prassi, trasforma un aggravio fiscale settoriale in un beneficio diffuso. Almeno nelle intenzioni.

BONUS SOCIALE E CONTRIBUTO STRAORDINARIO PER LE FAMIGLIE

L'articolo 1 del decreto rafforza il bonus sociale elettrico già esistente. Per i nuclei familiari già titolari del bonus – ossia quelli con ISEE fino a 9.796 euro nel 2026, soglia aggiornata rispetto ai 9.530 euro del 2025 – viene riconosciuto un contributo straordinario di 115 euro per il 2026. La delibera viene adottata dall'ARERA e la copertura grava su specifici capitoli del MASE, nel limite di spesa complessivo di 315 milioni di euro.

Più articolata è la misura rivolta ai clienti domestici residenti che non hanno il bonus sociale ma presentano un ISEE fino a 25.000 euro. Per loro – e solo per gli anni 2026 e 2027 – i venditori di energia potranno (non dovranno) riconoscere un contributo straordinario pari alla componente PE a copertura dei costi di acquisto dell'energia, di cui alla Delibera ARERA n. 428/25/R/eel, applicata ai consumi del primo bimestre. Il tutto entro soglie di consumo precise: 0,5 MWh nel bimestre e consumi nei dodici mesi antecedenti inferiori a 3 MWh. Il contributo, se erogato, compare in bolletta nel quinto mese successivo al bimestre di riferimento.

L'ARERA è chiamata a disciplinare le modalità operative entro 30 giorni dall'entrata in vigore del decreto, a garantire la trasparenza informativa e a rilasciare apposite attestazioni ai venditori che aderiscono. Queste attestazioni, tra l'altro, potranno essere usate anche in chiave commerciale, il che è un incentivo non trascurabile per i fornitori. Le risorse non spese rispetto al plafond complessivo di 315 milioni per il 2026 confluiranno nel bilancio dello Stato, perdendo la destinazione vincolata.

RIMODULAZIONE DEL CONTO ENERGIA E RIDUZIONE DELLA COMPONENTE ASOS

Gli articoli 2 e 3 lavorano in parallelo. Da un lato si riduce la componente ASOS della bolletta elettrica per le utenze non domestiche – con alcune esclusioni specifiche, tra cui l'illuminazione pubblica in bassa tensione, le utenze in media, alta e altissima tensione che godono del regime speciale ex art. 29 del D.L. 91/2014 e le imprese già classificate come



energivore ai sensi del D.L. 131/2023. Dall'altro si interviene sul Conto Energia, il sistema di incentivazione del fotovoltaico che risale ormai a quasi vent'anni fa e che continua a pesare in modo significativo sugli oneri di sistema.

Per gli impianti fotovoltaici con potenza nominale incentivata superiore a 20 kW e premi fissi non agganciati ai prezzi di mercato, riconosciuti dal GSE in attuazione del I, II, III e IV Conto Energia (DM 28/07/2005, DM 19/02/2007, DM 06/08/2010, DM 05/05/2011), il decreto introduce la possibilità – su base esclusivamente volontaria – di ridurre temporaneamente i premi riconosciuti in cambio di una proroga convenzionale della durata massima di 6 mesi. L'ambito oggettivo è ristretto agli impianti la cui convenzione ha scadenza a decorrere dal 1° gennaio 2029.

In concreto, il titolare può scegliere tra due schemi:

- ♦ tariffa premio riconosciuta per un valore pari all'85% del valore spettante nel periodo che intercorre tra il secondo semestre 2026 e il 31 dicembre 2027, con proroga di 3 mesi della convenzione;
- ♦ tariffa premio riconosciuta per un valore pari al 70% del valore spettante nel medesimo periodo, con proroga di 6 mesi.

Per il periodo di estensione, il GSE applica una tariffa pari alla media delle tariffe premio oggetto di riduzione. L'adesione deve essere comunicata al GSE entro il 31 maggio 2026.

È importante sottolineare che il V Conto Energia (DM 5/07/2012) non rientra nel perimetro dell'art. 2, in quanto il decreto fa riferimento solo ai DM sopra indicati relativi ai premi fissi non dipendenti dai prezzi di mercato.

USCITA ANTICIPATA DAL CONTO ENERGIA E RIFACIMENTI

In alternativa alla rimodulazione, è prevista un'uscita anticipata dagli schemi incentivanti, con un corrispettivo calcolato sul valore attuale dei flussi di incentivo ancora da percepire. Possono optare per la fuoriuscita, entro il 30 settembre 2026, i soggetti responsabili degli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi Conto Energia (I-IV CE); la fuoriuscita decorrerà dal 1° gennaio 2028, nel limite complessivo di 10 GW di potenza.

Il Gestore dei Servizi Energetici, per ciascun impianto che sceglie l'uscita, dovrà calcolare un valore base pari al 90% del valore attualizzato dei flussi di cassa residui degli incentivi spettanti dal 1° gennaio 2028 fino a fine convenzione, usando come riferimento la media quinquennale storica di produzione e un tasso di attualizzazione riferito al costo del capitale di rischio degli investimenti fotovoltaici. Per l'eventuale potenza residua rispetto al limite di 10 GW, è prevista una procedura competitiva a ribasso da svolgersi entro il 30 giugno 2027.

Chi esce, però, non lo fa gratis. I corrispettivi decennali saranno erogati solo a condizione che tra il 2028 e il 2030 vengano realizzati interventi di rifacimento integrale dell'impianto, utilizzando esclusivamente moduli iscritti al registro previsto dall'art. 12 del D.L. 181/2023 e rispettando requisiti stringenti di incremento della producibilità:

- ♦ regola generale: producibilità almeno pari al doppio di quella attesa nel periodo di incentivazione residua;
- ♦ per impianti con moduli collocati a terra in area agricola: incremento della producibilità almeno del 40%;
- ♦ per impianti con moduli non collocati a terra: incremento della producibilità almeno del 40%.

AUMENTO DELL'ALIQUTA IRAP PER IL COMPARTO ENERGETICO

Qui entra la misura fiscalmente più rilevante del decreto. L'articolo 3 aumenta di 2 punti percentuali l'aliquota IRAP di cui all'art. 16, commi 1 e 1-bis, del D.Lgs. 446/1997, applicabile ai soggetti che operano prevalentemente nei settori elencati nella Tabella 1 allegata al decreto. L'aumento riguarda il periodo d'imposta successivo al 31 dicembre 2025 e quello immediatamente seguente, ossia i periodi d'imposta 2026 e 2027.

La Tabella 1 richiama i seguenti codici ATECO:

- ♦ 06 – Estrazione di petrolio greggio e gas naturale;
- ♦ 09.1 – Attività di supporto all'estrazione di petrolio e gas naturale;



- ◆ 19.2 – Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio;
- ◆ 35.1 – Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica;
- ◆ 35.2 – Produzione di gas e distribuzione di combustibili gassosi mediante condotte;
- ◆ 35.4 – Attività di servizi di intermediazione per l'energia elettrica e il gas naturale;
- ◆ 49.50.1 – Trasporto mediante condotte di gas.

Il codice 35.3 (fornitura di vapore e aria condizionata), presente in alcune ricostruzioni preliminari, non figura nella tabella allegata alla Gazzetta Ufficiale. Per il calcolo degli acconti relativi al primo periodo interessato, la norma impone di ricalcolare l'imposta come se la nuova aliquota fosse già in vigore, assumendo quale imposta del periodo precedente quella che si sarebbe determinata con l'aumento di 2 punti. Questo significa effetti immediati sulla liquidità delle imprese del settore, che si troveranno a dover rivedere i propri modelli previsionali senza grandi margini di tempo.

Le maggiori entrate stimate sono consistenti:

ANNO	MAGGIORI ENTRATE IRAP STIMATE	DESTINAZIONE
2026	469,6 milioni di euro	Riduzione ASOS utenze non domestiche
2027	545,4 milioni di euro	Riduzione ASOS utenze non domestiche
2028	74,5 milioni di euro	Riduzione ASOS utenze non domestiche

Queste risorse – al netto degli oneri della manovra stessa e della riduzione del Fondo per interventi strutturali di politica economica per il 2029 – vengono destinate proprio alla riduzione della componente ASOS per le utenze non domestiche. Un meccanismo di redistribuzione interno al sistema energetico.

Per i commercialisti e i consulenti fiscali che seguono aziende nei codici ATECO dell'allegato, il lavoro immediato è chiaro: aggiornare i modelli previsionali IRAP, verificare l'impatto sui flussi di cassa e valutare l'interazione con eventuali strategie di investimento in rinnovabili o contratti a lungo termine sul gas.

BIOENERGIE E PREZZI MINIMI GARANTITI

Gli interventi sulle bioenergie passano in particolare attraverso l'articolo 5 del D.L. 21/2026, che modifica l'art. 24 del D.Lgs. 28/2011 (prezzi minimi garantiti) e l'art. 5 del D.L. 181/2023 per i bioliquidi. L'architettura del sistema si sposta verso una logica di tetti alle ore semestrali di funzionamento e di controllo stringente del tendenziale di spesa a carico degli oneri generali di sistema. Le traiettorie sono distinte per bioliquidi, biogas e biomasse, con conseguenze operative diversificate per i vari segmenti.

L'ARERA dovrà aggiornare i meccanismi in tempi brevi, distinguendo tra impianti asserviti a processi produttivi – per i quali il limite orario è calibrato sul ciclo produttivo – e impianti non asserviti, che in caso di rischio di superamento dei tendenziali sono i primi a subire tagli. Per gli impianti a biogas con potenza superiore a 300 kW, l'accesso ai prezzi minimi garantiti è consentito solo fino al 31 dicembre 2030, a patto di impegnarsi alla riconversione a biometano secondo modalità da definirsi con decreto del MASE; i piccoli impianti – quelli fino a 300 kW che non si riconvertono – restano nel perimetro fino al 2037.

Rilevante anche il meccanismo di uscita dagli incentivi per chi vi ha già rinunciato per accedere ai prezzi minimi: tali impianti cessano di beneficiare del meccanismo alla data in cui sarebbe scaduto il precedente schema incentivante. Un dettaglio che può avere impatti significativi sui business plan di molti operatori, soprattutto di media dimensione.

CONTRATTI PPA E GARANZIA DEL GSE

L'articolo 4 interviene sul sistema dei contratti di acquisto a lungo termine di energia rinnovabile (Power Purchase Agreement, PPA) disciplinato dall'art. 28 del D.Lgs. 199/2021. La novità più rilevante è l'introduzione del GSE come ga-



rante di ultima istanza, entro un plafond di spesa predefinito, per i contratti con durata minima di tre anni, anche in forma aggregata.

Le imprese, incluse le PMI, potranno accedere a schemi di riduzione e trasferimento del rischio, anche attraverso garanzie SACE; per il 2026 il limite degli impegni SACE per questa operatività è fissato a 250 milioni di euro. Acquirente Unico, dal canto suo, è chiamato a svolgere servizi di aggregazione della domanda elettrica per facilitare i PPA da rinnovabili, mentre l'ARERA dovrà definire le condizioni operative e linee guida specifiche per i gruppi di acquisto.

È prevista anche una premialità aggiuntiva – a carico degli oneri di sistema – per gli impianti con potenza superiore a 20 kW già beneficiari di incentivi ex decreti 2008-2016, selezionati da Acquirente Unico sulla piattaforma dedicata. La premialità è pari al 15% della differenza positiva tra la media annua ponderata dei prezzi spot nella zona di mercato in cui è localizzato l'impianto e il prezzo contrattuale nel servizio di aggregazione. Sulla carta, una misura pensata per rendere più appetibile l'adesione ai PPA per gli operatori a fine incentivazione.

I GAS: RIDUZIONE DEI COSTI E SERVIZIO DI LIQUIDITÀ

Sul fronte del gas, l'articolo 6 – in combinato con gli articoli 9 e 10 – mira a ridurre il costo variabile del gas usato per produrre elettricità, rafforzando così la concorrenza nel mercato elettrico all'ingrosso. Dal 1° gennaio 2027, l'ARERA dovrà includere tra gli oneri rimborsabili ai produttori termoelettrici ulteriori corrispettivi variabili di trasporto e componenti tariffarie addizionali, a carico dei prelievi elettrici, con l'obbligo per i produttori di trasferire integralmente il beneficio nelle offerte al mercato.

Il decreto introduce poi un "servizio di liquidità" sul mercato all'ingrosso del gas: contratti tra l'impresa maggiore di trasporto e operatori selezionati, con obbligo di vendita sul mercato italiano a prezzi agganciati al TTF più un corrispettivo di copertura del rischio, entro un tetto di spesa massimo di 200 milioni finanziati con risorse dedicate. Gli eventuali proventi netti confluiranno nella riduzione degli oneri di trasporto gas, creando un circuito parziale di autofinanziamento del sistema.

L'articolo 9 prevede anche la vendita delle scorte di gas stoccate dal GSE ai sensi del D.L. 50/2022 e del D.M. 22 giugno 2022, con versamento delle risorse alla CSEA entro il 30 settembre 2026. Tali risorse verranno usate dall'ARERA per ridurre, tra aprile e dicembre 2026, oneri e componenti tariffarie gas per clienti industriali direttamente connessi alla rete di trasporto, gasivori connessi in distribuzione e altri clienti con consumi superiori a 80.000 smc/anno, escludendo il termoelettrico, i clienti civili e i condomini; la riduzione dovrà privilegiare le classi tariffarie con oneri più elevati.

Contestualmente, l'articolo 10 impone all'ARERA di presentare al MASE, entro 90 giorni, una proposta per integrare i mercati del gas italiano e tedesco attraverso le infrastrutture svizzere, attenuando l'effetto del cumulo dei costi di trasporto che penalizza i prezzi italiani rispetto ad altri mercati europei.

I SATURAZIONE VIRTUALE DELLE RETI E CONNESSIONI

L'articolo 7 modifica il D.Lgs. 190/2024 inserendo un nuovo art. 10-bis. La norma consente a Terna e ai gestori di distribuzione di rilasciare soluzioni di connessione "in eccesso" rispetto alla capacità massima accoglibile, seguendo procedure trasparenti e non discriminatorie. Prevede anche misure di decadenza per chi non avanza nel percorso autorizzativo nei tempi stabiliti, e la perdita di efficacia per le soluzioni di connessione non validate riferite a progetti non abilitati o non autorizzati alla data di pubblicazione dei provvedimenti ARERA.

Terna dovrà comunicare la cessazione di efficacia ai soggetti interessati e gestire la restituzione o rimodulazione dei corrispettivi già versati. Per gli interventi sulla Rete di Trasmissione Nazionale legati a rinnovabili e accumuli in aree non vincolate o industriali, è previsto l'accesso a procedimenti semplificati ai sensi dell'art. 1-sexies del D.L. 239/2003. Per gli operatori, questo si traduce nella necessità di rivedere le strategie di sviluppo tenendo conto di termini stringenti: 90 giorni dall'accettazione della soluzione di connessione per presentare le istanze di PAS o di autorizzazione.



DATA CENTER: PROCEDIMENTO UNICO DI AUTORIZZAZIONE

L'articolo 8 introduce un procedimento unico – della durata massima di dieci mesi, prorogabili di tre in casi eccezionali – per l'autorizzazione alla realizzazione o all'ampliamento dei data center ai sensi del regolamento delegato UE 2024/1364. La competenza è attribuita all'autorità competente al rilascio dell'AIA ai sensi dell'art. 7 del D.Lgs. 152/2006: la regione o provincia autonoma per impianti con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW, il MASE per impianti con potenza pari o superiore a 300 MW.

Il proponente deve presentare un'istanza unica che raccoglie tutta la documentazione necessaria: autorizzazioni, nulla osta, VIA, valutazioni paesaggistiche, idrauliche, emissive. Nei casi in cui sia richiesta la VIA, i termini sono dimezzati e la valutazione si svolge unitariamente in conferenza di servizi con tutte le amministrazioni coinvolte. Per i progetti già dotati di titoli abilitativi con connessioni superiori a 220 kV, l'autorità competente per le opere di connessione è la regione sul cui territorio ricade il tracciato o quella con la quota prevalente se più regioni sono interessate. Il vincolo di invarianza finanziaria per la PA è confermato.

Per i professionisti che seguono clienti nel settore energetico e delle infrastrutture digitali, questo apre uno spazio consulenziale specifico: il coordinamento tra pianificazione energetica del data center, disciplina AIA/VIA e contratti di fornitura elettrica a lungo termine.

IMPLICAZIONI OPERATIVE PER PROFESSIONISTI E IMPRESE

Il decreto è complesso. Forse troppo per essere assorbito in fretta. Ma alcune implicazioni operative sono immediate. Per le imprese energetiche con i codici ATECO della Tabella 1, scatta subito la necessità di ricalcolare gli acconti IRAP tenendo conto del rialzo di 2 punti, applicando il meccanismo di ricalcolo storico previsto dall'art. 3, comma 2. Un lavoro che non può aspettare la chiusura del bilancio: i flussi di cassa e la pianificazione finanziaria vanno aggiornati subito.

Per chi opera nel fotovoltaico incentivato, la finestra per valutare l'adesione alla riduzione volontaria della tariffa premio (entro il 31 maggio 2026) e l'uscita anticipata dal Conto Energia (opzione entro il 30 settembre 2026) va esaminata con attenzione. I parametri per il calcolo del corrispettivo (90% del valore attualizzato degli incentivi residui, media quinquennale storica di produzione) e le condizioni per ottenere i corrispettivi decennali (rifacimento integrale entro il 2030, incremento di producibilità secondo le soglie previste) richiedono un'analisi caso per caso. Non esiste una risposta valida per tutti gli impianti.

Per le imprese industriali non energetiche ad alto consumo di gas, la riduzione degli oneri tariffari prevista tra aprile e dicembre 2026 può rappresentare un risparmio concreto, ma solo a condizione di rientrare nelle categorie beneficiarie e nei parametri di consumo. Le imprese con consumi superiori a 80.000 smc/anno connesse in distribuzione dovranno verificare con attenzione la propria posizione.

Più in prospettiva, le nuove regole sui PPA da rinnovabili con supporto GSE e SACE aprono una strada che molte PMI non avevano ancora percorso. Accedere a contratti di lungo termine con riduzione del rischio garantita da soggetti pubblici è un'opportunità, ma richiede strutturazione contrattuale e pianificazione finanziaria adeguata. Il ruolo del consulente senior, qui, è tutt'altro che marginale.



STUDIO PIZZANO
COMMERCIALISTA E REVISORE LEGALE

STUDIO SABATINO PIZZANO

Sede: via Sant'Alessio, 5, 83030 Venticano (AV)
Contatti: info@studiopizzano.it • dev.studiopizzano.it

Nota informativa: Il presente approfondimento ha scopo puramente informativo e divulgativo alla data di redazione (24/02/2026). Per la trattazione di casistiche specifiche si raccomanda il ricorso a una consulenza professionale personalizzata.



Studio
Sabatino
Pizzano
2022
via
Sant'Alessio,
5,
83030
Venticano

STUDIO PIZZANO