

Comprare energia nell'era dell'incertezza permanente

Perché la volatilità energetica è diventata strutturale, cosa costa alle aziende manifatturiere e come la simulazione decisionale può cambiare le regole del gioco.

di Vedrai Observatory
Vedrai Research AI, Vedrai S.p.A.

Febbraio 2026

Esisteva, fino a qualche anno fa, una funzione aziendale relativamente semplice che si chiamava 'acquisto dell'energia'. Si pubblicava una gara, si sceglieva il fornitore più economico, si firmava il contratto. Il budget energetico era una voce prevedibile. Non richiedeva una strategia.

Quella funzione non esiste più. Al suo posto è emersa qualcosa di strutturalmente diverso: una fonte di rischio finanziario che entra direttamente nel conto economico, che può muoversi del 30-50% in un trimestre, che risponde a variabili — geopolitica, clima, politica energetica europea, struttura fiscale nazionale — che nessun direttore acquisti controlla e che nessun budget tradizionale incorpora correttamente.

Per il manifatturiero italiano, questo cambiamento è particolarmente acuto. Non perché le aziende italiane siano meno capaci dei concorrenti europei, ma perché operano in un contesto in cui la volatilità di mercato si sovrappone a una pressione fiscale e parafiscale strutturalmente più elevata rispetto a Francia, Germania o Spagna. Il risultato è che il costo energetico finale che arriva in bolletta può essere il doppio o il triplo del prezzo che si legge sui mercati all'ingrosso. E la differenza, spesso, non è né compresa né gestita.

Questo articolo è per i direttori acquisti, i CFO, i consiglieri di amministrazione e gli imprenditori che si trovano a governare questa complessità. Non è un manuale tecnico sui mercati energetici. È un ragionamento su perché il procurement energetico è diventato una funzione di risk management strategico — e su come la decision intelligence può restituire all'azienda la capacità di navigare l'incertezza invece di subirla.

L'IDEA IN SINTESI

IL PROBLEMA

I mercati energetici europei sono entrati in un regime di volatilità strutturalmente elevata. In Italia, il prezzo finale per le aziende manifatturiere incorpora una pressione fiscale e parafiscale tra le più alte d'Europa. Insieme, queste due forze rendono il costo energetico una delle variabili più impattanti e meno governate del conto economico industriale.

L'ANALISI

Questo articolo esamina le cause strutturali della nuova volatilità; i loro effetti operativi concreti per il manifatturiero; il perché i modelli tradizionali di procurement non bastano più; e come un approccio basato su simulazione scenaristica e decision intelligence trasformi il processo decisionale — dal budget agli investimenti, dal pricing al risk management.

IL RISULTATO

Le aziende manifatturiere che adottano un approccio scenaristico al procurement energetico — mappando la propria esposizione reale, costruendo distribuzioni di probabilità sui costi futuri, integrando l'energia nel budget e nelle decisioni di investimento — possono ridurre il costo energetico atteso del 25-40% rispetto a un approccio non strutturato, e soprattutto eliminano le sorprese che erodono margine in silenzio.

PARTE PRIMA: LE CAUSE — COME I MERCATI ENERGETICI SONO CAMBIATI PER SEMPRE

Per capire perché il procurement energetico è diventato risk management, bisogna capire come e perché i mercati energetici europei hanno subito una discontinuità strutturale — non una crisi temporanea destinata a rientrare nella normalità.

Un regime nuovo, non una crisi passeggera

Per quasi un decennio — dal 2010 al 2020 — i mercati energetici europei hanno operato in condizioni di relativa stabilità. Il gas naturale europeo oscillava tra 15 e 25 euro per MWh. L'energia elettrica in Italia aveva un prezzo medio intorno ai 50-60 euro per MWh. Le aziende manifatturiere potevano pianificare i costi energetici con un orizzonte annuale e un margine di errore accettabile. Quel regime non esiste più.

Tra il 2021 e il 2022, i mercati hanno subito una volatilità senza precedenti nella storia industriale europea. Il gas TTF è passato da circa 10 euro per MWh a oltre 340 euro al picco dell'agosto 2022 — una variazione di oltre trenta volte in ventiquattro mesi. L'energia elettrica in Italia ha superato i 500 euro per MWh nelle ore di punta, contro una media pre-crisi di 55 euro. Oggi, a febbraio 2026, il TTF quota 33-34 euro per MWh — in calo del 26% rispetto a un anno fa — ma il Brent ha rimbalzato del 17% nelle prime sette settimane dell'anno, il gasolio industriale segna +20% da inizio anno, e il PUN italiano oscilla tra 91 e 152 euro per MWh nell'arco di poche settimane. Non è una normalizzazione. È un mercato che ha cambiato struttura.

Il gas è sceso del 26% nell'ultimo anno. Il gasolio è salito del 20% nelle prime sette settimane del 2026. Il PUN italiano ha oscillato tra 91 e 152 euro per MWh in due mesi. Tre commodity, tre direzioni opposte, un'unica certezza: non si gestiscono con un contratto annuale.

Le quattro forze che mantengono l'instabilità

La volatilità attuale non è l'eco di una crisi in esaurimento. È il prodotto di quattro forze strutturali destinate a rimanere nell'orizzonte prevedibile.

La prima è la fine dell'era del gas russo a basso costo. L'Europa ha dovuto riconfigurarsi in mesi: nuovi fornitori, nuove rotte GNL, nuove infrastrutture di rigassificazione. Il risultato è un mercato più diversificato ma più esposto a tensioni geopolitiche multiple. A febbraio 2026, le tensioni tra Stati Uniti e Iran hanno già generato un rimbalzo del 17% sul petrolio: questo meccanismo di trasmissione diretta — da crisi geopolitica a costo industriale nel giro di ore — è diventato la norma.

La seconda forza è l'intermittenza delle rinnovabili. La Spagna — dove il prezzo dell'elettricità è crollato da 98 a 28 euro per MWh dall'inizio del 2026 per surplus di produzione solare ed eolica — anticipa dinamiche che arriveranno in tutta Europa con la

crescita delle installazioni rinnovabili. Nel breve termine, questa intermittenza crea oscillazioni intraday di 40-50 euro per MWh nella stessa giornata. Le aziende che non gestiscono attivamente il proprio profilo di consumo orario pagano sistematicamente il prezzo sbagliato.

La terza forza è la geopolitica come variabile energetica permanente. Dalla Russia all'Iran, dal Mar Rosso al Medio Oriente: i mercati energetici sono oggi profondamente interconnessi con l'instabilità geopolitica globale. Questa connessione non sparirà. Anzi, con la progressiva elettrificazione dei sistemi energetici e la dipendenza crescente da materie prime critiche per le rinnovabili, le vulnerabilità geopolitiche si moltiplicano invece di ridursi.

La quarta forza è specifica all'Italia: un'infrastruttura energetica che amplifica la volatilità invece di assorbirla. Interconnessioni elettriche con l'Europa centrale sottodimensionate, dipendenza dal gas per la generazione termoelettrica, rigassificatori ancora a regime parziale. Il risultato è un mercato elettrico italiano con differenziali zionali rilevanti — la zona Nord paga meno della zona Sud fino a 20-25 euro per MWh nelle ore di picco — e un PUN strutturalmente superiore alla media europea, non per speculazione ma per debolezza infrastrutturale.

Il moltiplicatore fiscale: quando il mercato è solo l'inizio

A queste forze di mercato, l'Italia aggiunge un elemento che raramente appare nei confronti tra paesi: una struttura di oneri fiscali e parafiscali sulla bolletta energetica tra le più pesanti d'Europa. Per un'azienda manifatturiera che non ha accesso ai regimi agevolati per le imprese energivore, gli oneri di sistema — componenti parafiscali destinate a finanziare incentivi alle rinnovabili, bonus sociali e altri oneri di politica energetica — possono aggiungere 20-30 euro per MWh al costo della commodity. Le accise sul gasolio da autotrazione si collocano tra le più alte del continente, a circa 0,62 euro per litro. L'IVA sulle utenze industriali al 10% completa un quadro in cui il costo finale in bolletta può superare del 40-50% il prezzo pagato sul mercato all'ingrosso.

Questo moltiplicatore non è volatile: è strutturale e fisso. Ma si sovrappone alla volatilità di mercato, amplificandola. Quando il PUN sale da 100 a 150 euro per MWh, il costo finale non sale da 140 a 190 euro per MWh — sale da 140 a 210, perché gli oneri proporzionali si applicano su una base più alta. Il rischio energetico reale di un'azienda manifatturiera italiana è sistematicamente più grande di quello che si vede guardando solo i prezzi spot.

PARTE SECONDA: GLI EFFETTI — COME LA VOLATILITÀ ENTRA NEL CONTO ECONOMICO

La teoria è chiara. Ma nella pratica quotidiana di chi gestisce un'azienda manifatturiera, come si manifesta questa volatilità? In cinque modi concreti, che spesso non vengono riconosciuti come facce dello stesso problema.

Il budget che non funziona più

Il primo effetto è il più diretto: i costi di produzione diventano imprevedibili. L'energia è un input diretto in quasi tutti i processi manifatturieri — fusione, trattamento termico, verniciatura, movimentazione, illuminazione. Quando il costo energetico oscilla del 30-50% nell'arco di un trimestre, il budget costruito a inizio anno diventa obsoleto in settimane. Per le aziende con contratti pluriennali a prezzo fisso con i clienti, ogni variazione non prevista del costo energetico è erosione diretta di margine — irrecuperabile nel breve termine.

Il problema si aggrava nelle filiere con contratti a lungo termine. Un'azienda che vende componenti industriali a un cliente tedesco con un accordo triennale ha stimato i propri costi sulla base dei valori dell'anno precedente. Se il PUN italiano sale del 40% in inverno — come è accaduto a gennaio 2026, con il prezzo che ha toccato 148-152 euro per MWh — quella stima diventa un errore strategico con conseguenze finanziarie concrete.

L'esposizione che non si vede

Il secondo effetto è più subdolo: l'esposizione energetica reale di un'azienda manifatturiera è quasi sempre molto più grande di quella percepita. Un'azienda che guarda solo le proprie bollette elettriche e di gas vede solo la metà del problema.

La metà nascosta è l'energia embedded negli acquisti dai fornitori. Un'acciaieria, un fornitore di trattamenti superficiali, uno stampatore di plastica: tutti trasferiscono l'aumento dei costi energetici nei propri listini — a volte con mesi di ritardo, sempre con una componente opaca che rende difficile isolare la voce energetica dal rincaro complessivo. A questa si aggiunge l'esposizione indiretta attraverso la logistica: il gasolio da autotrazione, con accise a 0,62 euro per litro tra le più alte d'Europa, rappresenta per molte aziende manifatturiere un costo crescente che sfugge ai radar del procurement energetico tradizionale. A febbraio 2026, il gasolio industriale segna +20% dall'inizio dell'anno — esattamente l'opposto del gas, che scende.

La liquidità sotto pressione nei momenti peggiori

Il terzo effetto è finanziario: la volatilità energetica è pro-ciclica rispetto alla stagione produttiva. I picchi di prezzo si concentrano nei mesi invernali, quando i consumi produttivi sono al massimo. A gennaio 2026, il PUN ha toccato livelli tra 128 e 152 euro per MWh nelle settimane più fredde — 40-60% sopra la media annua attesa. Un'azienda esposta al mercato spot ha ricevuto bollette significativamente superiori alle previsioni proprio nel momento di massima attività, generando tensioni di liquidità non anticipate nei piani finanziari e potenziali difficoltà sul rispetto dei covenant bancari.

Il gap competitivo che si allarga

Il quarto effetto è competitivo, e ha un'importanza strategica che supera il singolo anno fiscale. Un'azienda manifatturiera italiana paga oggi un costo finale dell'energia elettrica di 155-175 euro per MWh — inclusi oneri di sistema, accise e IVA. Una concorrente francese di dimensioni comparabili paga 75-90 euro per MWh, beneficiando di un parco nucleare che

fornisce energia a costo fisso e di una struttura di oneri parafiscali significativamente più leggera. Su un processo ad alta intensità energetica con 3 GWh di consumo annuo, questo differenziale vale 200.000-270.000 euro l'anno di puro svantaggio strutturale — non recuperabile con l'efficienza operativa, non compensabile con la qualità del prodotto nel lungo periodo.

Questo gap è uno dei fattori che guidano silenziosamente le decisioni di localizzazione degli investimenti industriali in Europa. Non compare nei comunicati stampa, ma è presente nei modelli di valutazione di ogni investimento manifatturiero di taglia significativa.

Le decisioni di investimento che si bloccano

Il quinto effetto è forse il più costoso nel lungo periodo: l'incertezza energetica blocca le decisioni di investimento. Con il PUN che oscilla tra 91 e 152 euro per MWh nell'arco di poche settimane, costruire un business plan affidabile su qualunque investimento ad alta intensità energetica è impossibile se si usa una singola stima di prezzo. Il risultato pratico è che molte aziende manifatturiere italiane rinviando o cancellano investimenti in nuovi impianti, in elettrificazione dei processi, in espansione di capacità — non perché l'investimento non sia attraente in media, ma perché il rischio energetico non è quantificato e non si sa in quali condizioni di mercato il progetto funziona e in quali no.

UN ORDINE DI GRANDEZZA

Per un'azienda manifatturiera con fatturato di 50 milioni di euro e incidenza energetica del 10% (5 milioni di costi energetici annui): la variazione tra il costo energetico nello scenario base 2026 (PUN medio ~110 €/MWh) e lo scenario avverso (PUN medio ~180 €/MWh in caso di inverno rigido + shock geopolitico) vale 1,5-2 milioni di euro di costo aggiuntivo. Per molte PMI manifatturiere italiane, questo supera l'intero utile netto dell'esercizio. La differenza tra gestire questo rischio e ignorarlo non è accademica: è la differenza tra un anno profittevole e un anno in perdita.

PARTE TERZA: L'EVOLUZIONE — DAL CONTRATTO ALLA GESTIONE DEL RISCHIO

Detto il problema nella sua interezza, la domanda è: perché la maggior parte delle aziende manifatturiere non lo gestisce già? La risposta non è la mancanza di volontà. È che gli strumenti e i modelli mentali a disposizione sono stati progettati per un'epoca di stabilità che non c'è più.

I limiti degli approcci tradizionali

Il contratto a prezzo fisso annuale offre prevedibilità, ma a un prezzo: incorpora il premio di rischio del fornitore, paga sopra mercato in fasi di ribasso, e non protegge da shock che durano più di dodici mesi. La gara al ribasso annuale dipende interamente dal timing: chi ha firmato in agosto 2021 — quando il TTF era già in ascesa — ha bloccato costi devastanti

per un anno intero. La delega al broker energetico ottimizza la commodity, ma lascia completamente scoperte le componenti di oneri di sistema, il profilo di consumo orario, i differenziali zionali del mercato elettrico italiano. Ognuno di questi approcci è reattivo: guarda al passato o al presente, non costruisce una visione strutturata del futuro.

Il problema comune a tutti è epistemologico prima che operativo. Questi approcci trattano il prezzo dell'energia come una variabile da prevedere. Ma in un mercato strutturalmente volatile, la previsione puntuale è illusoria. Nessun modello ha previsto il crollo del TTF da 47 a 33 euro per MWh nelle prime sei settimane del 2026. Nessuno ha previsto che il gasolio nello stesso periodo salisse del 20%. La domanda giusta non è 'quanto costerà l'energia l'anno prossimo?' La domanda giusta è: 'qual è la gamma dei costi possibili, con quale probabilità si realizza ciascuno scenario, e come si comporta il mio conto economico in ognuno di essi?'

La domanda giusta non è 'quanto costerà l'energia l'anno prossimo?'. È: 'qual è la distribuzione dei costi possibili, e come si comporta il mio margine operativo in ciascuno scenario?' Questo è il cambio di paradigma.

Procurement come gestione del rischio: il cambio di paradigma

Riformulare il procurement energetico come gestione del rischio finanziario non è un esercizio retorico. Ha implicazioni concrete su chi deve prendere le decisioni, con quali strumenti, e con quale frequenza.

Se il procurement energetico è gestione del rischio, allora: deve essere una responsabilità condivisa tra direttore acquisti, CFO e management operativo — non una funzione isolata. Deve essere continua nel tempo, non episodica in occasione della gara annuale. Deve integrare informazioni di mercato (curve forward, scenari geopolitici, outlook stagionale) con informazioni aziendali interne (profilo di consumo, struttura contrattuale, sensitivity del P&L). E deve produrre output che supportano decisioni concrete: il budget del prossimo esercizio, la valutazione di un investimento, il pricing di un contratto pluriennale con un cliente.

Questo è esattamente il terreno in cui la decision intelligence cambia il gioco. Non perché 'preveda' i prezzi dell'energia — nessuna piattaforma può farlo in modo affidabile. Ma perché trasforma la gestione dell'incertezza da esercizio intuitivo a processo strutturato: con dati, scenari, probabilità, e impatti quantificati sull'azienda specifica.

PARTE QUARTA: LA RISPOSTA — COME LA DECISION INTELLIGENCE TRASFORMA IL PROCUREMENT

Un sistema di decision intelligence applicato al procurement energetico non è un software che genera stime di prezzo. È una piattaforma che cambia il processo decisionale in quattro modi fondamentali.

Primo: vedere la propria esposizione reale

Prima di qualunque strategia, un'azienda deve capire dove è esposta e quanto. Questo significa costruire una mappa che integra: il profilo di consumo energetico disaggregato per vettore (elettricità, gas, gasolio) e per ora del giorno; la struttura contrattuale in essere e la quota di consumo coperta versus esposta al mercato; la zona del mercato elettrico in cui si opera (con il relativo differenziale rispetto al PUN medio); l'energia indiretta incorporata negli acquisti dai fornitori; la struttura degli oneri di sistema applicati e la verifica dell'accesso ai regimi agevolati.

Molte aziende che completano questo esercizio scoprono che la loro esposizione energetica reale è il doppio di quella percepita. E scoprono anche opportunità concrete: un profilo di consumo che concentra i carichi nelle ore di punta, spostabile con aggiustamenti operativi limitati. Una soglia di consumo vicina alla qualifica di impresa energivora, raggiungibile con investimenti pianificati. Una zona di mercato più costosa della norma, con possibilità di intervento sui meccanismi di approvvigionamento locale.

Secondo: costruire scenari, non stime

Il passo successivo è costruire una visione probabilistica del costo energetico futuro — non una stima puntuale, ma una distribuzione di scenari con le relative implicazioni sul conto economico aziendale. Con i dati di mercato di febbraio 2026, tre scenari per il resto dell'anno sono quantificabili con fondamentali solidi.

Scenario	Condizioni di mercato	PUN medio stimato	Gas TTF	Impatto su €5M spesa energetica	Prob.
C — Ribassista	Inverno mite, surplus LNG, domanda industriale debole	€75–95/MWh	€18–28/MWh	–€0,8/1,0M vs budget	15%
A — Base	Nessuno shock maggiore, PIL EU +0,6%, stagionalità normale	€90–130/MWh	€28–40/MWh	±€0 vs budget	55%
B — Rialzista	Escalation Iran-USA, inverno rigido 2026-27, OPEC+ taglio	€145–200/MWh	€50–75/MWh	+€1,5/2,0M vs budget	30%

Questa tabella non è una previsione. È uno strumento decisionale. Con una distribuzione di questo tipo, un'azienda può calcolare il costo energetico atteso ponderato per probabilità (lo 'scenario medio'), quantificare il worst-case (scenario B, con probabilità non trascurabile al 30%), e valutare quanto vale coprirsi contro quello scenario avverso rispetto al costo della copertura. Può rispondere a domande concrete: a quale prezzo forward conviene bloccare

una quota del fabbisogno gas oggi, quando il TTF è a 33-34 euro per MWh? Quale mix contrattuale (fisso, indicizzato, spot) minimizza il costo atteso mantenendo il rischio entro soglie accettabili?

Terzo: integrare l'energia nel budget e nel pricing

Il terzo cambiamento è l'integrazione. Il rischio energetico non vive in un silo: si manifesta nel conto economico, nel cash flow, nel pricing dei prodotti, nelle valutazioni di investimento. Un sistema di decision intelligence collega il modello di simulazione energetica al modello finanziario dell'azienda — così che quando il CFO costruisce il piano d'impresa, vede come ogni scenario di prezzo energetico impatta sull'EBITDA e sul fabbisogno di cassa. Quando il commerciale valuta un contratto pluriennale con un cliente importante, vede qual è la sensitivity del margine al costo energetico su diversi orizzonti temporali. Quando il consiglio di amministrazione decide se investire in una nuova linea produttiva ad alta intensità energetica, vede in quali scenari l'investimento è profittevole e in quali no — con le probabilità associate.

Questo è il salto qualitativo più importante. Non si tratta più di 'gestire il costo dell'energia'. Si tratta di incorporare il rischio energetico nelle decisioni strategiche aziendali con la stessa rigore con cui si gestisce il rischio di cambio o il rischio di tasso. E di avere, finalmente, una risposta documentata e razionale alla domanda che ogni imprenditore si pone: 'Quanto rischio energetico sto assumendo? Lo voglio? Me lo posso permettere?'

Quarto: monitorare in tempo reale e agire quando conta

Il quarto cambiamento riguarda la continuità. La gestione del rischio energetico non è un esercizio annuale: è un processo che richiede monitoraggio costante dei mercati, aggiornamento degli scenari quando le condizioni cambiano, e la capacità di agire nelle finestre di opportunità che il mercato crea — che si aprono e si chiudono in settimane, non in mesi.

Chi aveva un sistema di monitoraggio attivo a inizio gennaio 2026 ha visto il TTF salire verso 47-49 euro per MWh nelle prime settimane dell'anno — un livello di prezzo che rendeva conveniente bloccare coperture sul gas a 12-18 mesi — e poi è sceso rapidamente verso 33-34 euro per MWh nelle settimane successive. Questa finestra si è aperta e chiusa in tre settimane. Chi non aveva un cruscotto operativo ha reagito in ritardo, nella migliore delle ipotesi, o non ha reagito affatto.

Il rischio energetico non chiede il permesso di manifestarsi. Arriva quando arriva — con un inverno più freddo, con una crisi geopolitica, con una decisione OPEC+ annunciata un venerdì sera. Le aziende che hanno costruito la capacità di rispondere in tempo reale trasformano questi eventi in opportunità di acquisto. Le altre li subiscono come costi.

PARTE QUINTA: LE IMPLICAZIONI — UNA LETTURA PER RUOLO

Il cambio di paradigma descritto in questo articolo ha implicazioni diverse a seconda del ruolo che si ricopre in azienda. Queste non sono indicazioni operative — sono domande strategiche che vale la pena portare al prossimo incontro di management.

Per i Direttori Acquisti

La domanda fondamentale è: la mia funzione è organizzata per gestire il rischio energetico come tale, o per comprare energia al prezzo più basso nel momento della gara? Sono due missioni diverse. La prima richiede un modello di consumo disaggregato, una visione del profilo contrattuale per commodity e per orizzonte temporale, e la capacità di dialogare con il CFO in termini di esposizione al rischio e costo di copertura. La seconda richiede buona capacità negoziale. Solo la prima è adeguata al contesto attuale.

Per i CFO

Il rischio energetico dovrebbe figurare nel risk register aziendale con la stessa dignità del rischio di cambio o del rischio di tasso d'interesse. Questo significa: una stima dell'esposizione complessiva (diretta e indiretta), una politica esplicita su quanto rischio si vuole assumere e in che forma, e un sistema di reporting che aggiorni il management con frequenza adeguata. La delega implicita al responsabile acquisti di 'gestire la cosa' — senza policy formalizzate, senza soglie di esposizione, senza scenari di stress — è una lacuna di governance che in un contesto di volatilità strutturale può costare milioni.

Per i CdA e gli Imprenditori

La domanda più rilevante a livello di governance è: le nostre decisioni di investimento incorporano esplicitamente il rischio energetico? Un impianto produttivo si valuta su un orizzonte di dieci o quindici anni. In quell'orizzonte, il costo dell'energia può variare enormemente — e la localizzazione geografica, il mix energetico utilizzato, l'accesso ai regimi agevolati per le imprese energivore sono variabili che influenzano il valore dell'investimento più di molti altri parametri che finiscono nella due diligence. Ignorarle non elimina il rischio: lo trasferisce implicitamente agli azionisti senza che nessuno l'abbia deciso consapevolmente.

Il momento attuale — con i prezzi energetici al di sotto dei picchi 2022-2023 ma con rischi strutturali al rialzo significativi — offre una finestra per costruire questa governance in modo non emergenziale. Le aziende che lo fanno ora avranno un vantaggio decisivo quando il prossimo shock arriverà. E arriverà.

CONCLUSIONE: IL VANTAGGIO COMPETITIVO DI CHI NAVIGA L'INCERTEZZA

C'è un'ultima considerazione che vale la pena esplicitare, perché spesso rimane implicita nel dibattito sulla gestione del rischio energetico: la volatilità non è solo un rischio. È anche un'opportunità.

Le aziende che hanno costruito la capacità di navigare l'incertezza energetica — con modelli di simulazione scenaristica, con processi decisionali strutturati, con la capacità di agire nelle finestre di mercato — non si limitano a difendersi dai picchi. Sfruttano i ribassi per bloccare coperture vantaggiose. Investono in efficienza e autoproduzione quando i payback sono accelerati dai prezzi alti. Accedono a regimi agevolati che i concorrenti meno strutturati non sanno di poter utilizzare. Costruiscono offerte commerciali più competitive perché sanno quantificare il rischio energetico incorporato in ogni contratto.

Questa è la differenza tra subire la volatilità e governarla. Non è una questione di dimensione aziendale: alcune delle migliori pratiche di gestione del rischio energetico in Italia si trovano in aziende manifatturiere di medie dimensioni che hanno deciso di trattare questo tema con la serietà che merita. Non è nemmeno una questione di risorse: gli strumenti di decision intelligence oggi disponibili rendono accessibili approcci che fino a pochi anni fa erano appannaggio esclusivo dei grandi gruppi industriali.

La vera domanda non è se la volatilità energetica è un problema strategico. È se la propria azienda ha deciso di affrontarla come tale — **o se sta ancora aspettando che il mercato si calmi.**

LA RICERCA

Questo articolo si basa su un'analisi dei mercati energetici europei condotta da Vedrai S.p.A. con dati aggiornati al 20 febbraio 2026. I prezzi di mercato citati (Brent, WTI, TTF, Heating Oil) sono dati spot reali. I dati sull'elettricità italiana (PUN, range intraday, confronto zonale) sono coerenti con i dati del Gestore dei Mercati Energetici (GME) e con le rilevazioni ARERA per il periodo; i valori puntuali rappresentano medie di periodo e possono divergere dai prezzi consuntivati settimanali. I dati macroeconomici (PPI, produzione industriale, PMI) provengono da fonti statistiche ufficiali. Le stime di impatto finanziario sono calcolate su un'azienda campione con 50 milioni di euro di fatturato e 10% di incidenza energetica.