

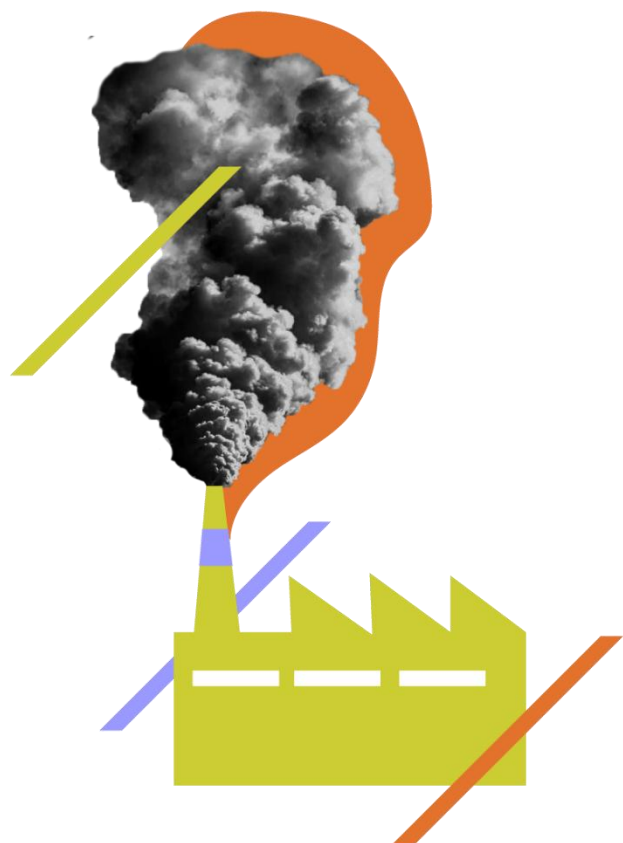


THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

L'ELETTRIFICAZIONE INTERROTTA

TASSE E ONERI RALLENTANO
LA TRANSIZIONE ENERGETICA
IN ITALIA

POLICY BRIEFING
GIUGNO 2026



SOMMARIO

SINTESI	4
1. EVIDENZE DI INCOERENZA NELLA STRUTTURA ATTUALE DELLE TARIFFE ENERGETICHE	9
1.1 SETTORE DOMESTICO	10
1.2 SETTORE NON DOMESTICO	16
1.3 TRASPORTO PRIVATO	25
2. UN'IMPOSIZIONE FISCALE E DI ONERI A SVANTAGGIO DEL VETTORE ELETTRICO	34
3. CONSIDERAZIONI E PRINCIPI PER UNA RIFORMA DEL SISTEMA DI IMPOSIZIONE FISCALE E DI ONERI SULL'ENERGIA	38
4. UNA SPESA PER LA TRANSIZIONE INGENTE MA FRAMMENTATA	41
5. PROSPETTIVE FUTURE: GETTITO, CRESCITA E SOSTENIBILITÀ ECONOMICA DELLA TRANSIZIONE	44
6. CONCLUSIONI	46
ALLEGATO I	48

Figura 1 - Confronto del carico fiscale (accisa e IVA su componenti fiscali e oneri), oneri generali di sistema e onere ambientale (ETS) su un kWh di energia consumata applicati al gas e all'energia elettrica per un utente domestico con diversi livelli di consumo [c€/kWh].
Fonti: Elaborazioni ECCO su dati ARERA e MEF per il 2024. 13

Figura 2 - Confronto tra i costi energetici di una pompa di calore elettrica (COP = 3,5) e di una caldaia a gas (rendimento = 98%) per riscaldare un'abitazione di 100 mq in classe energetica G situata a Milano. La voce "Fiscalità e oneri" comprende gli oneri di sistema, l'accisa e l'IVA applicata su materia prima, infrastruttura di rete, oneri e accise. Fonte: elaborazioni ECCO sulla base dei costi tariffari definiti da ARERA e MEF per il 2024. 15

Figura 3 - Consumi annuali di gas naturale ed elettricità per imprese per tipo di settore. Fonte: ARERA 2024. 17

Figura 4 - Accise sui consumi di gas naturale e elettricità per fascia di consumo per utenti non-domestici. 18

Figura 5 - Composizione del prezzo delle componenti ETS, oneri di sistema, accise e IVA (su componenti fiscali e oneri) gravanti sulle bollette di gas naturale ed energia elettrica per consumatori manifatturieri, per differenti livelli di consumo e tipologie di utenza. 21

Figura 6 - Costi complessivi delle bollette energetiche pre- e post-intervento di elettrificazione relativi a parte di processi industriali per la produzione di calore a basse temperature (<85°C). La voce "Fiscalità e oneri" comprende gli oneri di sistema, l'accisa e l'IVA applicata su materia prima, infrastruttura di rete, oneri e accise. Elaborazioni di ECCO sui dati relativi agli studi di fattibilità inclusi nel report Elettrificazione del calore industriale: la chiave per un'industria sostenibile e competitiva. 24

Figura 7 - Confronto tra componenti fiscali (accisa e IVA su componenti fiscali e oneri), oneri generali di sistema e onere ambientale (ETS) applicati in media sui consumi elettrici e di benzina e diesel nel settore del trasporto privato su strada. Fonte: elaborazioni ECCO su dati ARERA e MEF per il 2024. La componente accisa per diesel e benzina è calcolata sulla base delle nuove disposizioni introdotte dalla Legge di Bilancio 2026. 29

Figura 8 - Confronto del carico fiscale (accisa e IVA su componenti fiscali e oneri), di oneri di sistema e onere ambientale (ETS) per un kWh di energia consumata per diesel, benzina e ricarica elettrica in configurazione con profilo Domestico, Box e Pubblico [c€/kWh]. Fonte: Elaborazioni ECCO su dati ARERA e MEF per il 2024. Per benzina e diesel è incluso l'aggiornamento delle accise da Legge di Bilancio 2026. 31

Figura 9 - Sopra confronto della spesa per percorrere 15.000 km/anno con un'auto endotermica a benzina e un'auto elettrico con profili di ricarica diversi. Sotto confronto del carico fiscale (accisa e IVA), di oneri di sistema e onere ambientale (ETS) per un kWh di energia consumata per benzina e ricarica elettrica in configurazione con profilo Domestico, Box e Pubblico [c€/kWh]. La voce "Fiscalità e oneri" comprende gli oneri di sistema, l'accisa e l'IVA applicata su materia prima, infrastruttura di rete, oneri e accise. Fonte: Elaborazioni ECCO su dati ARERA e MEF per il 2024. 32

SINTESI

L'elettricità è il vettore energetico più penalizzato

Nel settore domestico l'elettricità paga tasse e oneri quattro volte superiori rispetto al gas. Nei settori industriali, del commercio e dei servizi il divario è circa venti volte. Anche nei trasporti le diverse modalità di ricarica elettrica sostengono tasse e oneri fino a oltre il doppio di quelli che gravano su diesel e benzina.

Ciononostante, l'elettificazione dei consumi rimane la scelta economicamente più conveniente, grazie alla maggiore efficienza della tecnologia elettrica, che consuma tre-quattro volte meno energia della combustione a parità di servizio reso. Tuttavia, **il peso di tasse e oneri erode il risparmio economico che potrebbe derivare da questa maggior efficienza** e riduce la capacità dei consumatori di recuperare i costi d'investimento legati al cambio di tecnologia. Ne derivano varie conseguenze: (1) i consumatori non possono ridurre la bolletta sfruttando i benefici dell'innovazione tecnologica e dello sviluppo delle rinnovabili; (2) lo sviluppo del mercato interno delle nuove tecnologie risulta frenato; (3) i capitali privati si allontanano dagli investimenti nella transizione; (4) crescono i costi delle politiche di sostegno agli obiettivi energetici nazionali ed europei.

Il peso di tasse e oneri è pari a circa il 35% del valore medio della bolletta elettrica, con differenze significative tra le tipologie di consumatore e un'incidenza maggiore su famiglie e piccole medie imprese. **Non si tratta di costi connessi al costo dell'energia in sé ma sono frutto di scelte politiche e regolatorie.** A queste voci concorrono le accise, l'IVA, i diversi oneri di sistema con finalità ambientali, energetiche, sociali, di ricerca e di competitività, i criteri con cui tali oneri sono ripartiti tra i consumatori e i costi legati al sistema europeo di scambio delle quote di emissione (*Emission Trading System*, "ETS").

Un sistema fiscale e di oneri che rallenta la transizione

Lo squilibrio tra i diversi vettori (elettricità, gas, diesel e benzina) deriva dal mancato aggiornamento, da parte del legislatore, della fiscalità e delle modalità di raccolta delle risorse pubbliche destinate a finanziare la transizione energetica, rispetto agli obiettivi di politica energetica e di innovazione tecnologica.

Nel processo di transizione energetica, alla fiscalità tradizionale si sono progressivamente affiancati strumenti settoriali di finanziamento, in particolare quelli per lo sviluppo delle rinnovabili e il sostegno alle politiche sociali, insieme ai meccanismi di *carbon pricing* comuni al mercato europeo (ETS), volti a orientare i mercati verso gli investimenti *green* e a raccogliere risorse per finanziare la transizione stessa.

Tale processo è stato gestito sommando le diverse voci in bolletta, senza definire un quadro di coerenza comune rispetto agli obiettivi di politica energetica. Ne sono derivate sia incoerenze nel livello di tassazione e oneri tra i diversi vettori - che oggi rappresentano un freno all'integrazione del sistema energetico - sia un'assenza di

coordinamento tra il costo sostenuto dai consumatori, la raccolta del gettito fiscale e la capacità di finanziare le politiche.

Il risultato è **una stratificazione di fisco e oneri che penalizza il vettore più efficiente**, generando molteplici distorsioni. I combustibili più inquinanti, ad esempio, non pagano nulla per le emissioni di CO₂. Il finanziamento delle politiche sociali è disomogeneo: grava sulle tariffe di gas ed elettricità, mentre per diesel e benzina viene scaricato sul debito pubblico. Manca un nesso tra la raccolta degli oneri e dei [proventi ETS](#), da un lato, e il finanziamento coerente della transizione, dall'altro. I costi per sostenere le rinnovabili ricadono in maniera sproporzionata sul settore elettrico, senza che gas, diesel e benzina vi contribuiscano. Infine, il gettito dell'ETS scompare nel debito pubblico, [senza una relazione efficiente con la spesa pubblica della transizione](#).

Il mancato aggiornamento rispetto a un contesto in evoluzione si traduce, sul piano europeo, in due posizioni portate avanti dall'Italia. La prima è l'opposizione alla proposta di revisione della [Direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità](#), che consentirebbe, grazie a un'armonizzazione fiscale dell'energia, di porre i pilastri di una politica fiscale comune, estremamente utile per il nostro Paese. La seconda è la richiesta di posticipare l'introduzione dell'ETS2 che, se al contrario fosse recepito nell'ambito di una revisione della fiscalità, permetterebbe di sostituire strumenti di prelievo incoerenti con meccanismi moderni di finanziamento delle politiche, a vantaggio dei consumatori. Lo stesso mancato aggiornamento rischia, inoltre, di trasformare la dimensione fiscale, e in particolare le aspettative di gettito del Ministero dell'Economia e delle Finanze, in un freno alla transizione, anziché in uno strumento per promuovere la crescita in uno dei settori più strategici per la competitività del Paese.

Il paradosso dell'elettrificazione

La voce che più contribuisce a generare il divario tra elettricità e combustibili fossili è riconducibile agli oneri legati alle politiche pregresse di sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico (A_{SOS}). A questo si sommano i criteri con cui tali oneri sono distribuiti tra le diverse tipologie di consumo, accentuando lo squilibrio in modo particolarmente gravoso per le famiglie, le imprese non energivore e le ricariche pubbliche.

Tali oneri sono stati riversati interamente sulle tariffe elettriche non trovando spazio nel bilancio dello Stato. **Il gas naturale, il diesel e la benzina non hanno sostenuto costi altrettanto significativi poiché le prospettive di decarbonizzazione dei rispettivi settori di riferimento - calore e mobilità - risiedono in massima parte proprio nel percorso di elettrificazione.** Il risultato è paradossale: l'elettricità, il vettore più pulito e sul quale si concentrano gli obiettivi di politica energetica, è quello più gravato da oneri, mentre i combustibili meno efficienti e più impattanti sull'ambiente e sulla sicurezza nazionale ne sono sostanzialmente privi. Tale squilibrio andrebbe classificato come un [sussidio ambientalmente dannoso](#).

Il presente studio sottolinea l'urgenza di riequilibrare il divario oggi esistente tra i diversi settori, così da ricostruire - a parità di contenuto energetico - una coerenza nel peso della fiscalità e degli oneri destinati a finanziare le politiche tra i vettori energetici.

TRE OBIEZIONI DA SUPERARE

Tre sono le obiezioni che vengono comunemente avanzate di fronte all'evidenza della necessità di rivedere la fiscalità dell'energia e il peso sproporzionato degli oneri sull'elettricità:

1. *Gli oneri di sistema diminuiranno da soli: non serve intervenire.*

L'Italia non ha la capacità fiscale per socializzare il costo degli oneri di sistema applicati al settore elettrico e, in ogni caso, tali oneri diminuiranno progressivamente e in maniera significativa a partire dal 2030.

Questa evoluzione è spesso indicata come la soluzione naturale allo squilibrio evidenziato, e tende a giustificare l'immobilità del legislatore a intervenire sulla complessità di voci che oggi costruiscono il costo degli oneri non connessi alla materia prima dell'energia.

Si tratta di un errore. Non solo perché cinque anni di freno all'innovazione pesano in modo significativo all'interno di un processo globale di cambiamento tecnologico, ma anche perché è difficile ritenere che la riduzione degli oneri legati al finanziamento pregresso delle fonti rinnovabili possa, da sola, risolvere la difficoltà del legislatore nel costruire il nesso tra il prelievo di oneri, ETS e fiscalità, da un lato, e il finanziamento della transizione, dall'altro. **Attendere che gli oneri di sistema pregressi si riducano non risponde alla domanda di fondo: con quali strumenti l'Italia intende raggiungere i propri obiettivi di transizione energetica?** Tali obiettivi richiedono, da un lato, un contesto legislativo, regolatorio e fiscale favorevole all'adozione autonoma delle nuove tecnologie da parte dei privati; dall'altro, risorse per finanziare le politiche di transizione e sostenere gli impatti sociali a essa connessi. **La copertura del costo delle A_{SOS} non deve derivare necessariamente dal debito pubblico, ma può provenire da un riequilibrio dei costi della decarbonizzazione tra i diversi vettori energetici, capace di assicurare un punto di partenza comune nel peso di tasse e oneri per contenuto energetico**, il kWh. È proprio questo uno degli elementi fondamentali per costruire un ambiente favorevole alla transizione.

2. *Una riforma fiscale metterebbe a rischio il gettito pubblico.*

Modificare la fiscalità dell'energia è un grosso rischio per le entrate dello Stato e l'Italia questo non se lo può permettere a causa dell'elevato livello di debito.

Rivedere la fiscalità, gli oneri e i meccanismi ETS sull'energia è necessario proprio per assicurare la stabilità del gettito pubblico nel lungo periodo. Le imposte sull'energia [rappresentano circa il 4,8%](#) del gettito totale tributario e contributivo del Paese. **Ribilanciare non significa ridurre le entrate ma distribuirle in maniera equa e**

coerente tra i diversi vettori rispetto agli obiettivi delle politiche. Le voci fiscali tradizionali (accisa, IVA, addizionali regionali), i costi connessi al finanziamento di politiche di diverso tipo (gli oneri di sistema), e i proventi dei meccanismi di *carbon pricing* (ETS1 e ETS2) devono essere considerati come un unico insieme - così, del resto, sono percepiti dal consumatore - capace di assicurare coerenza tra prelievi di diversa natura e disponibilità finanziaria per le politiche pubbliche di sostegno alla transizione. La spesa pubblica italiana in energia e transizione è elevata, ma spesso contraddittoria, occasionale e frammentata. **La maggiore efficienza dei processi elettrificati, che in alcuni casi consente di ridurre i consumi energetici fino a un quarto rispetto alle soluzioni basate sulla combustione, potrebbe incidere in modo significativo sulle entrate fiscali dello Stato. Non è però ritardando questo processo che si assicura il gettito fiscale, ma riformando il prelievo fiscale in coerenza con il nuovo contesto.** Un prelievo elevato sull'elettricità rischia di rallentare la crescita e ridurre la competitività, potenzialmente incidendo in maniera negativa sul rapporto tra deficit e PIL, e rende le politiche di decarbonizzazione più onerose e meno efficaci. **Costruire la fiscalità a partire dal principio della parità di imposizione per kWh tra i vettori energetici, a parità di usi, rappresenta la base per progressivamente aggiornarla, conciliando le esigenze di gettito con la sostenibilità per i consumatori e la coerenza con le politiche.** Il caso è evidente nei trasporti, dove la fiscalità sull'energia (che oggi include indirettamente la copertura del finanziamento delle infrastrutture, non pagate da altre componenti esplicite in tariffa, come avviene invece per elettricità e gas) dovrà progressivamente trasferirsi, contestualmente al percorso di elettrificazione, sul possesso dei veicoli e sulla percorrenza stradale.

Rivedere il fisco significa scegliere di inquadrare il bilancio pubblico in relazione alla transizione, riconoscendo il ruolo dell'elettrificazione sulla competitività e sulla crescita. Non abilitare gli investimenti nell'elettrificazione, che procedono di pari passo con gli investimenti nel settore elettrico in rinnovabili e infrastrutture abilitanti, significa mantenere la nostra economia esposta ai prezzi e alla volatilità delle fonti fossili ([il 95% del gas consumato e l'89% del petrolio sono di importazione](#)), ipotecendo la crescita economica e la capacità di spesa delle famiglie con impatti negativi sulla crescita.

3. Una riforma fiscale penalizzerebbe i consumatori.

Un ribilanciamento dei costi fiscali e oneri tra vettori energetici determina un impatto relativo differente tra i diversi ambiti di consumo. **Nel settore domestico, del commercio e in parte della PMI, un riequilibrio tra elettricità e gas avrebbe un impatto economico molto contenuto, anche nel breve termine: il consumatore domestico è spesso un consumatore di gas, ma è sempre un consumatore di elettricità, con proporzioni per lo più costanti.** L'aumento del costo del gas verrebbe così bilanciato da una riduzione del prezzo dell'elettricità, mobilitando investimenti privati capaci di generare vantaggi economici significativi grazie all'elettrificazione. **L'eventuale impatto sui consumatori più esposti al gas e in difficoltà economica potrebbe essere gestito da politiche pubbliche, proprio grazie a una struttura coerente di prelievo e spesa, disegnata sul contesto in evoluzione.**

Diverso è il caso delle imprese, dove il rapporto tra consumi di gas ed elettricità varia notevolmente in funzione dei diversi processi produttivi. In questo ambito, il divario nell'attuale livello di imposizione fiscale e oneri **impone una riforma graduale del settore del gas, che incorpori contestualmente i costi introdotti dal meccanismo ETS2, accompagnata da misure di sostegno all'elettrificazione.** Queste ultime non possono prescindere da una riduzione, nel settore elettrico, dei costi non legati all'energia. Infine, **nel settore dei trasporti l'impatto sui consumatori, se ben disegnato, potrebbe essere positivo, a condizione che la fiscalità restituisca competitività alle ricariche elettriche e, al tempo stesso, sostituisca parte delle accise odierne con una componente legata alla CO₂.** Si integrerebbe così l'ETS2 senza incrementi di costo per i consumatori, ma con la garanzia di un finanziamento della transizione stabile, equo e coerente, assicurato dal gettito associato.

Ribilanciare il sistema per accelerare la transizione

Ribilanciare il peso fiscale e degli oneri non significa astrattamente socializzare i costi degli oneri nella fiscalità, ma costruire una fiscalità energetica coerente nel prelievo, giusta ed equa per i consumatori e capace di raccogliere le risorse per finanziare le politiche, oggi sostenute dagli oneri di sistema, dal meccanismo ETS e da una spesa pubblica mal coordinata con la politica energetica.

Ribilanciare non significa né aumentare né diminuire il gettito, bensì costruire una coerenza nel peso della fiscalità e degli oneri tra i vettori, così da abilitare e incoraggiare gli investimenti privati nell'elettrificazione. In questo modo si ridurrebbe il costo delle politiche pubbliche per la transizione, concentrando le risorse disponibili su politiche redistributive per le famiglie ed efficaci nel recuperare competitività per le imprese.

1. EVIDENZE DI INCOERENZA NELLA STRUTTURA ATTUALE DELLE TARIFFE ENERGETICHE

Le considerazioni presentate in questo documento partono da un'analisi approfondita delle componenti di costo che gravano sul prezzo finale dell'energia. In Italia **un kilowattora di energia elettrica ha un costo medio di circa 31 c€/kWh** nel 2024, **composto per il 49% dal costo della materia energia** (15 c€/kWh), destinato a ridursi grazie ad una maggior penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix elettrico, **per il 16% dal costo dei servizi di rete** (5 c€/kWh) **e per il restante 35% da una serie di costi non legati all'energia in sé**, che includono componenti fiscali, oneri generali di sistema e l'onere ambientale legato al meccanismo ETS (11 c€/kWh). Parallelamente, **il costo medio del gas naturale nel 2024 è pari a 10 c€/kWh**, di cui il **50% per il costo della materia prima** (5 c€/kWh), il **22% per i costi dei servizi di rete** (2 c€/kWh), e il **28% per i costi di fiscalità e oneri** (3 c€/kWh). **Lo squilibrio rispetto alla componente fiscale e di oneri è evidente: una media di 11 c€/kWh per l'elettrico, contro 3 c€/kWh per il gas**¹.

In questa sezione si analizza in dettaglio, e con un approccio comparato, **l'imposizione fiscale e di oneri sull'energia, mettendo a confronto le componenti fiscali e gli oneri che gravano sulle tariffe energetiche in tre ambiti di consumo diversi** (domestico, trasporto privato, non domestico), osservando come in ciascun ambito l'elettricità sia sistematicamente il vettore che subisce il maggior carico rispetto agli equivalenti fossili.

La scelta di concentrarsi sui **settori domestico, del trasporto privato e dell'industria, commercio e servizi** – con particolare attenzione alla situazione delle piccole e medie imprese (“**PMI**”) che rivestono un ruolo centrale nell'economia italiana (nel comparto manifatturiero **generano il 53% del fatturato e il 71% dell'occupazione**, mentre **nei servizi rappresentano rispettivamente il 71% del fatturato e l'80% degli occupati**²) – è dettata dal fatto che questi sono i settori **più facilmente elettrificabili**. Infatti, il gas naturale utilizzato negli edifici per riscaldamento, produzione di calore e cucina, [così come nei processi a media e bassa temperatura \(<150°C\)](#), potrebbe già oggi essere in larga parte sostituito da tecnologie elettriche – e lo stesso vale per la sostituzione di auto a combustione interna con veicoli elettrici. Questo spostamento dei consumi verso l'elettricità comporterebbe diversi vantaggi in termini di resilienza energetica, competitività e soprattutto potenziali risparmi per i consumatori finali legati alla maggiore efficienza delle tecnologie elettriche.

Tuttavia, parte di questi risparmi è attualmente intercettata da uno squilibrio di imposizione a svantaggio del vettore elettrico, che riduce la convenienza economica dell'elettrificazione (per gli usi termici, ciò è vero in particolar modo per le fasce di consumo più basse tipiche delle PMI). L'attuale struttura di imposizione fiscale e di oneri presenta

¹ Elaborazioni ECCO su dati ARERA e MEF 2024, considerando valori medi tra consumi domestici e non domestici.

² Elaborazioni ECCO di dati ISTAT.

infatti una serie di incoerenze – tra vettori per uno stesso uso e tra tipologie di utenti all'interno di ciascun settore – rispetto alla situazione di integrazione dei sistemi energetici, e si configura come barriera alla transizione.

1.1 SETTORE DOMESTICO

Nel 2024, la **domanda elettrica** del settore domestico ha raggiunto i 65,4 TWh (compresi 3,6 TWh di autoconsumo), secondo i [dati statistici di Terna](#). Di questi volumi, 53,4 TWh sono riconducibili a clienti nel mercato libero e 8,4 TWh a clienti nel mercato tutelato³. Analizzando più nel dettaglio le abitudini di consumo, la [Relazione annuale di ARERA \(Volume 1\)](#)⁴ evidenzia che l'87% dell'energia viene distribuita a utenze con contratto da residente. Tra queste, tre quarti (75%) presentano una potenza impegnata inferiore ai 3 kW. La situazione cambia per i clienti non residenti (il restante 13% della domanda): in questa fascia la quota di chi si ferma sotto i 3 kW scende al 61%, mentre cresce l'incidenza delle potenze superiori (il 15% dei consumi non residenti, ad esempio, si colloca nella fascia tra 4,5 e 6 kW).

Sul fronte del **gas naturale**, nel 2024 i consumi si sono attestati a 13,8 miliardi di metri cubi (pari a circa 151,6 TWh). All'interno di questo volume, l'86% è assorbito dalle utenze individuali (dotate di riscaldamento autonomo e per uso prettamente singolo), mentre il restante 14% è imputabile ai condomini con impianti di riscaldamento centralizzati (i quali registrano un consumo medio di 16.839 mc/anno). Complessivamente il settore domestico rappresenta ben il 94% dei clienti totali e assorbe da solo il 54% di tutto il gas distribuito a livello nazionale (che ammonta a oltre 25 miliardi di mc).

Nei paragrafi che seguono analizziamo le voci di costo relative alle componenti fiscali e gli oneri che concorrono a formare il prezzo di vendita applicato agli **usi domestici**⁵, con **l'obiettivo di verificare se esistano incoerenze che rendono l'energia elettrica artificialmente più costosa rispetto al gas naturale, in contrasto con gli obiettivi di elettrificazione dei consumi e decarbonizzazione del settore civile. I risultati mostrano come i consumi elettrici siano soggetti a tasse e oneri mediamente 3-4 volte superiori a quelli applicati al consumo di gas naturale.**

³ I dati di Terna sul mercato libero comprendono il "Servizio di salvaguardia" e il "Servizio a tutele gradualità".

⁴ I dati della Relazione annuale di ARERA si basano sull'indagine annuale dei settori regolati che raccoglie il 90% (58,8 TWh) dei consumi pubblicati da Terna.

⁵ In questa sezione ci concentriamo su immobili che ai fini fiscali sono identificati da una destinazione d'uso di tipo "residenziale" (Testo Unico dell'Edilizia - DPR 380/2001), ossia per uso abitativo.

Nel caso di fornitura di energia elettrica il punto di prelievo "domestico" fa riferimento a un locale con una destinazione ad uso abitativo direttamente allacciato alla rete con livello di tensione BT (bassa tensione) e potenza impegnata compresa fra 3 kW e 6 kW (tale categoria include anche le utenze residenziali riferite a punti di prelievo di tipo condominiale con potenza impegnata fino a 16 kW).

Nella fornitura di gas naturale il punto di prelievo "domestico" comprende anche locali annessi o pertinenti all'abitazione (es. locali adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage). Per questi immobili la fornitura di gas naturale è destinata alle seguenti categorie di consumo: riscaldamento, cottura cibi e/o Acqua Calda Sanitaria (ACS).

Componenti fiscali

Gli oneri fiscali includono l'accisa (imposta indiretta erariale sul consumo) e l'IVA (imposta sul valore aggiunto), entrambe applicate sia ai consumi di energia elettrica sia di gas naturale. Su quest'ultimi, inoltre, si applica l'addizionale regionale, stabilita da ciascuna Regione⁶ e applicata al volume prelevato di gas.

L'accisa sull'energia elettrica per usi domestici è fissata a 2,27 c€/kWh, quasi il doppio dell'aliquota media applicata al gas pari a 1,41 c€/kWh. Nel gas l'aliquota varia per scaglione di consumo e per ambito territoriale di appartenenza⁷, agevolando i bassi consumi, mentre nell'elettrico è unica.

L'asimmetria tra elettrico e gas è in parte attenuata da un'esenzione sui primi 1.800 kWh annui (150 kWh/mese) di elettricità per contratti residenti con potenza impegnata fino a 3 kW, un retaggio delle tariffe progressive che storicamente associavano bassi consumi a redditi bassi. L'esenzione è in teoria favorevole all'efficienza energetica, ma presenta diverse criticità rilevanti. Primo, il presupposto distributivo su cui si fonda è oggi empiricamente debole: la correlazione tra bassi consumi elettrici e redditi bassi non è più verificabile in modo sistematico. Secondo, e più rilevante dal punto di vista della transizione energetica, la soglia dei 3 kW di potenza impegnata esclude dall'esenzione proprio quei contratti che richiedono potenze superiori per supportare l'elettificazione del calore e della cucina, ovvero esattamente i consumi che le politiche climatiche intendono incentivare. **Questo quadro ha un effetto combinato che penalizza soprattutto il Sud Italia. In quest'area, dove l'elettificazione del calore è già una strada logica e percorribile, la transizione viene doppiamente frenata: da un lato, dai sussidi fiscali ancora garantiti ai bassi consumi di gas; dall'altro, dalla perdita dei benefici sull'elettrico non appena si supera la soglia dei 3 kW per far spazio a pompe di calore o piastre a induzione.**

L'aliquota IVA applicata all'energia elettrica per usi domestici è del 10%, contro un'aliquota media stimata al 16,8% sul gas naturale⁸ (10% fino a 480 Smc/anno, 22% oltre tale soglia). Questo vantaggio nominale viene completamente annullato dalla struttura dei costi della bolletta: sull'elettrico gravano accise e oneri nettamente più pesanti rispetto al gas. Di conseguenza, l'IVA del 10% si applica su voci non legate all'energia così elevate da ampliare sensibilmente la base imponibile, azzerando il beneficio dell'aliquota ridotta.

⁶ Alcune Regioni non applicano l'addizionale regionale, come avviene per quelle a statuto speciale (Sicilia, Sardegna, Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Val d'Aosta) oppure per la Lombardia che ha deciso autonomamente di abolirla. L'aliquota applicata varia per scaglione di consumo annuo, e tendenzialmente aumenta al crescere dei consumi.

⁷ L'accisa per uso domestico applicata al gas naturale è inferiore per consumi inferiori a 120 Smc/a e tra 480-1560 Smc/a, più elevata per consumi compresi tra 120-480 Smc/a e massima per consumi superiori a 1560 Smc/a. Secondo il Testo Unico delle Accise (TUA) è strutturata come segue:

- Normale: 4,40 (< 120 Smc/a), 17,50 (120-480 Smc/a), 17,00 (480-1.560 Smc/a), 18,60 (> 1.560 Smc/a) cent.€/Smc;
- Territori ex Cassa del Mezzogiorno: 3,80 (< 120 Smc/a), 13,50 (120-480 Smc/a), 12,00 (480-1.560 Smc/a), 15,00 (> 1.560 Smc/a) cent. euro/Smc.

⁸ Stima effettuata tenendo conto di consumi annui pari a 1.100 Smc/a.

Oneri generali di sistema

Posti a carico di tutti i consumatori finali, gli oneri generali di sistema finanziano attività d'interesse collettivo legate allo sviluppo tecnologico e industriale (rinnovabili, risparmio ed efficienza energetica), la competitività delle imprese, le politiche sociali (come il bonus gas e la gestione delle morosità) e la ricerca scientifica.

È su queste componenti che il confronto tra i due vettori è più netto: **un consumatore domestico paga sulla bolletta elettrica circa cinquanta volte gli oneri di sistema che paga sulla bolletta gas.**

Sul **vettore elettrico** questi oneri si articolano in due macro-componenti "A_{SOS}" e "A_{RIM}", con la componente A_{SOS}, relativa al sostegno delle fonti rinnovabili e assimilate (cogenerazione in regime CIP 6/92 e produzione di energia elettrica da rifiuti non biodegradabili), che rappresenta circa l'85%⁹ degli oneri totali, traducendosi per un utente domestico residente in una spesa di circa 100 € l'anno¹⁰ (l'11-12% della bolletta totale). Per i contratti non residenti, invece, si applica una quota fissa aggiuntiva di circa 90 € all'anno (Tabella III - Allegato I).

Il gettito domestico della componente A_{SOS} ammonta a 2,4 miliardi di euro, ripartiti tra contratti residenti (1,6 miliardi) e non residenti (800 milioni). Su quest'ultimi pesa significativamente la quota fissa, che da sola genera il 72% del loro gettito (573 milioni di euro). Se da un lato questa differenziazione risponde a una condivisibile logica redistributiva basata sulla proprietà immobiliare, dall'altro crea una distorsione, poiché è del tutto slegata dai reali costi industriali del servizio elettrico.

A questo equilibrio si aggiunge un ulteriore trasferimento incrociato a carico delle famiglie: gli sconti tariffari di cui godono le grandi imprese energivore vengono finanziati proprio dai consumatori domestici attraverso la sotto-componente A_{ESOS}. Questo meccanismo scarica sulle famiglie un costo stimato in 458 milioni di euro all'anno (pari a un rincaro di 0,71 c€/kWh).

Sul **gas naturale**, gli oneri di sistema (si veda Tabella IV - Allegato I) sono strutturalmente marginali e decrescenti per scaglioni di consumo. La componente a copertura di interventi di risparmio energetico, sviluppo dei gas rinnovabili (biometano) è la componente RE, pari a 0,12 c€/kWh, ossia il 46% degli oneri totali di 0,26 c€/kWh (30 € l'anno per una famiglia¹¹).

⁹ Stimato da ECCO come media della quota energia delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} definite dall'Autorità per il 2024 e 2025.

¹⁰ Elaborazione di ECCO basata su un consumo di 2.700 kWh/a e sugli oneri di sistema applicati a un contratto domestico residente come da Tabella III - Allegato I.

¹¹ Elaborazione di ECCO basata su un consumo di 1.100 Smc/a e sugli oneri di sistema applicati a un utente domestico come da Tabella IV - Allegato I.

Onere ambientale – ETS

Per il settore domestico il costo medio della componente ETS1 relativa ai settori energetici passata sui consumatori finali viene stimato a 1,96 c€/kWh¹².

Il peso di componenti fiscali, oneri generali di sistema e ambientali sugli utenti domestici

La

Figura 1 confronta le voci di costo relative alle componenti fiscali e agli oneri applicati all'energia elettrica e al gas naturale per diverse tipologie di utente domestico. Nello specifico dei casi analizzati, **il peso complessivo della fiscalità e degli oneri nell'elettrico ammonta tra 6,2 e 8,7 c€/kWh rispetto ai 2,3 c€/kWh calcolati per il gas**. L'elettrico paga dalle tre alle quattro volte in più di costi fiscali e oneri rispetto al gas naturale.

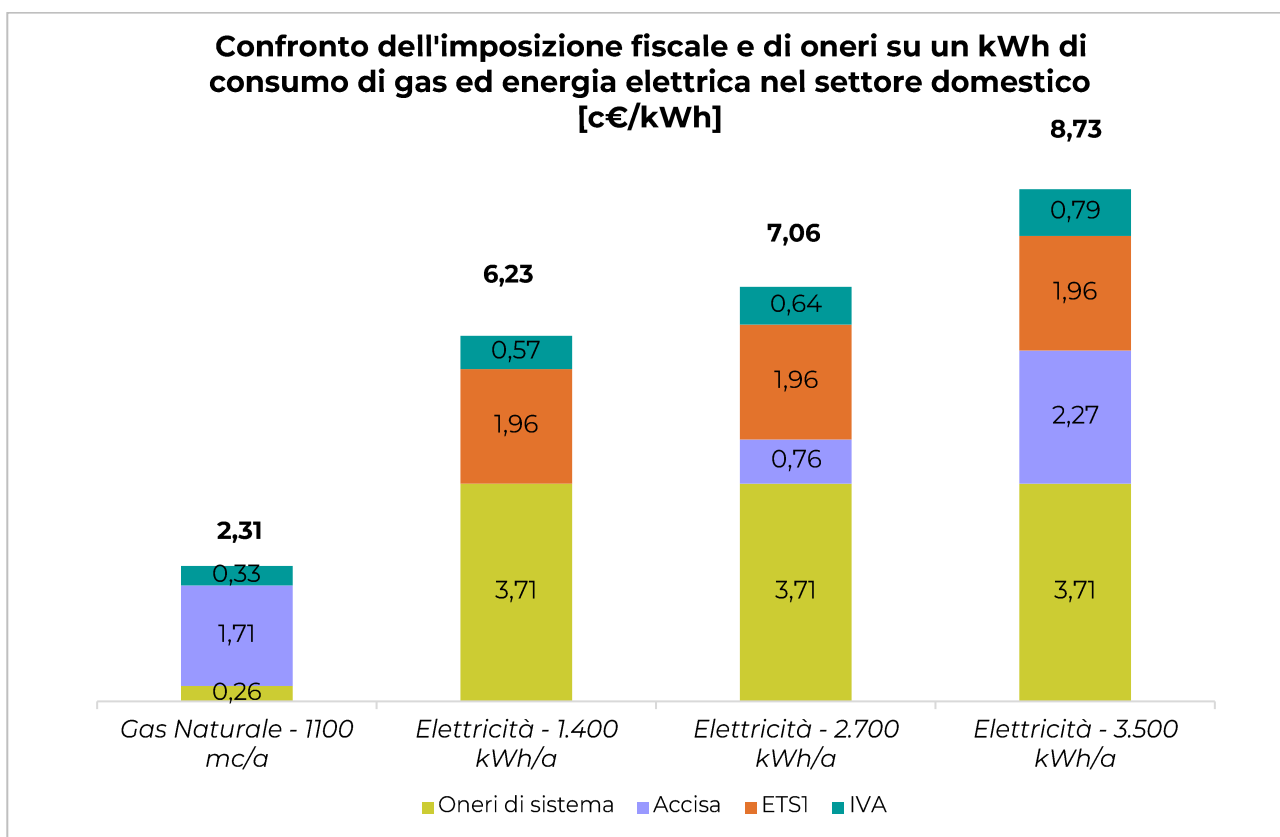


Figura 1 - Confronto del carico fiscale (accisa e IVA su componenti fiscali e oneri), oneri generali di sistema e onere ambientale (ETS) su un kWh di energia consumata applicati al gas e all'energia elettrica per un utente domestico con diversi livelli di consumo [c€/kWh]. Fonti: Elaborazioni ECCO su dati ARERA e MEF per il 2024.

I casi di utente elettrico esaminati sono molteplici per tenere conto delle diverse agevolazioni. L'utente che consuma 1.400 kWh/anno, e ha una potenza impegnata di 3 kW,

¹² Elaborazioni di ECCO basate su un prezzo medio relativo al 2024 delle quote ETS pari a 66,5 €/tCO₂, e su un fattore di emissione della produzione termoelettrica italiana da [ISPRA](#), ipotizzando che questa sia la tecnologia marginale per circa il 70% delle ore nel mercato elettrico.

è esente dal pagamento dell'accisa. Tuttavia, man mano che i consumi crescono l'accisa media sale a 0,76 c€/kWh (2° caso con 2.700 kWh/anno). Nel momento in cui l'utente elettrifica tutti i suoi consumi, esce dal gas naturale e aumenta, per necessità, la potenza impegnata oltre i 3 kW, perde totalmente l'esenzione e paga un'accisa di 2,27 c€/kWh (3° caso con 3.500 kWh/anno). **All'interno del processo di elettrificazione quest'ultimo caso risulta il più significativo rispetto al quale fare le analisi di confronto: il gas paga 2,31 c€/kWh, l'elettrico paga 8,73 c€/kWh.**

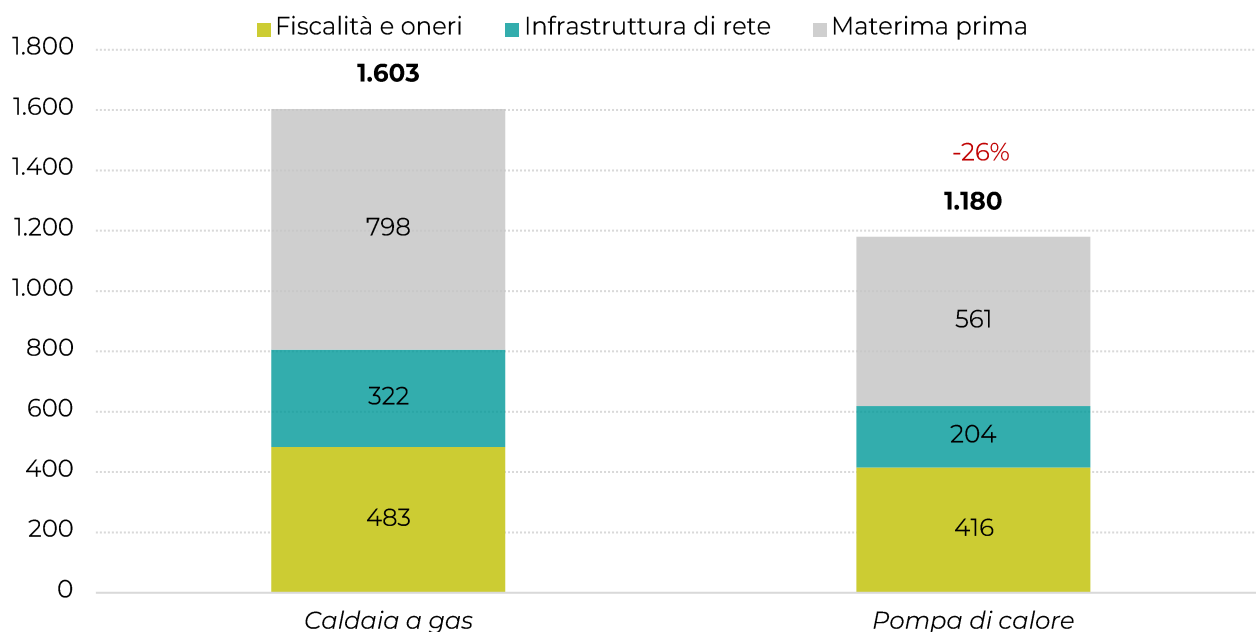
Tale struttura di costo evidenzia come il peso fiscale e di oneri si ponga come freno all'elettrificazione, determinando l'impossibilità da parte del consumatore di beneficiare completamente della maggiore efficienza delle tecnologie elettriche. **In linea teorica, l'efficienza energetica dovrebbe garantire minori costi in bolletta dal momento che genera minori consumi. Tuttavia, ciò oggi avviene solo in parte.**

L'impatto sull'elettrificazione del riscaldamento domestico

Gli effetti dell'attuale stratificazione di componenti fiscali e oneri, quando applicati alle soluzioni tecnologiche utilizzate per il riscaldamento domestico, rappresentano una barriera all'elettrificazione e mettono in evidenza l'incoerenza di tale struttura di costo rispetto al processo di transizione.

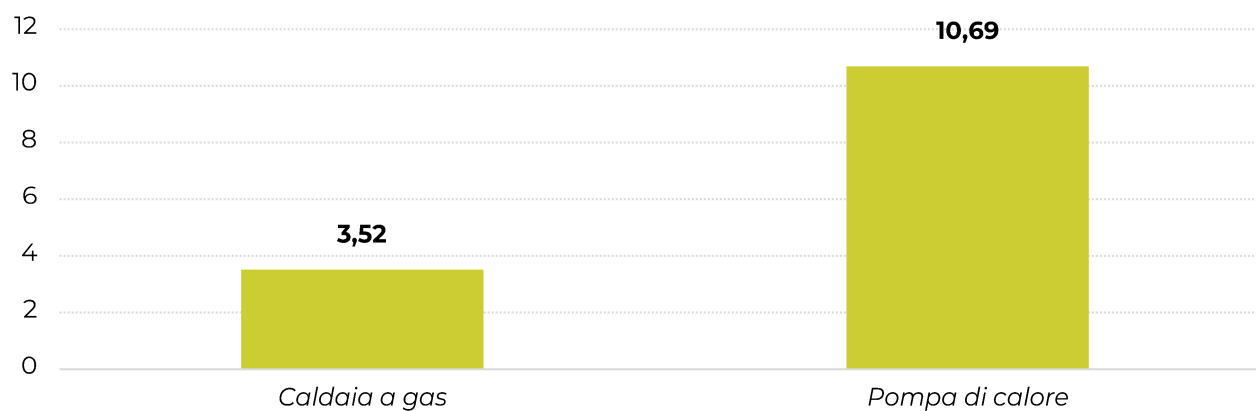
La pompa di calore ha un'efficienza che può essere fino a quattro volte superiore rispetto a una caldaia a gas, riducendo sensibilmente l'energia richiesta per mantenere il medesimo livello di comfort termico. Con l'utilizzo di una pompa di calore, il consumo energetico annuo passa da 13.737 kWh/anno (equivalenti a 1.285 Smc/anno di gas) a 3.885 kWh/anno, registrando una riduzione del 72% rispetto alla caldaia a gas. Tuttavia, il costo energetico totale si riduce solo del 26%, come mostrato in **Figura 2**.

Spesa totale annua per riscaldare una casa in classe G a Milano di 100 mq [€]



Costo di fiscalità e oneri per kWh consumato (c€/kWh)

La pompa di calore paga fiscalità e oneri per kWh tre volte superiori rispetto alla caldaia a gas



Consumo energetico per riscaldare casa

Caldaia a gas 13.737 kWh

Pompa di calore 3.885 kWh

Figura 2 - Confronto tra i costi energetici di una pompa di calore elettrica (COP = 3,5) e di una caldaia a gas (rendimento = 98%) per riscaldare un'abitazione di 100 mq in classe energetica G situata a Milano. La voce "Fiscalità e oneri" comprende gli oneri di sistema, l'accisa e l'IVA applicata su materia prima, infrastruttura di rete, oneri e accise. Fonte: elaborazioni ECCO sulla base dei costi tariffari definiti da ARERA e MEF per il 2024.

Le simulazioni condotte sul caso studio in **Figura 2** evidenziano come **il passaggio a soluzioni elettriche sia penalizzato da condizioni di costo sfavorevoli, che riducono i potenziali risparmi e di conseguenza allungano il tempo di ritorno dell'investimento.**

Prendiamo il caso di un appartamento di 100 mq a Milano (zona climatica E) in classe energetica G: il consumo per il riscaldamento stimato con una caldaia a gas tradizionale è

di 1.285 Smc/anno (pari a 13.737 kWh), mentre con una pompa di calore elettrica scende a soli 3.885 kWh/anno. Grazie alla tecnologia elettrica, i consumi energetici si riducono di quasi quattro volte (-72%).

Questo enorme vantaggio in termini di efficienza viene però penalizzato dall'imposizione fiscale e di oneri: il costo unitario di tasse e oneri è di 10,7 c€/kWh per l'elettrico contro i 3,5 c€/kWh del gas (un peso quasi triplo). Di conseguenza, a livello di spesa complessiva, il risparmio effettivo in bolletta si ferma a soli 68 €: il gas paga 483 € di fisco e oneri contro 416 € a carico dell'elettrico. Se vi fosse una parità fiscale e di oneri tra i due vettori energetici, il risparmio salirebbe a 356 €: **l'attuale asimmetria finisce così per assorbire quasi 300 € dei benefici economici generati dall'efficienza.**

1.2 SETTORE NON DOMESTICO

Il settore non domestico comprende l'insieme dei **consumi energetici riconducibili ad attività produttive, economiche e istituzionali**, includendo imprese, commercio e servizi, nonché enti del terzo settore e altre utenze non residenziali.

Nel 2024, i **consumi elettrici** di questo settore hanno raggiunto 229,04 TWh, di cui il 55,5% attribuibile all'industria, il 41,6% al commercio e ai servizi e il restante 2,8% all'agricoltura. Per quanto riguarda il **gas naturale**, i consumi non domestici si sono attestati a 43,03 miliardi di metri cubi (pari a circa 459,94 TWh). La quota principale è assorbita dalla produzione di energia elettrica (51,5%), seguita dall'industria (33,9%) e dal settore dei servizi, che rappresenta il 14,6% dei consumi complessivi¹³.

In questa sezione si comparano le diverse componenti gravanti sulle bollette energetiche delle imprese industriali e del commercio e servizi. Guardando complessivamente ai consumi dei due settori emerge una diversa struttura energetica. Nel comparto industriale, il fabbisogno è coperto per circa il 55% dal gas naturale e per il 45% dall'energia elettrica. Al contrario, nel commercio e nei servizi prevale l'utilizzo di elettricità (59%), mentre il gas naturale rappresenta il restante 41%. L'utilizzo di gas è principalmente dovuto alla generazione di calore per acqua calda sanitaria, e riscaldamento e processi di cottura per attività di commercio e servizi. Per l'industria l'utilizzo di gas viene anche attribuito alla necessità di produzione di calore per i processi industriali.

¹³ Elaborazioni ECCO su dati relazione annuale di Arera 2024 (volume 1).

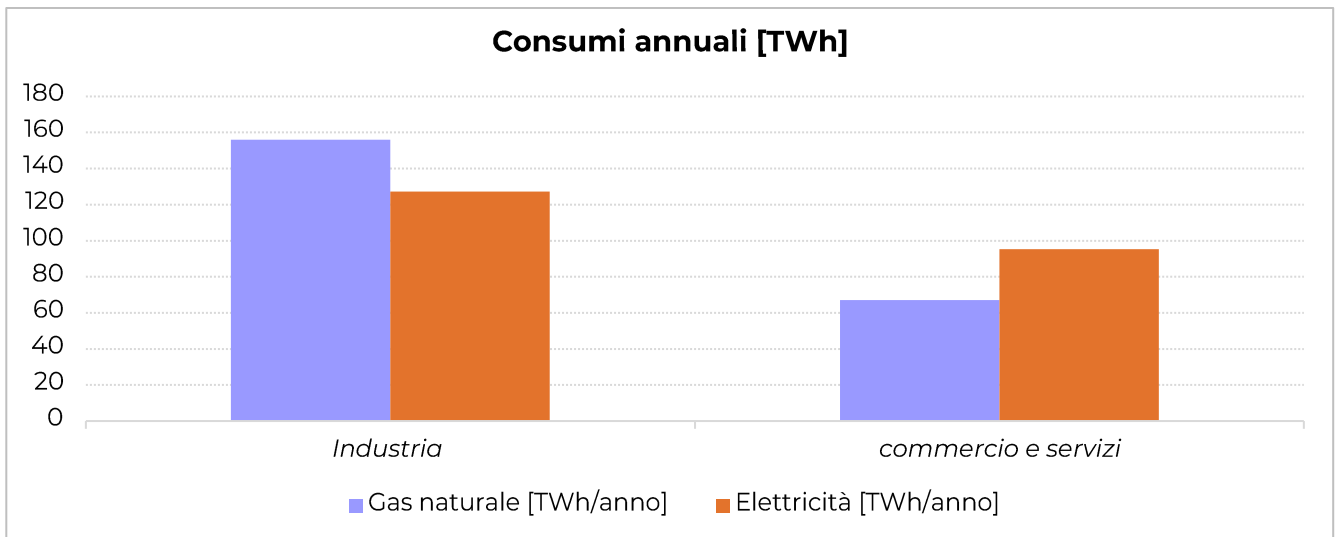


Figura 3 – Consumi annuali di gas naturale ed elettricità per imprese per tipo di settore. Fonte: AREGA 2024.

Componenti fiscali

L'analisi della struttura delle [accise](#) e dell'IVA applicate ai consumi di energia elettrica e gas naturale per le imprese in Italia evidenzia un chiaro squilibrio tra le diverse componenti energetiche e una chiara progressività per fasce di consumo (come descritto nel dettaglio dalla Tabella II – Allegato I).

In particolare, le [accise sull'energia elettrica](#) sono applicate secondo una struttura a scaglioni cumulativi. I primi 200 MWh/mese di consumo sono assoggettati, per tutti gli utenti, a un'aliquota pari a 1,25 c€/kWh; per i consumi compresi tra 200 e 1.200 MWh/mese si applica un'aliquota ridotta pari a 0,75 c€/kWh. Per i consumi eccedenti i 1.200 MWh/mese, non si applica un'ulteriore aliquota marginale, ma è prevista una componente fissa pari a 4.820 €/mese.

Per quanto riguarda invece il **gas naturale**, le [accise](#) sono anch'esse differenziate per fascia di consumo e destinazione di uso: **per usi industriali**¹⁴ per consumi inferiori a 13.133 MWh (1.200.000 Smc) l'aliquota è pari a 0,11 c€/kWh, mentre per consumi superiori scende a 0,07 c€/kWh. In diverse Regioni¹⁵ si applica in aggiunta l'addizionale regionale di 0,06 c€/kWh e 0,05 c€/kWh a seconda della fascia di consumo. Si osserva quindi che, a seconda delle fasce di consumo considerate, **le accise applicate all'energia elettrica risultano, per**

¹⁴ Ai sensi del Testo Unico Accise (D.Lgs. n. 504/1995), per usi industriali si intendono gli impieghi di gas naturale destinato alla combustione nelle attività produttive di beni e servizi. A seguito delle modifiche introdotte dal D.Lgs. 28 marzo 2025, n. 43, tale distinzione è stata superata e sostituita dalla classificazione tra usi domestici e usi non domestici. In tale nuovo assetto, gli impieghi precedentemente qualificati come industriali rientrano nella categoria residuale degli usi non domestici, mentre gli usi civili sono ricondotti agli impieghi del gas destinato alla combustione in unità immobiliari a uso abitativo e relative pertinenze.

¹⁵ Tutte le Regioni italiane eccetto Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Friuli Venezia Giulia, Sicilia, Sardegna.

le imprese, da 7 a 11 volte superiori rispetto a quelle applicate al gas¹⁶. Il divario è particolarmente marcato nelle fasce di consumo più contenute, come mostrato in **Figura 4**.

Fanno eccezione le Regioni in cui è prevista l'addizionale regionale sul gas: in questi casi, il rapporto si riduce rispettivamente a circa 4 e 8 volte. Il divario tende inoltre ad attenuarsi in presenza di consumi elettrici molto elevati, una condizione che riguarda soprattutto le grandi imprese e non le PMI.

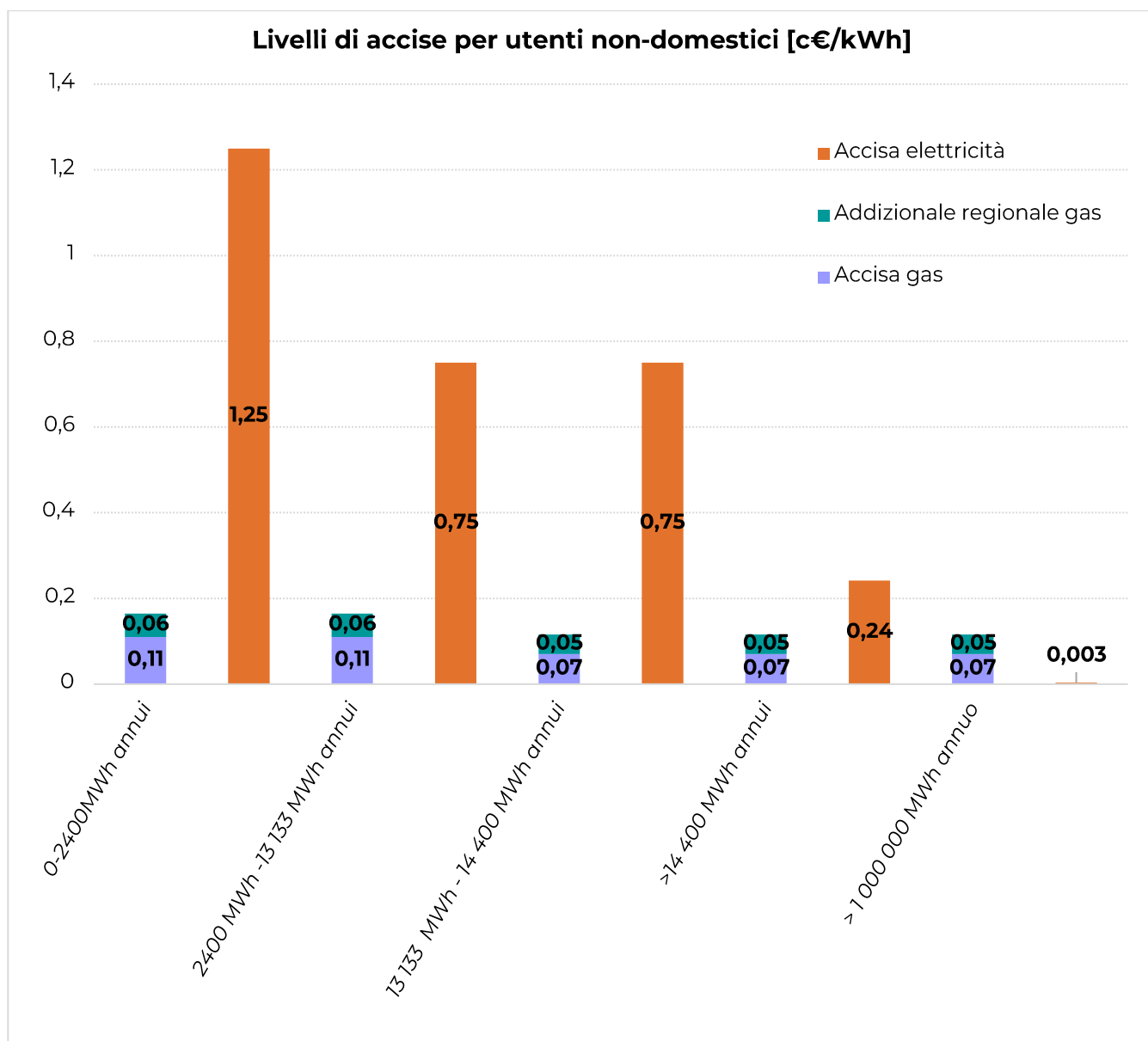


Figura 4 - Accise sui consumi di gas naturale e elettricità per fascia di consumo per utenti non-domestici.

¹⁶ Elaborazioni ECCO su dati Arera 2024.

L'[IVA](#) sui consumi energetici delle imprese risulta in gran parte allineata tra elettricità e gas:

- **Per i settori industriali manifatturiero¹⁷, agricolo ed estrattivo**, si applica un'aliquota ridotta del 10% sia sui consumi di elettricità che gas;
- **Per i restanti settori viene applicata un'aliquota del 22%** per entrambi gli usi di elettricità e gas naturale.

L'IVA assolta dalle imprese sugli acquisti di energia elettrica e gas naturale è [generalmente detraibile](#), in quanto recuperabile mediante compensazione con l'IVA dovuta sulle operazioni attive, secondo il principio di neutralità dell'imposta.

Oneri generali di sistema

Le Tabelle III e IV in Allegato I riportano i costi relativi agli oneri di sistema applicati all'elettricità e al gas naturale. Per **l'energia elettrica, tali oneri variano in funzione del livello di tensione** (bassa, media, alta e altissima) e risultano distribuiti in modo differenziato tra le diverse tipologie di imprese: **le PMI e le imprese non energivore, generalmente connesse in bassa e media tensione, sostengono livelli di oneri più elevati rispetto alle imprese [energivore](#)**, che si collocano prevalentemente in media, alta e altissima tensione. Nel caso del **gas naturale**, invece, gli oneri sono strutturati per scaglioni di consumo, con aliquote decrescenti all'aumentare dei volumi consumati.

Nel complesso, **gli [oneri di sistema](#) sull'energia elettrica risultano significativamente più elevati rispetto a quelli applicati al gas naturale**. La quota energia degli oneri relativi **all'elettricità** presenta valori medi compresi tra **4,64 c€/kWh per le utenze in bassa tensione e 3,64 c€/kWh** per quelle in alta tensione. Per il [gas naturale](#), invece, la media della stessa componente si attesta intorno a **0,3 c€/kWh**, risultando quindi **da 12 a 16 volte inferiore** rispetto alla quota applicata all'energia elettrica¹⁸. Inoltre, nelle bollette elettriche è presente un'ulteriore **componente legata alla potenza impegnata** (quota potenza) con valori da 28 ai 25 €/kW di potenza installata, che contribuisce ad ampliare il divario complessivo tra i due vettori energetici¹⁸Errore. Il segnalibro non è definito.

Per le **imprese non energivore, la quota principale degli oneri di sistema per la bolletta elettrica (circa l'80%) è rappresentata dalla componente A_{SOS}** . Questa **include la A_{3+SOS}** , che sostiene i costi di incentivazione delle rinnovabili ed è applicata in misura ridotta alle imprese a forte consumo di energia elettrica (elettrivore o energivore), **e l' A_{ESOS}** , che copre i costi residui di tali agevolazioni ed è applicata esclusivamente ai consumatori non energivori (Allegato I). Questo meccanismo **determina una redistribuzione degli oneri a carico delle PMI, per le quali gli oneri di sistema arrivano a incidere in modo significativo, rappresentando circa il 23–26% del costo totale della bolletta elettrica**. Per i clienti energivori, definiti come imprese con consumi superiori a 1 GWh annuali e operanti

¹⁷ Imprese estrattive e manifatturiere, comprese le imprese poligrafiche, editoriali e simili Categoria C dei codici ATECO dalla divisione 10 alla 33. [DPR 633/1972](#)

¹⁸ Elaborazioni ECCO su dati Arera 2024.

in settori definiti a [rischio di rilocalizzazione](#), gli oneri incidono su 4-8% delle bollette elettriche¹⁸.

Nel caso del **gas naturale**, anche per le imprese ad alto consumo di gas naturale (gasivore¹⁹) sono previste agevolazioni, in particolare sulla componente tariffaria RE. Per le fasce di consumo più basse, gli oneri incidono tra il 4% ed il 2% sulla bolletta del gas, mentre per le imprese ad alto consumo di gas naturale il loro peso si riduce fino a circa ad un 1%¹⁸**Errore. Il segnalibro non è definito.**

Onere ambientale – ETS

Per il settore non domestico il costo medio della componente ETS relativa ai settori energetici passata sui consumatori finali ammonta a 1,96 c€/kWh²⁰. Per le imprese soggette al sistema ETS, il costo della CO₂ incorporato nei prezzi dell'energia elettrica è in parte compensato attraverso meccanismi di rimborso dei costi indiretti²¹. Al contrario, il costo relativo alle emissioni dirette deve essere sostenuto dalle imprese ed è proporzionale al quantitativo di emissioni generate. Considerando una quota media di assegnazioni gratuite pari al 42%²², tale costo residuale può essere stimato in circa 0,78 c€/kWh sul consumo di gas²³.

Il peso di componenti fiscali e oneri sulle imprese

La **Figura 5** evidenzia lo squilibrio tra le diverse componenti di prezzo precedentemente descritte per il gas naturale e l'energia elettrica, con riferimento alle PMI.

Per l'energia elettrica sono riportati due casi rappresentativi relativi a utenze non domestiche di bassa e media tensione²⁴, mentre per il gas naturale vengono presentati i consuntivi di costo riferiti alle fasce di consumo più basse e più elevate, al fine di evidenziare la variazione dei prezzi in funzione dei livelli di consumo di gas naturale per piccole e medie imprese.

¹⁹ Il Decreto ministeriale 21 dicembre 2021, [n. 541](#) "Rideterminazione degli oneri generali di sistema del gas per le imprese a forte consumo di gas naturale" definisce come imprese a forte consumo di gas naturale quelle che presentano un consumo medio annuo almeno pari a 1 GWh (circa 94.582 Smc) e operano nei settori esposti alla concorrenza internazionale individuati dal provvedimento.

²⁰ Elaborazioni di ECCO basate su un prezzo medio relativo al 2024 delle quote ETS pari a 66,5 €/tCO₂, e su un fattore di emissione della produzione termoelettrica italiana da [ISPRA](#), ipotizzando che questa sia la tecnologia marginale per circa il 70% delle ore nel mercato elettrico.

²¹ Le imprese soggette al sistema ETS ed esposte al rischio di carbon leakage possono beneficiare di meccanismi di compensazione 75% dei maggiori costi elettrici imputabili al prezzo della CO₂ ([qui](#)).

²² Elaborazioni di ECCO sulla media nazionale di assegnazioni gratuite ([qui](#)).

²³ Elaborazioni di ECCO basate sui costi delle quote ETS 2024 ([qui](#)).

²⁴ Definizione dei casi sulla base dei valori consuntivi riportati nella [Relazione Annuale ARERA](#) per consumatori non energivori, in bassa e media tensione.

Confronto del peso fiscale e degli oneri su un kWh di consumo di gas ed energia elettrica per utenti manifatturieri [c€/kWh]

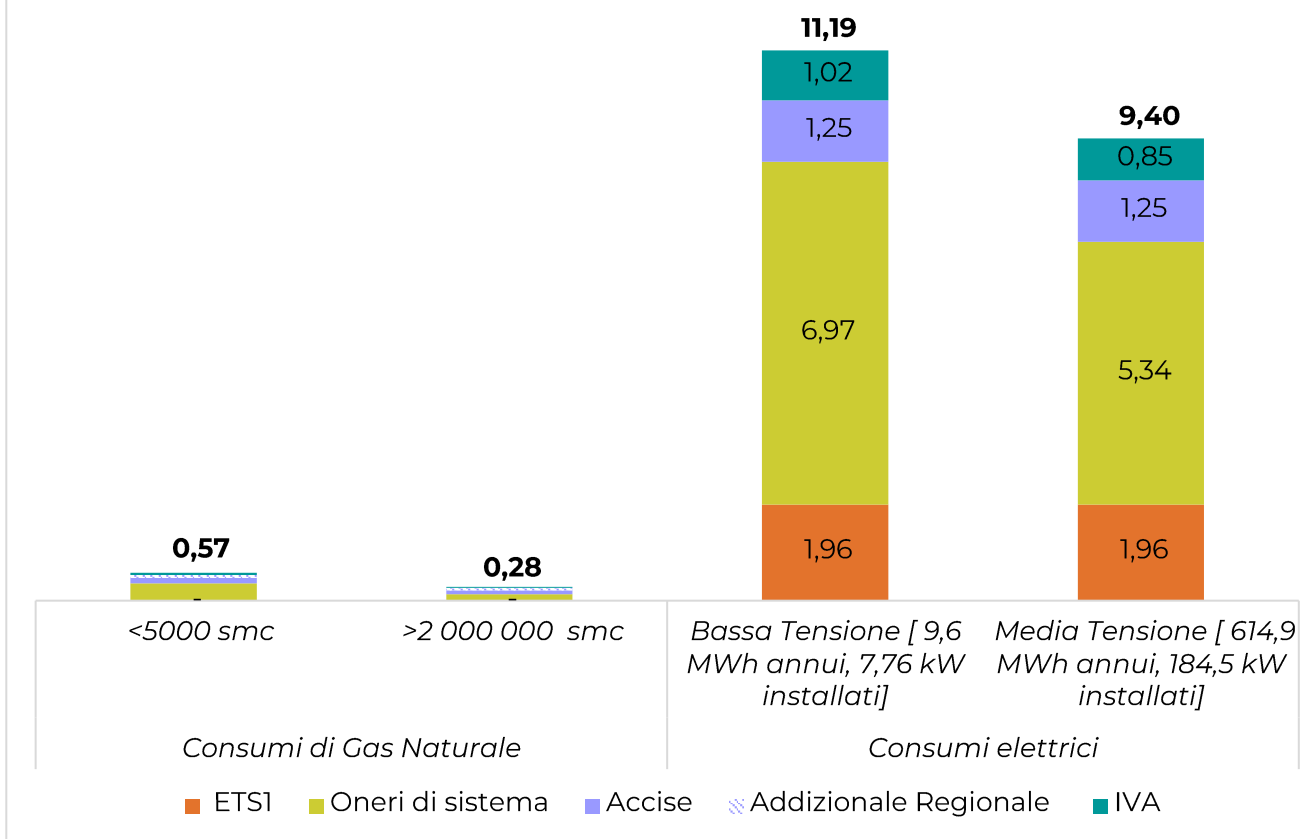


Figura 5 - Composizione del prezzo delle componenti ETS, oneri di sistema, accise e IVA (su componenti fiscali e oneri) gravanti sulle bollette di gas naturale ed energia elettrica per consumatori manifatturieri, per differenti livelli di consumo e tipologie di utenza.

Le componenti fiscali, gli oneri generali di sistema e l'onere ambientale (ETS) applicate ai consumi elettrici delle PMI risultano molto più elevate rispetto a quelle gravanti sul gas naturale: **per bassi livelli di consumo sono 17-20 volte superiori**²⁵. Il divario cresce ulteriormente all'aumentare dei consumi di gas. Questa struttura fiscale penalizza l'elettrificazione, aumentando il rapporto tra costo totale dell'elettricità e il costo del gas naturale per unità di energia consumata. Tale rapporto, che secondo gli studi dovrebbe attestarsi intorno a 2 per favorire il passaggio all'elettrico, nei casi analizzati considerando tutte le voci di costo in bolletta (materia prima, oneri di trasporto e misura, componenti fiscali e oneri) risulta pari a 3,4 e 2,9 per le fasce basse di consumo di gas, fino a raggiungere 4,6 e 3,9 per consumi superiori a 2.000.000 Smc/anno²⁶ per le PMI.

²⁵ Elaborazione ECCO relative a dati Arera 2024.

²⁶ Elaborazione ECCO relative a dati Arera 2024.

L'impatto sull'elettrificazione del calore di processo: caso studio

Il settore non-domestico è segnato da una forte eterogeneità, specialmente guardando il settore industriale in quanto include imprese con profili energetici e processi estremamente diversi.

I settori industriali a più alto consumo di energia finale in Italia sono quelli della chimica, minerali non metallici (come vetro, ceramica e cemento) e ferro e acciaio, seguiti da apparecchiature meccaniche, alimentare e bevande, carta e tessile²⁷.

Il peso relativo del gas naturale e dell'elettricità varia tra i comparti. Nella chimica, gas ed elettricità hanno un'incidenza simile sui consumi finali, pari rispettivamente a circa il 20% e il 18%. Un equilibrio analogo si osserva nel settore alimentare e bevande, dove il gas rappresenta circa il 47% dei consumi finali e l'elettricità circa il 44%, e nelle apparecchiature meccaniche, dove l'elettricità pesa circa il 49% e il gas circa il 44%²⁷.

In altri settori, invece, il gas naturale ha un peso prevalente rispetto all'elettricità. È il caso dei minerali non metallici, dove il gas rappresenta circa il 46% dei consumi finali contro il 17% dell'elettricità; della carta, stampa ed editoria, dove il gas pesa circa il 60% e l'elettricità il 29%; e del tessile e pelle, dove il gas rappresenta circa il 54% e l'elettricità circa il 41%.

Nel ferro e acciaio si osserva invece una maggiore incidenza dell'elettricità, pari a circa il 46% dei consumi finali, rispetto al gas naturale, pari a circa il 40%²⁷.

Nel complesso, sulla base della classificazione dei consumi per settore e vettore energetico, l'elettricità risulta maggiormente associata a usi elettrici quali motori, pompe, ventilatori, compressori, macchinari e refrigerazione. **Il gas naturale, invece, è prevalentemente impiegato per la produzione di energia termica, della quale il 17% è destinato al riscaldamento degli ambienti ed il restante 83% per processi industriali termici²⁸**, tra cui produzione di vapore, essiccazione, calore diretto, forni e trattamenti ad alta temperatura. La distribuzione di questi usi varia a seconda del settore: circa un quarto dei processi a calore industriale è caratterizzato da fabbisogni termici a bassa temperatura (<150°C), per i quali le tecnologie di elettrificazione risultano già disponibili e applicabili. Questi processi rappresentano la maggior parte dei consumi nei settori alimentare e bevande, apparecchiature meccaniche e tessile e pelle. Il settore della carta, stampa ed editoria include processi a basse e medie temperature fino a 500°C. Mentre i settori chimico, settore del ferro e dell'acciaio e settori dei minerali non-metallici e dei metalli non-ferrosi sono associati in misura maggiore a processi ad alta temperatura (>500°C)²⁸.

²⁷ Elaborazione ECCO relative ai dati JRC IDEES 2023.

²⁸ Elaborazione ECCO basata su Kosmadakis, Georg; "Estimating the potential of industrial (high temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries", Applied Thermal Engineering, 20 aprile 2019", Applied Thermal Engineering, 25 giugno 2018.

La maggior parte del calore di processo industriale può essere decarbonizzata attraverso l'utilizzo di tecnologie per l'elettrificazione, ancora poco diffuse all'interno del comparto industriale italiano. Specialmente i processi a basse e medie temperature (<150°C) possono essere elettrificati con tecnologie disponibili sul mercato²⁹.

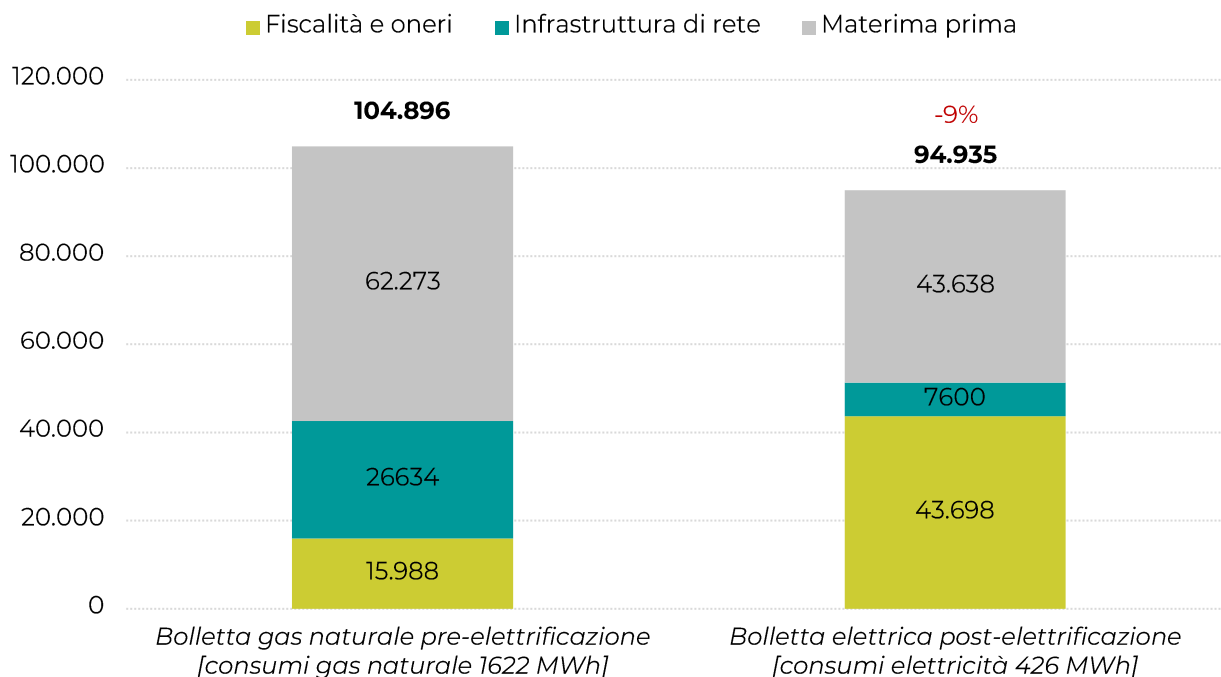
Da un [recente studio di ECCO](#) emerge che, anche quando l'elettrificazione del calore industriale è tecnicamente fattibile, **essa non risulta oggi economicamente conveniente**. Il limite non risiede nell'efficienza delle tecnologie elettriche, ma in un rapporto di prezzo tra elettricità e gas che continua a penalizzare il passaggio a soluzioni elettriche. Questo squilibrio è particolarmente rilevante per le PMI, che rappresentano la maggior parte delle imprese nei settori in cui il calore di processo è quasi interamente elettrificabile. Si evidenzia in seguito l'esempio di un caso di elettrificazione del settore alimentare come esempio rappresentativo di questa criticità riscontrata nell'elettrificazione del calore a bassa e media temperatura.

Nel caso analizzato di un'impresa del settore alimentare di medie dimensioni, la sostituzione parziale del calore prodotto tramite boiler a gas³⁰ con pompe di calore elettriche per processi a basse temperature (<85°C) ridurrebbe i consumi energetici da 1.622 MWh termici a 426 MWh elettrici annui. Ciò comporterebbe una **riduzione dei consumi del 74%**, ma un **risparmio sui costi operativi di appena il 9%**. Il risultato evidenzia un forte disallineamento tra beneficio energetico e beneficio economico, che penalizza l'elettrificazione industriale (**Figura 6**).

²⁹ ECCO Think Tank (2025), Elettrificazione del calore industriale: la chiave per un'industria sostenibile e competitiva.

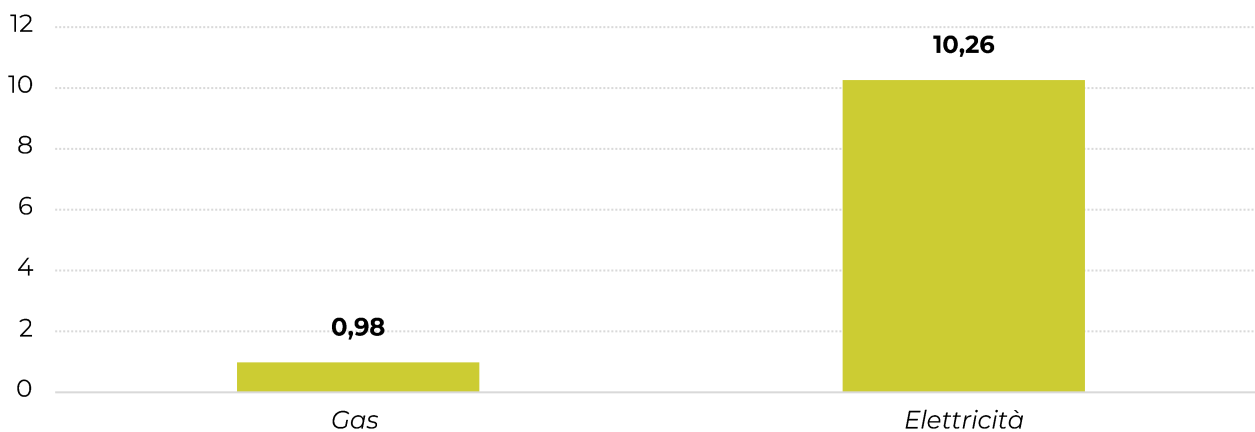
³⁰ Il caso studio preso in esame comprende un caseificio di dimensioni medie. I processi di calore industriale analizzati per definire il potenziale di elettrificazione comprendono fasi di attivazione, formatura, stagionatura, pastorizzazione, sterilizzazione (CIP) ed acqua sanitaria inizialmente soddisfatte attraverso l'utilizzo di acqua calda a 80-85°C da boiler a gas come vettore termico. La sostituzione di tale centrale termica viene ipotizzata tramite pompe di calore insieme ad ipotesi di efficientamento energetico.

Spesa totale annua per la produzione di calore a bassa temperatura [€]



Costo di fiscalità e oneri per kWh consumato (c€/kWh)

L'industria in esame paga fiscalità e oneri circa 10 volte maggiori del gas



Consumo energetico per la produzione di calore a basse temperature (<60°C)

Consumo di gas	1.622 MWh
Consumo di energia elettrica	426 MWh

Figura 6 – Costi complessivi delle bollette energetiche pre- e post-intervento di elettrificazione relativi a parte di processi industriali per la produzione di calore a basse temperature (<85°C). La voce “Fiscalità e oneri” comprende gli oneri di sistema, l'accisa e l'IVA applicata su materia prima, infrastruttura di rete, oneri e accise. Elaborazioni di ECCO sui dati relativi agli studi di fattibilità inclusi nel report Elettificazione del calore industriale: la chiave per un'industria sostenibile e competitiva.

Questo caso studio sottolinea come l'attuale sistema di imposizione fiscale e di oneri dei vettori energetici per usi industriali non sia allineata alla possibilità, oggi tecnicamente matura, di soddisfare la stessa domanda di calore tramite soluzioni elettriche ad alta efficienza come le pompe di calore. Questo disallineamento determina uno sbilanciamento

sistematico dei segnali di prezzo tra elettricità e gas, che penalizza economicamente l'elettrificazione dei consumi industriali, consolidando la dipendenza delle imprese da consumi fossili volatili e comunque dispendiosi anziché favorirne la competitività tramite costi minori a cui potrebbero accedere grazie a tecnologie più efficienti.

1.3 TRASPORTO PRIVATO

A oggi, la ricarica di un kWh di elettricità nella batteria di un'auto elettrica costa di più del rifornimento di un kWh di un carburante fossile (corrispondente a 0,107 litri se benzina e 0,100 litri se diesel). Analogamente a quanto avviene per le tariffe applicate agli utenti domestici e non domestici, questa situazione è dovuta al peso delle voci di costo che definiscono il prezzo finale del rifornimento, e in particolare al metodo di allocazione delle componenti fiscali e oneri che gravano sulle ricariche elettriche.

L'analisi ha preso in esame i valori medi delle componenti fiscali e oneri che formano le tariffe per le auto elettriche e i prezzi dei carburanti per le auto con motore a combustione interna. Per quel che riguarda le ricariche elettriche, il modello prende in considerazione una configurazione di cinque differenti modalità di ricarica che meglio rappresentano l'offerta attuale:

- Utenze domestiche, ovvero utilizzo della medesima tariffa elettrica di casa (nel seguito "**Domestica**");
- Utenze private in bassa tensione per Altri usi, tipiche dei condomini o dei garage privati ("**Box**");
- Colonnine pubbliche in bassa tensione con tariffa BTVE ("**Pubblica BT**");
- Colonnine private per la ricarica aziendale in bassa tensione con tariffa BTAU (**Ufficio BT**");
- Colonnine pubbliche in media tensione a tariffa MTAU ("**Pubblica MT**").

Componenti fiscali, oneri generali di sistema e onere ambientale

La **fiscalità applicata alla ricarica elettrica varia in funzione della tipologia di utenza**. Nel caso della ricarica domestica, la struttura di imposizione segue quella prevista per il settore domestico residente con potenza superiore ai 3 kW, con un'accisa pari a 2,27 c€/kWh e un'IVA agevolata al 10%. Per le altre tipologie di ricarica, e in particolare per la ricarica pubblica, si applicano invece le aliquote previste per il settore non domestico, descritte nella sezione **Figura 7**: nelle casistiche considerate, ciò corrisponde a un'accisa pari a 1,25 c€/kWh e a un'IVA ordinaria del 22%.

Per i **combustibili fossili**, la legge di Bilancio 2026 ha avviato un processo di riallineamento delle accise tra benzina e diesel, fissando un'aliquota pari a 0,6729 €/litro, equivalente a circa 7,2 c€/kWh per la benzina e 6,7 c€/kWh per il diesel. Per entrambi i carburanti si applica inoltre un'IVA del 22%.

Anche per gli **oneri generali di sistema** sono state considerate le strutture tariffarie applicabili rispettivamente alle utenze domestiche e non domestiche. Nel caso della ricarica domestica, l'imposizione relativa agli oneri segue la configurazione tipica del settore residenziale. Per la ricarica pubblica e le altre forme di ricarica non domestica invece, l'imposizione per gli oneri segue una struttura tariffaria significativamente più articolata, includendo non solo componenti proporzionali ai consumi elettrici, ma anche componenti legate alla potenza impegnata e al livello di utilizzo della connessione alla rete. In questi casi, l'imposizione complessiva aumenta all'aumentare della potenza richiesta dall'infrastruttura di ricarica. Una parte rilevante di questa imposizione ha natura fissa o semi-fissa e tende quindi a incidere meno su ciascun kWh erogato quando la stazione di ricarica registra elevati livelli di utilizzo. Tale impostazione riflette una struttura tariffaria che, nel contesto europeo e italiano, è stata progressivamente modellata per evitare che i costi di rete e gli oneri di sistema penalizzassero eccessivamente gli utenti caratterizzati da consumi elevati e continuativi. I clienti energivori, infatti, beneficiano di economie di scala con una riduzione del peso degli oneri per kWh.

Al contrario, nel caso di stazioni di ricarica caratterizzate da un basso fattore di utilizzo, l'imposizione degli oneri si distribuisce su volumi limitati di energia erogata, gravando significativamente sul costo per kWh. Questo aspetto assume particolare rilevanza per i *Charge Point Operator* ("**CPO**") nelle fasi iniziali dello sviluppo della rete di ricarica pubblica, quando i livelli di utilizzo delle colonnine risultano ancora contenuti. Le stazioni di ricarica ad alta potenza devono infatti impegnare capacità elevate pur registrando, almeno inizialmente, tempi limitati di utilizzo della potenza disponibile. In tali condizioni, l'elevata incidenza degli oneri per le componenti fisse e le componenti legate alla potenza può comprimere i margini economici delle stazioni di ricarica oppure tradursi in prezzi finali più elevati per gli utenti, aumentando il rischio degli investimenti e rallentando la diffusione capillare delle infrastrutture sul territorio, soprattutto nelle aree a traffico ridotto o periferiche.

Si tratta di una distorsione che non riflette direttamente i costi marginali di utilizzo della rete elettrica, già coperti attraverso specifiche componenti tariffarie, ma deriva principalmente dai criteri di ripartizione degli oneri generali di sistema. Nei fatti, **ciò introduce una forma di prelievo non strettamente correlata ai costi effettivi del servizio elettrico e finisce paradossalmente per penalizzare l'elettrificazione** proprio in uno dei settori in cui essa può generare i maggiori benefici economici, energetici e ambientali.

Infine, come per gli altri settori analizzati, **l'incidenza delle quote di emissione ETS**, normalmente internalizzata nel prezzo dell'energia, **è stata scorporata e considerata separatamente come componente di imposizione ambientale**. Analogamente a quanto assunto per l'energia elettrica, anche nel caso dei carburanti fossili si è ipotizzato che il prezzo finale incorpori il costo delle quote ETS associate alle emissioni generate durante il

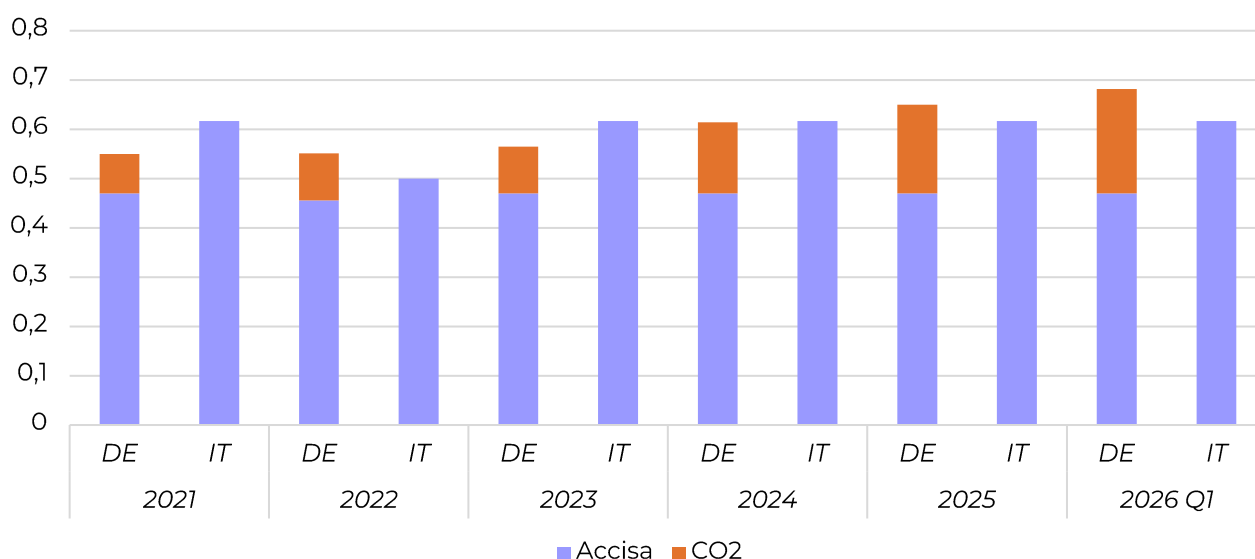
processo di raffinazione. Il valore di tale componente è stato stimato sulla base delle emissioni specifiche medie attribuibili alla raffinazione dei carburanti in Europa³¹.

Questa impostazione presenta tuttavia un'ulteriore criticità: non considera il diverso impatto dei vettori energetici sull'inquinamento atmosferico locale. In particolare, l'elettrificazione dei consumi finali e del trasporto stradale consente l'azzeramento delle emissioni allo scarico nei contesti urbani, con benefici rilevanti in termini di qualità dell'aria e salute pubblica, mentre i combustibili fossili continuano a generare emissioni locali di ossidi di azoto, particolato e altri inquinanti atmosferici. L'assenza di una valorizzazione esplicita di tale differenza costituisce quindi un'ulteriore distorsione nella comparazione fiscale tra vettori energetici.

Box 1: Fiscalità e oneri – confronto con il caso tedesco

Nel dibattito pubblico italiano è diffusa la percezione che la tassazione sui carburanti sia significativamente più elevata in Italia rispetto alla Germania. Se è vero che l'accisa italiana sulla benzina rimane storicamente elevata, il quadro è cambiato significativamente a partire dal 2021, quando la Germania ha introdotto una componente esplicita di *carbon pricing* sui combustibili fossili attraverso il sistema nazionale previsto dalla Legge sul commercio delle emissioni dei combustibili (*Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG*), anticipando di fatto l'impostazione del futuro ETS2 europeo applicato ai settori dei trasporti. Da allora, il livello complessivo di imposizione fiscale sui carburanti in Germania è divenuto ampiamente comparabile a quello italiano e, in alcune fasi e per alcune tipologie di carburante, anche superiore.

Diesel - confronto imposizione fiscale DE/IT anni 2021-2026 [€/litro]



³¹ https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Rpt_22-15.pdf

La principale differenza tra i due sistemi riguarda la destinazione del gettito. In Germania, una quota rilevante delle entrate derivanti dalla carbon tax confluisce nel *Klima- und Transformationsfonds*, fondo utilizzato per finanziare misure di decarbonizzazione, elettrificazione e sostegno a consumatori e imprese nel processo di transizione energetica. **Il prelievo ambientale risulta quindi associato in modo più trasparente a meccanismi di redistribuzione e reinvestimento nella transizione.**

In Italia, al contrario, il prelievo e gli interventi fiscali ed energetici nel settore dei trasporti risultano spesso caratterizzati da misure frammentate, temporanee e prive di criteri redistributivi coerenti con gli obiettivi della transizione energetica. Anche i recenti interventi di riduzione delle accise sui carburanti, che hanno comportato costi rilevanti per il bilancio pubblico, producendo peraltro effetti regressivi sul piano distributivo, non sono stati accompagnati da una strategia di revisione strutturale nell'allocazione delle risorse del gettito fiscale verso investimenti e strumenti in grado di accelerare la decarbonizzazione del settore dei trasporti e sostenere in modo più equo la transizione energetica.

Il peso di oneri fiscali, oneri di sistema e oneri ambientali sulla mobilità privata su strada

Il confronto tra vettore elettrico e carburanti fossili, a parità di unità di energia, evidenzia come **l'imposizione fiscale e di oneri sia superiore nei casi di ricarica elettrica rispetto al rifornimento di carburanti (Figura 7).**

Le componenti fiscali e gli oneri incidono in misura significativamente maggiore sul costo dell'elettricità necessaria per ricaricare i veicoli elettrici rispetto alle componenti fiscali e agli oneri applicati ai carburanti tradizionali: in media 19,0 c€/kWh applicati all'elettricità contro gli 8,9 c€/kWh di benzina e 8,4 c€/kWh del diesel. Ciò è dovuto principalmente all'addebito sul costo finale dell'elettricità (i) degli oneri generali di sistema, e in particolare la componente A_{SO_2} , che gravano in maniera significativa sulle strutture di ricarica, soprattutto se diverse dalle utenze domestiche residenti, e (ii) dei costi del carbonio che vedono l'elettricità pagare l'ETS (1,96 c€/kWh) mentre diesel e benzina, le fonti maggiormente inquinanti ed emmissive, pagano un onere quasi nullo (inferiore a 0,2 c€/kWh).

Confronto dell'imposizione fiscale e di oneri applicata al rifornimento di carburanti e a diverse casistiche di ricarica elettrica [c€/kWh]

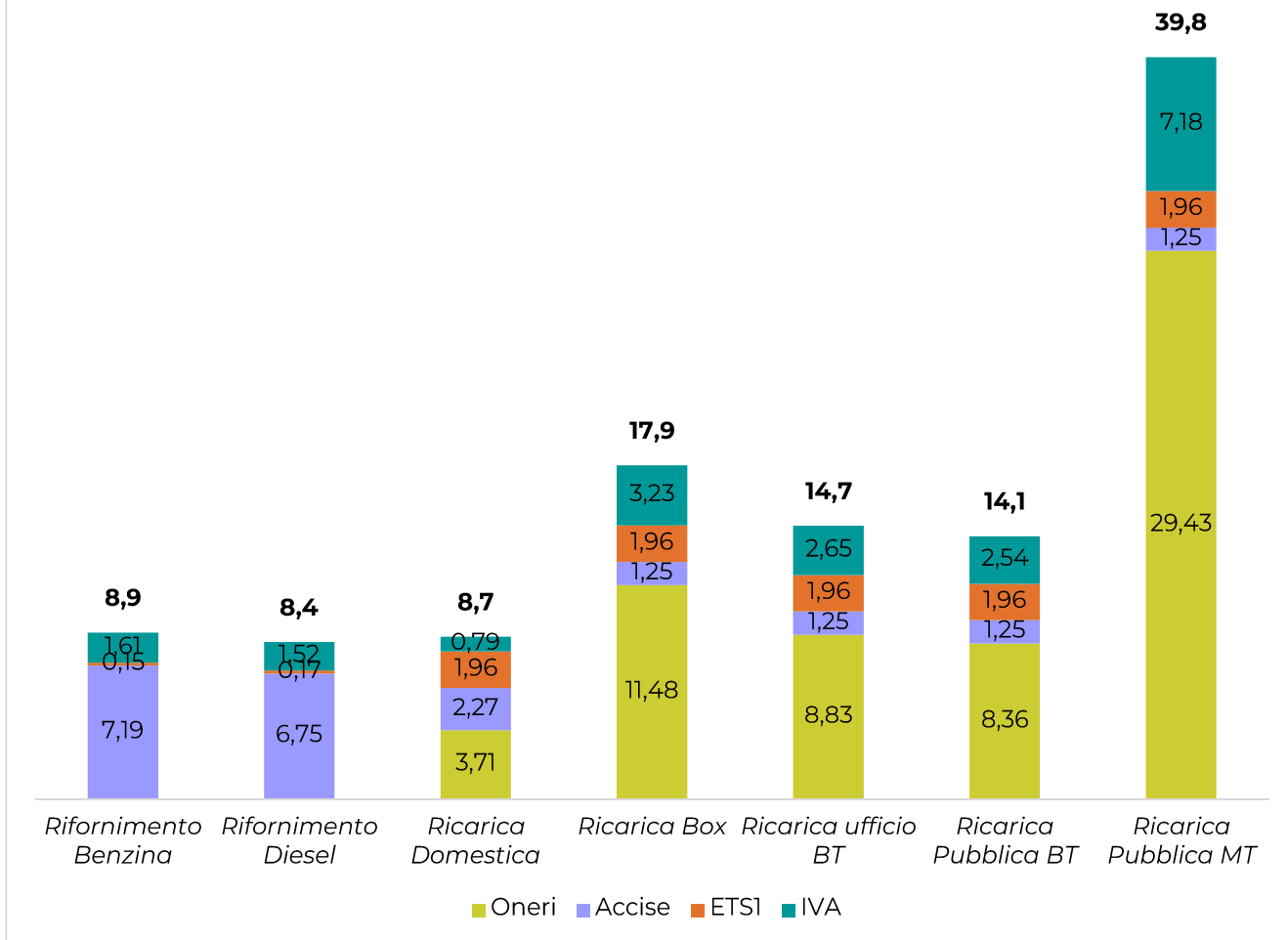


Figura 7 – Confronto tra componenti fiscali (accisa e IVA su componenti fiscali e oneri), oneri generali di sistema e onere ambientale (ETS³²) applicati in media sui consumi elettrici e di benzina e diesel nel settore del trasporto privato su strada. Fonte: elaborazioni ECCO su dati ARERA e MEF per il 2024. La componente accisa per diesel e benzina è calcolata sulla base delle nuove disposizioni introdotte dalla Legge di Bilancio 2026.

Nonostante il minor peso delle accise, **l’allocazione in tariffa degli oneri di sistema rende il kWh elettrico da 1,5 a 4 volte più oneroso rispetto al kWh di diesel o benzina.** In particolare, gli oneri generali di sistema crescono più del doppio quando si passa alle ricariche non-domestiche: ciò è legato alla distribuzione delle A_{SOS} sulla potenza nelle ricariche pubbliche, che non dipende da costi di sistema particolari ma deriva dall’arbitrarietà dei criteri regolatori adottati per la ripartizione degli oneri generali di sistema.

³² Per determinare questo valore, abbiamo considerato il prezzo medio dell'ETS nel 2024 pari a 66,5 €/tCO₂, e un fattore di emissione della produzione termoelettrica italiana da ISPRA, ipotizzando che questa sia la tecnologia marginale per circa il 70% delle ore nel mercato elettrico.

Solo nel caso di ricarica domestica residente, infatti, il peso fiscale, di oneri generali di sistema e dell'onere ambientale (ETS) è inferiore al fossile, peraltro solo alla benzina, rimanendo invece lievemente maggiore rispetto al diesel. In tutte le altre casistiche (box auto e parcheggi condivisi, stazioni di ricarica pubbliche a bassa tensione e stazioni di ricarica a media tensione) **l'attuale regime tariffario sui costi di ricarica dei veicoli elettrici comporta una distorsione del mercato che determina una penalizzazione per i consumatori che guidano veicoli elettrici rispetto a quelli che guidano auto alimentate da combustibili fossili.**

A differenza dei settori del gas e dell'elettricità, dove i costi infrastrutturali sono esplicitati in tariffa, il comparto automobilistico tradizionale non paga una componente specifica per la costruzione e la manutenzione delle strade. Questa spesa è coperta direttamente dal bilancio pubblico: non sorprende, quindi, che le accise sui carburanti fossili siano storicamente rimaste elevate, rappresentando una fonte rilevante di gettito per il bilancio pubblico, che contribuisce anche al finanziamento delle infrastrutture e dei servizi legati alla mobilità stradale.

Nel caso dell'elettricità, invece, i costi infrastrutturali sono esplicitamente separati all'interno delle componenti tariffarie relative ai servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) finalizzate a coprire i costi di realizzazione, esercizio e manutenzione dell'infrastruttura elettrica necessaria per trasportare l'energia dai siti di produzione ai consumatori finali. Nelle casistiche qui considerate, tali costi di rete variano indicativamente da 6 a 10 c€/kWh per le ricariche in bassa tensione fino a oltre 30 c€/kWh per le ricariche in media tensione.

Con il progredire dell'elettrificazione dei trasporti e la conseguente riduzione del gettito derivante dal consumo di carburanti fossili, si porrà il problema di come compensare tale perdita di risorse (si veda anche la sezione 4). Dal punto di vista dell'equità del sistema fiscale e della sostenibilità del bilancio pubblico, questo passaggio non potrà essere gestito attraverso una maggiore tassazione dell'elettricità. L'elettricità rappresenta infatti un vettore energetico utilizzato trasversalmente da famiglie, industria e servizi e non esclusivamente dalla mobilità. Allo stesso tempo, le infrastrutture stradali continueranno a richiedere ingenti risorse pubbliche per costruzione, gestione e manutenzione. Per questa ragione, una parte crescente della fiscalità legata alla mobilità dovrà progressivamente spostarsi dal consumo energetico verso parametri maggiormente associati all'utilizzo del veicolo e dell'infrastruttura, come la percorrenza chilometrica, il possesso, la massa o la potenza del mezzo.

Per comprendere in che modo tale struttura tariffaria incida concretamente sui costi sostenuti dagli utenti finali, sono stati ipotizzati tre diversi profili di ricarica caratterizzati da differenti combinazioni:

- **Profilo Domestico:** il mix di ricarica è composto per il 55% da ricariche elettriche con tariffa domestica, per il 30% da ricariche pubbliche o private in bassa tensione e per il 15% da ricariche in media tensione;

- **Profilo Box:** il mix di ricarica è composto per il 55% da ricariche in box con tariffe per pertinenze “altri usi” e la rimanente parte suddivisa equamente tra ricariche a bassa tensione pubbliche (15%), bassa tensione in uffici (15%) e ricariche a media tensione (15%);
- **Profilo Pubblico:** il mix di ricarica è composto per il 70% da ricariche a bassa tensione in uffici (30%) e pubbliche (40%) e per il rimanente 30% in media tensione.

La **Figura 8** mette a confronto il carico fiscale e di oneri associato ai carburanti fossili con quello relativo ai tre diversi profili di ricarica, evidenziando come, anche nello scenario più favorevole, un utente di auto elettrica che ricarica prevalentemente presso la propria abitazione (profilo Domestico) sostenga un'imposizione complessiva mediamente superiore dell'83% rispetto a un utilizzatore di veicolo tradizionale diesel. La situazione peggiora ulteriormente per gli altri profili: l'utente Box, che ricarica principalmente in un box privato alimentato da una fornitura elettrica a tariffa non domestica, affronta un carico superiore di circa il 140% rispetto ai carburanti fossili, mentre per l'utente Pubblico, privo di accesso alla ricarica privata e quindi dipendente dalle infrastrutture pubbliche, l'onere complessivo cresce fino al 161% rispetto a quello sostenuto da un automobilista con veicolo termico.

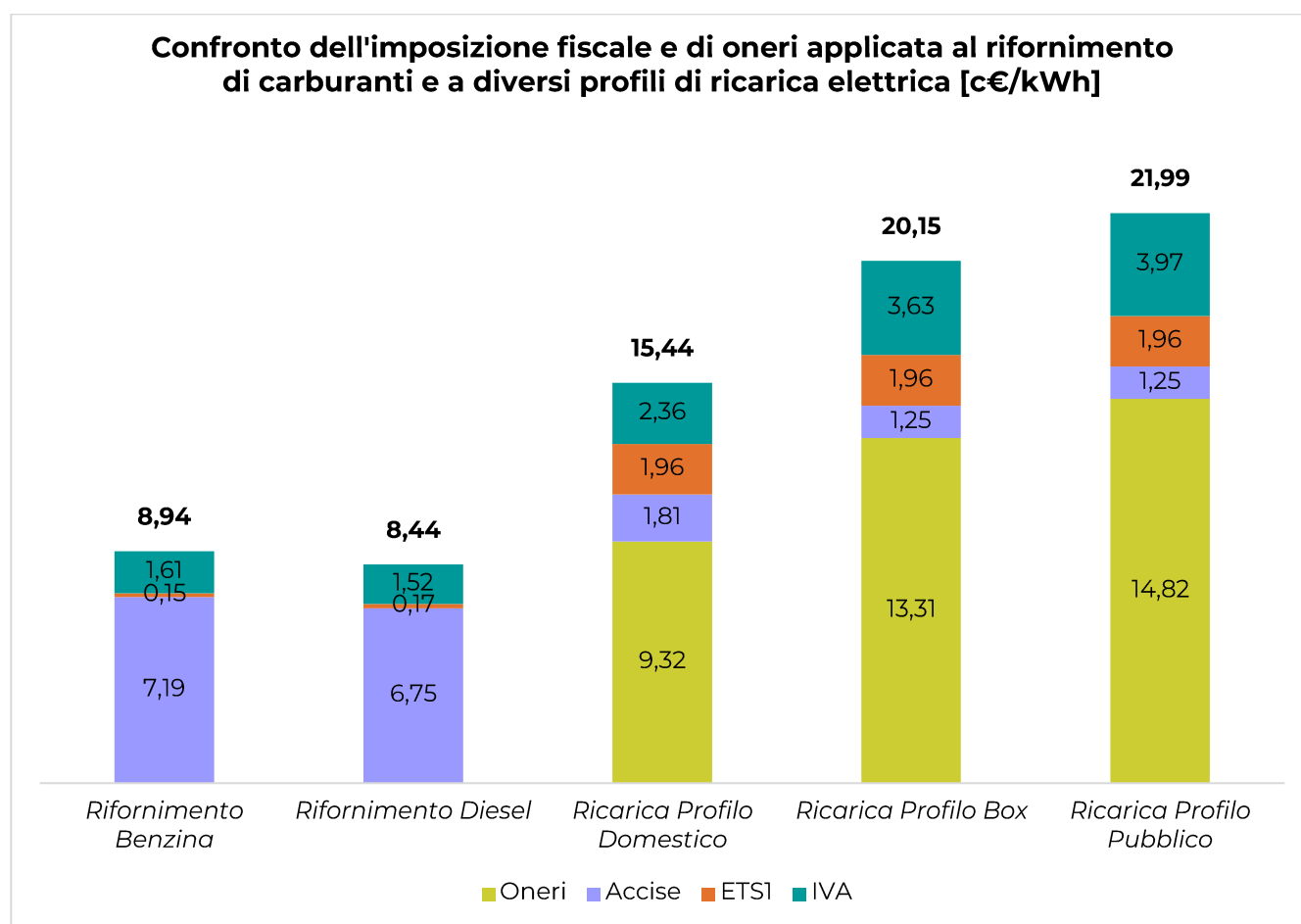


Figura 8 – Confronto del carico fiscale (accisa e IVA su componenti fiscali e oneri), di oneri di sistema e onere ambientale (ETS) per un kWh di energia consumata per diesel, benzina e ricarica elettrica in configurazione con profilo Domestico, Box e Pubblico [c€/kWh]. Fonte: Elaborazioni ECCO su dati ARERA e MEF per il 2024. Per benzina e diesel è incluso l'aggiornamento delle accise da Legge di Bilancio 2026.

L'impatto sull'elettrificazione della mobilità privata

Gli effetti di tale squilibrio tariffario sull'adozione delle tecnologie elettriche presentati per il caso del riscaldamento domestico valgono anche per la mobilità elettrica privata.

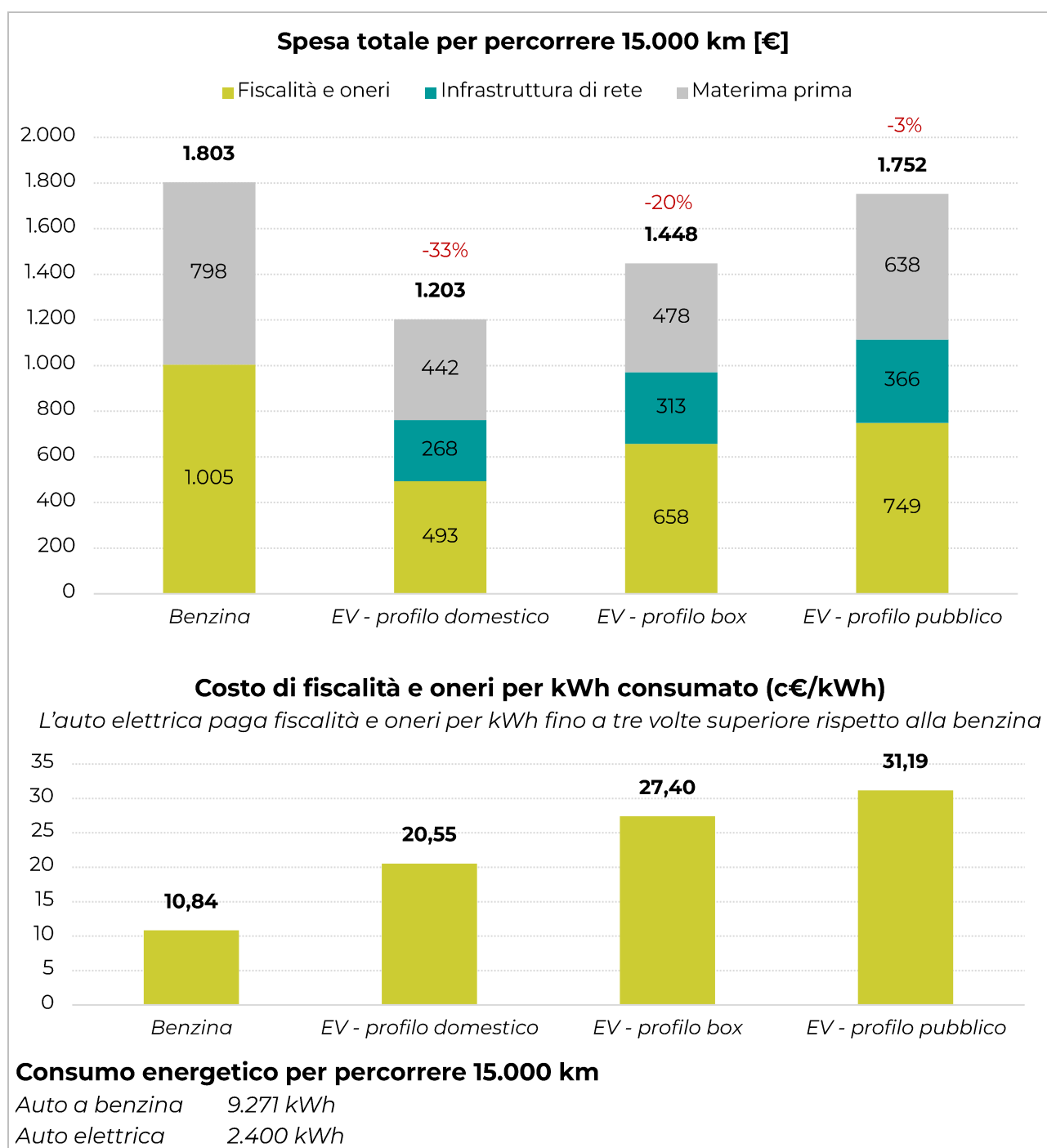


Figura 9 – Sopra confronto della spesa per percorrere 15.000 km/anno con un'auto endotermica a benzina e un'auto elettrico con profili di ricarica diversi. Sotto confronto del carico fiscale (accisa e IVA), di oneri di sistema e onere ambientale (ETS) per un kWh di energia consumata per benzina e ricarica elettrica in configurazione con profilo Domestico, Box e Pubblico [c€/kWh]. La voce "Fiscalità e oneri" comprende gli oneri di sistema, l'accisa e l'IVA applicata su materia prima, infrastruttura di rete, oneri e accise. Fonte: Elaborazioni ECCO su dati ARERA e MEF per il 2024.

Nonostante per percorrere 15.000 km/anno con un'auto elettrica il consumo energetico sia di quasi quattro volte inferiore rispetto a un'auto endotermica (nello specifico caso 9.271 kWh di consumo per un'auto a benzina contro i 2.400 kWh consumati per un'auto elettrica), nel caso di ricariche con profilo Domestico il peso di tutte le componenti fiscali e oneri sui costi di ricarica (incluse le diverse componenti IVA) è solo del 51% inferiore rispetto al rifornimento di carburanti: 1.005 €/a per la benzina (per 9.271 kWh consumati, pari a un costo medio di 10,8 c€/kWh) contro i 493 € per l'elettrico (per 2.400 kWh consumati, pari a un costo medio di 20,6 c€/kWh).

Ciò implica che, **a parità di percorrenze, il vantaggio associato all'efficienza energetica delle tecnologie elettriche rispetto a quelle endotermiche viene eroso del 47% per effetto dell'imposizione applicata alle ricariche**³³. Per le ricariche con profilo Box il peso dell'imposizione cresce a 658 €/anno (60% di perdita del vantaggio di efficienza del veicolo), mentre per il profilo Pubblico arriva fino a 749 €/anno (65% di perdita).

Considerando tutti i costi di ricarica (incluse le componenti materia energia, trasporto e misura, componenti commerciali e relativa IVA), **il vantaggio di costo di guidare un'auto elettrica rispetto a quella a benzina si riduce al 33% nel mix di ricarica con profilo Domestico** (1.803 € di costi totali per l'auto a benzina contro i 1.203 € per l'auto elettrica), **al 20% nel mix con profilo Box** (1.803 € contro 1.448 €) **fino quasi ad annullarsi (3%) nel mix con profilo Pubblico** (1.803 € contro 1.752€).

³³ L'erosione del vantaggio di efficienza energetica dovuta alla diversa imposizione fiscale e di oneri è calcolata come rapporto tra l'efficienza relativa del veicolo elettrico e quella del veicolo a combustione interna ($A = \text{consumo BEV} / \text{consumo ICE}$) e il rapporto tra la rispettiva fiscalità complessiva ($B = \text{fiscalità BEV} / \text{fiscalità ICE}$), secondo la formula: $A/B - 1$.

2. UN'IMPOSIZIONE FISCALE E DI ONERI A SVANTAGGIO DEL VETTORE ELETTRICO

Come evidenziato in apertura di questo lavoro, l'elettrificazione rappresenta la direzione da percorrere per abbassare strutturalmente il costo dell'energia per famiglie e imprese e rafforzare la sicurezza energetica nazionale. L'elettricità è infatti una forma di energia che può essere **prodotta da fonti domestiche rinnovabili ad un costo sempre più basso**; e che **alimenta tecnologie elettriche significativamente più efficienti delle corrispettive fossili**, che riescono a soddisfare gran parte del fabbisogno energetico di famiglie e imprese con un consumo minore. Elettrificare i consumi permette quindi di raggiungere una pluralità di obiettivi di interesse generale: fornire energia accessibile a basso prezzo ai consumatori; garantire costi operativi ridotti e quindi maggior competitività alle imprese; assicurare autonomia strategica e affrancamento da importazioni di combustibili fossili, con effetti positivi sulla bilancia commerciale e minori ripercussioni interne in caso di tensioni geopolitiche e shock dei prezzi dell'energia sui mercati internazionali; decarbonizzare il sistema e i consumi energetici e ridurre l'inquinamento locale da tecnologie fossili.

Viste le molteplici implicazioni positive dell'elettrificazione, è fondamentale che questa venga perseguita come direzione strategica dal pubblico, utilizzando tutte le leve di policy disponibili: tra queste, spicca la leva della fiscalità dell'energia³⁴, strumento potente nelle mani dei governi in quanto fonte di gettito per le casse pubbliche, capace di orientare scelte di consumo, rispondere alle sfide della contemporaneità e di farsi garante dell'equità sociale tramite dinamiche redistributive, coerentemente con gli articoli 3 e 53 della Costituzione italiana.

A fronte di queste potenzialità, come ampiamente evidenziato nella sezione 1, l'attuale configurazione dell'imposizione fiscale e di oneri dell'energia si presenta però come un'occasione ancora da cogliere, poiché **penalizza eccessivamente il vettore elettrico, che è quello che più di tutti può garantire il raggiungimento degli obiettivi di transizione, elettrificazione, sicurezza energetica**. Tale configurazione è il frutto di una stratificazione avvenuta nel tempo di componenti diverse, che rispondeva ad abitudini di consumo non più attuali, per trovare un equilibrio tra la necessità di risorse per il bilancio pubblico; la disponibilità di vettori energetici e tecnologie per soddisfare determinati bisogni (storicamente e in parte ancora oggi, in Italia, il gas soddisfa le necessità legate al

³⁴ Si segnala che nel presente documento, il punto di vista adottato è quello del costo complessivo sostenuto dal consumatore finale di energia quando si tratta di componenti fiscali, oneri generali di sistema e onere ambientale (*EU Emission Trading System*, "ETS"). Da un punto di vista tecnico e nel linguaggio comune, solo le componenti fiscali (accisa, addizionale regionale e IVA) rientrano a pieno titolo nella definizione di "tassazione" e "fiscalità" dell'energia, ma non gli oneri generali di sistema né quelli ETS. Questa categorizzazione delle diverse componenti di prezzo che gravano sulle tariffe energetiche risulta irrilevante per le famiglie e le imprese, che ritrovano in bolletta la totalità di queste componenti e devono far fronte al loro carico complessivo. Per questo motivo, nel presente documento queste componenti vengono considerate nel loro insieme, e i termini "tassazione" e "fiscalità" vengono talvolta usati in maniera ampia per includere componenti fiscali, oneri generali di sistema e onere ambientale (ETS).

riscaldamento, all'acqua calda sanitaria e alla cucina per gli usi domestici e alla produzione di calore per usi industriali; il diesel e la benzina quelle legate al trasporto; l'elettricità quelle legate all'illuminazione); e la sostenibilità economica dell'energia per famiglie e imprese. **Se tale impostazione appariva storicamente giustificabile, risulta obsoleta nel contesto attuale e non aggiornata alla situazione odierna di integrazione dei sistemi energetici, in cui il vettore elettrico è capace di rispondere agli stessi bisogni socio-economici un tempo soddisfatti dalle sole fonti fossili in maniera tre-quattro volte più efficiente energeticamente.**

Il sistema di imposizione del settore dell'energia si compone di una serie di elementi – componenti fiscali o tasse in senso stretto e oneri – che, pur non rappresentando costi direttamente legati all'energia (come i costi della materia prima o del suo trasporto), hanno un peso rilevante nella bolletta energetica di famiglie e imprese³⁵. Come già ricordato, tali elementi sono riconducibili a tre categorie – le componenti fiscali, gli oneri generali di sistema, e l'onere ambientale del meccanismo ETS – che nella presente sezione verranno analizzate non più nel loro peso concreto su tariffe specifiche (per questo si rimanda alla sezione 1), ma nella loro impostazione teorica.

La prima categoria è quella della **fiscalità** intesa in senso tradizionale. In essa rientrano **le accise, le addizionali regionali e l'IVA** che gravano sui vettori energetici e in bolletta. Il loro peso varia a seconda del vettore energetico, del settore e delle categorie di consumatori.

La seconda categoria di componenti gravanti in tariffa è quella degli **oneri generali di sistema**. Questi oneri non vengono tipicamente classificati come componenti fiscali, nonostante perseguano obiettivi di interesse pubblico simili, su tutti il recupero di gettito per finanziare politiche pubbliche. Nel caso degli oneri generali di sistema, il gettito da recuperare è riconducibile al finanziamento tramite risorse pubbliche (pregresso o in corso) di politiche specifiche ben identificate, su tutte gli incentivi allo sviluppo di energie rinnovabili (che rappresentano la quota maggiore degli oneri sull'elettricità), il biometano e la cogenerazione; il sostegno a imprese ad alta intensità energetica; misure di protezione tariffaria per i consumatori in difficoltà.

La distribuzione di tali oneri nelle tariffe è affidata all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambienti ("**ARERA**"), che agisce nel rispetto di linee guida dettate dal legislatore. **Il principio adottato nella distribuzione degli oneri è storicamente quello delle tariffe cost-reflective, tale per cui i costi pubblici degli investimenti volti al funzionamento di un determinato comparto energetico devono essere sostenuti dalle tariffe proprie a quel comparto.** Tale principio, giustificato dall'esigenza di non caricare in maniera inefficiente il bilancio dello Stato dei costi che competono alla fornitura di servizi energetici,

³⁵ Con riferimento all'anno 2024, è possibile assumere un'incidenza fiscale e di oneri di sistema e ambientali del 35% nel settore domestico per l'elettricità e 30% circa per il gas per clienti tipo di [ARERA](#). Tali percentuali variano passando al 41% per l'elettricità e al 7% per gas per una PMI in bassa tensione e a 24% per un energivoro in media tensione e 16% per un gasivoro.

necessita però di una verifica nella sua attuale applicazione, che come emerso appare particolarmente gravosa per il vettore elettrico rispetto ai corrispettivi fossili nei vari settori.

Un'interpretazione discutibile del principio ha infatti portato a riflettere sulla sola bolletta elettrica la totalità dei costi per l'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili, considerandoli come investimenti nel sistema elettrico. Tali costi, indicati in bolletta dalla componente A_{SOS} , rappresentano oggi una porzione significativa (oltre l'80% in tutti i settori analizzati) degli oneri generali di sistema gravanti sul vettore elettrico in tutti i settori analizzati. Eppure, il supporto pubblico allo sviluppo delle rinnovabili non ha a che fare con il funzionamento o il miglioramento del sistema elettrico in sé, non è un corrispettivo di un servizio: se gli oneri A_{SOS} non fossero mai stati introdotti, [il sistema elettrico odierno funzionerebbe comunque, semplicemente avrebbe caratteristiche qualitative diverse](#) (maggiori consumi, maggiore intensità carbonica, maggiore dipendenza da fonti fossili importate). **In un processo di integrazione dei sistemi energetici, avere investito in rinnovabili nel settore elettrico significa avere costruito le basi della transizione del sistema energetico nella sua totalità, perseguendo obiettivi più ampi di decarbonizzazione, sicurezza e autonomia energetica, riduzione dell'inquinamento atmosferico locale, riduzione dei prezzi dell'energia.** Gli investimenti in rinnovabili vanno a beneficio della società e del sistema energetico nel suo complesso, e i costi pubblici associati dovrebbero quindi essere socializzati, o come minimo, in assenza di spazio fiscale, distribuiti equamente su tutti i vettori energetici. Il fatto che oggi pesino invece sul solo vettore elettrico è controproducente proprio rispetto agli obiettivi perseguiti con l'incentivazione delle rinnovabili, in quanto tale distribuzione rende artificialmente più costoso e disincentiva l'uso dell'elettricità, strumento principe per raggiungere gli obiettivi di politica energetica elencati.

Ma non solo: **gravano oggi sulle tariffe elettriche anche alcuni oneri che non hanno a che vedere con il settore elettrico né con l'energia, ma che perseguono politiche pubbliche di diverso genere.** È il caso, ad esempio della componente tariffaria A_{ESOS} , volta a coprire il costo del supporto erogato a clienti energivori tramite l'esenzione proprio dal pagamento della componente A_{SOS} : per perseguire politiche industriali e di competitività del settore energivoro italiano, vengono trasferiti sulle bollette di tutti gli altri consumatori (incluse PMI e imprese non energivore) [costi aggiuntivi pari a 1,5 miliardi di euro all'anno.](#)

Infine, la terza categoria di componenti è costituita dallo strumento di *carbon pricing* rappresentato dal **sistema europeo di scambio delle quote di emissioni** (ETS), che è lo strumento con cui l'Unione europea attribuisce un prezzo alle emissioni di gas serra con l'obiettivo di ridurle in modo economicamente efficiente. L'ETS è stato istituito dalla [direttiva 2003/87/CE](#), e funziona come un meccanismo *cap-and-trade*: viene fissato un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite e, entro tale limite, le imprese soggette al sistema devono disporre di quote sufficienti a coprire le emissioni effettivamente prodotte. Ogni quota rappresenta il diritto di emettere una tonnellata di CO_2 equivalente. Il costo dell'ETS è sostenuto dalle imprese che rientrano nei settori

energetici, industriali ad alta intensità di emissioni³⁶, aereo e marittimo: queste devono acquistare quote sul mercato o riceverne una parte gratuitamente, e restituirle in misura pari alle emissioni verificate. Il prezzo medio per quote ETS nel 2024 è stato di 66,5 €/ton CO₂³⁷.

Il costo di tali quote, **se legato a emissioni prodotte da centrali a gas per la generazione di energia elettrica, viene trasferito ai consumatori finali sul prezzo dell'energia elettrica** (incluso nella componente materia): in questo senso, **la componente ETS è attualmente riflessa, in maniera indiretta, sulle sole tariffe elettriche**. È prevista però l'estensione del meccanismo ETS anche al [gas per il riscaldamento domestico e ai carburanti per il trasporto \(cosiddetto "ETS2"\)](#). In assenza di una riforma complessiva delle componenti fiscali e oneri che pesano sui vettori energetici, capace di adeguare le attuali tariffe affinché si preparino ad accogliere ETS2, questo rischia di tradursi nella stratificazione di un ulteriore costo che graverà sulle bollette dei consumatori finali, incrementando l'insostenibilità dei prezzi dell'energia e minacciando la tenuta del tessuto sociale.

Come evidenziato in sezione 1, se si analizza la distribuzione sui vettori energetici di queste tre categorie di componenti di costo in maniera comparata, applicando una metrica comune di euro al kilowattora (€/kWh), **emerge che il kWh elettrico è quello soggetto, in tutti i settori (domestico, trasporto privato, non domestico), ad un'imposizione superiore rispetto a quella gravante sul kWh fossile per gli stessi usi**. Concretamente, il consumatore finale deve sopportare **componenti di costo non legate all'energia** che sono in proporzione **sempre più elevate sul consumo di elettricità rispetto ad un consumo energeticamente equivalente di combustibili fossili per gli stessi usi**: [questo limita il risparmio economico che consegue al minor consumo energetico delle tecnologie elettriche](#). La maggiore imposizione del vettore elettrico rispetto a vettori fossili in concorrenza per soddisfare gli stessi bisogni può essere qualificata come [sussidio ambientalmente dannoso](#).

Il sistema di imposizione non è quindi aggiornato rispetto agli sviluppi della tecnologia e alle attuali priorità di politiche pubbliche, che dovrebbero favorire, o quantomeno non penalizzare, le opzioni elettriche. Per questo motivo, sono necessarie considerazioni di riforma che conducano all'eliminazione delle attuali **differenze di prezzo artificiali che alterano segnali di prezzo ed incidono sulla convenienza e la possibilità di risparmio dei consumatori**, indirizzandone le scelte verso vettori e tecnologie che non sono quelle più convenienti, al fine di consentire loro il pieno accesso al risparmio economico che tecnologia elettrica più efficiente può garantire rispetto al corrispettivo fossile.

³⁶ I principali settori inclusi nell'EU ETS sono quelli energetici e industriali ad alta intensità emissiva, tra cui produzione di energia elettrica e calore, raffinazione del petrolio, siderurgia, cemento, calce, vetro, ceramica, laterizi, carta, chimica, alluminio e altri metalli non ferrosi, oltre al trasporto aereo civile e al trasporto marittimo.

³⁷ GSE, [Rapporto aste CO2 - Anno 2024](#), 2025.

3. CONSIDERAZIONI E PRINCIPI PER UNA RIFORMA DEL SISTEMA DI IMPOSIZIONE FISCALE E DI ONERI SULL'ENERGIA

Le evidenze riportate nelle sezioni precedenti, e le distorsioni che ne derivano in termini di barriere all'elettrificazione ed erosione del risparmio economico atteso dal passaggio a tecnologie elettriche, sottolineano **l'urgenza di aggiornare e riformare il sistema di imposizione fiscale e di oneri dell'energia rispetto alla situazione di integrazione dei sistemi energetici attuale e agli obiettivi e necessità contemporanei di sicurezza energetica, energia a basso costo, e decarbonizzazione**. Questa sezione delinea una serie di linee guida e principi per un'eventuale riforma. Non si tratta di una proposta normativa compiuta, né di un progetto esaustivo: l'obiettivo è quello di gettare le basi per una discussione strutturata su come superare le incoerenze evidenziate.

Come già anticipato, **il principio da cui muovere per costruire un sistema impositivo coerente, in un sistema energetico integrato, in cui diversi vettori concorrono a soddisfare gli stessi bisogni, è quello della coerenza impositiva a parità di contenuto energetico**: un kWh di qualsiasi vettore deve essere soggetto a un'imposizione fiscale di base equivalente a quella applicata a qualsiasi altro vettore per gli stessi usi.

A partire da questa base comune, le tariffe dovrebbero essere costruite tenendo conto delle specificità di ciascun vettore energetico che hanno un impatto rispetto agli obiettivi energetici e di interesse generale correlati al settore energetico, e favorendo l'internalizzazione e l'integrazione nel costo del vettore di esternalità negative che in alternativa rimarrebbero a carico della collettività. In quest'ottica, **quattro dimensioni appaiono particolarmente rilevanti**.

In primo luogo, **l'intensità emissiva di ciascun vettore energetico**. Il meccanismo ETS già svolge un ruolo centrale nella formazione del prezzo dell'elettricità sui mercati europei, inviando un **chiaro segnale di prezzo a sfavore delle tecnologie e fonti energetiche più emmissive**. Con [l'entrata in vigore di ETS2](#), questo segnale si estenderà progressivamente al gas destinato agli usi finali nel settore degli edifici, nelle imprese attualmente non ricomprese nel sistema ETS1 e ai carburanti per il trasporto: un passo necessario, la cui accettabilità sociale dipenderà dalla capacità dei governi europei di integrarlo coerentemente nelle strutture fiscali e di oneri esistenti. Eventuali sistemi di *carbon tax* temporanei, a complemento parziale di componenti fiscali quali le accise, ad esempio, contribuirebbero a adeguare le tariffe a questa specificità.

La seconda specificità da considerare è il **contributo di ciascun vettore alla sicurezza energetica nazionale**. Mario Draghi, nel suo [Rapporto sulla competitività europea](#), osserva che il meccanismo di formazione prezzo del gas naturale dovrebbe incorporare il costo delle diverse condizioni di approvvigionamento, date le disparità di prezzo tra le diverse fonti. Questo principio dovrebbe essere esteso all'intero sistema di imposizione dei vettori energetici: i vettori la cui produzione dipende da importazioni soggette a volatilità dei mercati internazionali, andrebbero sottoposti ad un'imposizione che rifletta questo costo

che ha ripercussioni sistemiche negative, e che oggi non è contabilizzato, al fine di disincentivarle.

Un'altra specificità che dovrebbe essere riflessa nelle tariffe è **l'inquinamento atmosferico locale** legato al vettore considerato, in considerazione del principio "chi inquina paga"³⁸, potenzialmente tramite componenti fiscali che generino gettito per le autorità locali, come è il caso dell'addizionale regionale. Questo sarebbe peraltro coerente con quanto stabilito dalla legge delega fiscale n. 111/2023, che dispone l'allineamento delle accise sui prodotti energetici (compresa l'elettricità) alle loro prestazioni ambientali, oltre che all'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Adeguare l'imposizione a questo principio significa **penalizzare i vettori con impatti più negativi sulla qualità dell'aria locale** e che generano quindi maggiori costi sanitari a livello locale.

Infine, un'ulteriore specificità da considerare nel determinare il livello di imposizione di ciascun vettore energetico riguarda **il finanziamento delle infrastrutture pubbliche connesse all'utilizzo dei vettori, con particolare riferimento al settore dei trasporti**. In assenza di componenti tariffarie dedicate, l'elevato livello di tassazione su diesel e benzina ha storicamente rappresentato una fonte rilevante di gettito pubblico, contribuendo anche al finanziamento delle infrastrutture e dei servizi connessi alla mobilità stradale. Con la progressiva elettrificazione della mobilità privata e la conseguente riduzione del gettito derivante dai carburanti fossili, si porrà il tema di come garantire nel tempo un gettito adeguato alle esigenze di bilancio. In questa prospettiva, una parte della fiscalità oggi associata al consumo di energia potrebbe essere progressivamente riallocata verso forme di imposizione maggiormente correlate all'utilizzo del veicolo e dell'infrastruttura, come ad esempio una tassa sul possesso commisurata alle caratteristiche del mezzo o sistemi basati sulla distanza percorsa³⁹.

È possibile, e anzi prevedibile, che la ricostruzione delle strutture di imposizione secondo i principi delineati qui sopra, pur coerente a livello sistemico, generi situazioni individuali di particolare **vantaggio o svantaggio relativo** per alcune categorie di consumatori e imprese. In particolare, le fasce di popolazione in condizione di povertà energetica, dipendenti da fonti fossili e sprovviste della liquidità necessaria per accedere a soluzioni elettriche ed efficienti, rischiano di subire nella fase di transizione un aggravio di costi non compensato da una riduzione dei consumi. Lo stesso potrebbe accadere a microimprese e PMI con limitata capacità di investimento. Per queste categorie **saranno necessarie politiche sociali mirate, costruite e tarate sui bisogni concreti**, che non si limitino a sussidi generalizzati ma **che accompagnino attivamente il passaggio a soluzioni strutturali ed efficienti**, riducendo nel tempo la condizione di vulnerabilità energetica.

³⁸ Sancito a livello europeo dall'articolo 191 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea e in Italia dal Decreto legislativo n. 152/2006.

³⁹ Un esempio di questo approccio proviene dal Regno Unito, che nella legge di bilancio dell'autunno 2025 ha varato una disposizione che prevede l'introduzione, a partire da aprile 2028, di [un'accisa sui veicoli elettrici commisurata al kilometraggio percorso](#).

Si evidenzia **inoltre una peculiarità del sistema dei consumi industriali**, a differenza del settore domestico o del commercio e dei servizi, infatti, il sistema produttivo industriale comprende imprese con profili energetici estremamente diversificati. Questa elevata dispersione rende particolarmente complessa qualsiasi riforma delle componenti tariffarie, determinando effetti inevitabilmente differenziati tra imprese.

In questo contesto, gli interventi di riforma fiscale non possono essere orientati a perseguire una neutralità degli effetti tra imprese, ma devono riconoscere l'eterogeneità dei profili di consumo industriali e i conseguenti effetti differenziati. **In questa prospettiva, l'intervento pubblico deve piuttosto orientare il sistema attraverso segnali coerenti con il processo di elettrificazione e accompagnare la transizione con strumenti e tempi adeguati.**

4. UNA SPESA PER LA TRANSIZIONE INGENTE MA FRAMMENTATA

Il ruolo essenziale di indirizzo delle politiche che l'imposizione fiscale e di oneri gioca nel settore energetico si estende dal prelievo da questo settore alla spesa del gettito prelevato. Si tratta, infatti, di due elementi complementari che devono contribuire alla realizzazione e al finanziamento della transizione. È però **fondamentale che vi sia coerenza interna al sistema di prelievo e a quello di spesa nel settore energetico, e che i due siano allineati**: il prelievo di risorse da parte dell'amministrazione pubblica nei settori interessati dalla transizione deve confluire in maniera organica e programmatica in spesa pubblica a supporto di investimenti in elettrificazione dell'economia, efficienza energetica e politiche sociali di complemento. Tuttavia, al prelievo stratificato e incoerente esaminato nelle sezioni precedenti, corrisponde una spesa per la transizione frammentata e disorganica.

La transizione necessita di un supporto pubblico significativo: il passaggio a soluzioni elettriche comporta investimenti iniziali che non sono accessibili alla totalità di famiglie e imprese. È quindi fondamentale che **le politiche pubbliche sostengano direttamente le fasce più vulnerabili nell'elettrificazione dei propri consumi e al contempo non ostacolino, e anzi mettano in condizioni di mercato favorevoli, quanti dispongono di risorse per passare autonomamente a tecnologie elettriche**. Ad oggi tale supporto non è garantito in maniera programmata, certa, efficace, coerente.

La spesa nei settori della transizione e dell'energia (efficientamento degli edifici, trasporti, energia, industria) si presenta molto elevata: il [Catalogo dei sussidi ambientalmente dannosi e favorevoli del MASE](#) rendiconta per il 2024 l'erogazione di sussidi ambientalmente dannosi ("SAD") pari a 25,4 miliardi di euro, di cui 19,6 miliardi a combustibili fossili e di cui 13,5 miliardi nel settore dell'energia. Nello stesso anno, i sussidi ambientalmente favorevoli ("SAF") sono ammontati a 71,8 miliardi di euro, di cui una grandissima parte (33,6 miliardi di euro) in detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici, e 9,5 miliardi al settore dell'energia.

Si tratta di somme ingenti, **erogate però in un contesto di assenza di programmazione e visione pianificata, e che si rivelano insufficienti rispetto al raggiungimento effettivo di un'economia elettrificata e degli obiettivi di transizione energetica**⁴⁰. Le politiche di transizione sono oggi individuate, programmate e finanziate da atti, fondi e autorità sparse, in maniera disorganica e dispersiva. Mancano sistemi di monitoraggio e rendicontazione trasparente della spesa per la transizione, con conseguenze sull'efficacia della spesa erogata rispetto agli obiettivi energetico-climatici.

⁴⁰ Come certificato di recente dalla [Relazione del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica sullo stato di attuazione degli impegni per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra](#) allegata al Documento di Finanza Pubblica 2026, che certifica il mancato raggiungimento degli obiettivi emissivi nei settori coperti dal regolamento europeo 2018/842 relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli stati membri nel periodo 2021-2030, cosiddetto [Effort Sharing Regulation](#) ("ESR").

In situazione di crisi e *shock* dei prezzi energetici come quelle incorse nel 2022 a causa dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, e nel 2026 a seguito della [chiusura dello Stretto di Hormuz](#), l'assenza di una pianificazione della spesa per la transizione emerge con forza: per far fronte al rialzo dei prezzi delle materie prime energetiche, l'Italia ha messo in campo una serie di misure emergenziali di contenimento dei prezzi dei combustibili fossili a breve termine che **puntano ad attenuare la pressione nell'immediato ma non incidono sulle cause strutturali della vulnerabilità e anzi le aumentano**. Si tratta di misure non sostenibili sul lungo termine a causa del costo troppo elevato per le finanze pubbliche, dal carattere regressivo e soprattutto controproducenti, in quanto **consolidano la dipendenza dai combustibili fossili anziché accelerare il passaggio a fonti energetiche rinnovabili domestiche e stabili**.

All'incoerenza interna al prelievo dal settore energetico e alla frammentazione della spesa per la transizione si aggiunge una mancanza di allineamento tra i due, una lacuna che genera inefficienze e, spesso, costi aggiuntivi per le finanze pubbliche. Innanzitutto, **attualmente il gettito prelevato dal settore energetico confluisce per la maggior parte nella fiscalità generale, anziché essere speso con indirizzo strategico in investimenti per la transizione**. Ciò non significa che non contribuisca al finanziamento della spesa per la transizione, che come sottolineato resta ingente: lo fa però in maniera generica, senza che vi sia un collegamento strutturale tra prelievo e spesa e quindi senza quegli elementi di programmazione, monitoraggio, trasparenza e coerenza che un vincolo di destinazione potrebbe portare con sé.

Gli **oneri generali di sistema** hanno rappresentato un primo tentativo, a livello nazionale, di collegare la spesa per il settore energetico con il prelievo dallo stesso settore: il principio *cost-reflective* nella sua impostazione originaria mirava proprio a finanziare, tramite prelievi sulle tariffe energetiche del vettore interessato, la spesa per migliorare un determinato comparto energetico - creando un collegamento diretto tra prelievo e spesa e senza pesare sul debito pubblico. Tuttavia, come già riportato, un'applicazione sempre più estesa di questo principio ha portato a **prelevare dalle tariffe elettriche gettito per finanziare politiche di interesse generale che non hanno a che fare con il sistema elettrico in sé, distorcendo così il collegamento iniziale tra prelievo e spesa**.

A livello europeo, il compimento dell'allineamento tra il prelievo di risorse da settori emissivi con la spesa per la transizione è stato fatto con il meccanismo **ETS, che raccoglie risorse da imprese particolarmente emmissive e li redistribuisce per accompagnare le stesse imprese e le famiglie nella transizione**. In Italia, però, l'applicazione del meccanismo ha lasciato questa logica largamente inattuata: di circa 18 miliardi di euro raccolti tra il 2012 e il 2024 a livello nazionale da ETS, [solo una minima parte, appena il 9%](#), risulta spesa **effettivamente per la transizione**. Ciò significa che **solo 1,6 miliardi è stato destinato a politiche di riduzione delle emissioni o di supporto alla transizione energetica**, mentre la quota restante è confluita nella fiscalità generale, senza alcun indirizzo strategico né rendicontazione pubblica trasparente rispetto agli obiettivi climatici. Si tratta di un'inefficienza emblematica del sistema attuale: **un meccanismo di carbon pricing**

concepito per finanziare la transizione che, nella sua attuazione nazionale, si trasforma in una fonte di gettito generico, privando le politiche energetiche e climatiche di risorse significative e programmabili.

In secondo luogo, l'attuale imposizione fiscale e di oneri che penalizza il vettore elettrico, altera il segnale di prezzo a sfavore delle tecnologie elettriche, scoraggiando i consumatori dal passare autonomamente a queste tecnologie. Per correggere questa distorsione e raggiungere obiettivi nazionali definiti nel PNIEC ed europei di transizione, lo Stato si trova costretto a intervenire erogando sussidi e incentivi aggiuntivi per l'efficienza e le tecnologie elettriche (pompe di calore, veicoli elettrici): **finanzia a valle, con risorse pubbliche, scelte che un sistema fiscale coerente avrebbe in parte autonomamente favorito a monte con il solo segnale di prezzo.** Il risultato è una spesa pubblica più costosa del necessario, costretta a intervenire per correggere distorsioni che il prelievo di gettito nello stesso settore contribuisce a creare. Un sistema fiscale coerente ridurrebbe il bisogno di incentivare ciò che, in assenza di distorsioni artificiali, sarebbe selezionato autonomamente con più facilità dai consumatori sul mercato perché economicamente molto più conveniente e avente tempi di rientro dell'investimento minori.

Raggiungere gli obiettivi di transizione energetica richiede **una relazione strutturale e programmata tra entrate e uscite nel settore energetico**: il gettito fiscale dalle tariffe energetiche, i proventi ETS, le risorse liberate dalla progressiva eliminazione dei SAD sono risorse che dovrebbero tutte essere impiegate in maniera organica in politiche di elettrificazione, efficienza energetica e supporto sociale alla transizione, accompagnate da obiettivi misurabili, rendicontazione trasparente e verifica dei risultati. Un modello in questa direzione è il *Klima-und Transformationsfonds* tedesco, un fondo che raccoglie i proventi dalla fiscalità dell'energia, da ETS1 e dal sistema nazionale di *carbon pricing* che anticipa l'introduzione di ETS2, destinandoli al finanziamento della transizione energetica dell'economia nazionale. Al raggiungimento di questo obiettivo sarebbe altresì necessario che **il PNIEC si trasformasse in un vero e proprio strumento di governance capace di canalizzare e orientare la spesa per la transizione**, allineando obiettivi nazionali ad europei con la proposta di misure concrete e con l'identificazione delle risorse necessarie alla loro realizzazione – come richiesto del resto anche a [livello europeo](#).

5. PROSPETTIVE FUTURE: GETTITO, CRESCITA E SOSTENIBILITÀ ECONOMICA DELLA TRANSIZIONE

Alle considerazioni delle sezioni precedenti si aggiunge una dimensione temporale che qualsiasi eventuale riforma non potrà ignorare. **Sul lungo termine, la transizione erode strutturalmente la base imponibile del settore energetico:** con la progressiva contrazione dei consumi di gas, diesel e benzina il gettito derivante dalla fiscalità sui combustibili fossili è destinato a ridursi. L'OCSE [stima](#) che le perdite di entrate globali date dalla sostituzione del consumo di petrolio a seguito della rapida elettrificazione del settore dei trasporti stradali ammonteranno a 13,2 miliardi di euro nel 2023 e potrebbero aumentare fino a oltre 155 miliardi di euro nel 2035; la Commissione europea [prevede una diminuzione delle entrate](#) degli Stati membri di circa il 32% tra il 2020 e il 2035 a causa della prevista evoluzione del sistema energetico. Si tratta di una perdita che il gettito dal vettore elettrico non sarà in grado di compensare, anche a causa della maggiore efficienza energetica delle tecnologie elettriche, che riduce i consumi complessivi; e in ogni caso, non è pensabile colmare questo divario con un ulteriore aggravio dell'imposizione su un vettore già sproporzionatamente gravato.

Questa prospettiva potrebbe essere strumentalizzata per opporsi a eventuali riforme del sistema di imposizione, giustificando il mantenimento dell'attuale sistema di prelievo sui vettori energetici come risposta a necessità imprescindibili di bilancio. Si sottolinea però come un ragionamento di questo tipo sia limitato, e non tenga conto di come **la transizione energetica non costituisca solo una variabile fiscale, ma rappresenti una direzione strategica capace di rilanciare strutturalmente l'economia nazionale che, se ben governata, può produrre effetti macroeconomici complessivamente positivi e duraturi, per svariati motivi.**

Innanzitutto, la dipendenza dell'Italia da combustibili fossili importati [rappresenta una vulnerabilità macroeconomica che soffoca la crescita](#), riduce la competitività del settore produttivo, riduce il potere d'acquisto delle famiglie. Diminuire la spesa per importazioni di combustibili fossili significa **sganciare l'economia italiana da prezzi volatili sui mercati internazionali, soggetti ad andamenti e rialzi ricorrenti a causa di tensioni geopolitiche, e liberare risorse, attualmente impiegate per importare energia, che rimarrebbero invece nell'economia nazionale.** Non solo: investire in transizione ha un effetto economico positivo. È [documentato](#) come **gli investimenti in reti elettriche, rinnovabili, efficienza energetica e mobilità elettrica abbiano un moltiplicatore economico favorevole su crescita, occupazione e competitività industriale.**

Considerando queste variabili nel loro insieme, la stabilità macroeconomica e gli indicatori di bilancio in uno scenario di transizione ben governata [non sono destinati automaticamente a peggiorare](#), ma possono mantenere stabilità o addirittura migliorare se la perdita di gettito dal settore energetico è accompagnata da una crescita economica più robusta e da una spesa pubblica più efficace.

La questione, quindi, non è se rallentare la transizione per mantenere stabilità di gettito, ma come investire nella transizione perché garantisca una crescita economica. **Mantenere l'attuale sistema di imposizione, costruito sui vettori fossili e non aggiornato all'integrazione dei sistemi energetici, non fa altro che rallentare e rimandare a data futura una riforma che diventerà nel tempo sempre più urgente e più costosa da attuare, e nel frattempo frenare proprio quella transizione che può influenzare positivamente la stabilità macroeconomica di lungo periodo.**

Se in ogni caso l'obiettivo dovesse rimanere la stabilità del gettito, sarà comunque possibile accompagnare una riforma della fiscalità energetica coerente con l'integrazione dei sistemi energetici con l'adozione di **nuove fonti e nuove modalità di imposizione, più coerenti con il sistema energetico emergente.** Nel settore dei trasporti, ad esempio, una tassazione commisurata al possesso e all'uso dell'infrastruttura stradale, calibrata sulla percorrenza del veicolo, potrebbe consentire di sostituire progressivamente la quota di gettito oggi derivante dalle accise sui carburanti fossili, destinandola al finanziamento delle infrastrutture e dei servizi legati alla mobilità stradale. Percorsi analoghi possono essere individuati negli altri settori, con l'obiettivo di **costruire un sistema di prelievo che generi gettito stabile nel tempo senza penalizzare il vettore più efficiente né ostacolare la transizione.**

6. CONCLUSIONI

Il presente lavoro documenta come l'attuale struttura di imposizione fiscale e di oneri dell'energia in Italia non sia aggiornata rispetto all'evoluzione delle tecnologie, alla produzione energetica, all'integrazione dei sistemi, e anzi, penalizzando il vettore elettrico nel confronto con i corrispettivi fossili, costituisca una barriera all'elettrificazione. Questa situazione appare il frutto di un'assenza di scelte rispetto ad una stratificazione storica di componenti fiscali e oneri non rivisitata, in cui tre categorie distinte di prelievo (fiscaltà tradizionale, oneri generali di sistema, ETS) hanno seguito una propria logica settoriale specifica per vettore, senza mai essere ricondotte ad una coerenza con il quadro complessivo. **Le distorsioni che risultano da questo sistema privano il consumatore finale di una parte del risparmio e della convenienza economici che la maggior efficienza delle soluzioni elettriche potrebbe garantirgli.** Non si tratta di incongruenze marginali, ma di **freni sistemici che rallentano la transizione** e con essa la sicurezza energetica e autonomia strategica del Paese, l'accessibilità dell'energia, la competitività delle imprese.

Ad un prelievo incoerente corrisponde **una spesa per la transizione ingente ma frammentata e spesso inefficiente.** Mancano programmazione di medio termine, monitoraggio dei risultati, trasparenza nell'allocazione e collegamento strutturale con le entrate del settore. Il gettito dalle componenti fiscali sull'energia confluisce nel bilancio generale senza indirizzo strategico; gli oneri di sistema finanziano politiche di interesse generale scaricandone il costo quasi interamente sulle bollette elettriche, penalizzando proprio il vettore che dovrebbe guidare la trasformazione del sistema energetico; i proventi ETS vengono in larga parte assorbiti dalla fiscalità generale anziché essere restituiti ai consumatori per accompagnarli nella transizione come invece previsto dalla logica originaria del meccanismo. Il risultato è che **lo Stato è costretto a finanziare a valle, spesso con incentivi episodici, per correggere distorsioni che contribuisce a creare a monte, in un circolo che rende la transizione più costosa del necessario.**

Il presente lavoro propone una serie di considerazioni di riforma da cui partire. Innanzitutto, **una neutralità di imposizione di base per contenuto energetico dei vettori all'interno di uno stesso settore,** completata dall'aggiunta di **componenti che riflettano il contenuto emissivo, ambientale e il contributo alla sicurezza energetica di ciascun vettore** – internalizzando così costi che, in quanto esternalità negative, continuerebbero se no a gravare sulla collettività. Quindi, la **costruzione di un legame strutturale tra prelievo e spesa, che permetterebbe di utilizzare in modo più coerente, efficace, trasparente, verificabile risorse** che comunque sono già raccolte e mobilitate per la transizione, ma in maniera dispersiva e poco strategica. Il problema già oggi non è tanto la necessità di nuove risorse, e quindi nuovo debito, per la transizione (si è visto come nel 2024 sono stati erogati oltre 71 miliardi di euro in sussidi ambientalmente favorevoli), ma piuttosto l'assenza di un approccio globale, programmato e centralizzato nel modo in cui queste risorse vengono raccolte e allocate. A tal fine, **appaiono necessarie la trasformazione del PNIEC in un vero e proprio strumento di governance, capace di canalizzare e orientare la spesa per la transizione, allineando obiettivi nazionali ed europei a misure concrete e**

all'identificazione delle risorse necessarie alla loro realizzazione; e la creazione di un fondo dedicato, unico e centralizzato – una cassa per il clima sul modello tedesco del *Klima- und Transformationsfond* – che raccolga la totalità del gettito prelevato dal settore energetico e ne orienti l'impiego per la transizione.

L'attesa che le problematiche analizzate si risolvano da sole, che gli incentivi alle rinnovabili si riducano naturalmente e con essi si abbassino gli oneri generali di sistema, che le crisi dei prezzi dell'energia passino, non può essere la risposta. **Non pianificare la transizione ora significa continuare a scontare prezzi dell'energia tra i più alti d'Europa, con implicazioni di sostenibilità economica per le famiglie e competitività delle imprese; significa continuare a dipendere dai prezzi volatili di materie prime energetiche importate legati all'andamento dei mercati internazionali, con rischi per la tenuta economica del paese ogni volta che tensioni geopolitiche fanno schizzare quei mercati; significa non investire in settori che possono produrre valore aggiunto, lavoro, produttività industriale, crescita.**

L'obiettivo è passare da una situazione di imposizione dell'energia stratificata e disorganica a un **sistema capace di produrre gettito coerentemente con gli obiettivi delle politiche energetiche, climatiche, sociali, industriali – per poi utilizzare tale gettito per costruire politiche che rispondano ai bisogni di cittadini e imprese.**

ALLEGATO I

Tabella I: componenti fiscali (accisa, addizionale regionale, IVA) applicate ai consumi di gas naturale per utenti **domestici**. Fonte: Testo Unico delle Accise (D.Lgs. n. 504/95)

COMPONENTI FISCALI PER USI DOMESTICI in €/m³					
Fascia di consumo	[m ³ /anno]	0-120	121-480	481-1560	> 1560
Aliquote accisa normale	[€/m ³]	0,044	0,175	0,170	0,186
Aliquote accisa Ex Cassa del Mezzogiorno	[€/m ³]	0,038	0,135	0,120	0,150
IVA	[%]	10,0%	10,0%	22,0%	22,0%
Addizionale regionale					
Piemonte	[€/m ³]	0,022	0,026	0,026	0,026
Valle d'Aosta	[€/m ³]	0,00	0,00	0,00	0,00
Lombardia	[€/m ³]	0,00	0,00	0,00	0,00
Trentino-Alto Adige	[€/m ³]	0,00	0,00	0,00	0,00
Veneto	[€/m ³]	0,008	0,023	0,026	0,031
Friuli Venezia-Giulia	[€/m ³]	0,00	0,00	0,00	0,00
Liguria	[€/m ³]	0,022	0,026	0,026	0,026
Emilia-Romagna	[€/m ³]	0,022	0,031	0,031	0,031
Toscana	[€/m ³]	0,022	0,031	0,031	0,031
Umbria	[€/m ³]	0,005	0,005	0,005	0,005
Marche	[€/m ³]	0,016	0,018	0,021	0,026
Lazio	[€/m ³]	0,021	0,031	0,031	0,031
Abruzzo	[€/m ³]	0,016	0,019	0,021	0,021
Molise	[€/m ³]	0,019	0,031	0,031	0,031
Campania	[€/m ³]	0,019	0,031	0,031	0,031
Puglia	[€/m ³]	0,019	0,031	0,031	0,031
Basilicata	[€/m ³]	0,019	0,026	0,026	0,026
Calabria	[€/m ³]	0,019	0,026	0,026	0,031
Sicilia	[€/m ³]	0,00	0,00	0,00	0,00
Sardegna	[€/m ³]	0,00	0,00	0,00	0,00

COMPONENTI FISCALI PER USI DOMESTICI in c€/kWh					
Fascia di consumo	[m ³ /anno]	0-120	121-480	481-1560	> 1560
Aliquote accisa normale	[c€/kWh]	0,40	1,60	1,55	1,70
Aliquote accisa Ex Cassa del Mezzogiorno	[c€/kWh]	0,35	1,23	1,10	1,37
IVA	[%]	0,91	0,91	2,01	2,01
Addizionale regionale					

Piemonte	[c€/kWh]	0,20	0,24	0,24	0,24
Valle d'Aosta	[c€/kWh]	0,00	0,00	0,00	0,00
Lombardia	[c€/kWh]	0,00	0,00	0,00	0,00
Trentino-Alto Adige	[c€/kWh]	0,00	0,00	0,00	0,00
Veneto	[c€/kWh]	0,07	0,21	0,24	0,28
Friuli Venezia-Giulia	[c€/kWh]	0,00	0,00	0,00	0,00
Liguria	[c€/kWh]	0,20	0,23	0,23	0,23
Emilia-Romagna	[c€/kWh]	0,20	0,28	0,28	0,28
Toscana	[c€/kWh]	0,20	0,28	0,28	0,28
Umbria	[c€/kWh]	0,05	0,05	0,05	0,05
Marche	[c€/kWh]	0,15	0,16	0,19	0,24
Lazio	[c€/kWh]	0,19	0,28	0,28	0,28
Abruzzo	[c€/kWh]	0,15	0,17	0,19	0,19
Molise	[c€/kWh]	0,17	0,28	0,28	0,28
Campania	[c€/kWh]	0,17	0,28	0,28	0,28
Puglia	[c€/kWh]	0,17	0,28	0,28	0,28
Basilicata	[c€/kWh]	0,17	0,24	0,24	0,24
Calabria	[c€/kWh]	0,17	0,24	0,24	0,28
Sicilia	[c€/kWh]	0,00	0,00	0,00	0,00
Sardegna	[c€/kWh]	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabella II: componenti accise e IVA applicate ai consumi di energia elettrica e gas naturale per utenti **non domestici** basati su Testo Unico delle Accise (D.Lgs. n. 504/95) e dati ARERA 2024.

COMPONENTI FISCALI SU IMPRESE				
Elettricità				
Accise				
Fascia di consumo	[MWh/mese]	0-200	200-1200	> 1200
Fascia di consumo	[MWh/anno]	0-2400	2400-14 400	>14400
Aliquote accisa quota energia	[c€/kWh]	1,25	0,75	0,00
Aliquote accisa quota fissa	[€/mese]	0,00	0,00	4820,0
IVA				
Aliquota ordinaria	[%]	22%		
Aliquota ridotta	[%]	10%		
Gas Naturale				
Accise				

Fascia di consumo	[m³/anno]	< 1.200.000	> 1.200.000
	[MWh/anno]	<13 133	>13 133
Aliquote accisa	[c€/kWh]	0,11	0,07
Addizionale regionale (valore medio)*	[c€/kWh]	0,055	0,046
IVA			
Utenti industriali -aliquota ordinaria	[%]	22%	
Utenti industriali – aliquota ridotta	[%]	10%	

*Addizionale regionale non presente in Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Sicilia, Sardegna.

Tabella III: Oneri di sistema su elettricità per consumatori domestici e non domestici (media nazionale dei quattro aggiornamenti trimestrali da [ARERA](#) per il 2024).

	ASOS			di cui $A_{3^{ASOS}}$			di cui A_{ESOS}			ARIM		
	Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
	€/POD/anno	€/kW	c€/kWh	€/POD/anno	€/kW	c€/kWh	€/POD/anno	€/kW	c€/kWh	€/POD/anno	€/kW	c€/kWh
UtENZE DOMESTICHE IN BASSA TENSIONE												
<i>di cui: residenti</i>			2,87			2,16			0,71			0,84
<i>di cui: non residenti</i>	88,98		2,87	88,98		2,16	0,00		0,71			0,84
UtENZE in bassa tensione di illuminazione pubblica			4,72			3,85			0,87			1,10
UtENZE in bassa tensione per alimentazione esclusiva dei punti di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico			6,57			540			1,17			2,82
ALTRE UTENZE IN BASSA TENSIONE CON POTENZA DISPONIBILE FINO A 16,5 kW												
<i>per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW</i>	11,53	14,14	4,11	9,62	11,80	3,35	1,90	2,34	0,77	10,69	13,11	0,54
<i>per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW</i>	11,53	13,39	4,11	9,62	11,18	3,35	1,90	2,21	0,77	10,69	12,42	0,54
<i>per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW</i>	11,53	14,89	4,11	9,62	12,43	3,35	1,90	2,46	0,77	10,69	13,80	0,54
<i>per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW</i>	11,75	14,89	4,11	9,81	12,43	3,35	1,94	2,46	0,77	10,90	13,80	0,54
<i>per potenze impegnate superiori a 10 kW</i>	11,75	14,89	4,11	9,81	12,43	3,35	1,94	2,46	0,77	10,90	13,80	0,54
<i>Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW</i>	11,34	13,92	4,05	9,62	11,80	3,34	1,90	2,34	0,77	10,69	13,11	0,54

UtENZE in media tensione di illuminazione pubblica			4,36			3,55			0,81			0,76
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	364,75	15,32	3,97	309,42	13,00	3,28	61,21	2,57	0,76	343,67	14,44	0,46
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	343,56	13,76	3,97	291,44	11,67	3,28	57,66	2,31	0,76	323,70	12,97	0,46
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	337,11	12,07	3,97	285,97	10,24	3,28	56,58	2,03	0,75	317,63	11,37	0,46
UtENZE in alta tensione	9823,74	12,74	3,59	8201,24	10,63	2,91	1622,50	2,10	0,68	9109,13	11,81	0,05
UtENZE in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	9823,74	12,74	3,58	8201,24	10,63	2,90	1622,50	2,10	0,68	9109,13	11,81	0,04
UtENZE in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	9823,74	12,74	3,58	8201,24	10,63	2,90	1622,50	2,10	0,68	9109,13	11,81	0,04

Le tariffe legate agli oneri di sistema includono le quote A_{SOS} , che sostengono la copertura dei costi di sostegno per le fonti rinnovabili. Le quote A_{SOS} si dividono in:

- $A3^*_{SOS}$ che sostiene i costi di incentivazione delle rinnovabili e della cogenerazione, escludendo l'energia prodotta da rifiuti non biodegradabili, ed è applicata in misura ridotta per le imprese energivore;
- A_{SOS} , che copre gli oneri residui derivanti dall'applicazione ridotta di $A3^*_{SOS}$ e si applica solo ai punti di prelievo che non sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica;
- $A_{91/14SOS}$, sconto in bolletta applicato ai punti di prelievo di media tensione e di bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW che non sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica per alleggerire gli oneri $A3^*_{SOS}$. Questo sconto è stato annullato dalla delibera [ARERA 599-2024-R](#), perché i fondi destinati a questa misura negli anni 2015-2024 sono stati sufficienti a coprire la quota relativa al 2025. Non vi sono state nuove delibere riguardanti una sua ripresa dal 2026.

Le tariffe legate agli oneri di sistema includono inoltre la quota A_{RIM} che raggruppa i diversi oneri generali residui del sistema elettrico.

Tabella IV: Oneri di sistema sul gas naturale per consumatori domestici e non domestici (media nazionale dei quattro aggiornamenti trimestrali da [ARERA](#) per il 2024).

	UG2		RE	GS	UG3
	€/PDR/anno	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Consumo Smc/anno: da 0 a 120		0,000	0,116	0,009	0,061
da 121 a 480		0,422			
da 481 a 1.560		0,249			
da 1.561 a 5.000		0,202			
da 5.001 a 80.000		0,144			
da 80.001 a 200.000		0,060			
da 200.001 a 1.000.000		0,0	0,064	0,004	
da 1.000.001		0,0	0,000		
Quota fissa	-23,88				

Gli oneri relativi alla componente Gas si articolano nelle seguenti voci:

- UG2, destinata alla compensazione dei costi di commercializzazione;
- RE, finalizzata alla copertura dei costi connessi agli interventi di risparmio energetico;
- GS, prevista a copertura degli oneri legati alla compensazione del bonus gas e gravante solo sui consumatori domestici;
- UG3, destinata al recupero degli oneri di morosità sostenuti dagli esercenti i servizi di ultima istanza.

Tabella V: Sintesi delle componenti di costo applicate alle diverse opzioni di ricarica di veicoli elettrici e ai carburanti fossili, benzina e diesel (c€/kWh). Fonti: Testo Unico delle Accise (D.Lgs. n. 504/95) e condizioni indicate da ARERA per il 2024.

Rifornimento / Componenti	Accise	Oneri generali di sistema	ETS1	IVA	Totale
Rifornimento Benzina	7,19	0,00	0,15	1,61	8,94
Rifornimento Diesel	6,75	0,00	0,17	1,52	8,44
Ricarica Domestica	2,27	3,71	1,96	0,79	8,73
Ricarica Box	1,25	11,48	1,96	3,23	17,92
Ricarica ufficio BT	1,25	8,83	1,96	2,65	14,68
Ricarica Pubblica BT	1,25	8,36	1,96	2,54	14,11
Ricarica Pubblica MT	1,25	29,43	1,96	7,18	39,82



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

Questo policy briefing è stato curato da:

Matteo Leonardi, Cofondatore e Direttore Esecutivo, ECCO

matteo.leonardi@eccoclimate.org

Francesca Andreoli, Ricercatrice Senior Energia ed Efficienza, ECCO

francesca.andreoli@eccoclimate.org

Carolina Bedocchi, Ricercatrice Transizione Industriale, ECCO

carolina.bedocchi@eccoclimate.org

Caterina Molinari, Analista Senior Finanza, ECCO

caterina.molinari@eccoclimate.org

Massimiliano Bienati, Responsabile Politica Trasporti, ECCO

Massimiliano.bienati@eccoclimate.org

Le opinioni riportate nel presente policy briefing sono riferibili esclusivamente ad ECCO autore della ricerca.

Per interviste o maggiori informazioni sull'utilizzo e sulla diffusione dei contenuti presenti in questo briefing, si prega di contattare:

Andrea Ghianda, Responsabile Comunicazione, ECCO

andrea.ghianda@eccoclimate.org

+39 3396466985

www.eccoclimate.org

Data di pubblicazione:

11 Giugno 2026