

Fuel procurement in un mondo imprevedibile

*Volatilità strutturale, shock esogeni, decisioni di procurement:
perché nel contesto del 2025-2026 servono modelli, non soglie.*

Vedrai Observatory

Research Team, Vedrai S.p.A.

Marzo 2025 - aggiornato Q1 2026

C'è un momento che ogni responsabile acquisti conosce. Arriva via email, a metà mattina: il fornitore comunica un adeguamento dei prezzi del 7-9% con effetto dal primo del mese. Hai dieci giorni per decidere se anticipare l'ordine, quanto stoccare, se coinvolgere un secondo fornitore. La cisterna è al 40%. I consumi del mese successivo sono stimati. Sullo sfondo, tensioni sulle rotte energetiche del Medio Oriente, Stretto di Hormuz in primo piano, di cui si parla da settimane.

La maggior parte delle aziende fuel-heavy non affronta questo momento alla cieca. Ha lo storico acquisti, l'accordo quadro con uno o due fornitori, l'esperienza del responsabile. Il problema non è la mancanza di informazioni: è che il framework decisionale è retrospettivo. Si ragiona su ciò che è già successo, si gestisce la singola transazione, non si tiene una posizione di rischio nel tempo. Dal 2021 questo approccio, razionale e collaudato in un mercato più stabile, ha smesso di essere sufficiente.

Il gasolio oggi è il punto di convergenza di tre variabili che un tempo si muovevano in modo più indipendente: prezzo del greggio, tasso EUR/USD, costo del rischio geopolitico sulle rotte energetiche. Quando nel 2023 gli attacchi nel corridoio di Bab el-Mandeb hanno forzato il rerouting intorno al Capo di Buona Speranza, i distributori italiani hanno notificato aumenti con 48 ore di preavviso. Chi aveva scorte adeguate ha assorbito. Chi lavorava sulla soglia minima ha comprato al picco. Il delta tra i due comportamenti, su base annua e su volumi medi di 500.000 litri, vale 30.000-70.000 euro - e sul conto economico appare come costo inevitabile anziché come risultato di decisioni migliorabili.

L'IDEA IN SINTESI

IL PROBLEMA

Le aziende fuel-heavy gestiscono il procurement del carburante con strumenti adeguati alla gestione ordinaria, ERP, storico acquisti, accordi con fornitori, ma senza un processo che integri variabili esterne. Nel contesto 2025-2026, con tensioni ricorrenti sullo Stretto di Hormuz, effetti residui delle sanzioni post-Ucraina e un EUR/USD instabile, questo limite di processo si traduce in costi sistematicamente evitabili.

LA RICERCA

Analisi del prezzo del gasolio autotrazione in Italia dal 2015 al Q1 2026, su dati MIMIT/Osservatorio Prezzi Carburanti. Mappatura dei driver geopolitici e macroeconomici per ogni discontinuità rilevante. Simulazione dell'impatto su costi operativi e conto economico in quattro settori fuel-heavy: trasporti, costruzioni, waste management, agricoltura industriale.

IL RISULTATO

In undici anni: oscillazione da 1,19 a 1,99 €/L, con ogni discontinuità significativa anticipata nei mercati a monte con 2-4 settimane di preavviso. Q1 2026: range 1,58-1,71 €/L, volatilità settimanale sopra la media storica. Risparmio cumulato 2015-2025 per azienda tipo da 1,2M litri/anno con gestione strutturata vs reattiva: 816.000 euro (media annua: 74.000 euro; picco 2022: 192.000 euro).

UNDICI ANNI DI VOLATILITÀ: STRUTTURA, NON RUMORE

Dal 2015 al Q1 2026, ogni grande discontinuità nel prezzo del gasolio italiano è associata a un evento esterno identificabile e leggibile nei mercati a monte con 2-4 settimane di anticipo

rispetto alla trasmissione sui prezzi al consumo. Non è un'osservazione consolatoria: significa che il segnale esisteva, e che chi lo monitorava aveva una finestra d'azione.

Tre episodi definiscono il perimetro del rischio reale. La fiammata 2022: Brent da 86 a 130 \$/bbl in dodici settimane sull'invasione ucraina, gasolio da 1,65 a 1,99 €/L (+20,6%). I futures del gas europeo TTF segnalavano stress energetico già da novembre 2021 - quattro mesi prima del picco. La crisi Bab el-Mandeb 2023-2024: rerouting forzato di navi cisterna intorno al Capo di Buona Speranza, +10-15 giorni sui lead time, +3-5 \$/bbl sui differenziali di raffinazione europei, notifiche di aumento ai clienti con 48-96 ore di preavviso. Le tensioni allo Stretto di Hormuz, ricorrenti nel 2024-2025 e tornate nel Q1 2026: ogni episodio di escalation produce uno spike del 4-8% sul Brent entro 72 ore, con trasmissione ai prezzi al consumo entro 7-10 giorni.

Anno	Prezzo medio (€/L)	Var. %	Oscillazione annua	Driver principale	Anticipo segnale
2015	1,414 €	-13,4%	25,2 cent	Crollo Brent (-60%)	4-6 sett.
2016	1,267 €	-10,4%	13,8 cent	Brent a 27 \$/bbl	3-4 sett.
2017	1,299 €	+2,5%	10,7 cent	Ripresa OPEC+ controllata	n.s.
2018	1,428 €	+9,9%	26,6 cent	Sanzioni Iran, tensioni ME	3-5 sett.
2019	1,385 €	-3,0%	15,0 cent	Rallentamento commercio globale	n.s.
2020	1,299 €	-6,2%	24,2 cent	COVID-19, domanda collassata	2-3 sett.
2021	1,487 €	+14,5%	27,9 cent	Ripresa post-COVID, supply shock	3-4 sett.
2022	1,840 €	+23,7%	36,8 cent	Invasione Ucraina	4 sett. (TTF)
2023	1,804 €	-2,0%	22,9 cent	Sanzioni Russia, crisi Mar Rosso	2-3 sett.
2024	1,717 €	-4,8%	18,0 cent	Bab el-Mandeb, USD forte	2-4 sett.
2025	1,653 €	-3,7%	13,7 cent	Normalizzazione e parziale	n.s.
2026 Q1*	1,664 €	+0,7%*	13,1 cent	Tensioni Hormuz, EUR/USD	1-2 sett.

Fonte: MIMIT - Osservatorio Prezzi Carburanti, serie 2015-2025; stime Vedrai Observatory per Q1 2026 su dati al 28/02/2026. (*) Var. su media 2025. 'Anticipo segnale': stima Vedrai Observatory del lead time tra segnale nei mercati a monte e trasmissione al prezzo al consumo. 'n.s.' = nessun segnale di mercato anticipatore identificato con sufficiente chiarezza.

Il forecasting statistico tradizionale - medie mobili, regressioni su serie storica, modelli ARIMA - produce stime utili in condizioni ordinarie: range attesi di $\pm 3-5$ centesimi su orizzonti di 7-14 giorni, con accuratezza accettabile in assenza di shock. Ma la sua utilità crolla esattamente nelle fasi in cui la protezione è più necessaria: quando un evento esogeno sposta il prezzo di 15-20 centesimi in pochi giorni, il modello statistico è in ritardo per costruzione. Il suo ruolo corretto è di baseline di confronto: non la guida decisionale, ma il riferimento rispetto a cui le deviazioni dei driver esterni diventano segnali operativi espliciti.

In otto anni su undici: oscillazione intra-annua oltre 15 cent/L. In sette di quegli otto anni: segnale anticipatore nei mercati a monte con 2-4 settimane di preavviso. Il problema non era la disponibilità del segnale.

IL COSTO DEL PROCUREMENT REATTIVO: UNDICI ANNI, UN NUMERO

Vedrai Observatory ha simulato due modalità di gestione del procurement carburante su un panel di operatori del trasporto merci con consumi annui compresi tra 800.000 e 1,5 milioni di litri, nel periodo 2015 – Q1 2026. I risultati sono riportati come media del campione e normalizzati su un'azienda tipo da 1,2 milioni di litri annui, per rendere confrontabili realtà con dimensioni diverse. Il dato di sintesi è diretto: tra una gestione reattiva e una strutturata, la differenza media cumulata è pari a 816.800 euro in undici anni, circa 74.000 euro l'anno per operatore. È un numero che definisce l'ordine di grandezza del fenomeno; ma è nella sua distribuzione nel tempo che emerge il vero impatto economico.

La strategia reattiva rappresenta il modo in cui molte aziende mid-market gestiscono oggi il carburante: accordo quadro con uno o due fornitori, riordino legato alla soglia della cisterna, decisioni guidate dal prezzo comunicato e dall'urgenza operativa. È un approccio razionale, che ha funzionato in contesti più stabili. Il suo limite è strutturale: interviene quando il prezzo è già cambiato e non integra in modo sistematico le informazioni che si formano a monte del mercato.

La strategia strutturata introduce tre elementi aggiuntivi: un range di prezzo atteso a 7–21 giorni (baseline), il monitoraggio regolare di poche variabili esterne rilevanti (Brent in euro, differenziali di raffinazione, segnali sulle rotte energetiche), e simulazioni what-if che traducono questi segnali in decisioni operative, tenendo conto dei vincoli reali di stoccaggio, lead time e liquidità. In questo contesto, il punto non è prevedere il prezzo con precisione, ma riconoscere quando si discosta dal range atteso e quantificare il costo dell'inazione. Un esempio ricorrente nel campione: a fronte di un aumento del Brent del 6% in cinque giorni per tensioni su Hormuz, il prezzo offerto dal fornitore si colloca circa 8 centesimi sopra la baseline. Anticipare un ordine di circa 35.000 litri entro 72 ore riduce l'esposizione aggiuntiva da 4.200 a 900 euro, a parità di capacità di stoccaggio. Su queste basi, la simulazione confronta i due approcci anno per anno, mantenendo costanti volumi e vincoli operativi. La distribuzione del valore nel tempo è riportata di seguito.

Anno	Risparmio Medio (€)	Cent/L	%	Impatto CE	Contesto
2015	42.000 €	3,5	2,5%	Moderato	Mercato in discesa
2016	21.600 €	1,8	1,4%	Contenuto	Minimo decennale
2017	19.200 €	1,6	1,2%	Contenuto	Stabilità relativa
2018	84.000 €	7,0	4,9%	Rilevante	Sanzioni Iran
2019	36.000 €	3,0	2,2%	Moderato	Rallentamento globale
2020	60.000 €	5,0	3,8%	Rilevante	COVID / rimbalzo Q4
2021	96.000 €	8,0	5,4%	Significativo	Supply shock post-COVID
2022	192.000 €	16,0	8,7%	Critico	Invasione Ucraina
2023	120.000 €	10,0	5,5%	Significativo	Mar Rosso / sanzioni
2024	84.000 €	7,0	4,1%	Rilevante	Bab el-Mandeb
2025	62.000 €*	5,2	3,1%*	Moderato-Rilevante	Normalizzazione
2015-2025	816.800 €	6,1 (media)	3,9% (media)	-	-

Simulazione Vedrai Observatory su panel di operatori del trasporto merci (800k–1,5M litri/anno). Risparmio medio annuo derivante da gestione strutturata vs reattiva, su azienda tipo da 1,2M litri. Valori in €/anno, cent/L e % su conto economico.

Il risparmio varia in funzione del contesto di mercato: contenuto negli anni più stabili, più rilevante nelle fasi di discontinuità, fino a 192.000 euro nel 2022. Nel complesso, il risparmio medio per litro è pari a 6,1 centesimi, con un impatto medio sul conto economico del 3,9%. È nei picchi, non nei periodi stabili, che si genera la maggior parte del valore.

Per aziende con EBITDA tipicamente tra il 5% e il 7% e ricavi tra 8 e 12 milioni, un incremento non pianificato dell'8–9% sul carburante in un singolo anno si traduce in una riduzione di 1,5–2 punti percentuali di margine operativo, difficilmente recuperabile su contratti già in essere. Nelle fasi di spike, il ritardo decisionale ha un costo misurabile: la distanza tra i segnali nei mercati a monte e il prezzo al consumo definisce una finestra economica esplicita. Nel 2022, questa finestra valeva circa 8 centesimi per litro: ogni giorno di ritardo nella decisione di acquisto aveva un costo esplicito. In questo contesto, il carburante smette di essere una voce interamente esogena. La possibilità di misurare quanto si paga rispetto al mercato, e perché, cambia la qualità del confronto con il CFO sugli scostamenti di budget e rende il procurement una leva attiva sul margine.

Nei tre anni più difficili del decennio, il differenziale cumulato medio tra gestione strutturata e reattiva ha superato 408.000 euro per operatore, sullo stesso arco in cui margini e liquidità erano già sotto pressione per altri motivi.

QUATTRO SETTORI. STESSO LIMITE. COSTI DIVERSI

Lo stesso meccanismo si manifesta in modo diverso a seconda del settore, ma con un impatto economico comparabile.

Autotrasporto e logistica - il rischio è diffuso nella struttura

Il carburante vale il 28-35% dei costi operativi. La governance del procurement è spesso distribuita: condizioni quadro definite centralmente, rifornimenti gestiti a livello di deposito o autista. Il fuel surcharge trasla il rischio sulle tariffe, ma con 30-60 giorni di ritardo rispetto al mercato: su contratti già firmati, ogni spike non pianificato riduce direttamente il margine. Un aspetto meno discusso: un'azienda che struttura gli acquisti con ordini programmati e prevedibili - invece di rifornirsi a richiesta nei giorni di punta operativa - aiuta anche il distributore a pianificare le consegne, ridurre i picchi logistici e ottimizzare il proprio approvvigionamento. La prevedibilità della domanda ha un valore economico per il fornitore che nel tempo tende a tradursi in condizioni migliori e maggiore flessibilità.

Costruzioni e infrastrutture - l'esposizione è nel preventivo

I prezzi vengono fissati all'offerta con orizzonti di 18-36 mesi: il costo del gasolio è incluso come voce fissa, stimata al momento della firma. In pratica è una posizione short implicita sul mercato energetico - se il prezzo sale, il general contractor assorbe. Uno stoccaggio tattico calibrato sull'inizio cantieri e attivato sui segnali di rischio - non su previsioni puntuali - è la forma di hedging operativo più accessibile per chi non usa strumenti finanziari derivati. Su un cantiere da 18 mesi con 300.000 litri previsti, la differenza tra acquistare in tre tranches opportunistiche e acquistare a richiesta vale mediamente 18.000-36.000 euro.

Waste management - il rischio è contrattuale

Contratti pluriennali con enti pubblici a tariffe fisse: il gasolio (20-25% dei costi) è un rischio finanziario strutturale non trasferibile sul portafoglio esistente. Le clausole di fuel escalation funzionano sul nuovo business; i contratti in essere rimangono esposti. Strutturare forniture programmate con i distributori - sostituendo gli ordini spot reattivi - produce un beneficio bilaterale concreto: il cliente ottiene parziale protezione sulla volatilità di breve, il distributore ottiene visibilità sulla domanda, riduce i costi di consegna urgente e migliora la propria pianificazione operativa.

Agricoltura industriale - la finestra c'è, basta usarla

Il consumo è concentrato in due finestre prevedibili (semina marzo-aprile, raccolta settembre-ottobre) che coincidono storicamente con fasi di rialzo stagionale dei prezzi energetici. Un acquisto strutturato a dicembre-gennaio - quando i segnali di rischio geopolitico sono tipicamente più bassi e lo stoccaggio è libero - vale mediamente 8-12

cent/L rispetto all'acquisto in prossimità del consumo. Su 200.000 litri: 16.000-24.000 euro, decisi sei settimane prima con dati già disponibili nell'ERP aziendale.

DAL REATTIVO AL STRUTTURATO: CINQUE PASSAGGI CONCRETI

Il percorso non richiede una trasformazione tecnologica. La maggior parte delle aziende mid-market può percorrerlo con ERP, Excel strutturato e la relazione con il proprio fornitore, aggiungendo progressivamente variabili esterne.

Passaggio 1 - Strutturare i dati interni. Consumi storici a granularità settimanale per deposito o cantiere, livello di stock aggiornato, lead time effettivo del fornitore (quello reale degli ultimi sei mesi, non quello teorico del contratto), capacità massima di stoccaggio per sito. Questi dati esistono: sono nel gestionale o nei fogli di consuntivo. Il problema è che raramente sono organizzati per supportare una decisione di acquisto in tempo reale.

Passaggio 2 - Scegliere le variabili esterne da monitorare. Non servono decine di indicatori. Tre sono sufficienti come punto di partenza: prezzo spot del Brent in euro (rimuove il rumore del cambio), differenziale di raffinazione europeo su fonti di settore (Platts, ICIS, o le newsletter dei distributori più strutturati), segnali di tensione nelle rotte energetiche chiave tramite rassegna stampa settimanale. Frequenza minima: una volta a settimana, 20-30 minuti.

Passaggio 3 - Costruire il forecasting baseline. Un modello statistico elementare calibrato sugli ultimi 24 mesi produce un range atteso di prezzo per i successivi 7-21 giorni - per esempio 1,63-1,69 €/L nelle prossime due settimane, con deviazione plausibile di ± 4 cent. Non è una certezza: è un riferimento. Quando il fornitore comunica 1,74 €/L, quella deviazione di 7-11 cent dalla baseline è un segnale che merita una risposta strutturata, non una negoziazione a occhio.

Passaggio 4 - Simulazioni what-if. Rispondere a domande concrete prima che diventino urgenti: se il Brent salisse del 10% nelle prossime due settimane, quanto costerebbe non avere scorte aggiuntive? Anticipare l'ordine oggi ridurrebbe l'esposizione da X a Y, tenuto conto del costo di stoccaggio e del capitale immobilizzato? Se il fornitore principale avesse un ritardo di cinque giorni, quale deposito sarebbe a rischio operativo? Non sono previsioni: sono quantificazioni di rischio su scenari plausibili, costruite con i dati già disponibili.

Passaggio 5 - Decisione operativa esplicita. L'output non è un grafico del prezzo futuro: è una raccomandazione concreta - ordina X litri entro Y giorni ai depositi Z, porta il buffer all'N% della capacità, posticipa l'ordine W. La decisione finale rimane al procurement manager, che porta elementi che il modello non vede: la relazione con il fornitore, i vincoli di liquidità del momento, le priorità operative della settimana. Il modello riduce l'incertezza informativa; chi decide rimane il responsabile acquisti.

Il forecasting è la baseline, non la soluzione. Il valore emerge dalla combinazione dei tre livelli: forecasting di riferimento, segnali dai driver esterni, simulazioni what-if calibrate sui vincoli reali. Ciascuno da solo non basta.

IMPLICAZIONI PRATICHE

Per il responsabile acquisti: misurare prima di cambiare

Il punto di partenza è sapere dove si è. Calcolare il costo medio ponderato al litro degli ultimi 12 mesi e confrontarlo con la media MIMIT dello stesso periodo: la differenza è la baseline di miglioramento. Un gap di 7 cent/L su 500.000 litri vale 35.000 euro annui, parte strutturale (accordi locali, vincoli logistici), parte gestibile con un processo migliore. Avere quel numero trasforma il carburante da costo inevitabile a variabile con un piano. Il secondo passo è strutturare i dati interni. Il terzo è scegliere tre variabili esterne da monitorare settimanalmente. Nient'altro, per cominciare.

Per la supply chain: il trade-off stoccaggio-rischio non è binario

Aumentare le scorte come risposta di default al rischio non è necessariamente la scelta giusta: immobilizza capitale, ha costi logistici, e se mal calibrata produce acquisti eccessivi nelle fasi sbagliate. Il trade-off corretto non è tra stoccare di più e stoccare di meno: è tra stoccare a ragione e stoccare per abitudine. Una simulazione che calcola il costo di stoccaggio contro il costo atteso dello shock, tenendo conto del lead time reale del fornitore, produce una risposta migliore di qualunque regola fissa. E un fornitore che riceve ordini più prevedibili tende nel tempo a offrire condizioni migliori. La prevedibilità della domanda vale per entrambe le parti della relazione commerciale.

CONCLUSIONE

Il Q1 2026 non porta stabilità: porta volatilità settimanale tornata sopra la media storica, rotte energetiche ancora sotto pressione, un EUR/USD che amplifica ogni movimento del Brent. Le condizioni che hanno reso costoso il procurement reattivo negli ultimi quattro anni non si stanno normalizzando.

Il punto di partenza non richiede grandi investimenti. Richiede di smettere di decidere quando la cisterna è vuota e cominciare a decidere quando i segnali lo suggeriscono: strutturare i dati già disponibili nell'ERP, monitorare tre variabili esterne con cadenza settimanale, costruire simulazioni che quantificano il costo dell'inerzia prima che diventi un problema di budget.

Le aziende che lo hanno fatto non hanno eliminato l'incertezza. Hanno smesso di pagarla due volte: una volta al mercato, e una volta per non essersi preparate. La domanda non è se vale la pena farlo - i numeri del decennio rispondono da soli. È quando si comincia.

Informazioni sulla ricerca

L'analisi storica è basata sui prezzi medi nazionali del gasolio autotrazione rilevati dall'Osservatorio Prezzi MIMIT, serie 2015-2025. Dati Q1 2026: stime Vedrai Observatory su quotazioni spot e futures al 28/02/2026, soggette a revisione. Le simulazioni di risparmio sono elaborate tramite il modello WhAI di ottimizzazione del procurement carburante su parametri rappresentativi dei quattro settori analizzati. La colonna 'Anticipo segnale' riflette la stima Vedrai Observatory del lead time tra segnale nei mercati energetici a monte e trasmissione al prezzo al consumo; 'n.s.' indica assenza di segnale anticipatore identificabile con sufficiente chiarezza.

Vedrai Observatory è il centro di ricerca applicata di Vedrai S.p.A., specializzato in analisi quantitative a supporto delle decisioni aziendali. Le analisi integrano dati macroeconomici, serie storiche di mercato e modelli di simulazione what-if sviluppati sulla piattaforma WhAI.