

Report Offerte

Analisi mensile delle offerte gas e power

Ottobre 2025

- › PUN: il mercato alla prova del quartorario
- › Asta MACSE chiusa, ribassi oltre le attese
- › PO: offerte in crescita, +1.300 in un mese
- › **FOCUS: impatti del nuovo Small Adjustment**



A cura di **Enelab**
Info report@enelab.it
Web enelab.it/report

Report offerte GAS e POWER

Indagine condotta sulle offerte pubblicate sul Portale Offerte

DISCLAIMER E CONDIZIONI DI UTILIZZO

La raccolta, l'elaborazione e la redazione dei dati e delle informazioni contenute nel presente report sono state effettuate con la massima cura e diligenza professionale rielaborando gli open data del Portale Offerte. La presenza di eventuali inesattezze, errori od omissioni involontarie, anche derivanti da modifiche intervenute successivamente alla data di estrazione dei dati, non possono comportare specifiche responsabilità di Enelab Srl. Il contenuto di questo report viene fornito esclusivamente a scopo informativo e non costituisce in alcun modo consulenza professionale. I mercati energetici sono soggetti a continue variazioni e le informazioni contenute nel presente documento potrebbero non essere aggiornate in tempo reale. Si invita pertanto il lettore a verificare autonomamente l'accuratezza, la completezza e l'attualità delle informazioni utilizzate, nonché ad effettuare le opportune valutazioni in relazione alle proprie esigenze specifiche. Enelab Srl non è responsabile per le decisioni prese in base alle informazioni contenute nel report o per eventuali danni, diretti o indiretti, derivanti dall'utilizzo di tali informazioni. La pubblicazione in formato digitale è registrata con ISSN 3035-3386 e distribuita con Licenza Creative Commons Attribuzione 4.0 Internazionale: ciò significa che è possibile copiarla, distribuirla e comunicarla al pubblico, anche per scopi commerciali, a condizione di attribuire la paternità dell'opera e di indicare se sono state apportate modifiche, come previsto dalla licenza di tipo CC-BY.

La sintesi del mese

SETTEMBRE 2025: SCENARI, REGOLAZIONE E MERCATI

A cura della redazione



IL CONTESTO ● La Commissione europea ha annunciato l'intenzione di anticipare al 2026 la fine delle importazioni di gas russo, accelerando di due anni rispetto alla scadenza iniziale, con l'obiettivo di cancellare del tutto i legami energetici con Mosca e tagliare ogni residua **#dipendenza** da GNL e gas via tubo, ancora rilevante per alcuni Paesi membri. Se approvata, la misura costringerebbe l'UE a diversificare ulteriormente le fonti, in un quadro già segnato dal crescente peso delle forniture statunitensi. Da Washington è arrivata la conferma della linea dura: il Segretario all'Energia ha ribadito che la riduzione delle esportazioni russe è la leva più efficace per fare pressione sul Cremlino, sostenendo che il **#GNL** americano possa sostituire progressivamente i volumi russi. Mentre spingono per bloccare il gas russo in Europa e accentuare la dipendenza dell'UE dal GNL americano, gli **#USA** continuano a importare da Mosca materie prime critiche come esafluoruro di uranio, palladio, fertilizzanti e prodotti chimici indispensabili ai settori nucleare, dei semiconduttori e industriale. Una strategia che appare meno volta a sottrarre risorse finanziarie a Mosca e più orientata a rafforzare l'influenza statunitense sul mercato europeo. In questo scenario si inserisce il 19° pacchetto di **#sanzioni** dell'UE, che per la prima volta introduce il divieto di importare GNL russo, con entrata in vigore entro il 2027, chiudendo anche le scappatoie relative ad altri combustibili liquidi. Sul fronte **#NordStream**, è confermata l'estradizione in Germania di Kuznetsov, ex capitano delle forze speciali ucraine accusato di aver coordinato l'attacco ai gasdotti nel Mar Baltico. La Corte d'Appello di Bologna ha stabilito che l'azione non possa essere considerata atto di guerra, bensì sabotaggio criminale in acque internazionali, a danno di un Paese non in conflitto. L'imputato rischia fino a 15 anni di carcere e resta in attesa del giudizio della Cassazione, ultima via per evitare il trasferimento in Germania.

STOCCAGGI E GNL ● Le assicurazioni del ministro Pichetto Fratin sugli stoccaggi al 90% offrono un dato incoraggiante ma nascondono fragilità strutturali: l'Italia non è pronta a chiudere le centrali a **#carbone** entro fine anno, nonostante gli obiettivi del PNIEC, posticipando il phase out al 2038. Gli **#stoccaggi** pieni, infatti, non significano autonomia, semplicemente confermano il passaggio a una nuova "energy dominance". L'Italia, pur avendo una posizione geografica favorevole a diventare hub mediterraneo, sconta decenni di scelte infrastrutturali frutto di scenari ormai superati: porti incompiuti, rigassificatori osteggiati, interconnessioni limitate. Colmare il divario richiede più interconnessioni con l'Europa, il completamento dei rigassificatori e investimenti in rinnovabili e accumuli per ridurre la quota di gas nella generazione elettrica. Nel frattempo, al **#Gastech 2025** Italia e USA hanno rafforzato la cooperazione: Washington ha promesso più spedizioni di GNL verso i porti italiani e investimenti congiunti nei terminali. Sul fronte industriale, **#Edison** ha siglato con Shell un contratto di 15 anni per l'acquisto di 0,7 milioni di tonnellate annue di GNL USA a partire dal 2028, aprendo un nuovo canale diretto tra Italia e USA. L'intesa rafforza la sicurezza degli approvvigionamenti e mitiga la volatilità dei differenziali PSV-TTF, adottando la prospettiva di lungo periodo come leva di stabilità. Nel frattempo, il terminale **#AdriaticLNG** di Rovigo ha ripreso l'attività a pieno regime dopo la manutenzione estiva e avviato le procedure per incrementare la capacità.

PUN QUARTORARIO ● Dal 1° ottobre il settore energetico italiano vive una svolta con l'introduzione della Market Time Unit (MTU) **#quartoraria** nel mercato all'ingrosso dell'elettricità, sancita dal nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE). Il nuovo sistema abolisce gli intervalli orari, suddividendo il mercato in slot da 15 minuti con 96 prezzi giornalieri.

L'obiettivo è duplice: integrare meglio le rinnovabili e allineare in modo più preciso domanda e offerta. L'accresciuta granularità impatta sul Mercato del Giorno Prima (MGP), dove il numero di aste passa da 24 a 96, con conseguenze dirette sui prezzi zonali e sul **#PUN** Index GME. La riforma renderà certamente i prezzi più dinamici, con variazioni anche marcate nei momenti di rapido cambiamento della generazione o dei consumi. Questa nuova **#volatilità** apre spazi per i sistemi di accumulo e per i consumatori in grado di modulare la domanda, approfittando dei momenti di basso prezzo. Sul fronte retail, nel precedente assetto le offerte indicizzate al PUN orario non trasferivano il rischio profilo al venditore; con l'introduzione della MTU a 15 minuti, il **#rischioprofilo** torna però a pesare anche su queste offerte, con possibili ripercussioni sugli spread di vendita: i fornitori potrebbero essere indotti ad adeguarli o a orientarsi verso formule a PUN quartorario, più coerenti con la nuova granularità del mercato.

ASTA MACSE • La prima asta **#MACSE** (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico) di **#Terna** si è chiusa oltre le aspettative, confermando il forte interesse del mercato per le soluzioni di **#accumulo** e la crescente maturità del settore nel sostenere la transizione energetica italiana. L'asta ha assegnato interamente i 10 GWh di capacità richiesti, coprendo il fabbisogno strategico per le aree di Centro-Sud e Isole. I **#BESS** (Battery Energy Storage System), basati su tecnologia agli ioni di litio, sono previsti in esercizio entro il 2028 e rappresentano un pilastro fondamentale per la sicurezza del sistema. L'elemento di maggior rilievo è stato il livello di competitività della procedura: le offerte hanno superato la domanda di oltre quattro volte, determinando un prezzo medio ponderato di assegnazione pari a 12.959 €/MWh-anno, significativamente inferiore al premio di riserva fissato a 37.000 €/MWh-anno. Un risparmio significativo per il sistema, con un volume di investimenti stimato in circa un miliardo di euro, cruciali per migliorare l'integrazione della generazione non programmabile e garantire la sicurezza del sistema elettrico italiano, come evidenziato dall'AD di Terna, Giuseppina Di Foggia, in un contesto di rapida diffusione delle fonti rinnovabili.

GARA FUI • La recente gara per la Fornitura di Ultima Istanza 2025-2027 segna un cambio di paradigma e di attori, con un forte calo degli spread e l'ingresso di un nuovo operatore. Si chiude infatti il duopolio che vedeva Hera Comm ed Enel Energia spartirsi i lotti: il player **#A2A** entra per la prima volta aggiudicandosi 3 lotti su 9, mentre **#EnelEnergia** ne ottiene 6. Grande esclusa Hera Comm, rimasta senza assegnazioni dopo che nella precedente gara 2023-2025 aveva conquistato 8 lotti su 9, con Enel vincitrice della sola asta supplementare del lotto Sicilia-Calabria. Questa nuova ripartizione comporta un cambio automatico di gestore per i clienti FUI (principalmente PA e aziende) dal 1° ottobre 2025 al 30 settembre 2027, tramite procedura d'ufficio. L'effetto più evidente è il crollo del **#parametroβ**, il costo aggiuntivo del servizio: la media matematica passa da 24,74 a 5,67 €cent/Smc, riflettendo la strategia degli operatori di comprimere gli spread per ampliare la base clienti, favorita da un quadro regolatorio che oggi offre strumenti di garanzia più solidi contro il rischio di morosità.

ELENCO VENDITORI GAS • Con l'adozione dei Decreti Ministeriali n. 85 (19/05/2025) e n. 155 (12/09/2025), il MASE dal 1° ottobre 2025 dà il via operativo al nuovo Elenco Venditori Gas. Questa riforma, attesa da tempo, supera il vecchio elenco e trasforma l'**#EVG** in un vero e proprio strumento abilitativo a garanzia di trasparenza e solidità del mercato. Il sistema è analogo all'**#EVE** (Elenco Venditori Energia elettrica), richiedendo l'accesso digitale tramite SPID/CIE e imponendo requisiti più stringenti in termini di forma giuridica (società di capitale) e capitale minimo, con l'obiettivo di rafforzare la tutela del consumatore. Il MASE ha già costituito un elenco provvisorio ma le imprese già attive devono obbligatoriamente regolarizzare la propria posizione sul nuovo **#PortaleEVG** entro 90 giorni, quindi non oltre il 30 dicembre 2025, presentando l'istanza e versando il bollo. Il nodo cruciale riguarda le aziende che non rispettano i nuovi requisiti di capitale o forma sociale: per loro è previsto un regime di **#prorogatio** che permette di proseguire l'attività, ma solo a condizione di sanare l'irregolarità entro la scadenza perentoria del 4 luglio 2026. L'attivazione del Portale EVG non è dunque una formalità, ma la concretizzazione di una volontà regolatoria volta a innalzare la qualità e l'affidabilità del settore. Per gli operatori si tratta di un passaggio necessario: l'iscrizione rappresenta un impegno formale verso la stabilità e la partecipazione al mercato del gas del futuro.

TARIFFE Q4 2025 • Dal 1° ottobre ARERA ha aggiornato alcune componenti tariffarie di energia elettrica e gas (riquadro B3). Nel **#power** si osserva una riduzione legata principalmente alla spesa per la materia energia: nel tutelato calano dispacciamento e perequazione, nel libero il CMCSTG. Nel TIDE riformulata la denominazione del Pqwind. Inoltre, con la delibera 429/2025/R/com, ARERA ha concluso il periodo di sospensione previsto dal D.L. 19/25, riattivando per il quarto trimestre 2025 le aliquote della componente tariffaria ASOS per le utenze non domestiche in bassa tensione con potenza superiore a 16,5 kW. Nel **#gas**, dal 1° ottobre 2025 entrano in vigore i nuovi valori delle componenti CCR e QTt, quest'ultima che varia per effetto dell'attivazione della CRVOS, a copertura degli oneri di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio, e della nuova formulazione della QTtrasp, destinata a coprire i costi del servizio di trasporto e misura. In calo i **#previsionali** di gas (-5,1%) e luce (-2,9%), con una revisione al ribasso della stima della spesa annua per le offerte indicizzate dei clienti tipo, pari a -33 €/anno complessivi nella tutela gas e luce rispetto a settembre (riquadri E1 ed E2).

OFFERTE PO • Nel mese di settembre si registra un forte incremento del numero di offerte sul **#PO**, soprattutto nel libero non PLACET (riquadro A2). La situazione è rimasta pressoché stabile nel **#ranking**, con una generale contrazione della spesa annua legata a una riduzione dei prezzi fissi e dei forward. Nel ranking domestico fisso guidano le offerte di **#SEGNOVERDE** nel gas e di **#ITALIAGASELUCE** nel power; quest'ultima si conferma al vertice anche nel power variabile con la Sottocosto IGL (riquadri C1 e D1). Nel gas a prezzo variabile **#ENJOYENERGY** resta in vetta con la "SuperPromoWeb". Relativamente alle offerte attivabili solo in aree specifiche, si confermano **#VIVIENERGIA** per il gas e **#CVA** per il power.

L'approfondimento

SMALL ADJUSTMENT: ANALISI E SIMULAZIONE DELLA NUOVA FORMULA

A cura di Fabio Pedone  



Le modifiche alla regolazione del settlement gas

Con Delibera 482/2024/R/Gas ARERA ha modificato la formula di calcolo per la determinazione dello Small Adjustment (SA) o "piccolo aggiustamento" ai fini del calcolo del prezzo di sbilanciamento giornaliero. La misura è entrata in vigore dal 1° ottobre 2025. Il provvedimento segue un corposo documento di consultazione (221/2024/R/gas) con cui erano state avanzate proposte di modifica della regolazione vigente in materia di settlement gas e disciplina del bilanciamento con l'obiettivo di efficientare il processo di settlement nel suo complesso¹. La Delibera 482/2024/R/gas, dando seguito a molte delle proposte contenute in consultazione, consente agli Utenti del Bilanciamento (UdB) di disporre degli strumenti per migliorare l'attività di forecast e minimizzare il rischio bilanciamento. In questo contesto si inserisce la misura certamente più impattante per gli UdB, ossia la modifica all'articolo 5 del Testo Integrato del Bilanciamento che prevede l'introduzione di una formula per la determinazione del valore dello SA, ora pari a:

$$\min \left[10\%; 0.75\% + 0.25 \times \frac{\text{int}(2 \times EUR_{6m})}{2} \right] \times SAP$$

con:

EUR_{6m} è il valor medio, arrotondato al secondo decimale, del tasso Euribor a sei mesi, rilevato nei mesi di marzo e settembre, per il successivo semestre
 int è un operatore che arrotonda il valore all'intero percentuale più vicino

La delibera stabilisce altresì che il RdB aggiorni con frequenza semestrale il valore percentuale da applicare al SAP per il calcolo del piccolo aggiustamento. Con tempestiva comunicazione del 15 settembre, Snam ha pubblicato sulla pagina pubblica di Jarvis tale valore che per il semestre ottobre 2025-marzo 2026 sarà pari a 1,25%.

La ratio della norma

Il Regolatore ha ritenuto necessario incentivare l'auto-bilanciamento degli utenti al fine di non pesare sull'esposizione del RdB e non alimentare rischi per il sistema gas. Nel DCO 221/24 si legge che l'asimmetria temporale tra i pagamenti delle posizioni "corte" sul bilanciamento previsti nel mese M+2 e la regolazione delle partite a credito nei mercati del GME su base settimanale, determina possibilità di arbitraggio tra i due sistemi. Tale possibilità risulta tanto più vantaggiosa quanto maggiore è il valore di prezzo di mercato. In altre parole, lo SA in misura fissa (0,108€/MWh), a certi livelli di prezzo di mercato, non è in grado di disincentivare le vendite allo scoperto sui mercati spot del GME, regolate poi sul bilanciamento in M+2, generando così rischi a carico del Responsabile del Bilanciamento². Questa forma di "finanziamento improprio" viene quindi "prezzata" dal regolatore, attraverso una diversa valorizzazione del SA parametrato sul valore dell'Euribor 6 mesi (EUR_{6m}) maggiorato di uno spread a copertura di rischi generici. In sintesi, è come se l'UdB, invece di acquistare liquidità sui mercati finanziari, lo facesse attraverso il RdB pagandone implicitamente il prezzo attraverso il SA.

Il nuovo valore del piccolo aggiustamento

Il SA, di conseguenza, passa da un valore fisso – pari a 0,108€/MWh – ad uno variabile. Considerando il valore medio del future PSV del prodotto Win25 quotato nel mese di settembre mediamente intorno ai 34€/MWh³ ci si aspetta un valore del SA di circa 0,425€/MWh ovvero quasi quattro volte il valore precedente. Ipotizzando che il SAP possa raggiungere per il prossimo inverno valori simili a quelli dello scorso inverno (media febbraio 2025 pari a 53,054€/MWh con punta di 61,057€/MWh⁴), il valore dello SA potrebbe arrivare a valere 0,765€/MWh. Se la misura fosse entrata in vigore già nell'AT 24_25 gli UdB avrebbero tratto vantaggio dalla possibilità di arbitraggio come affermato da ARERA in consultazione?

Un confronto simulato fra due regimi regolatori

Ipotizziamo dapprima una strategia di vendita allo scoperto in assenza di misure ex Del 482 di un volume giornaliero di piccola entità e pari a 1MW (24MWh/giorno). Il risultato del vantaggio finanziario non è così scontato in quanto le variabili in gioco sono molteplici, tra cui la dimensione economico-patrimoniale dell'operatore e l'entità economica della strategia. Difatti, operatori con una buona struttura patrimoniale riescono a spuntare condizioni economiche per una linea di credito/fido abbastanza vantaggiose, ulteriormente migliorate in presenza di un asset da garantire (pegno/ipoteca/titoli ecc.) a differenza degli operatori di più piccole dimensioni. La strategia è la seguente: vendo 1MW sul mercato intraday del GME ad un prezzo corrispondente al SAP e ricompro la posizione sul mercato del bilanciamento a Psbil,buy. Incasso ad una settimana e pago a 90 giorni. Il differenziale tra SAP e Psbil,buy sui volumi in esempio nell'AT24_25⁵ avrebbe generato un costo di 2.334€. La strategia deve usare risorse aggiuntive rispetto a quelle necessarie per il funzionamento sui mercati. Pertanto, per dare seguito alla strategia, sarebbe stato necessario fornire un'ulteriore garanzia sul Bilanciamento a copertura dell'esposizione del sistema nei confronti dell'utente. Considerando i valori assunti dal Psbil,buy nell'AT24-25 sarebbe stata necessaria una garanzia da 100.000€ che, considerando un costo pari all'1,5% annuo, avrebbe generato un costo di 1500€. Il costo totale dell'approvvigionamento improprio sarebbe stato pari a 3.835€. A fronte di quale costo evitato? Se l'utente avesse dovuto approvvigionare risorse finanziarie avrebbe dovuto aprire un fido/linea di credito, in assenza di propria liquidità, sostenendo almeno: i) una commissione fissa (pari allo 0,5% su 100.000€) pari a 500€ e ii) un interesse pari ad EUR_{6m} + spread. Lo spread, abbiamo detto, dipende da tanti fattori. Ipotizzando uno spread di 1,5% il costo evitato totale sarebbe stato di 3400€ non trovando la strategia vantaggiosa ma se lo spread fosse stato del 6% il costo evitato sarebbe stato di 6.672€ generando quindi un "margine finanziario" dall'operazione, pari a 2.837€ corrispondenti a 0,324€/MWh. Partendo dalle ipotesi a supporto dell'analisi, dalla Tabella 1 emerge come la possibilità di arbitraggio avrebbe generato un vantaggio nell'AT24-25 solo

¹ Modifica delle tempistiche nel passaggio del trattamento dei misuratori gas da MY a MM, modifiche alla formula di profilazione dei consumi attraverso l'introduzione di un parametro qk%, quelle relative allo SA, e infine, quelle relative alla modifica del sistema incentivante del RdB.

² Strategie di vendite allo scoperto genererebbero oltre ad un aumento dell'esposizione del RdB nei confronti degli utenti anche un rischio sistema gas e distorsioni di prezzo. Il RdB deve reperire, infatti, le risorse fisiche necessarie per bilanciare la rete alimentando un circolo vizioso.

³ Media quotazioni prodotto win25 pubblicata da ICIS Heren nel mese di settembre 2025.

⁴ Dati reperibili su mercatoelettrico.org.

⁵ 1MW per 365 giorni sviluppa 8760MWh/anno.

a partire da livelli elevati di costo finanziario; nell'esempio EUR6+3%. Se la formula di calcolo del SA fosse entrata in vigore nell'AT24-25 la medesima strategia di approvvigionamento improprio avrebbe generato i margini riportati nella Tabella 2. L'approvvigionamento improprio avrebbe dunque generato vantaggio solo a partire da uno spread sull'EUR_{6m} pari a 8%.

Considerazioni finali

L'analisi numerica conferma le considerazioni di ARERA: la possibilità di arbitraggio si palesa a partire da certi livelli di prezzo di mercato ma è necessario aggiungere: 1) con differenziali tra SAP e Psbil, buy contenuti; 2) comunque solo a condizioni di prezzi elevati per l'approvvigionamento di risorse finanziarie. Infine, l'analisi qui esposta è basata su ipotesi certamente verosimili ma non rappresentative della realtà di tutti gli utenti del bilanciamento. Un'assunzione molto forte è che l'UdB, per attuare la strategia di approvvigionamento improprio, debba essere in grado di vendere ogni giorno esattamente al

SAP, cosa non certamente scontata essendo il mercato a negoziazione continua. In ogni caso l'analisi numerica sui dati dell'AT25_26 dimostra che le misure ex Del 482 renderanno molto più complicato trarre vantaggio da una strategia di approvvigionamento improprio. Ciò, tuttavia, non esclude che taluni soggetti possano comunque continuare ad attuarla in virtù della dimensione economico patrimoniale ridotta e della conseguente difficoltà di accesso al credito. Infine, il nuovo e più elevato valore dello SA incide negativamente anche su quegli utenti che si trovano sbilanciati di segno opposto (lunghi) e che aiutano il sistema. Tali utenti non hanno venduto allo scoperto ma subiscono in ogni caso una riduzione del prezzo di sbilanciamento in vendita per effetto del nuovo SA⁶. In tutte queste circostanze in cui si determina un maggior costo per l'utente, è ragionevole ipotizzare che ci sarà un trasferimento di tali maggiori costi a valle della filiera, in prima battuta sui prezzi praticati ai Grossisti per le forniture a ReMi e in ultima analisi sui Clienti finali.

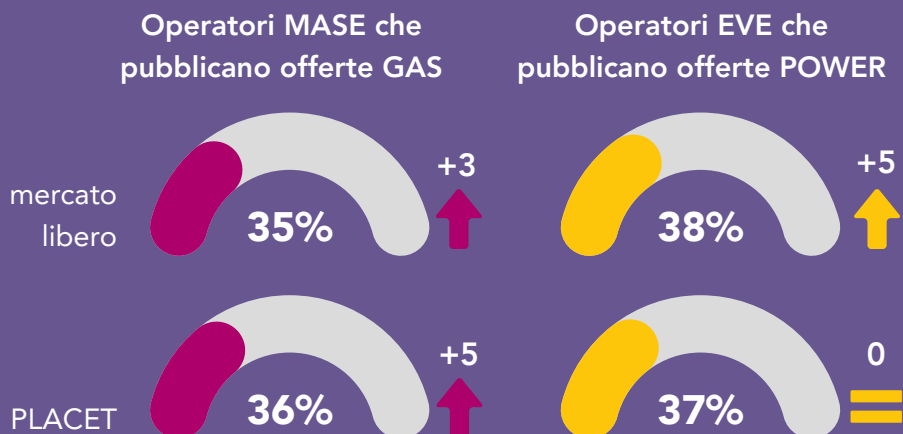
Tabella 1 - Scenario base: AT24_25 in assenza di misure Del. 482/2024/R/gas (HP garanzia €100.000)				
Costo fido	Costo vendita allo scoperto (€)	Costo evitato (€)	Costo operazione (€)	Costo operazione (€/MWh)
EUR6 + 1,5%	-3.835	3.406	-428	-0,049
EUR6 + 2%	-3.835	3.769	-65	-0,007
EUR6 + 3%	-3.835	4.495	660	0,075
EUR6 + 3,7%	-3.835	5.003	1.168	0,133
EUR6 + 6%	-3.835	6.672	2.837	0,324

Tabella 2 - Scenario regolato: AT24_25 con applicazione misure Del. 482/2024/R/gas (HP garanzia €100.000)				
Costo fido	Costo vendita allo scoperto (€)	Costo evitato (€)	Costo operazione (€)	Costo operazione (€/MWh)
EUR6 + 1,5%	-7.773	3.406	-4.366	-0,498
EUR6 + 2%	-7.773	3.769	-4.003	-0,457
EUR6 + 3%	-7.773	4.495	-3.278	-0,375
EUR6 + 3,7%	-7.773	5.003	-2.770	-0,316
EUR6 + 6%	-7.773	6.672	-1.101	-0,126
EUR6 + 6,5%	-7.773	7.034	-738	-0,084
EUR6 + 7,5%	-7.773	7.760	-12	-0,001
EUR6 + 8%	-7.773	8.123	350	0,040

⁶ Il prezzo si sbilanciamento in vendita è il minore tra il più basso prezzo di vendita del RdB ed il valore del SAP diminuito dello SA.

OPERATORI E OFFERTE NEL PORTALE OFFERTE

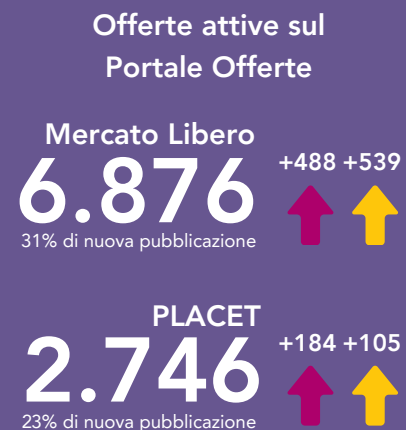
Operatori abilitati che pubblicano sul PO



Analisi condotta sugli operatori che pubblicano sul Portale Offerte rispetto al totale dei soggetti abilitati rispettivamente all'albo MASE, all'albo EVE e presenti in almeno un albo. Le frecce e il relativo valore indicano la variazione del numero di operatori che pubblicano offerte rispetto al mese precedente.

A1

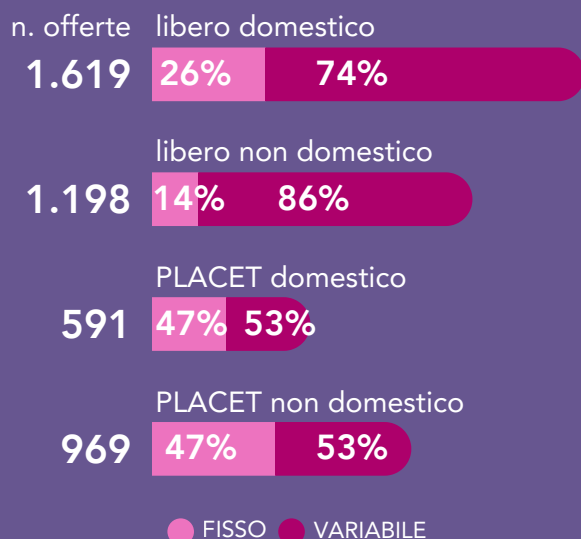
Offerte attive sul PO



Analisi condotta sulle 9.622 offerte. Le frecce e i relativi valori indicano la variazione assoluta per gas e luce rispetto al mese precedente.

A2

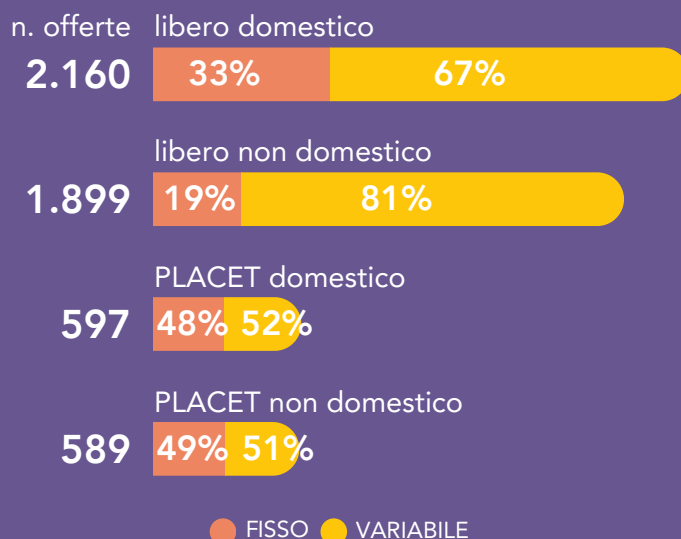
Tipologia offerte GAS



Analisi condotta su 4.377 offerte gas.

A3

Tipologia offerte POWER



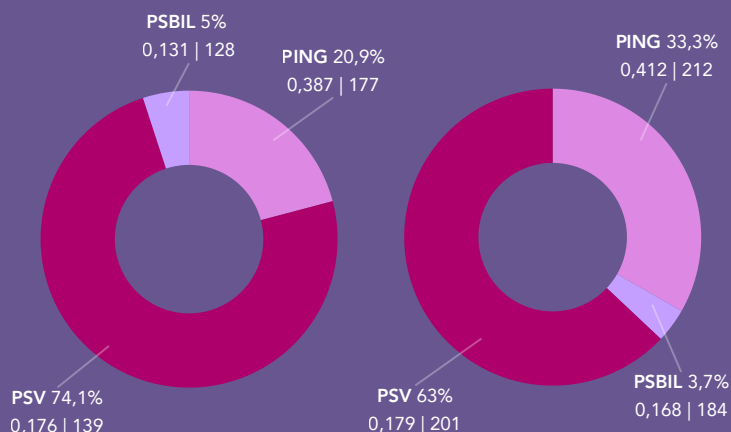
Analisi condotta su 5.245 offerte power.

A4

Offerte variabili GAS

Cliente domestico

Cliente non domestico



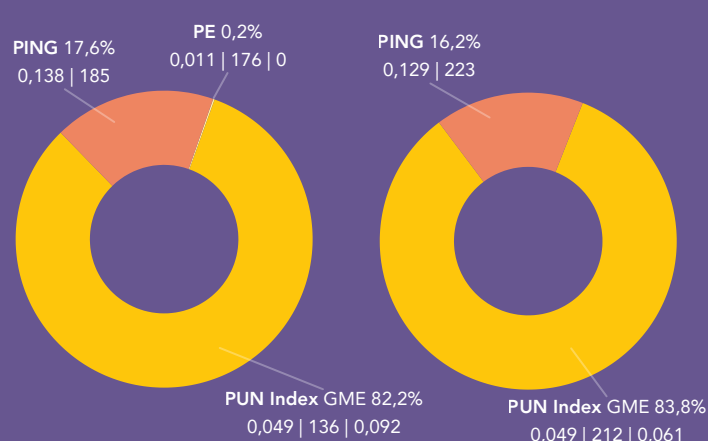
Analisi condotta su 3.049 offerte variabili. Fra le parentesi è indicato, per ciascun indice, l'IC medio in €/Smc e l'ICF medio in €/anno. I grafici non includono le offerte a TTF e a CMEM, numericamente non significative.

A5

Offerte variabili POWER

Cliente domestico

Cliente non domestico



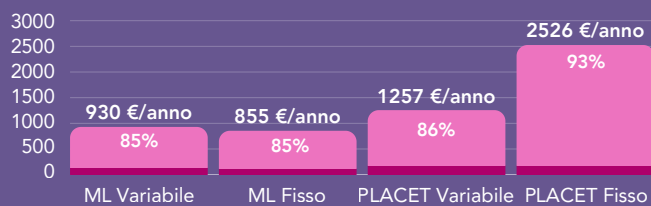
Analisi condotta su 3.594 offerte variabili. Fra le parentesi è indicato, per ciascun indice, l'IC medio in €/kWh, l'ICF medio in €/anno e l'IP medio in €/kW.

A6

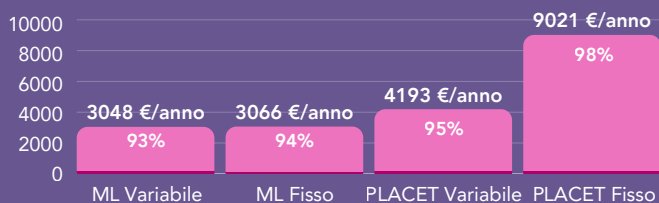
SPESA MATERIA E ALTRI CORRISPETTIVI

Composizione spesa materia GAS

Cliente domestico



Cliente non domestico

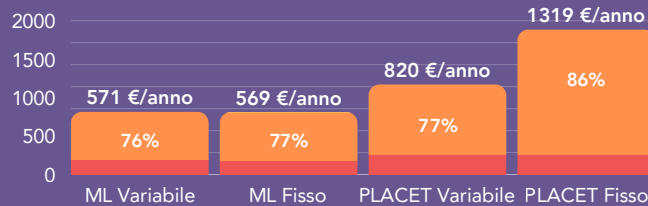


ICF IC

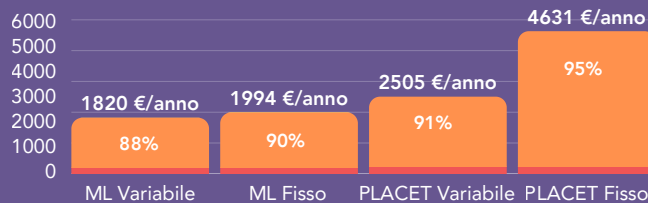
Analisi condotta su 4.377 offerte GAS. In alto la media della spesa materia per ciascun cluster. La percentuale corrisponde al peso dell'IC sul totale materia. **B1**

Composizione spesa energia POWER

Cliente domestico



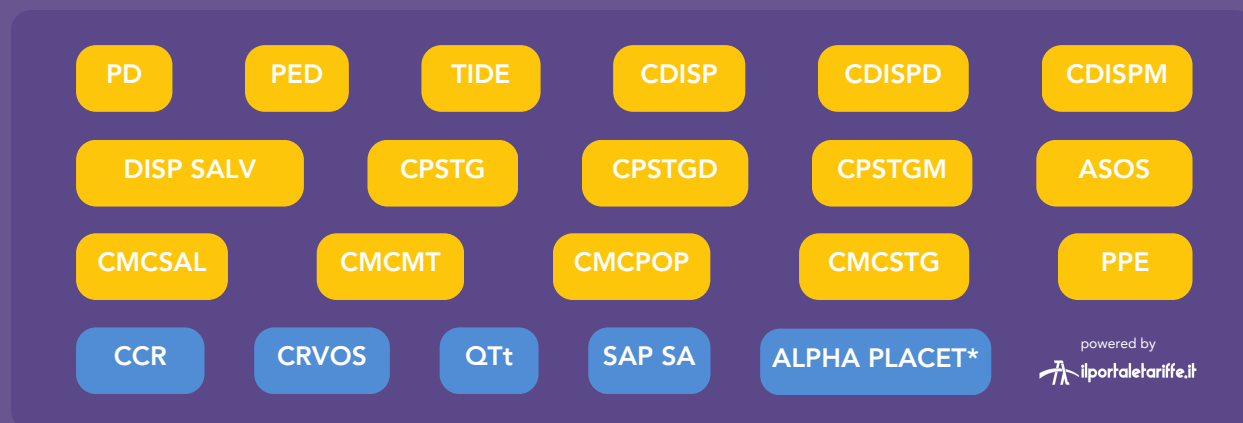
Cliente non domestico



ICF IC IP

Analisi condotta su 5.245 offerte POWER. In alto la media della spesa energia per ciascun cluster. La percentuale corrisponde al peso dell'IC sul totale materia. **B2**

Valorizzazioni componenti GAS e POWER in vigore dal 1° ottobre

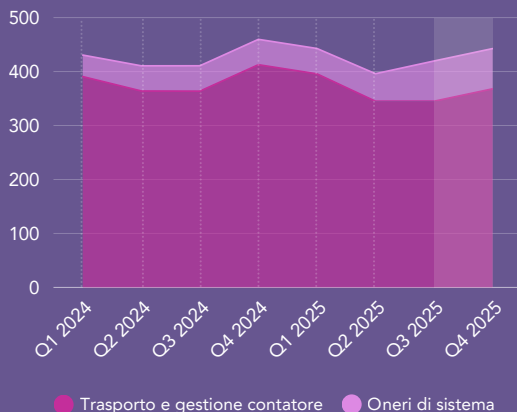


● GAS ● POWER

La rappresentazione considera le nuove valorizzazioni in vigore da Ottobre e non include gli indici CMEM, PSBIL, PUN INDEX, IG INDEX, PE, CEL, CELD, CELM. (*) PLACET in deroga **B3**

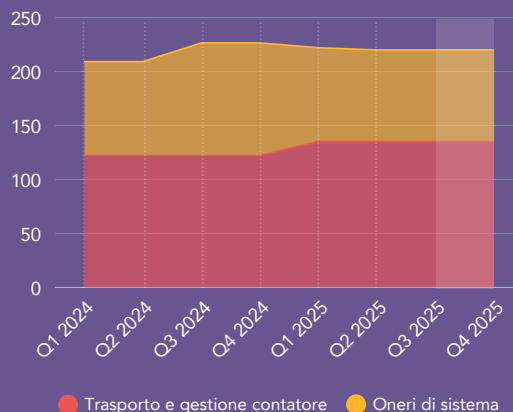
Spesa annua per l'uso della rete e per gli oneri generali di sistema

Cliente domestico GAS



Variazione
Q3 2025 - Q4 2025
+5,4%
+23 €/anno
0%
0 €/anno

Cliente domestico POWER



Le rappresentazioni confrontano i valori trimestrali della spesa annua per l'uso della rete e per gli oneri generali di sistema, calcolati sul cliente tipo domestico. **B4**

Offerte GAS per cambio fornitore nel mercato libero domestico

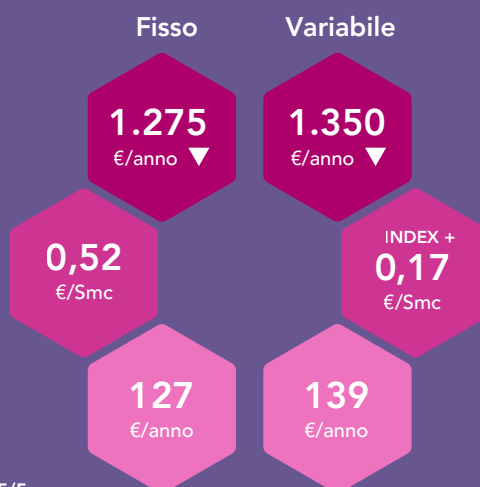
Migliori offerte fisse nazionali

- 1** SEGNO VERDE 1/5 3,9/5
Segno-V-Gas Relax
1.051 €/anno
0,40 €/Smc | 72 €/anno
- 2** OCTOPUS ENERGY 4,6/5 4,9/5
Octopus Fissa 12M Gas
1.060 €/anno
0,40 €/Smc | 84 €/anno
- 3** E.ON ENERGIA 2,4/5 4,2/5
E.ON GasClick - Amico new
1.080 €/anno
0,42 €/Smc | 78 €/anno

Migliore offerta fissa locale

- 
- DOLOMITI ENERGIA** 2,3/5 4,5/5
Mitica Gas 36 Web
1.058 €/anno
0,37 €/Smc | 120 €/anno
Non attivabile in Campania

Valori medi



● STIMA SPESA ANNUA ● IC ● ICF

Migliori offerte variabili nazionali

- 1** ENJOY ENERGY 4,1/5 ND
SuperPromoWeb Autunno 2025
1.032 €/anno
PSBIL + 0,05 €/Smc | 0 €/anno
- 2** GALA 1,7/5 ND
Gala - gas prezzo leggero
1.048 €/anno
PSBIL + 0,02 €/Smc | 58 €/anno
- 3** YES ENERGY 4,1/5 4,9/5
YES zero gas
ASSET SOLARE 4,1/5 3,7/5
Gas zero spread
1.059 €/anno
PSV + 0,027 €/Smc | 60 €/anno

Migliore offerta variabile locale

- 
- VIVI ENERGIA** 2,9/5 4,4/5
VIVicaldo gas
962 €/anno
PSV + 0 €/Smc | 0 €/anno
Attivabile in alcune province (*)

Analisi condotta sulle offerte GAS per cliente domestico aventi i seguenti prerequisiti: attivabili per almeno un giorno per cambio fornitore, nessun obbligo di servizi accessori a pagamento o assimilabili. La spesa annua è calcolata sul cliente tipo domestico in Ambito Centrale (valori Q3 2025). I valori in €/anno sono arrotondati all'intero più vicino.

(*) Vendibile nelle province di Novara, Varese, Como, Milano, Bergamo, Brescia, Verona, Terni, Viterbo, Roma, Lodi, Verbano-Cusio-Ossola, Monza Brianza.

Legenda: Google Trustpilot

C1

Offerte GAS per cambio fornitore nel mercato libero non domestico

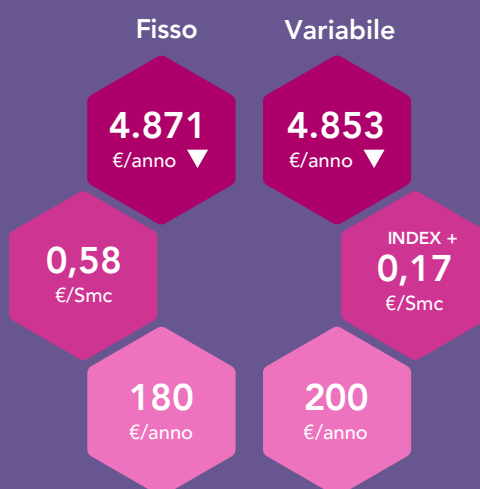
Migliori offerte fisse nazionali

- 1** YADA ENERGIA 4,2/5 4,5/5
NeN Gas Special 60
4.125 €/anno
0,44 €/Smc | 120 €/anno
- 2** POWERGAS CLIENTI 3,5/5 4,3/5
Fix 12 Gas Business Web
4.212 €/anno
0,45 €/Smc | 162 €/anno
- 3** ENEL ENERGIA 3,9/5 4,2/5
Soluzione Gas Impresa New
4.235 €/anno
0,45 €/Smc | 180 €/anno

Migliore offerta fissa locale

- 
- ESTRA** 2,7/5 1,9/5
Relax gas
4.368 €/anno
0,48 €/Smc | 168 €/anno
Attivabile in aree definite dall'operatore

Valori medi



● STIMA SPESA ANNUA ● IC ● ICF

Migliori offerte variabili nazionali

- 1** GALA 1,7/5 ND
Gas condominio flex
4.033 €/anno
PSBIL + 0,03 €/Smc | 144 €/anno
- 2** SIMECOM ND ND
Simecom EASY CLICK Gas P.IVA
4.064 €/anno
PSV + 0,06 €/Smc | 50 €/anno
- 3** POWER.IT 4,9/5 ND
GAS SPECIAL NL BUSINESS 00
4.124 €/anno
PSV + 0,05 €/Smc | 150 €/anno

Migliore offerta variabile locale

- 
- HERA (varie società)**
Prezzo netto relax condominio gas
4.085 €/anno
PSV + 0,05 €/Smc | 85 €/anno
Attivabile in aree definite dall'operatore

Analisi condotta sulle offerte GAS per cliente non dom. aventi i seguenti prerequisiti: attivabili per almeno un giorno per cambio fornitore, nessun obbligo di servizi accessori a pagamento o assimilabili. La spesa annua è calcolata sul cliente tipo non dom. in Ambito Centrale (valori Q3 2025). I valori in €/anno sono arrotondati all'intero più vicino.

Legenda: Google Trustpilot

C2

Offerte POWER per cambio fornitore nel mercato libero domestico

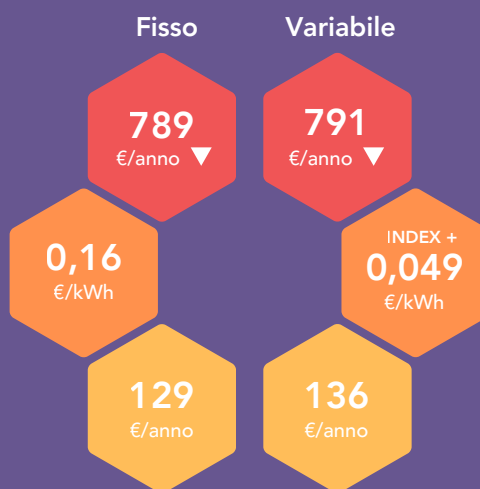
Migliori offerte fisse nazionali

- ITALIA GAS E LUCE** 4,9/5 3,7/5
Sottocosto IGL prezzo fisso monorario
573 €/anno
0,124 €/kWh | 18 €/anno
- WEKIWI** 1,2/5 2,6/5
EE Tutto chiaro fix
606 €/anno
0,124 €/kWh | 51 €/anno
- E.ON ENERGIA** 2,4/5 4,2/5
E.ON LuceClick - Amico new
616 €/anno
0,109 €/kWh | 103 €/anno

Migliore offerta fissa locale

- 
- CVA ENERGIA** ND ND
CVA 7
583 €/anno
0,121 €/kWh | 36 €/anno
Attivabile in Valle d'Aosta

Valori medi



● STIMA SPESA ANNUA ● IC ● ICF

Migliori offerte variabili nazionali

- ITALIA GAS E LUCE** 4,9/5 3,7/5
Sottocosto IGL
623 €/anno
PUN + 0,029 €/kWh | -3 €/anno
- ENJOY ENERGY** 4,1/5 ND
SuperPromoWeb Autunno 2025
624 €/anno
PUN + 0,029 €/Smc | 0 €/anno
- DENCO** 4,3/5 ND
Smartenergy Home Flex 2025D
631 €/anno
PUN + 0,022 €/Smc | 24 €/anno

Migliore offerta variabile locale

- 
- CVA ENERGIA** ND ND
CVA easyflex
523 €/anno
PUN + 0,022 €/kWh | -80 €/anno
Attivabile in Valle d'Aosta

Analisi condotta sulle offerte POWER per cliente domestico aventi i seguenti requisiti: attivabili per almeno un giorno per cambio fornitore, nessun obbligo di servizi accessori a pagamento o assimilabili. La spesa annua è calcolata sul cliente tipo domestico (valori Q3 2025) considerando anche l'IP medio.

I valori in €/anno sono arrotondati all'intero più vicino.

Legenda: Google Trustpilot

D1

Offerte POWER per cambio fornitore nel mercato libero non domestico

Migliori offerte fisse nazionali

- DUFERCO** ND 3,8/5
Fix business super adagio
2.811 €/anno
0,148 €/kWh | 144 €/anno
- ILLUMIA** 2,1/5 4/5
Prezzo Garantito Luce 24_Altri Usi
2.816 €/anno
0,152 €/kWh | 105 €/anno
- YADA ENERGIA** 4,2/5 4,5/5
NeN Luce Special 60
2.821 €/anno
0,151 €/kWh | 120 €/anno

Migliore offerta fissa locale

- 
- CVA ENERGIA** ND ND
CVA setteAnni sicura
2.443 €/anno
0,121 €/kWh | 45 €/anno
Attivabile in Valle d'Aosta

Valori medi



● STIMA SPESA ANNUA ● IC ● ICF

Migliori offerte variabili nazionali

- GAS POLLINO** 4/5 ND
Index gas Pollino PUN+0,02
2.625 €/anno
PUN + 0,012 €/kWh | 108 €/anno
- TIRRENIA ENERGIA** ND ND
Var energia altri usi LL
2.627 €/anno
PUN + 0,022 €/kWh | 1 €/anno
- DENCO** 4,3/5 ND
Smartenergy business flex
2.648 €/anno
PUN + 0,017 €/kWh | 72 €/anno

Migliore offerta variabile locale

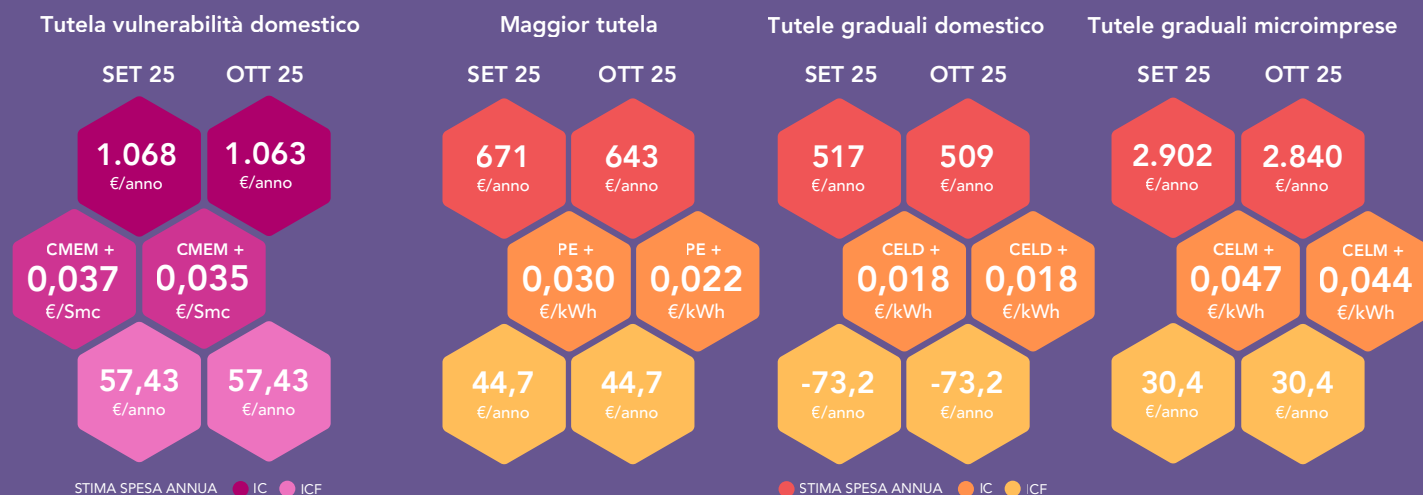
- 
- CVA ENERGIA** ND ND
CVA easyflex
2.595 €/anno
PUN + 0,022 €/kWh | -30 €/anno
Attivabile in Valle d'Aosta

Analisi condotta sulle offerte POWER per cliente non domestico aventi i seguenti requisiti: attivabili per almeno un giorno per cambio fornitore, nessun obbligo di servizi accessori a pagamento o assimilabili. La spesa annua è calcolata sul cliente tipo non domestico (valori Q3 2025). considerando anche l'IP medio. I valori in €/anno sono arrotondati all'intero più vicino.

Legenda: Google Trustpilot

D2

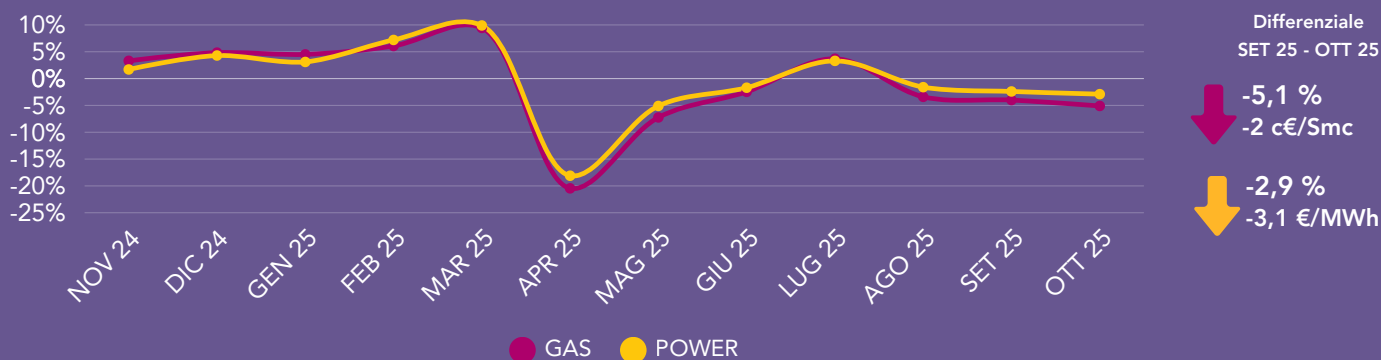
Valori cliente tipo tutela vulnerabilità, maggior tutela e tutele graduali



La spesa annua della Tutela della vulnerabilità è calcolata sul cliente tipo gas domestico in Ambito Centrale, quella della Maggior Tutela e della Tutela Graduale domestica sul cliente tipo power domestico, quella della Tutela graduale delle microimprese sul cliente tipo power non domestico (valori Q4 2025).

E1

Differenziale quotazioni previsionali



Il differenziale replica la variazione mensile dei previsionali degli indici gas e power, derivandola dai valori di spesa annua della Tutela. Lo scostamento di un previsionale rispetto al mese precedente può aiutare a comprendere se gli operatori dei mercati delle commodity stiano confermando le aspettative sull'andamento dei prezzi all'ingrosso (il differenziale tende a zero) o, al contrario, rivalutando gli scenari sulla base di nuove dinamiche economiche, geopolitiche o settoriali emerse nel frattempo.

E2

Confronto storico prezzi fissi e prezzi variabili sul PO



Le rappresentazioni raffigurano l'andamento degli IC delle offerte fisse e variabili GAS e POWER negli ultimi 6 mesi, distinte per valori medi di mercato e tariffe più competitive. Per le offerte variabili vengono presi come riferimento gli indici PSV e PUN (al lordo delle perdite, su fasce orarie ponderate con pesi percentuali standard).

E3

METODOLOGIA

Il presente report analizza le offerte vendibili singolarmente (non dual) pubblicate sul Portale Offerte con almeno un giorno di visibilità nel periodo di riferimento. Per ciascun operatore viene selezionata esclusivamente l'offerta più competitiva, applicando, in caso di parità economica tra più offerte dello stesso operatore, un criterio di prevalenza basato sulla maggiore durata contrattuale o, in subordine, sull'ordine cronologico di pubblicazione. L'esclusione si estende alle offerte oscurate, nonché alle offerte pubblicate che presentano errori manifesti, eventualmente accertabili attraverso la loro successiva ripubblicazione con contenuti rettificati.

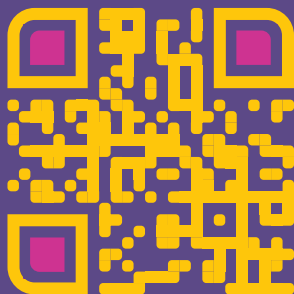
DEFINIZIONI

Di seguito si riportano le definizioni della terminologia più frequente. L'elenco e le definizioni non esauriscono la complessità della materia. Si raccomanda la lettura e l'interpretazione con professionisti in grado di comprendere nel dettaglio i concetti tecnici e gli approfondimenti presentati in questo report.

- ❖ **Operatori MASE:** elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale ai clienti finali, gestito dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Il report considera solo le società abilitate alla vendita di gas naturale.
- ❖ **Operatori EVE:** elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali, gestito dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.
- ❖ **Soggetti TIMR:** esercenti la vendita al dettaglio che forniscono più di 50.000 punti di prelievo e/o di riconsegna.
- ❖ **Stima spesa annua:** stima della spesa su base annua così come definita dai criteri di calcolo di cui all'articolo 17 dell'Allegato A, deliberazione 51/2018 per il cliente tipo.
- ❖ **Spesa materia:** stima della spesa su base annua della sola materia gas naturale (senza Oneri di sistema e Trasporto e gestione contatore) così come definita dai criteri di calcolo di cui all'articolo 17 dell'Allegato A, deliberazione 51/2018 per il cliente tipo.
- ❖ **Spesa energia:** stima della spesa su base annua della sola materia energia power (senza Oneri di sistema e Trasporto e gestione contatore) così come definita dai criteri di calcolo di cui all'articolo 17 dell'Allegato A, deliberazione 51/2018 per il cliente tipo.
- ❖ **ICF:** costo fisso anno, calcolato come sommatoria di tutti i corrispettivi unitari relativi alla materia prima energia/materia gas naturale in termini di €/anno.
- ❖ **IC:** costo per consumi, calcolato come la sommatoria di tutti i corrispettivi unitari relativi alla materia prima energia, in €/kWh, e, per la materia gas, in €/Smc.
- ❖ **IP:** costo per potenza impegnata (energia elettrica) calcolato come la sommatoria di tutti i corrispettivi unitari relativi alla materia prima energia in €/kW.
- ❖ **Cliente tipo domestico:** per il GAS si intende utenza di tipo domestico, ambito centrale, contatore tipo <G6, consumo 1400 Smc/anno; per il POWER si intende utenza di tipo domestico residente, potenza 3 kW e consumo 2700 kWh/anno.
- ❖ **Cliente tipo non domestico:** per il GAS si intende: utenza di tipo non domestico, ambito centrale, contatore tipo G10-G40, consumo 5000 Smc/anno; per il POWER si intende: utenza di tipo non domestico, potenza 10 kW e consumo 10000 kWh/anno.
- ❖ **Tutela della vulnerabilità:** è la fornitura di gas a condizioni economiche e contrattuali stabilite dall'Autorità, destinata esclusivamente ai clienti domestici identificati come vulnerabili ai sensi del decreto-legge 115/22.
- ❖ **Maggior tutela:** è la fornitura di energia elettrica a condizioni economiche e contrattuali regolate dall'Autorità, destinato esclusivamente ai clienti domestici vulnerabili che non hanno un venditore nel mercato libero.
- ❖ **Servizio a tutele graduali domestico:** è la fornitura di energia elettrica che dall'1 luglio 2024 è riservata ai clienti domestici diversi dai clienti vulnerabili, che non hanno un contratto di mercato libero.
- ❖ **Servizio a tutele graduali microimprese:** è rivolto a a) microimprese (meno di 10 dipendenti e fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro) titolari di soli punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 15 kW, b) clienti non domestici diversi dalle microimprese titolari di soli punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 15 kW che non hanno un fornitore sul mercato libero.

Il Report Offerte è realizzato da

enelàb
Energy Expertise Laboratory



Dati elaborati con

offeringlab **OL**  **ilportaletariffe.it**



ISSN 3035-3386



9 773035 338004

Licenza Creative Commons Attribuzione 4.0 Internazionale (CC-BY)

Report Offerte | Responsabile intellettuale: Enelab Srl, via Traversa Fiorentina 10, 59100 Prato.

Pubblicazione digitale a cadenza mensile disponibile su www.enelab.it/report. Il numero di ottobre è stato pubblicato in data 07/10/2025.

(*) Nella raffigurazione in copertina: la nuova MTU quartoraria rappresentata in una realtà distopica, ispirata alle atmosfere surrealiste di Dalí.