RSEview
RIFLESSIONI SULL'ENERGIA

Il costo della transizione energetica per il consumatore finale

RSEview
RIFLESSIONI SULL'ENERGIA

Il costo della transizione energetica per il consumatore finale

© 2024

Autore: Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA
Impaginazione e editing: Editrice Alkes

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere riprodotta, archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo, se non nei termini previsti dalla legge che tutela i diritti d'autore. L'autorizzazione alla riproduzione dovrà essere richiesta a RSE Via Rubattino 54 – 20134 Milano – Italia

Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico nell'ambito del Piano Triennale 2022-2024 (DM MITE n. 337, 15.09.2022), in ottemperanza al DM 16 aprile 2018.

Finito di stampare nel mese di febbraio 2025
da AGF S.r.l. Unipersonale

ISBN 978-88-943145-6-4

Premessa

La transizione energetica verso la decarbonizzazione è ad oggi una realtà ineludibile, una profonda trasformazione dei sistemi energetici che è in corso e che coinvolge tutta l'umanità. È di attualità la forte preoccupazione per gli effetti economici della transizione sull'industria, ma anche sulle economie di singoli Paesi e continenti: essa stravolge infatti le posizioni storiche di forza in funzione dello sviluppo di nuove tecnologie e fonti energetiche.

Questo è un tema ampiamente dibattuto che ricalca, spesso anche nei toni, quanto già avvenne di fronte alle grandi rivoluzioni tecnologiche del passato, quali l'avvento dell'energia elettrica nelle città nella seconda metà del diciannovesimo secolo o delle automobili nella prima metà del secolo successivo.

Rispetto a questi eventi epocali, tuttavia, la transizione energetica si distingue per essere un'azione collettiva, responsabile, che, per la prima volta nella storia, intende affrontare una grave minaccia a livello globale. Ecco allora che, oltre alla preoccupazione per l'economia di specifici settori industriali o di interi Paesi, esiste un altro aspetto che potrebbe diventare critico e che, forse, al momento risulta meno affrontato. La transizione, infatti, può avvenire solo con la partecipazione di tutti, senza lasciare indietro nessuno.

Ne scaturisce la domanda se tale trasformazione possa essere davvero alla portata di tutti, ossia occorre chiedersi: quale prezzo (economico!) comporta per il consumatore finale? Rispondere a questa domanda è particolarmente complesso e questa monografia intende indagare e provare a dare una prima risposta su uno specifico caso studio, assai significativo per i consumatori del nostro Paese: l'impatto economico della decarbonizzazione sul riscaldamento delle abitazioni, mettendo a confronto pompe di calore elettriche con caldaie a gas.

Buona lettura!

Franco Cotana
Amministratore Delegato RSE

Credits

CONTRIBUTI DI:

Antonio Gatti. Laureato in Ingegneria Elettrica nel 2003, ha lavorato nel 2003-2006 in CESI nell'ambito della pianificazione dei sistemi elettrici e dal 2006 lavora in RSE nel Dipartimento SSE (Sviluppo Sistemi Energetici) all'interno del Gruppo SSR (Sviluppo e Sicurezza delle Reti) dove si occupa di analisi di sicurezza delle reti e di altri ambiti (policy e regole di mercato, codici di rete, norme in ambito energetico).

Silvia Maria Canevese. Laureata in Ingegneria Elettronica, ha conseguito il Dottorato di Ricerca in Ingegneria dell'Informazione. Dal 2006 lavora in RSE, dal 2013 nel Dipartimento Sviluppo Sistemi Energetici (Gruppo di Ricerca Sviluppo e Sicurezza delle Reti) dove si occupa di valutazioni tecnico-economiche sulla fornitura di servizi di dispacciamento, sia da parte degli impianti tradizionali sia da parte di nuove risorse come i sistemi di accumulo elettrochimico, in vista di una sempre maggiore integrazione delle fonti rinnovabili.

Laura Tagliabue. Laureata in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio al Politecnico di Milano, ha lavorato nel settore della consulenza e della ricerca sviluppando competenze nel calcolo della carbon footprint, negli inventari di emissione in atmosfera e nella modellistica dei sistemi energetici. In RSE dal 2020, si occupa di modellistica e scenari di decarbonizzazione del sistema energetico italiano, con un focus sul settore industriale.

Alberto Gelmini. Laureato in Matematica. Negli ultimi 25 anni si è occupato principalmente di studi di scenario del sistema energetico nazionale e sui mercati energetici e al supporto alla governance e alla regolazione dei sistemi e mercati energetici. Attualmente è responsabile del progetto di ricerca Scenari Energetici e Supporto alla Governance di RSE, dove ha coordinato le attività di sviluppo dello scenario energetico del Piano Nazionale Integrato Energia Clima.

Maria Francesca Talamo. Laureata presso il Politecnico di Bari in Ingegneria dei Sistemi Edilizi e con un Master universitario di II livello su Efficienza energetica e rinnovabili conseguito presso il Politecnico di Milano. Ha lavorato precedentemente in ambito confindustriale, in particolare occupandosi di domotica, infrastrutture di ricarica e connessione alle reti di distribuzione. In RSE si occupa di attività di supporto ai Ministeri su incentivi e Pubblica Amministrazione, analisi dei dati sull'efficienza energetica negli edifici e studi sulle pompe di calore. È impegnata in progetti per l'implementazione dell'Efficienza Energetica nei settori civile, industriale e dei trasporti.

Francesco D'Oria. Laureato in Ingegneria Meccanica, con interesse per il settore delle energie rinnovabili e la modellazione di sistemi di supporto alle decisioni basati sull'analisi dati, anche tramite l'uso di strumenti di intelligenza artificiale. Ha maturato esperienza come modellista per l'identificazione delle inefficienze dei cicli produttivi in Avio Aero e nella gestione dei processi autorizzativi degli impianti rinnovabili. Attualmente è ricercatore presso RSE nel gruppo di efficienza energetica con focus sulla flessibilità energetica e l'ottimizzazione degli usi finali.

Lorenzo Croci. Diplomato in Termotecnica, ha lavorato presso la struttura di ricerca dell'Enel e del CESI, partecipando a progetti per lo sviluppo di elettro tecnologie per gli usi finali. Attualmente lavora in RSE, dove si occupa di efficienza energetica a supporto delle politiche energetiche, con particolare interesse alle prestazioni energetiche degli edifici e ai sistemi innovativi di climatizzazione a pompa di calore. Dal 2009 è responsabile dei laboratori di Efficienza Energetica di RSE.

Indice

		Introduzione	13
PARTE 1		***Anatomia del prezzo attuale dell'energia***	17
Capitolo	1	**Gas ed energia elettrica: le voci in bolletta e le modalità di fornitura**	19
	1.1	Struttura dei costi	19
	1.2	Caratteristiche della fornitura di gas naturale	20
	1.3	Caratteristiche della fornitura di energia elettrica	21
Capitolo	2	**Anatomia del costo del gas naturale**	23
	2.1	Acquisto sui mercati all'ingrosso	23
	2.1.1	Materia prima	23
	2.1.2	Commercializzazione e vendita	24
	2.2	Servizi di rete	25
	2.2.1	Rete di trasporto	26
	2.2.2	Reti di distribuzione	28
	2.3	Oneri di sistema	29
	2.4	Oneri fiscali	31
	2.4.1	Accisa	31
	2.4.2	Addizionale regionale	32
	2.4.3	IVA	33
	2.5	Bolletta nazionale gas	34
	2.6	Costo unitario nazionale e sotto-componenti	36
Capitolo	3	**Anatomia del costo dell'energia elettrica**	39
	3.1	Acquisto sui mercati all'ingrosso	39
	3.1.1	Materia prima	39
	3.1.2	Commercializzazione e vendita	41
	3.1.3	Servizio di dispacciamento	42
	3.2	Servizi di rete	44
	3.2.1	Trasporto	44
	3.2.2	Distribuzione	46
	3.3	Oneri di sistema	47
	3.4	Oneri fiscali	51
	3.4.1	Accisa	51
	3.4.2	IVA	52
	3.5	Bolletta nazionale elettricità	53
	3.6	Costo unitario nazionale e sotto-componenti	54

Indice

Capitolo	4	**Energia elettrica e gas a confronto**	57
PARTE 2		***Evoluzione del costo dell'energia***	61
Capitolo	5	**Prezzo delle *commodity* energia elettrica e gas: proiezioni future**	63
	5.1	Evoluzione prezzo del gas naturale nella transizione	67
	5.2	Evoluzione prezzo dell'energia elettrica nella transizione	71
	5.2.1	Evoluzione delle voci della bolletta elettrica al 2030	73
	5.2.2	Evoluzione delle voci della bolletta elettrica al 2050	76
	5.2.3	I prezzi per gli utenti finali per settore e per fascia	78
PARTE 3		***Caso studio: il riscaldamento degli edifici***	81
Capitolo	6	**Il riscaldamento negli edifici**	83
	6.1	Metodologia per la valutazione della convenienza economica delle tecnologie di decarbonizzazione per soddisfare i fabbisogni termici delle abitazioni	84
	6.2	L'ambito di indagine: l'attuale parco abitativo italiano	86
	6.3	Stima del fabbisogno energetico	88
	6.4	Le possibili soluzioni tecnologiche di efficientamento delle abitazioni verso l'uso delle pdc: i casi studio	89
	6.5	Valutazione dei costi di investimento	93
Capitolo	7	**Valutazione della competitività ambientale ed economica delle pompe di calore**	97
	7.1	Benefici ambientali	97
	7.2	Convenienza economica	99
	7.2.1	Il caso dell'impianto di riscaldamento centralizzato	107
	7.3	Esiti dell'analisi	108
		Conclusioni	111
		Bibliografia	115
		Acronimi	119

Sommario

La monografia affronta il tema della transizione energetica dal punto di vista dei consumatori finali e ha l'obiettivo di indagare gli effetti socio-economici dell'uso dell'energia nel contesto della decarbonizzazione. L'analisi si focalizza su un servizio energetico, ossia il riscaldamento delle abitazioni.

La caratteristica dell'analisi descritta in questa monografia è che non si limita a una valutazione del costo totale del servizio per l'utente finale (*Total Cost of Ownership* – TCO), ma parte da una ricostruzione molto articolata del costo futuro dell'energia per il consumatore.

In tal senso, la Parte 1 presenta un'analisi della struttura del prezzo del kWh di energia elettrica e del metro cubo di gas naturale, estraendone gli andamenti e i valori di dettaglio dell'ultimo decennio (dal 2014 al 2023 e una pre-stima per il 2024, anno ancora in corso al momento dell'analisi).

Nella Parte 2, facendo riferimento agli scenari evolutivi del sistema energetico nazionale al 2030 (scenario PNIEC) e al 2050 (scenari di neutralità carbonica), si effettua una stima ragionata dell'evoluzione di tutte le principali singole voci di costo analizzate nella Parte I. Si arriva quindi a definire l'evoluzione del costo medio dell'energia in bolletta, introducendo anche una distinzione tra le differenti tipologie di consumatori.

Questa modalità di analisi valorizza non solo l'evoluzione del semplice costo di produzione dell'energia, ma anche di tutti quegli oneri che vanno a costituire il prezzo finale (ad esempio, per la copertura dei costi di dispacciamento, di rete e degli incentivi alle rinnovabili o ad altri impianti necessari per la sicurezza del sistema) e sui quali sono attesi significativi mutamenti proprio per effetto della transizione energetica.

Con queste proiezioni di prezzo, nella Parte 3 si sono valutati i costi totali del servizio di riscaldamento domestico, mettendo a confronto le pompe di calore con la caldaia a gas. L'analisi economica è stata svolta considerando numerosi casi, differenziati per tipologie di abitazioni, zone climatiche, caratteristiche e vetustà dell'edifico.

I risultati delle analisi indicano quali situazioni risultano indifferenti, avvantaggiate o svantaggiate dalla transizione energetica.

Summary

This monograph addresses the topic of the energy transition from the perspective of end consumers and aims to investigate the socio-economic effects of energy use in the context of decarbonization. The analysis focuses on one energy service, namely home heating.

The analysis described in this monograph does not limit itself to an evaluation of the total cost of the service for the end user (Total Cost of Ownership – TCO) but starts from a very detailed reconstruction of the future cost of energy to the consumer.

In this sense, Part 1 of the monograph presents an analysis of the price structure of 1 kWh of electricity and 1 cubic meter of natural gas, showing trends and detailed values from the last decade (from 2014 to 2023 and a pre-estimate for 2024, the year still ongoing at the time of the analysis).

Then, in Part 2, all the main individual cost items are projected into the future. For the year 2030 and 2050 respectively, data are in line with the PNIEC scenario and with carbon neutrality scenarios. This way, the evolution of the average cost of energy in the bill is estimated, and a distinction among different types of consumers is also introduced.

This method of analysis values the evolution not only of the simple production cost of energy, but also of all those charges that make up the final price and are expected to change significantly due to the energy transition (e.g., costs for covering dispatching costs, network costs, and incentives for renewables or other plants necessary for system security).

The total costs of the domestic heating service are evaluated in Part 3 with these values, comparing heat pumps with gas boilers. The economic analysis is carried out by comparing numerous cases, considering different types of housing, climatic zones, characteristics, and age of the building.

Results indicate which situations are indifferent, advantaged, or disadvantaged by the energy transition.

Introduzione

L'obiettivo generale di questa monografia è capire quali costi comporterà la transizione energetica per i consumatori finali. Rispetto alle tipiche valorizzazioni del *Total Cost of Ownership* (TCO)[1], lo studio non si limita a tener conto dell'evoluzione delle tecnologie, ma utilizza a tutto tondo i risultati degli scenari di sviluppo del sistema energetico per capire come evolveranno anche i costi dell'energia includendo, oltre ai costi di generazione, i costi di sistema e delle infrastrutture.

Altri lavori, come la monografia RSE *Energia elettrica, anatomia dei costi* [1][2] del 2015 o il *Libro bianco per uno sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili al 2030* [2][3] di Confindustria (in collaborazione con RSE e EY) del 2018, avevano già provato a fare delle stime del costo dell'energia elettrica in uno scenario di transizione includendo i costi di sistema e delle infrastrutture necessarie, ma senza poi procedere alla valutazione dell'impatto finale sui consumatori che non solo avranno a che fare con un prezzo dell'energia diverso, ma anche consumi, fonti e tecnologie differenti rispetto ad oggi.

Occorre, così, riferirsi agli scenari considerati dagli Stati nazionali e dalle pubbliche amministrazioni per realizzare la decarbonizzazione. Un ruolo centrale è rappresentato dalla pianificazione strategica di sistema. Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC [3][4]) è lo strumento fondamentale per delineare la politica energetica e ambientale del Paese in tutte le sue dimensioni (rinnovabili, efficienza, povertà energetica, infrastrutture, emissioni di gas serra, impatti socio-economici, sicurezza energetica, eccetera). La pianificazione strategica deve essere accompagnata da investimenti in ricerca e sviluppo, necessari per portare alla maturità tecnologica soluzioni innovative che hanno ancora un basso *Technology Readiness Level* (TRL), ma che sono necessarie per la decarbonizzazione sul lungo periodo (ad esempio, idrogeno, sistemi di accumulo elettrico e termico, combustibili sintetici, eccetera). Una volta raggiunta la maturità tecnologica, inoltre, i governi hanno il compito di creare le condizioni di mercato per favorire la diffusione delle tecnologie *green*

1 *Si veda ad esempio https://dossierse.it/18-2021-total-cost-of-ownership-tco-2021/*
2 *https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2017/04/RSE_Costi_energia_elettrica_Italia_2015.pdf*
3 *https://www.confindustria.it/home/policy/position-paper/dettaglio/libro-bianco-fonti-rinnovabili*
4 *https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024%20errata%20corrige%20pulito.pdf*

che, almeno nella fase di transizione, possono costare di più delle soluzioni tradizionali basate sui combustibili fossili. Per colmare l'eventuale *gap* economico-finanziario, la politica può intervenire con un mix di strumenti: regolamentazione, fiscalità energetico-ambientale, incentivi e finanza pubblica. I consumatori finali, a questo punto, nel compiere le proprie scelte di investimento e di consumo, avranno un ruolo chiave per realizzare il processo di decarbonizzazione.

Per indagare le decisioni di investimento dei singoli agenti privati (consumatori finali di energia), è necessario capire, in primo luogo, come la transizione energetica impatterà sui prezzi finali dell'energia (gas, elettricità, carburanti). L'elettrificazione dei consumi energetici finali gioca un ruolo chiave in tutti gli scenari di decarbonizzazione. Questa monografia, strutturata in tre parti, propone come primo caso studio l'elettrificazione del riscaldamento nel settore residenziale: l'analisi si concentra, quindi, su una possibile evoluzione dei prezzi dell'elettricità e del gas naturale.

Nella Parte 1 viene presentata l'analisi dei dati storici delle singole voci di costo che compongono la bolletta nazionale del Paese: tutte le componenti della bolletta, infatti, concorrono a formare il prezzo finale di vendita applicato al cliente finale. A tale scopo l'attenzione è posta sulle seguenti voci:

- costo della materia prima (gas naturale, elettricità);
- costo dei servizi di trasmissione/trasporto, distribuzione e misura;
- costo a copertura degli oneri generali di sistema;
- oneri fiscali.

La Parte 2 è dedicata alla valutazione dei prezzi futuri di elettricità e gas naturale per gli utenti finali. La base di partenza è la struttura della bolletta nazionale definita nella Parte 1. Sono quindi presentate le ipotesi di evoluzione futura del costo unitario nazionale di ogni componente (c€/kWh elettrico; c€/Sm^3 di gas). Le voci che non dovrebbero variare significativamente nel tempo (ad esempio, commercializzazione e vendita) sono assunte in linea con i valori storici; altre voci, invece, sono analizzate più in dettaglio per stimarne la possibile evoluzione al 2030 secondo lo scenario di Policy descritto dal PNIEC [4][5] (ad esempio, materia prima, trasporto e distribuzione,

5 *Per il quale si rimanda al deliverable RSE n° 24010609 "Scenari per l'aggiornamento del PNIEC (versione 2024)"*

incentivi alle fonti rinnovabili). Poiché molte tecnologie installate oggi avranno una vita utile superiore a cinque anni, l'orizzonte di analisi prosegue oltre il 2030; si è quindi ricorso anche ad altri scenari RSE di lungo termine compatibili con il PNIEC al 2030 e con obiettivo di zero emissioni nette al 2050.

Infine, occorre passare dal costo unitario nazionale ai prezzi al dettaglio per i diversi tipi di consumatore finale, ripartendo le componenti della bolletta nazionale sui diversi utenti in base al tipo e alla fascia di consumo. Le singole voci, infatti, possono pesare in modo diverso sugli utenti residenziali o industriali e, all'interno di questi, fra chi ha un consumo annuo maggiore o minore.

La Parte 3 presenta il caso studio dell'elettrificazione del riscaldamento delle abitazioni residenziali. Assumendo i prezzi futuri di elettricità e gas stimati nella Parte 2, viene qui effettuata un'analisi della competitività economica e ambientale delle pompe di calore, in sostituzione delle caldaie a gas. La valutazione tiene conto di due tipologie di abitazioni (casa monofamiliare e condominio), due vetustà delle abitazioni (costruite tra il 1960 e il 1980 oppure tra il 1990 e il 2000), tre diverse zone climatiche (C, D, E) e della presenza o meno di detrazioni fiscali.

PARTE 1

Anatomia del prezzo attuale dell'energia

A cura di Antonio Gatti e Silvia Canevese

1 Gas ed energia elettrica: le voci in bolletta e le modalità di fornitura

Un'analisi dei prezzi al consumo di energia elettrica e gas naturale è la base necessaria per capire come i prezzi degli usi energetici finali potranno cambiare con la transizione energetica. È quindi utile richiamare, innanzitutto, la struttura delle bollette degli utenti finali e le modalità con cui essi sono riforniti.

1.1 STRUTTURA DEI COSTI

Le voci di costo che compaiono nelle bollette degli utenti, e che concorrono quindi all'intera bolletta nazionale, si possono ricondurre a quattro macro-categorie (che saranno discusse nei capitoli successivi):

- costo della *commodity* (energia elettrica, gas naturale);
- costo dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura;
- costo a copertura degli oneri generali di sistema;
- costo a copertura degli oneri fiscali.

La prima voce è relativa alla spesa sostenuta per l'acquisto sul mercato all'ingrosso del prodotto energetico destinato al consumo finale (gas naturale, energia elettrica); nell'analisi, tale voce include anche una componente relativa al costo dell'attività di commercializzazione e vendita svolta dal venditore finale (per esempio, attività di promozione/marketing) e, per il consumo di energia elettrica, anche una componente di costo del servizio di dispacciamento relativa all'attività di compravendita, da parte del gestore di rete di trasmissione (Terna), di prodotti energetici impiegati per la gestione e il controllo del sistema elettrico.

La seconda voce riguarda i costi connessi all'attività di sviluppo e di esercizio dell'infrastruttura necessaria al trasporto, distribuzione e misura del prodotto energetico veicolato dai punti di immissione a quelli di prelievo (punti di riconsegna). La terza voce include gli oneri di interesse generale per il sistema Paese, introdotti da atti legislativi, come, ad esempio, i dispositivi di incentivazione a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili. Infine, l'ultima voce include la componente fiscale di alimentazione degli introiti erariali (accisa, addizionale regionale, imposta sul valore aggiunto IVA).

Il montante di costo totale, diviso per il consumo complessivo di energia elettrica o di gas naturale, vuole rappresentare, in prima approssimazione, il prezzo mediamente pagato nella bolletta dei consumatori nazionali, ossia il costo medio unitario derivante dal prelievo del singolo kWh di energia elettrica o del singolo metro cubo standard (Smc) di gas naturale.

L'analisi delle voci di costo qui descritta perpetua un'attività che RSE ha portato avanti da oltre un decennio, a partire dalla prima pubblicazione della monografia *RSEview* dal titolo *Energia elettrica, anatomia dei costi* [1], seguita poi da successivi aggiornamenti annuali delle voci trattate nel Capitolo 4 *La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti* della monografia stessa [5].

1.2 CARATTERISTICHE DELLA FORNITURA DI GAS NATURALE

Il prezzo di vendita nel mercato finale al dettaglio del gas naturale è differenziato per punto di allacciamento alla rete pubblica (il gas fornito direttamente dalla rete di trasporto, come avviene per i grandi clienti industriali, ha un costo diverso dal gas riconsegnato tramite la rete di distribuzione, come avviene per i clienti residenziali e industriali/commerciali di taglia medio-piccola). Altri elementi che incidono sul prezzo finale sono il sito geografico (località) di appartenenza del punto di prelievo, la categoria d'uso del gas, il profilo di prelievo e lo scaglione di consumo di appartenenza dell'utenza.

Più in generale, gli utenti finali possono essere classificati in "domestici" e "non-domestici" I primi fanno riferimento a tutte le utenze residenziali dotate di un contatore atto a soddisfare il fabbisogno energetico di una famiglia (tale categoria include anche le utenze residenziali riferite a punti di prelievo di tipo condominiale). I secondi sono relativi, invece, a utenze in cui il gas naturale prelevato è impiegato per usi diversi da quelli domestici (es. attività commerciali e processi industriali).

Fino al 31 dicembre 2023, gli utenti finali sono stati suddivisi in due macro-categorie:

- clienti serviti nel mercato libero;
- clienti serviti nel mercato amministrato.

In particolare, il mercato amministrato prevedeva tre tipologie di servizio[1]: Servizio di Tutela, Servizio di Fornitura di Ultima Istanza e Servizio di Default Distribuzione. La tariffa applicata obbediva a condizioni economiche, contrattuali e di tutela di prezzo definite direttamente dall'Autorità regolatoria [6].

A seguito della cessazione del Servizio di Tutela, dal 1° gennaio 2024 i clienti finali che erano serviti nel regime di tutela devono passare nel mercato libero (il regime di Servizio di Tutela è rimasto esclusivamente per i clienti dichiarati vulnerabili[2]) [7] [8].

Per quanto riguarda il mercato libero, invece, tale regime ammette due tipologie di modelli contrattuali: un modello pienamente libero e un modello semi-libero a "Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela" – PLACET. I due modelli contrattuali del mercato libero differiscono dal regime amministrato per le condizioni contrattuali e la struttura di prezzo. Inoltre, se non avviene la sottoscrizione delle condizioni previste per il nuovo regime, i clienti prima serviti in regime di Servizio di Tutela e dichiarati non vulnerabili passano automaticamente a un servizio equivalente al PLACET.

1.3 CARATTERISTICHE DELLA FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA

Il prezzo finale dell'energia elettrica è differenziato in base al livello di tensione del punto di connessione dell'utenza alla rete pubblica (bassa tensione BT, media tensione MT e alta/altissima tensione AT/AAT), al profilo orario di consumo e alla potenza impegnata. Più in generale, gli utenti finali possono essere classificati in domestici e non-domestici.

1 *Il regime amministrato è stato istituito ai sensi dell'art. 1 comma 3 del decreto-legge n. 73 del 18 giugno 2007 (convertito in Legge n. 125 del 3 agosto 2007). Tuttavia, per una completa attuazione della norma occorre aspettare l'approvazione della disciplina contenuta nel Testo Integrato Vendite Gas (TIVG) approvata con Deliberazione n. ARG/gas 64/09 del 28 maggio 2009 con effetto dal 1° ottobre 2009. Infatti, fino a tale data ha avuto effetto l'assetto di tutela in materia di condizioni economiche definito dall'Autorità regolatoria introdotte con le Deliberazioni n. 195/02, n. 207/02 e n. 138/03.*

2 *Ai sensi del decreto Aiuti bis (decreto-legge n. 115 del 9 agosto 2022, convertito con legge n. 142 del 21 settembre 2022), un cliente con utenza civile è ritenuto vulnerabile se: si trova in condizioni economicamente svantaggiate ai sensi dell'art. 1 comma 75 della legge 124/17 del 4 agosto 2017; si trova con disabilità ai sensi dell'art. 3 della legge 104/92; si trova con utenza ubicata nelle isole minori non interconnesse; si trova con utenza ubicata in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi; ha età superiore ai 75 anni.*

I primi rappresentano le utenze residenziali direttamente allacciate alla rete BT con 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). I secondi sono relativi, invece, a utenze in cui l'energia elettrica prelevata è impiegata per usi diversi da quelli domestici (es. attività commerciali e processi industriali).

Fino al 30 giugno 2024 gli utenti finali sono stati suddivisi nel mercato al dettaglio in due macro-categorie:

- clienti serviti nel mercato libero;
- clienti serviti nel mercato amministrato.

In particolare, il mercato amministrato prevedeva due tipologie di servizio[3]: Servizio di Maggiore Tutela, Servizio di Salvaguardia. La tariffa applicata obbediva a condizioni economiche, contrattuali e di tutela di prezzo definite direttamente dall'Autorità regolatoria [9].

A seguito della cessazione del Servizio di Maggior Tutela, dal 1° luglio 2024 i clienti finali che erano serviti nel regime di tutela devono passare nel mercato libero (il servizio di Maggior Tutela è rimasto esclusivamente per i clienti dichiarati vulnerabili[4]) [10] [11].

Per quanto riguarda il mercato libero, invece, tale regime ammette tre tipologie di modelli contrattuali: un modello pienamente libero, un modello semi-libero a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela – PLACET e un modello semi-libero di Servizio a Tutele Graduali. I tre modelli contrattuali del mercato libero differiscono dal regime amministrato per le condizioni contrattuali e la struttura di prezzo. Inoltre, se non avviene la sottoscrizione delle condizioni previste per il nuovo regime, i clienti prima serviti in regime di Servizio di Maggior Tutela e dichiarati non vulnerabili passano automaticamente al regime di Servizio a Tutele Graduali per un periodo transitorio (fino al 31 marzo 2027).

Nei capitoli seguenti si entra nel dettaglio dell'analisi delle suddette voci di costo, che costituiscono la bolletta nazionale del gas naturale e dell'energia elettrica.

3 *Il regime amministrato è stato istituito ai sensi dell'art. 1 comma 3 del decreto-legge n. 73 del 18 giugno 2007 (convertito in Legge n. 125 del 3 agosto 2007).*

4 *Ai sensi dell'art. 11 comma 1 del decreto legislativo 210/21, un cliente con utenza domestica è ritenuto vulnerabile se: si trova (oppure che ha presso persona che versa) in condizioni economicamente svantaggiate ai sensi dell'art. 1 comma 75 della legge n. 124 del 4 agosto 2017; si trova con disabilità ai sensi dell'art. 3 della legge 104/92; si trova con utenza ubicata nelle isole minori non interconnesse; si trova con utenza ubicata in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi; ha età superiore ai 75 anni.*

2 Anatomia del costo del gas naturale

2.1 ACQUISTO SUI MERCATI ALL'INGROSSO

La stima del costo di approvvigionamento sui mercati all'ingrosso è effettuata sulla base della domanda nazionale di gas naturale acquistata in e fuori Borsa. Inoltre, si considera una quota addizionale di spesa relativa alle attività di commercializzazione e vendita al dettaglio da parte dei venditori finali.

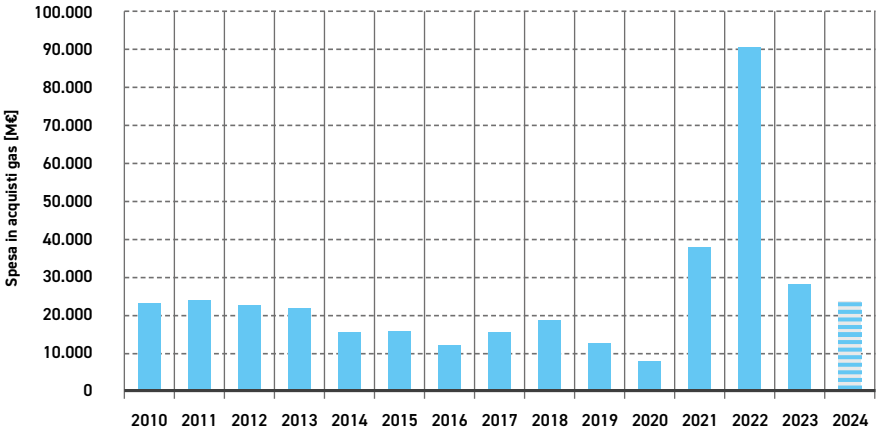
Con riferimento ai volumi di gas naturale acquistati sui diversi mercati all'ingrosso (in/fuori Borsa), è stata effettuata una stima del costo della materia prima. A tale scopo si è considerato il prezzo medio annuo degli scambi complessivi effettuati in Borsa e sull'*hub* italiano Punto di Scambio Virtuale (PSV).

2.1.1 Materia prima

In Figura 2.1 è mostrato l'andamento della spesa annua per l'acquisto all'ingrosso del gas naturale necessario al soddisfacimento della domanda nazionale nel periodo 2010-2024.

FIGURA 2.1

Spesa in acquisti all'ingrosso di gas naturale nel periodo 2010 – 2024. Fonte: elaborazione RSE dei dati GME, ARERA.



Il costo montante mostra dapprima un trend mediamente in diminuzione, seguito poi da alcuni anni di incremento straordinario. In particolare, dal 2010 al 2020 il montante di spesa passa da un valore medio annuo di circa 23 miliardi di euro nel periodo 2010-2013 a 7,9 miliardi di euro nel 2020 (anno di massima emergenza da Covid-19).

Per effetto della ripresa post Covid-19 a livello globale, la domanda di gas ha poi innescato un rialzo del prezzo di scambio sui principali mercati all'ingrosso, per cui nel 2021 il costo montante è arrivato a quasi 38 miliardi di euro, un valore quasi cinque volte la spesa del 2020, e 2,5 volte la spesa media annua pre-Covid-19 (2014-2019). Nel 2022 l'incremento ulteriore a circa 90,5 miliardi di euro (ossia più di 10 volte la spesa 2020 e quasi 6 volte la spesa media annua pre-Covid-19 nel periodo 2014-2019) è per effetto dell'impennata del prezzo del gas naturale sui principali hub europei (in particolare sull'hub olandese Title Transfer Facility – TTF che ha trascinato, a livello nazionale, il prezzo di scambio sull'hub italiano Punto di Scambio Virtuale – PSV).

Tale impennata di prezzo è da ricondurre alla reazione dei principali mercati di scambio delle materie prime (gas naturale, petrolio) innescata dall'aggravarsi dell'instabilità geo-politica in Ucraina. Nonostante la situazione della crisi in Ucraina sia tuttora lontana da una soluzione, alcuni provvedimenti straordinari adottati nel corso del 2022 dagli Stati Membri per assicurare gli approvvigionamenti di energia a prezzi ragionevoli hanno avuto un effetto di parziale assestamento dei principali mercati internazionali.

In tale contesto, la spesa italiana nel 2023 si è riportata a un valore più contenuto di 28,2 miliardi di euro (per il 2024 si stima un valore di spesa ancora minore), intermedio tra il costo del 2021 e la spesa media annua pre – Covid-19.

2.1.2 Commercializzazione e vendita

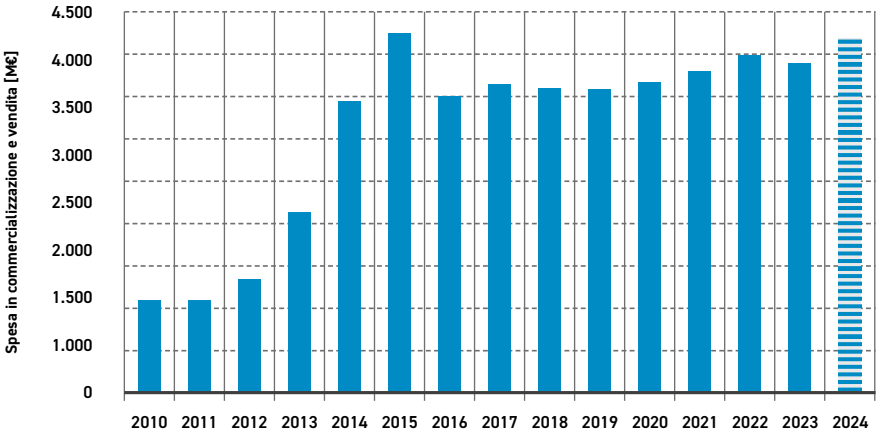
Alla spesa per l'acquisto sui mercati all'ingrosso occorre aggiungere una componente da attribuire all'attività di commercializzazione e vendita al dettaglio. Per semplicità tale voce può essere riferita alle componenti tariffarie di CCR (Componente Copertura Rischi, ossia la quota a copertura dei costi delle attività connesse alle modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso, compreso il relativo rischio) e QVD (Quota Vendita al Dettaglio, ossia la quota di commercializzazione associata alla vendita al dettaglio) applicate ai

clienti serviti in regime di Servizio di Tutela [6] [8]. Inoltre, la stima del costo è effettuata sul volume annuo di gas distribuito.

Si ottiene così l'andamento mostrato in Figura 2.2 per il periodo 2010-2024. In generale, si osserva un aumento progressivo della spesa, che passa da poco più di 1,1 miliardi di euro nel 2010-2011 a circa 4 miliardi di euro nel 2022-2023 (per il 2024 si stima 4,2 miliardi di euro), dopo il picco del 2015.

FIGURA 2.2

Spesa in attività di commercializzazione e vendita al dettaglio nel periodo 2010-2024. Fonte: elaborazione RSE dei dati GME, ARERA.



2.2 SERVIZI DI RETE

Il trasporto del gas naturale dal punto di immissione al punto di riconsegna è un'attività assegnata in concessione a un operatore di rete (gestore nazionale di rete di trasporto[1], gestore locale di rete di distribuzione[2]). Per l'attività svolta viene riconosciuta all'operatore di

1 *La rete di trasporto del gas naturale è suddivisa in rete nazionale e rete regionale. Nel 2023 la gestione è risultata affidata a tre operatori nazionali e cinque operatori regionali; l'operatore principale è Snam Rete Gas, al quale è affidata la gestione del 92,7% dell'intera rete di trasporto (92,1% della rete nazionale, 93% della rete regionale).*

2 *Nel 2023 la gestione della rete di distribuzione è risultata affidata a 186 operatori locali grandi e piccoli.*

rete un'adeguata remunerazione a copertura dei costi per lo sviluppo, la gestione e l'esercizio dell'infrastruttura di propria competenza.

A copertura di tale remunerazione l'Autorità regolatoria applica al cliente finale una componente tariffaria per il servizio di trasporto, distribuzione e misura. La componente tariffaria è determinata e aggiornata periodicamente (su base annua) dall'Autorità stessa sulla base di un sistema di remunerazione revisionato anch'esso periodicamente (il periodo di applicazione del sistema di remunerazione è detto Periodo di Regolazione).

2.2.1 Rete di trasporto

Con riferimento al sistema tariffario vigente (Periodo di Regolazione 2020-2023) [12], le componenti tariffarie si declinano in:

- componenti obbligatorie:
  - CP_U (espressa in euro/anno/Smc/giorno), corrispettivo associato alla capacità di gas conferita nel punto di uscita dalla rete;
  - CV_U (espressa in euro/Smc), corrispettivo variabile associato al volume di gas naturale prelevato dalla rete nel punto di uscita;
  - CV_{FC} (espressa in euro/Smc), corrispettivo variabile complementare per il recupero dei ricavi associato al volume di gas prelevato dalla rete nel punto di uscita;
  - CM^t (espressa in euro/anno/Smc/giorno), corrispettivo per il servizio di misura;
- componenti addizionali:
  - CRV^{FG} (espressa in euro/Smc), corrispettivo a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione del GNL;
  - CRV^I (espressa in euro/Smc), corrispettivo a copertura degli oneri per il contenimento dei consumi di gas e per la sperimentazione di utilizzi innovativi delle reti gas;
  - CRV^{OS} (espressa in euro/Smc), corrispettivo a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore correttivo dei ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio, volto ad assicurare la parziale copertura dei costi riconosciuti per tale servizio anche in caso di una sua valorizzazione al di sotto del ricavo tarif-

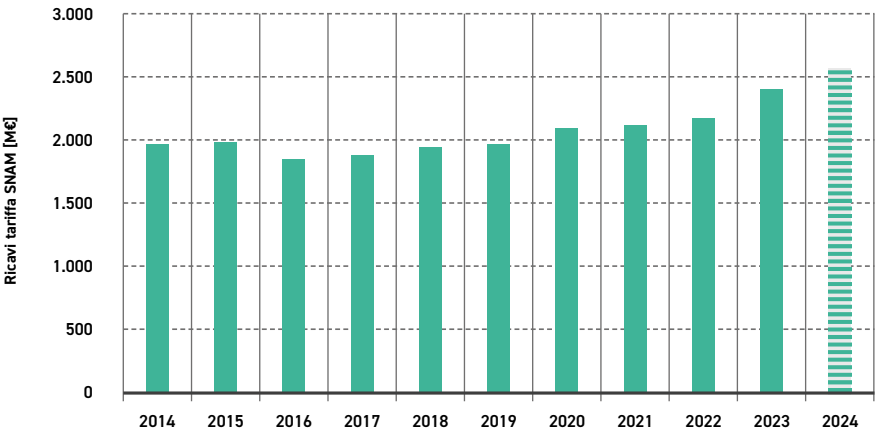
fario ammissibile, nonché del conguaglio dei costi di ripristino;
- CRV^{BL} (espressa in euro/Smc), corrispettivo a copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema gas;
- CRV^{ST} (espressa in euro/Smc), corrispettivo a copertura degli oneri connessi al *settlement* gas;
- CRV^{CS} (espressa in euro/Smc), corrispettivo a copertura dei costi per la disponibilità di stoccaggio strategico.

Data la complessità dei dati necessari al calcolo per tipologia di cliente finale direttamente allacciato alla rete di trasporto, la stima del costo per il servizio di trasporto fa semplicemente riferimento al montante del ricavo annuo da attività per il servizio di trasporto riconosciuto dall'Autorità regolatoria al principale operatore (Snam Rete Gas) come è mostrato in Figura 2.3 nel periodo 2014-2023.

Il costo annuo è andato prima in diminuzione dai quasi 2 miliardi di euro nel 2014 agli 1,8 miliardi di euro nel 2016; dal 2017 tale costo è andato poi aumentando quasi linearmente fino al 2023, raggiungendo in tale anno un valore di circa 2,4 miliardi di euro (per l'anno 2024 la stima è di quasi 2,5 miliardi di euro) [13] [14] [15].

FIGURA 2.3

Andamento dei ricavi riconosciuti al principale gestore di rete, Snam Rete Gas, nel periodo 2014-2024.
Fonte: elaborazione RSE di dati Snam Rete Gas.



2.2.2 Reti di distribuzione

Con riferimento al sistema tariffario vigente (Periodo di Regolazione 2020-2023) [16], le componenti tariffarie sono distinte in:

- componenti obbligatorie
  - t_{1dis} (espressa in euro/punto di consegna), corrispettivo a copertura di quota parte dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione;
  - t_{1mis} (espressa in euro/punto di consegna), corrispettivo a copertura dei costi operativi e di capitale relativi al servizio di misura;
  - t_{1cot} (espressa in euro/punto di consegna), corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione;
  - t_{3dis} (espressa in centesimi di euro/Smc), corrispettivo a copertura dei costi operativi e di altra quota parte dei costi di capitale;
- componenti addizionali
  - UG_1 (espressa in centesimi di euro/Smc), corrispettivo a copertura di eventuali squilibri derivanti dai meccanismi perequativi e da eventuali conguagli;
  - RS (espressa in centesimi di euro/Smc), corrispettivo a copertura dei costi derivanti da attività di Qualità di Servizio;
  - ST (espressa in euro/punto di consegna), corrispettivo a copertura di uno sconto tariffario;
  - VR (espressa in euro/punto di consegna), corrispettivo a copertura della compensazione della differenza tra le componenti di VIR e RAB;
  - CE (espressa in euro/punto di consegna), corrispettivo a copertura della compensazione per aree di nuova metanizzazione.

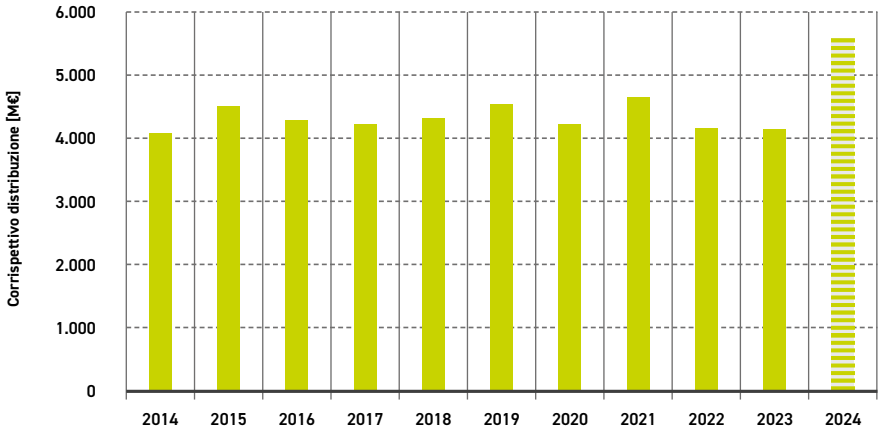
Inoltre, in sede di applicazione al cliente finale, le componenti tariffarie sono differenziate per sette ambiti regionali:

- Nord-occidentale (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria);
- Nord-orientale (Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna);
- Centrale (Toscana, Umbria, Marche);
- Centro-sud-orientale (Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata);
- Centro-sud-occidentale (Lazio, Campania);
- Meridionale (Calabria, Sicilia);
- Sardegna.

Moltiplicando quindi i corrispettivi unitari per i corrispondenti volumi di gas riconsegnati e per i punti di prelievo identificati per fasce di consumo e per ambito territoriale, è possibile stimare il costo del servizio di distribuzione, come è mostrato in Figura 2.4 per il periodo 2014-2024. Tale costo si è mantenuto attorno a 4 miliardi di euro nel periodo 2014-2023[3] (per il 2024 si stima un valore di 5,6 miliardi di euro).

FIGURA 2.4

Andamento del costo del corrispettivo per il servizio di distribuzione nel periodo 2014-2024. Fonte: elaborazione RSE di dati ARERA.



2.3 ONERI DI SISTEMA

A livello di sistema gas alcune attività sono svolte a beneficio dell'intera collettività; pertanto, il costo di tali attività, definito come onere di sistema, è posto a carico di tutti i consumatori finali che usufruiscono dei benefici attesi e la sua applicazione non è legata specificamente alle attività di produzione, trasporto, distribuzione e vendita del gas naturale.

3 *Per un confronto su più anni la stima non considera il contributo derivante dalle componenti t1 e CE applicate dal 2021 ai clienti finali in Sardegna (tale contributo è stimabile in una quota di 0,1-1,3% sul totale nazionale Penisola + Sicilia).*

In particolare, le componenti di oneri di sistema possono essere costituite mediante atti di legge oppure definite dall'Autorità regolatoria a copertura di servizi che richiedono lo stesso metodo di esazione.

Le componenti tariffarie applicate sono identificate come:

- UG_2, corrispettivo a compensazione dei costi di commercializzazione;
- UG_3,corrispettivo a recupero oneri di morosità per gli esercenti i servizi di ultima istanza;
- RE, corrispettivo a compensazione dei costi per risparmio energetico;
- GS, corrispettivo a copertura dei costi per la compensazione del bonus gas.

I valori unitari di tali componenti sono determinati in base al fabbisogno di copertura dei relativi costi di sistema; tali voci, aggiornate dall'Autorità regolatoria su base trimestrale, sono distinte in quota fissa (euro/anno) e in quota energia (euro/Smc). In Figura 2.5 è mostrato l'andamento complessivo della spesa in oneri generali per il periodo 2014-2024. Il gettito è andato aumentando quasi linearmente da poco meno di 500 milioni di euro nel 2014 a circa 4,5 miliardi di euro nel 2023 (e si ha una stima di poco inferiore a 2,4 miliardi di euro nel 2024).

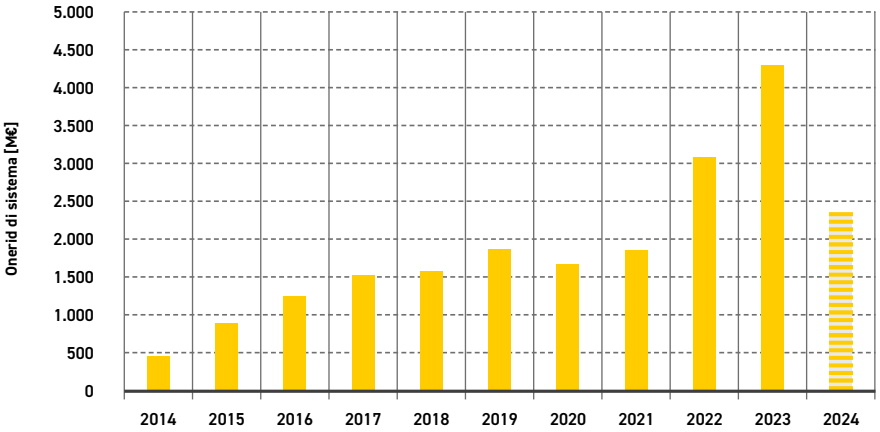
Per semplicità espositiva del confronto della spesa su diversi anni, il montante per gli anni 2022-2023 è stato riferito alla quota di spesa inserita nel bilancio dello Stato dal Governo a copertura del mancato gettito da componenti tariffari per effetto di alcuni provvedimenti dell'Autorità messi in atto al fine di contenere l'impatto sul cliente finale dei rialzi del costo dell'energia elettrica e del gas[4],[5].

4 *In particolare, l'Autorità regolatoria ha modificato anche la componente UG_2 (parte in quota energia) con valori negativi ottenendo così un montante da UG_2 in quota energia di -2,3 miliardi di euro nel 2022 e di -0,665 miliardi di euro nel 2023.*

5 *Inoltre, per gli anni compresi tra il 2014 e il 2021 la quota di oneri generali relativa al sistema di trasporto è riferita al dato complessivo pubblicato da Snam Rete Gas e tale dato è inteso al lordo di alcune voci non strettamente legate agli oneri di sistema.*

FIGURA 2.5

Andamento del costo per oneri di sistema nel periodo 2014-2024. Fonte: elaborazione RSE di dati SNAM Rete Gas, ARERA.



2.4 ONERI FISCALI

Gli oneri fiscali riguardano l'imposta sul consumo (accisa), l'addizionale regionale e l'imposta sul valore aggiunto (IVA).

2.4.1 Accisa

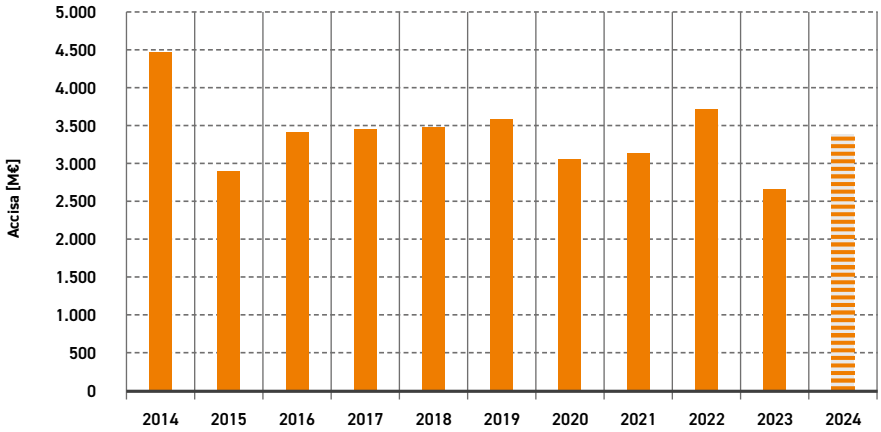
L'imposta sul consumo è applicata al volume di gas naturale prelevato dalla rete tenendo conto della destinazione d'uso della fornitura, uso industriale o uso civile (Testo Unico delle Accise – TUA[6] [17]). Con riferimento ai dati dei rapporti annuali del Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), in Figura 2.6 è mostrato l'andamento del gettito da accisa applicato sul consumo di gas naturale nel periodo 2014-2024 (per semplicità il valore del 2024 è stimato come media annua sugli anni consuntivati[7]) [18]. Non risultano provvedimenti governativi per

6 *Decreto Legislativo n. 504 del 26 ottobre 1995 (articolo 21, 26, Allegato I).*
7 *Si è ritenuto esprimere indicativamente un valore 2024 pari alla media degli ultimi anni in quanto i dati mensili sulle Entrate Erariali dei primi mesi dell'anno mostrano un volume di raccolta gettito poco consistente rispetto al montante del corrispondente periodo 2023.*

il *caro energia* nel 2022 [19]. Nel corso degli anni l'accisa si è mantenuta sostanzialmente attorno a un valore annuo di 3,5 miliardi di euro.

FIGURA 2.6

Andamento del montante da accisa nel periodo 2014-2024. Fonte: elaborazione RSE di dati MEF [18].



2.4.2 Addizionale regionale

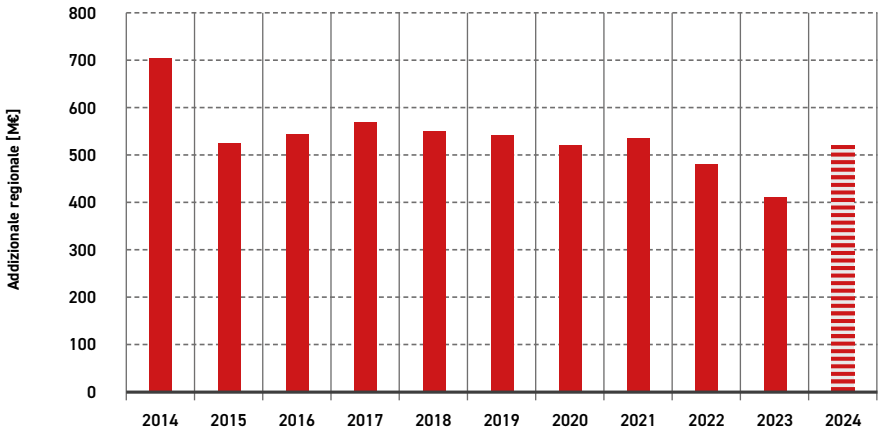
L'addizionale regionale è stabilita da ciascuna Regione nei limiti fissati dalla legge ed è applicata alla quantità di gas consumato [20]. Alcune Regioni non applicano l'addizionale regionale, come avviene per quelle a statuto speciale (Sicilia, Sardegna, Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Valle d'Aosta), oppure per la Lombardia che ha deciso autonomamente di abolirla.

La stima del costo è effettuata sul volume di gas distribuito nelle diverse regioni; inoltre, ai fini del calcolo, l'aliquota utilizzata è unica per uso civile (media aritmetica delle diverse aliquote per categoria di consumo previste per uso civile) e unica per uso industriale (media aritmetica delle diverse aliquote per categoria di consumo previste per uso industriale).

In Figura 2.7 è mostrato l'andamento del gettito da addizionale regionale applicata sul consumo di gas naturale nel periodo 2014-2024. Nel corso degli anni l'addizionale regionale si è mantenuta attorno a un valore annuo di 500 milioni di euro circa.

FIGURA 2.7

Andamento del gettito da addizionale regionale nel periodo 2014-2024. Fonte: elaborazione RSE di dati GME, ARERA, VIVIENERGIA [20].



2.4.3 IVA

L'imposta sul valore aggiunto (IVA) si applica al valore del servizio (somma delle componenti di costo di acquisto all'ingrosso, costo per servizio di rete, oneri generali di sistema, accisa e addizionali regionali). Ai fini del calcolo, per semplicità l'aliquota IVA è stata fissata al 15%, in mancanza di ulteriori dettagli sui consumi di gas per categoria di clienti finali ai fini fiscali. Inoltre, per motivi di semplicità espositiva del confronto della spesa su più anni, la stima del gettito IVA non tiene conto delle agevolazioni introdotte dal Governo al fine di contenere gli effetti degli incrementi dei prezzi nel settore del gas naturale.

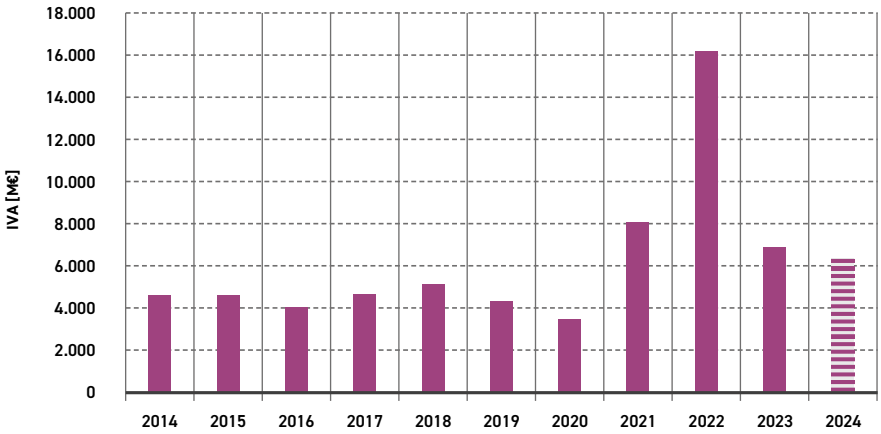
In particolare, l'articolo 2 (comma 1) del Decreto-Legge 130/2021 ha stabilito che, in deroga a quanto previsto dal D.P.R. 633/1972 (c.d. Decreto IVA), le somministrazioni di gas naturale usato per combustione per usi civili e industriali di cui all'articolo 26 (comma 1) del D.Lgs. 504/1995 (c.d. TUA) per somministrazioni contabilizzate nelle fatture emesse per i consumi stimati o effettivi dei mesi di ottobre-dicembre 2021 fossero assoggettate all'aliquota IVA del 5%. Tuttavia, non avendo a disposizione la misura messa a bilancio dello Stato a copertura del mancato gettito, la quota dell'agevolazione può essere stimata sul montante annuo stimato al 15%. Pertanto, tale agevolazione è stimabile in 1/12 del montante stimato per il 2021 (circa 675 milioni di euro). In applicazione della proroga delle disposizioni di

cui al Decreto-Legge 130/2021, nel 2022 e 2023 l'agevolazione è stimabile in 1/3 del montante stimato per il 2022 (circa 5,4 miliardi di euro) e 2023 (circa 2,3 miliardi di euro).

In Figura 2.8 è mostrato l'andamento del gettito da IVA applicata sul consumo di gas naturale nel periodo 2014-2024. Il gettito IVA si è mantenuto dapprima attorno a un valore annuo di circa 4,4 miliardi di euro, per poi aumentare a circa 8 miliardi di euro nel 2021 fino al picco di 16,2 miliardi di euro nel 2022 e posizionarsi di poco sotto i 7 miliardi di euro nel 2023-2024 (tenendo conto delle agevolazioni stimate, si arriverebbe a circa 7,3 miliardi di euro nel 2021, 10,8 miliardi di euro nel 2022 e 4,7 miliardi di euro nel 2023).

FIGURA 2.8

Andamento del gettito IVA nel periodo 2014-2024.
Fonte: elaborazione RSE di dati GME, ARERA, VIVIENERGIA [20].



2.5 BOLLETTA NAZIONALE GAS

Sommando le diverse voci di costo di cui ai precedenti paragrafi si ottiene un montante complessivo di spesa annua per uso finale del gas naturale nel sistema Italia come è mostrato in Figura 2.9 per il periodo 2014-2024. Negli anni precedenti l'esplosione del Covid-19 (2014-2019) la spesa complessiva annua si è mantenuta mediamente attorno a 35 miliardi di euro, toccando un massimo di 39,3 miliardi di euro nel 2018 e un minimo di 31,0 miliardi di euro nel 2016.

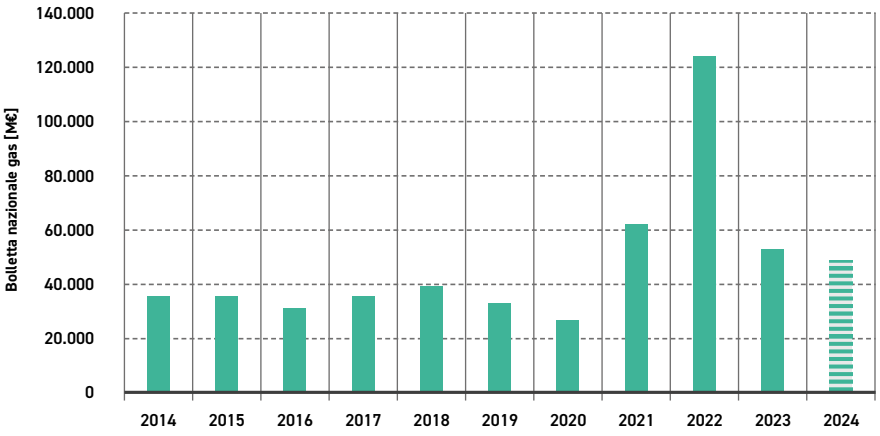
Nel 2020 la chiusura temporanea delle principali attività produt-

tive per le restrizioni imposte dal Governo per l'emergenza da Covid-19 ha contratto la spesa a 26,6 miliardi di euro. La successiva ripresa delle attività produttive ha fatto aumentare la domanda di gas naturale con conseguente aumento anche del prezzo di acquisto sui principali mercati all'ingrosso; nel 2021 la spesa totale è così aumentata a 62,1 miliardi di euro. Nel 2022, per effetto delle sanzioni economiche imposte alla Russia per la crisi politico-militare innescata a inizio anno in Ucraina, il cui riflesso immediato è stato un innalzamento repentino del prezzo della fonte energetica primaria da importazione (soprattutto del gas naturale, come risulta dagli scambi sul principale mercato europeo rappresentato dall'hub olandese TTF), la spesa totale è balzata a quasi 124,4 miliardi di euro.

Nel 2023, grazie anche ad un aumento della produzione globale di GNL e ad alcune misure prese a livello europeo e nazionale, il mercato del gas naturale si è portato in una situazione di parziale assestamento, con conseguente contrazione anche della spesa totale che è stata stimata in circa 53 miliardi di euro (un risultato simile al 2023 è stimato anche per il 2024, con circa 48,8 miliardi di euro).

FIGURA 2.9

Spesa totale per il consumo di gas naturale nel sistema Italia nel periodo 2014-2024.



2.6 COSTO UNITARIO NAZIONALE E SOTTO-COMPONENTI

Il rapporto tra la spesa complessiva e il consumo nazionale di gas naturale rappresenta il costo unitario annuo di 1 Smc prelevato dalla rete pubblica dalla collettività. Tale quantità può anche essere suddivisa tra le diverse sotto-voci di costo esaminate nei precedenti paragrafi ottenendo così l'andamento mostrato in Figura 2.10 per il periodo 2014-2024.

Globalmente il costo unitario si è mantenuto stabilmente attorno a circa 50 centesimi di euro/Smc nel periodo pre-Covid-19 per poi, dapprima, diminuire sensibilmente a circa 37 centesimi di euro/Smc nel 2020 e, successivamente, impennarsi fino a circa 190 centesimi di euro/Smc nel 2022. Nel 2023 (come nel 2024) tale costo unitario si è ridotto portandosi a 95 centesimi di euro/Smc (70 centesimi di euro/Smc nel 2024), un valore di poco sopra gli 82 centesimi di euro/Smc del 2021 ma comunque ancora superiore rispetto al periodo pre-Covid-19.

Per quanto riguarda l'andamento delle diverse sotto-voci, si evidenzia il principale contributo della componente materia prima (gas naturale); tale componente assume un valor medio annuo di 21,6 centesimi di euro/Smc nel periodo 2014-2019 per poi diminuire a 11,0 centesimi di euro/Smc nel 2020 e poi aumentare fino a 137,7 centesimi di euro/Smc nel 2022, passando per 50,1 centesimi di euro/Smc nel 2021, e poi diminuire nuovamente a 50,8 centesimi di euro/Smc nel 2023 (per il 2024 è stimato un valore di 34,3 centesimi di euro/Smc).

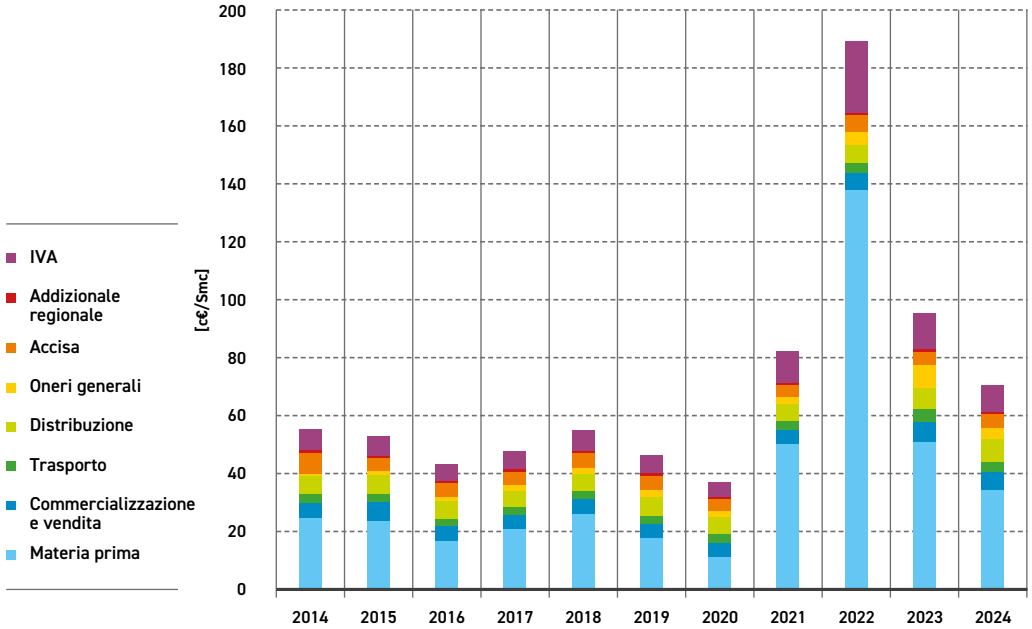
Gli altri contributi più significativi sono relativi a commercializzazione/vendita, distribuzione, accisa e IVA, ciascuno con un valore medio annuo abbastanza confrontabile con quello degli altri nell'intero periodo (rispettivamente 5,5 centesimi di euro/Smc, 6,4 centesimi di euro/Smc, 4,9 centesimi di euro/Smc, 9,2 centesimi di euro/Smc).

Per quanto riguarda il termine trasporto, il valor medio annuo si è mantenuto attorno a 3,0 centesimi di euro/Smc mentre la quota di oneri generali è andata crescendo da 0,7 centesimi di euro/Smc nel 2014 a 7,7 centesimi di euro/Smc nel 2023 (con un valore stimato di 3,4 centesimi di euro/Smc nel 2024).

Il contributo della quota addizionale regionale, invece, si è mantenuto quasi sempre sotto 1 centesimo di euro/Smc (un valore medio annuo di 0,78 centesimi di euro/Smc). Si osserva come, a differenza di altre sotto-voci, la quota di IVA abbia risentito significativamente dell'aumento del prezzo del gas naturale nel 2022.

FIGURA 2.10

Componenti di costo unitario nazionale associate al prelievo dalla rete pubblica di 1 Smc di gas naturale nel periodo 2014-2024. Fonte: elaborazione RSE di dati Snam, ARERA, MEF.



3 Anatomia del costo dell'energia elettrica

3.1 ACQUISTO SUI MERCATI ALL'INGROSSO

La stima del costo di approvvigionamento sui mercati all'ingrosso è effettuata sulla base della domanda nazionale di energia elettrica acquistata in Borsa[1]. Inoltre, si considera anche una quota addizionale di spesa relativa alle attività di commercializzazione e vendita al dettaglio da parte dei venditori finali.

La stima della spesa di acquisto in Borsa è effettuata considerando i volumi di energia destinati ai clienti finali serviti nel mercato libero e nel mercato tutelato, al netto della quota acquistata dai titolari di impianto di pompaggio (si veda in Figura 3.1). Inoltre, come livello di prezzo unitario da associare alle due tipologie di acquisti si considera il prezzo medio annuo pesato degli acquisti sul MGP da parte dei grossisti e da parte dell'Acquirente Unico (AU) rispettivamente.

3.1.1 Materia prima

Il prodotto del livello di prezzo per il corrispondente volume complessivo di energia acquistata fornisce il montante di spesa per l'acquisto all'ingrosso dell'energia elettrica da parte delle due categorie di clienti finali, come è mostrato in Figura 3.2 nell'intero periodo 2009-2024.

Fino al 2020 la spesa per l'energia destinata ai clienti liberi si mostra con un andamento leggermente oscillatorio attorno a un valor medio annuo di 13,3 miliardi di euro (infatti, tale montante dai 14 miliardi di euro nel 2009 dapprima cresce fino a 16,8 miliardi di euro nel 2012 e poi diminuisce fino a 9,8 miliardi di euro nel 2016 per poi riaumentare fino a 15 miliardi di euro nel 2018 e diminuire nuovamente fino a 9,2 miliardi di euro nel 2020). Nel 2021 la spesa complessiva aumenta a 31,5 miliardi di euro e nel 2022 esplode a 79,5 miliardi di euro (circa sei volte la spesa del periodo pre-Covid-19) per poi ristabilizzarsi nel 2023 e 2024 a 33,1 miliardi di euro e 27,5 miliardi di euro rispettivamente.

1 *In realtà, tale ipotesi è molto forte dal momento che nel corso degli anni la quota di energia scambiata fuori Borsa è sempre stata di entità non trascurabile. Infatti, nel periodo 2009-2023 le contrattazioni chiuse sul MGP hanno rappresentato mediamente il 70% (con percentuali di minimo e massimo pari al 58% e 76% rispettivamente); il resto, con quota percentuale non meno del 24%, è stato acquistato fuori Borsa con contratti OTC. Tuttavia, è possibile ritenere ragionevolmente che i prezzi dei contratti OTC siano abbastanza allineati con quelli di Borsa.*

La spesa dell'AU ha invece un andamento decrescente, passando da circa 7,7 miliardi di euro nel 2009 a 2,6 miliardi di euro nel 2019; tale andamento è funzione soprattutto della diminuzione del volume di energia acquistata in Borsa, che nel 2020 subisce una ulteriore diminuzione per effetto delle restrizioni emergenziali da Covid-19 (corrispondentemente la spesa è di circa 1,8 miliardi di euro). Nel 2021 l'AU ha acquistato circa 40,2 TWh (rispetto agli acquisti pre-Covid-19 nel 2019 di 45,4 TWh) con una spesa di 4,9 miliardi di euro (quasi il doppio del 2019); addirittura nel 2022 il volume di energia acquistata è di 27,7 TWh (circa il 60% del volume acquistato nel 2019) con una spesa complessiva di 8,6 miliardi di euro (più di tre volte la spesa del 2019).

Complessivamente la spesa per acquisti all'ingrosso (senza la quota dei pompaggi) si mantiene mediamente attorno a 17,7 miliardi di euro nel periodo 2009-2020, aumenta a 36,4 miliardi di euro nel 2021, esplode a 88,2 miliardi di euro nel 2022 e diminuisce a 35,5 miliardi di euro e a circa 28,7 miliardi di euro nel 2023 e 2024 rispettivamente.

FIGURA 3.1

Acquisti di energia in Borsa per soddisfare la domanda nazionale (Mercato Libero, Mercato Tutelato) nel periodo 2009-2024. Fonte: elaborazione RSE di dati GME, AU.

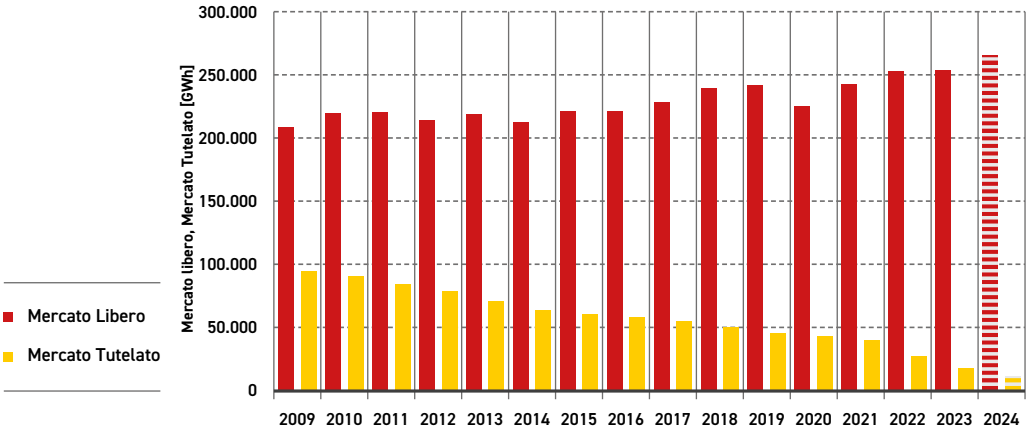
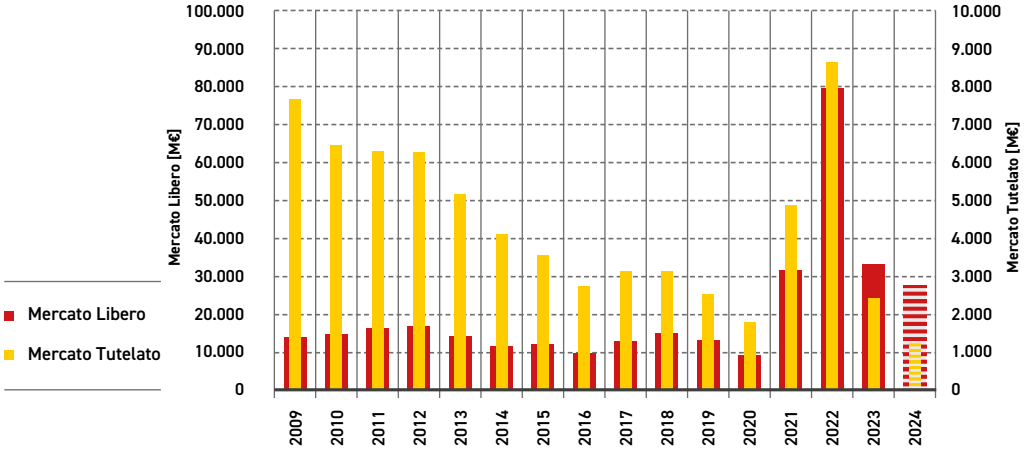


FIGURA 3.2

Spesa in Borsa per l'acquisto dell'energia destinata ai clienti serviti nel Mercato Libero e nel Mercato Tutelato nel periodo 2009-2024. Fonte: elaborazione RSE di dati GME, AU.



3.1.2 Commercializzazione e vendita

Oltre alla spesa per l'acquisto sui mercati all'ingrosso, occorre aggiungere una componente da attribuire all'attività di commercializzazione e vendita al dettaglio. Per semplicità, tale voce può essere riferita al corrispettivo PCV indicato nel TIV[2] [9]; tale corrispettivo è regolamentato dall'Autorità e definito per tipologia di punti di prelievo in bassa tensione (BT): domestico, non domestico e illuminazione pubblica.

In Figura 3.3 è mostrato l'andamento della componente di spesa per commercializzazione/vendita per le due categorie di acquisti di cui sopra (Mercato Libero, Mercato Tutelato) nel periodo 2009-2024. La spesa relativa ai clienti finali serviti nel mercato libero si mostra in progressivo aumento fino al 2022, passando da poco meno di 0,2 miliardi di euro nel 2009 a quasi 2 miliardi di euro nel 2022, per poi subire una diminuzione nel 2023 e 2024 con una stima di spesa pari a 1,6 miliardi di euro e 1,2 miliardi di euro rispettivamente.

La quota di spesa relativa ai clienti in regime amministrato, inve-

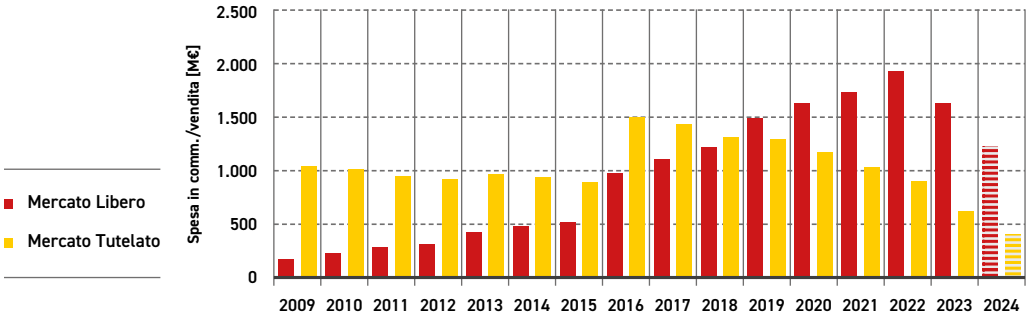
2 *Il Testo Integrato Vendite (TIV) è stato approvato con delibera n. 156/07 del 27 giugno 2007 e successivamente modificato ai sensi della n. 301/2012; è rimasto in vigore fino al 31 dicembre 2022; dal 1° gennaio 2023 le disposizioni sono contenute nel nuovo TIV ai sensi della delibera n. 208/2022 per TIV.*

ce, si mostra attorno a 1 miliardo di euro ma in leggera diminuzione fino a 0,9 miliardi di euro nel periodo 2009-2015, per poi balzare a 1,5 miliardi di euro nel 2016 e nuovamente diminuire progressivamente a 0,4 miliardi di euro nel 2024.

Complessivamente la componente di spesa per commercializzazione/vendita cresce sensibilmente da 1,2 miliardi di euro nel 2009 fino a 1,4 miliardi di euro nel 2015, balza a quasi 2,5 miliardi di euro nel 2016 e si mantiene in leggero aumento fino a 2,8 miliardi di euro nel 2022, e poi diminuisce fino a 1,6 miliardi di euro nel 2024.

FIGURA 3.3

Spesa per attività di commercializzazione/vendita nel periodo 2009-2024. Fonte: elaborazione RSE di dati GME, AU.



3.1.3 Servizio di dispacciamento

Allo scopo di assicurare adeguati margini di sicurezza di funzionamento al sistema, il gestore di rete di trasmissione (Terna) richiede opportune risorse (dette servizi ancillari o servizi di dispacciamento) da attivare secondo regole tecniche predefinite [21]. Tali risorse sono nella disponibilità di impianti abilitati (tipicamente impianti di produzione programmabili di grossa taglia e alcune unità di consumo particolarmente flessibili). Inoltre, alcune risorse sono approvvigionate su apposito mercato dei servizi (Mercato per il Servizio di Dispacciamento – MSD), mentre altre sono fornite come servizio obbligatorio con o senza remunerazione.

Per le risorse a mercato, il gestore sostiene un onere netto che viene recuperato applicando ai clienti in prelievo un opportuno corrispettivo; per le altre risorse, invece, il gestore remunera semplicemente il fornitore per la disponibilità dell'impianto a effettuare un

certo servizio e recupera tale costo ancora attraverso un corrispettivo applicato al cliente finale.

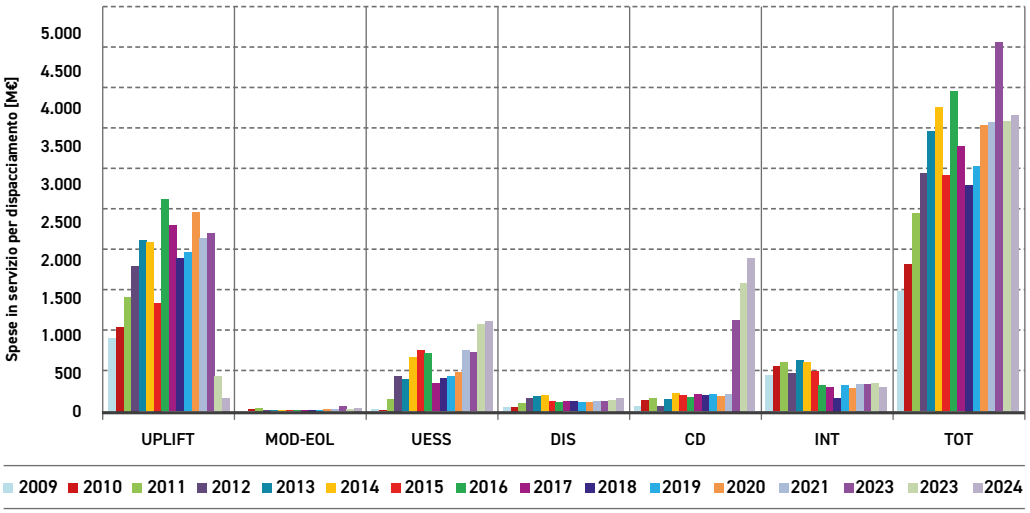
La disciplina vigente del servizio di dispacciamento prevede l'applicazione dei corrispettivi di uplift (UPLIFT), modulazione eolica (MOD_EOL), servizio di essenzialità (UESS), disponibilità di capacità produttiva (CD), servizio di interrompibilità (INT) e di remunerazione del gestore per l'attività di dispacciamento (DIS) [22]. Alcune voci di corrispettivo sono determinate direttamente dall'Autorità regolatoria, mentre altre sono determinate dal gestore di rete (Terna).

Moltiplicando ciascun corrispettivo unitario per il volume di consumo nazionale di energia elettrica è possibile effettuare una stima del gettito, come è mostrato in Figura 3.4.

Il montante complessivo di spesa mostra prima un andamento crescente, da 1,5 miliardi di euro nel 2009 fino a quasi 4 miliardi di euro nel 2016 (a eccezione di 2,9 miliardi di euro nel 2015, in cui la riduzione dell'uplift è legata agli effetti delle disposizioni del decreto-legge 91/114 articolo 23, comma 3-bis, modificato e convertito in legge dalla legge 116/2014), poi una diminuzione a 2,8 miliardi di euro nel 2018, un nuovo aumento fino a 4,6 miliardi di euro nel 2022 e infine una diminuzione a 3,6 miliardi di euro nel 2024.

FIGURA 3.4

Gettito derivante dai corrispettivi per il servizio di dispacciamento nel periodo 2009-2024. Fonte: elaborazione RSE su dati Terna.



In particolare, si può osservare che fino al 2022 la componente più rilevante del totale costo per il servizio di dispacciamento è quella relativa all'uplift, con un valore percentuale, rispetto al totale, compreso tra il 46 e il 70%. Nel 2023, per effetto anche del meccanismo di incentivazione applicato ai risultati di Terna riguardo alla gestione del sistema [23] [24], il contributo dell'uplift si è ridotto al 12%.

3.2 SERVIZI DI RETE

Il trasporto dell'energia elettrica dal punto di immissione al punto di consegna è un'attività assegnata in concessione a un operatore di rete (gestore nazionale di rete di trasmissione, gestore locale di rete di distribuzione). Per l'attività svolta viene riconosciuta all'operatore un'adeguata remunerazione a copertura dei costi per lo sviluppo, la gestione e l'esercizio dell'infrastruttura di propria competenza.

A copertura di tale remunerazione l'Autorità regolatoria applica al cliente finale una componente tariffaria per il servizio di trasporto, distribuzione e misura. La componente tariffaria è determinata e aggiornata periodicamente (su base annua) dall'Autorità stessa sulla base di un sistema di remunerazione revisionato anch'esso periodicamente (il periodo di applicazione del sistema di remunerazione è detto Periodo di Regolazione). Le voci di costo sono suddivise in due parti: trasporto e distribuzione.

3.2.1 Trasporto

Con riferimento al sistema tariffario vigente (Periodo di Regolazione 2016-2023) [25], le componenti tariffarie di trasporto applicate al cliente finale si declinano in:

- $TRAS_P$ (componente fissa in potenza, euro/kW/anno), corrispettivo a copertura del costo del servizio di trasmissione applicato all'energia prelevata nei punti di prelievo in alta/altissima tensione;
- $TRAS_E$ (componente variabile in energia, euro/kWh), corrispettivo a copertura del costo del servizio di trasmissione applicato all'energia prelevata nei punti di prelievo in bassa, media e alta/altissima tensione;
- MIS (scomposta in MIS_1, componente fissa in euro/punto/anno

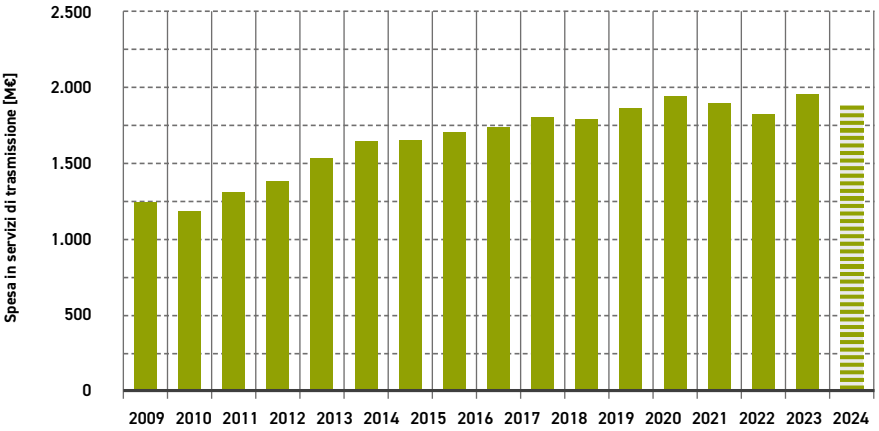
applicata a tutti in punti di prelievo, e MIS_3, componente variabile in energia in euro/kWh applicata ai soli punti di prelievo per illuminazione pubblica e per ricarica di veicoli elettrici), corrispettivo a copertura del servizio di misura.

Data la complessità dei dati necessari al calcolo per tipologia di cliente finale direttamente allacciato alla rete di trasporto, la stima del costo per il servizio di trasporto fa semplicemente riferimento al montante del ricavo annuo da Corrispettivo Trasmissione riconosciuto dall'Autorità regolatoria al gestore di rete (Terna). La Figura 3.5 sintetizza i dati di costo per trasmissione nel periodo 2008-2024. Il costo è andato tendenzialmente aumentando da circa 1,2 miliardi di euro nel 2008 a quasi 2 miliardi di euro nel 2023-2024.

In particolare, nel 2023 la quota per il servizio di trasmissione rappresenta il 27% dell'intera spesa in servizi di rete. La ripartizione in percentuale è in linea con i risultati degli ultimi anni (un risultato simile è atteso anche per il 2024).

FIGURA 3.5

Costo per il servizio di trasmissione nel periodo 2008-2024. Fonte: elaborazione RSE di dati Terna, ARERA.



3.2.2 Distribuzione

Con riferimento al sistema tariffario vigente (Periodo di Regolazione 2016-2023) [25], le componenti tariffarie di distribuzione applicate al cliente finale si distinguono in quota fissa (euro/punto/anno), quota in potenza (euro/kW/anno) e quota variabile in energia (euro/kWh), declinandosi in:

- componente di trasporto;
- componente di distribuzione;
- componente di misura.

In particolare, ai clienti domestici è applicato un corrispettivo distinto in sotto-componenti sigma1 (quota fissa in euro per punto di prelievo/anno), a copertura dei costi relativi all'erogazione dei servizi di trasmissione/distribuzione e misura; sigma2 (quota fissa in euro per la potenza impegnata nel punto di prelievo/anno) e sigma3 (quota variabile in euro per l'energia prelevata), entrambe a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione.

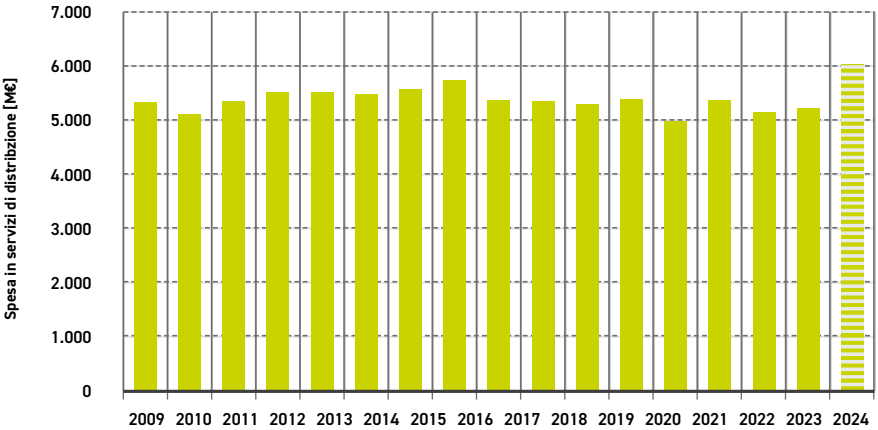
Data la complessità dei dati necessari al calcolo per tipologia di cliente finale allacciato alla rete di distribuzione, la stima del costo per il servizio di distribuzione fa semplicemente riferimento alla tariffa media annuale di distribuzione e misura esposta dall'Autorità regolatoria, moltiplicata per il volume annuo di energia distribuita.

La Figura 3.6 sintetizza i risultati di costo di distribuzione annuo nel periodo 2008-2024. In 17 anni tale costo è rimasto pressoché invariato, attorno al valore di 5,4 miliardi di euro.

In particolare, nel 2023 la quota per il servizio di distribuzione rappresenta il 73% dell'intera spesa in servizi di rete. La ripartizione in percentuale è in linea con i risultati degli ultimi anni (un risultato simile è atteso anche per il 2024).

FIGURA 3.6

Costo per il servizio di distribuzione nel periodo 2008-2024.
Fonte: elaborazione RSE di dati Terna, ARERA.



3.3 ONERI DI SISTEMA

A livello di sistema elettrico alcune attività sono svolte a beneficio dell'intera collettività; pertanto, il costo di tali attività, definito come onere di sistema, è posto a carico di tutti i consumatori finali che usufruiscono dei benefici attesi e la sua applicazione non è legata specificamente alle attività di produzione, trasporto, distribuzione e vendita dell'energia elettrica.

Le componenti di oneri di sistema possono essere costituite mediante atti di legge (identificate dalla lettera A) oppure definite dall'Autorità regolatoria a copertura di servizi che richiedono lo stesso metodo di esazione (identificate come Ulteriori Componenti – UC o Misure di Compensazione Territoriale – MCT).

Le componenti tariffarie[3] applicate sono identificate come [26]:

- A_2, a copertura degli oneri per il *decommissioning* delle centrali elettronucleari (i costi legati allo smantellamento delle centrali

3 *Nello specifico, le componenti UC_3 e UC_6 non hanno natura di oneri generali, ma sono destinate a coprire meccanismi perequativi di costi di rete di trasmissione, distribuzione e misura, in regime di tariffa unica nazionale. Quindi il loro raggruppamento all'interno degli oneri generali è motivato solo da semplicità espositiva.*

elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse);

- A_3, a copertura degli oneri sostenuti ai fini dell'erogazione degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (sostegno delle fonti rinnovabili, della cogenerazione in regime CIP 6/92 e della produzione di energia elettrica da rifiuti non biodegradabili);
- A_4, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione di condizioni tariffarie speciali riconosciute al settore ferroviario (Ferrovie dello Stato);
- A_5, a copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo del sistema elettrico (Ricerca di Sistema);
- A_s, a copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio (bonus elettrico ovvero bonus sociale);
- A_e, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica (tale copertura è posto a carico delle utenze non destinatarie delle medesime agevolazioni);
- UC_3, a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché a copertura dei meccanismi di integrazione;
- UC_4, a copertura delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche operanti nelle isole minori;
- UC_6, a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;
- UC_7, a copertura degli oneri derivanti dalla promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica;
- MCT, a copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari.

Dal 1° gennaio 2018 le aliquote di cui sopra sono state ristrutturate secondo il macro-raggruppamento in [27] [28]:

- A_{SOS}, ossia gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (quota parte delle componenti A, UC_4, UC_7 e MCT etichettate SOS);
- A_{RIM}, ossia i rimanenti oneri generali.

Nei riguardi dei punti di prelievo non-domestici, la componente A_{SOS} è applicata tenendo conto dell'inclusione o meno dell'utente fi-

nale fra le imprese a forte consumo di energia elettrica e della relativa classe di agevolazione; la componente A_{RIM} viene invece applicata in maniera indifferenziata rispetto alle classi di agevolazione.

In particolare, al raggruppamento A_{SOS} appartengono le sotto-componenti:

- $A_{3\ SOS}$, a copertura dei costi per il sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92, con l'esclusione dell'incentivazione della produzione di energia elettrica ascrivibile a rifiuti non biodegradabili;
- $A_{E\ SOS}$, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione in misura ridotta della componente $A_{3\ SOS}$;
- $A_{91/14}$, per la riduzione dell'elemento $A_{3\ SOS}$ ai sensi delle disposizioni di cui al decreto-legge 91/14.

La componente A_{RIM} è costituita, invece, dalle sotto-componenti:

- $A_{2\ RIM}$, corrispondente alla componente tariffaria A_2;
- $A_{3\ RIM}$, corrispondente alla quota parte della componente A_3 non inclusa nell'elemento $A_{3\ SOS}$, ossia la quota a copertura dei costi per l'incentivazione della produzione da rifiuti non biodegradabili;
- $A_{4\ RIM}$, corrispondente alla componente A_4;
- $A_{5\ RIM}$, corrispondente alla componente A_5;
- $A_{S\ RIM}$, corrisponde alla componente A_S;
- $A_{UC4\ RIM}$, corrispondente alla componente UC_4;
- $A_{UC7\ RIM}$, corrispondente alla quota parte della componente UC_7;
- $A_{SV\ RIM}$, corrispondente alla quota parte della componente UC_7 non inclusa nell'elemento $A_{UC7\ RIM}$, ossia la quota relativa alla copertura degli oneri per il finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica[4];
- $A_{MCT\ RIM}$, corrispondente alla componente MCT.

La nuova struttura ha principalmente l'obiettivo di dare maggior evidenza agli oneri relativi al sostegno delle energie rinnovabili e della cogenerazione, potendo però ancora ricondurre i montanti di costo alle voci precedentemente definite.

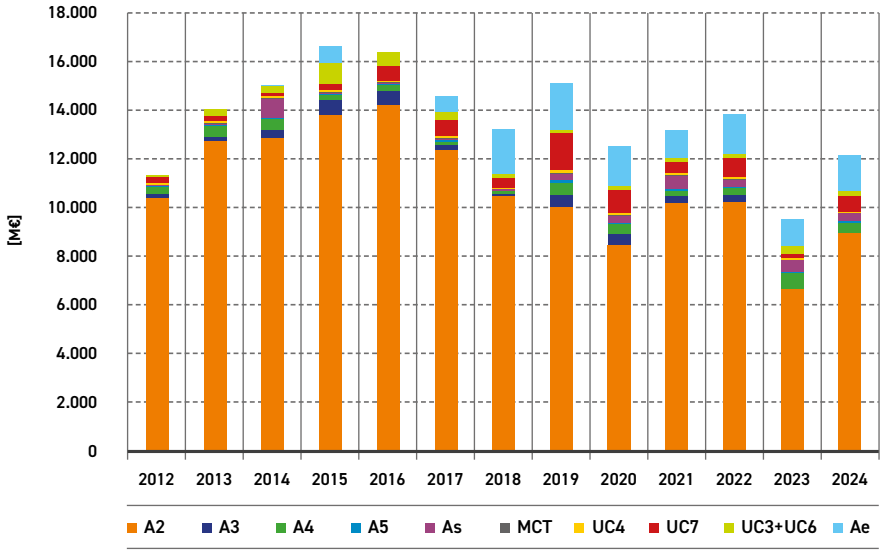
4 *A partire dal IV trimestre 2011 la componente UC_7 ha inglobato anche il corrispettivo a copertura degli oneri derivanti dal finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica (art. 32, comma 2 del d.lgs 28/11).*

Inoltre, i valori unitari di tali componenti sono determinati in base al fabbisogno di copertura dei relativi costi di sistema; tali voci, aggiornate dall'Autorità regolatoria su base trimestrale, sono distinte in quota fissa (euro/punto/anno), quota in potenza (euro/kW/anno) e quota in energia (euro/kWh).

La Figura 3.7 riporta l'andamento annuo del costo in oneri generali di sistema derivante da ciascuna componente applicata ai clienti finali dal 2012 al 2024, come risulta da pubblicazioni dell'Autorità (fino al 2023)[5] e da stime preliminari per il 2024. Il dato 2021-2022 tiene conto dei contributi a carico del Bilancio dello Stato previsti dai provvedimenti del Governo per contenere gli aumenti dei prezzi finali. Appare evidente il contributo preponderante della componente A_3, la cui quota percentuale dal 2010 al 2024 si è attestata tra il 66% e il 92% del totale.

FIGURA 3.7

Andamento del gettito degli oneri generali di sistema nel periodo 2012-2024. Fonte: elaborazione RSE di dati ARERA.



5 *Dal 1° gennaio 2023 sono annullate le componenti $A_{2\,RIM}$ e $A_{MCT\,RIM}$ ai sensi della deliberazione n. 735/2022/R/COM.*

3.4 ONERI FISCALI

L'energia elettrica prelevata dalla rete è soggetta a:

- imposta indiretta erariale sul consumo (accisa);
- imposta sul valore aggiunto (IVA).

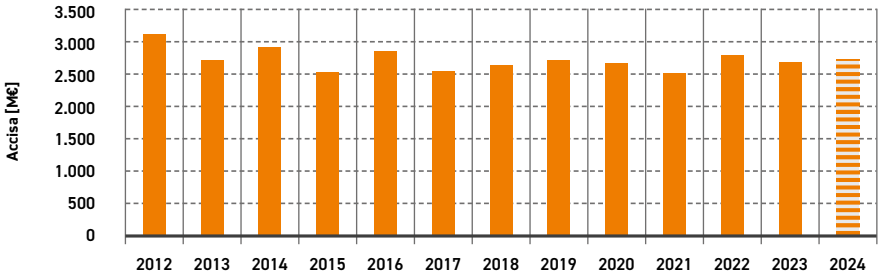
L'accisa va calcolata sulla quantità del bene consumato (ossia sui kWh prelevati dai clienti finali); l'aliquota IVA va applicata invece come percentuale sul valore economico del bene consumato, comprensivo di accisa.

3.4.1 Accisa

Per semplicità, la componente di costo dovuta all'accisa è valutata globalmente facendo riferimento al montante della voce Accisa sull'energia elettrica e addizionale di cui al D.L. n. 511/88, art.6, c.7, registrata nelle Entrate Tributarie dal MEF [18]. Non risultano provvedimenti governativi per il *caro energia* nel 2022 [19]. In Figura 3.8 è mostrato l'andamento del montante di accisa nel periodo 2012-2024 (la stima per il 2024 è calcolata come media degli ultimi anni[6]).

Escludendo il 2012 con 3,1 miliardi di euro, il gettito da accisa vale mediamente circa 2,7 miliardi di euro.

FIGURA 3.8 **Andamento del montante di accisa nel periodo 2012-2024. Fonte: MEF.**



6 *Si è ritenuto esprimere indicativamente un valore 2024 pari alla media degli ultimi anni in quanto i dati mensili sulle Entrate Erariali dei primi mesi dell'anno mostrano un volume di raccolta gettito poco consistente rispetto al montante del corrispondente periodo 2023.*

3.4.2 IVA

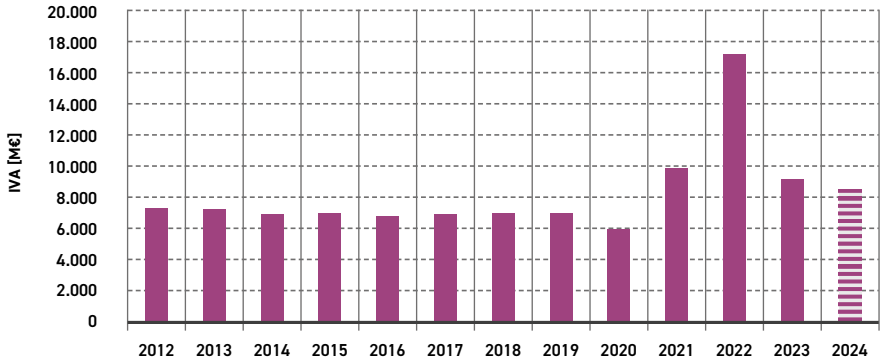
L'IVA distingue tre tipologie di utenze: utenza domestica (aliquota al 10%), illuminazione pubblica (22%) e altri usi (10% per attività manifatturiere, agricole, consorzi di irrigazione e di bonifica; 22% per altre utenze). In mancanza di un dato di dettaglio sulle tipologie di utenza e relativo consumo, per semplicità il gettito IVA è valutato globalmente facendo riferimento a un'unica aliquota del 15%[7].

Inoltre, non risultano provvedimenti governativi per il *caro energia* nel 2022 [19].

In Figura 3.9 è mostrato l'andamento del montante di gettito IVA nel periodo 2012-2024. Il montante annuo di IVA evidenzia una dipendenza soprattutto dal livello dei prezzi di acquisto all'ingrosso dell'energia stessa. Infatti, fino al 2019 tale gettito si è attestato attorno al valore di 7 miliardi di euro per poi scendere sensibilmente a 6 miliardi di euro nel 2020 e impennarsi fino a 17,2 miliardi di euro nel 2022; negli anni 2023 e 2024 la stima è di circa 9,1 e 8,5 miliardi di euro rispettivamente, valori nettamente inferiori al picco del 2022 (verificatosi a causa dell'aumento di spesa osservato sulla componente energia per effetto della volatilità del prezzo di acquisto, a sua volta influenzato dal rialzo del prezzo gas naturale).

FIGURA 3.9

Andamento del montante di IVA nel periodo 2012-2024.
Fonte: elaborazione RSE di dati GME, Terna, ARERA.



7 *Una prima analisi sui dati EUROSTAT di consumo per categoria di clienti finali nel periodo 2015-2022 evidenzia un'IVA media pesata del 14%.*

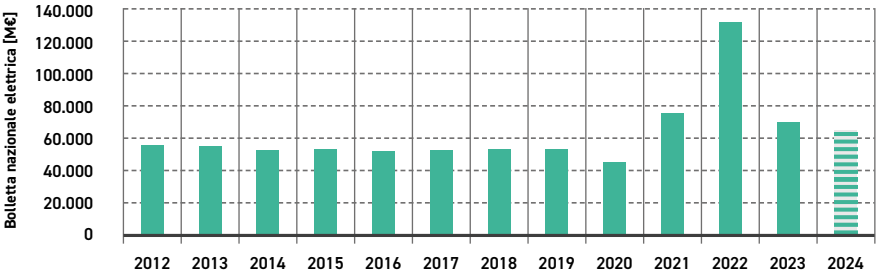
3.5 BOLLETTA NAZIONALE ELETTRICITÀ

Sommando le diverse voci di costo di cui ai precedenti paragrafi si ottiene un montante complessivo di spesa annua per uso finale dell'energia elettrica nel Sistema Italia il cui andamento è mostrato in Figura 3.10 per il periodo 2012-2024.

Negli anni precedenti l'esplosione del Covid-19 (2012-2019) la spesa complessiva annua si è mantenuta mediamente attorno a 53,7 miliardi di euro, con un massimo di 56 miliardi di euro nel 2012 e un minimo di 52,1 miliardi di euro nel 2016. Nel 2020 la chiusura temporanea delle principali attività produttive per le restrizioni imposte dal Governo per l'emergenza da Covid-19 ha contratto la spesa a 45,5 miliardi di euro. La successiva ripresa delle attività ha fatto aumentare la domanda di energia elettrica, con conseguente aumento anche del prezzo di acquisto in Borsa sul mercato spot MGP; nel 2021 la spesa totale è così aumentata a 75,6 miliardi di euro. Nel 2022, per effetto delle sanzioni economiche imposte alla Russia per la crisi politico-militare innescata a inizio anno in Ucraina, il cui riflesso immediato è stato un innalzamento repentino sia del prezzo della fonte energetica primaria da importazione (soprattutto del gas naturale, come risulta dagli scambi sul principale mercato europeo rappresentato dall'hub olandese TTF), sia del prezzo di acquisto in Borsa sul MGP, la spesa totale è balzata a quasi 131,6 miliardi di euro. Nel 2023, grazie anche ad alcune misure prese a livello europeo e nazionale, il mercato del gas naturale si è portato in una situazione di parziale assestamento con conseguente contrazione anche dei prezzi dell'energia elettrica; pertanto, la spesa totale si è portata di poco sotto i 70 miliardi di euro (un risultato simile al 2023 è stimato anche per il 2024, con circa 65,3 miliardi di euro).

FIGURA 3.10

Spesa totale per il consumo di energia elettrica nel periodo 2012-2024. Fonte: elaborazione RSE di dati GME, ARERA, MEF.



3.6 COSTO UNITARIO NAZIONALE E SOTTO-COMPONENTI

Il rapporto tra la spesa complessiva e il consumo nazionale di energia elettrica costituisce il costo unitario annuo di 1 kWh prelevato dalla rete pubblica dalla collettività. Tale quantità può anche essere suddivisa tra le diverse sotto-voci di costo esaminate nei precedenti paragrafi ottenendo così l'andamento mostrato in Figura 3.11 per il periodo 2014-2024.

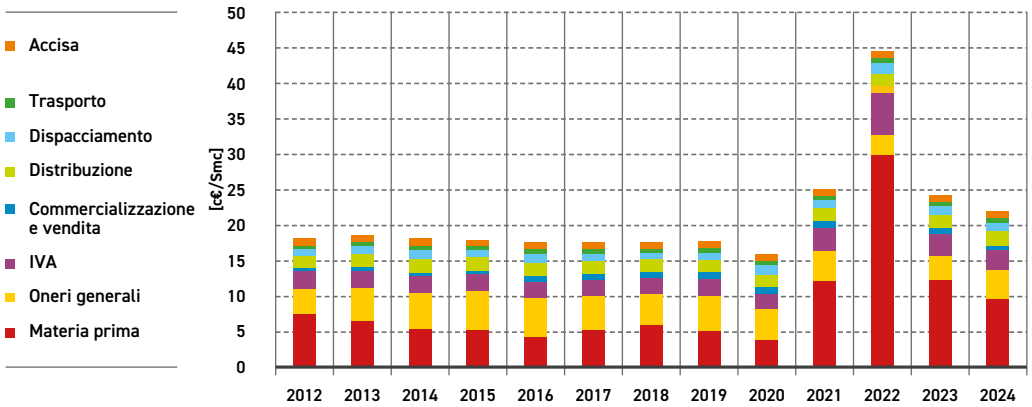
Globalmente il costo medio unitario si è mantenuto stabilmente attorno a 17,95 centesimi di euro/kWh nel periodo pre-Covid-19 per poi, dapprima, diminuire leggermente a 16,01 centesimi di euro/kWh nel 2020 e, successivamente, balzare a 25,1 centesimi di euro/kWh nel 2021 e a 44,5 centesimi di euro/kWh nel 2022; solamente nel 2023 e 2024 il costo unitario si riporta poco sotto il valore del 2021, con 24,3 centesimi di euro/kWh e 22 centesimi di euro/kWh rispettivamente.

Per quanto riguarda l'andamento delle diverse sotto-voci, si evidenzia il principale contributo della componente materia prima (energia elettrica); tale componente assume un valor medio annuo di 5,7 centesimi di euro/kWh nel periodo 2014-2019 per poi diminuire a 3,9 centesimi di euro/kWh nel 2020 e poi aumentare fino a 29,8 centesimi di euro/kWh nel 2022 passando per 12,1 centesimi di euro/kWh nel 2021 e poi diminuire nuovamente a 12,4 centesimi di euro/kWh nel 2023 (nel 2024 è stimato un valore di 9,7 centesimi di euro/kWh).

Gli altri contributi più significativi sono relativi a distribuzione, oneri generali e IVA, ciascuno con un valore medio annuo abbastanza confrontabile con quello degli altri nell'intero periodo (rispettivamente 1,8 centesimi di euro/kWh; 4,9 centesimi di euro/kWh; 2,3 centesimi di euro/kWh). Le altre componenti di commercializzazione/vendita, dispacciamento, trasporto e accisa si sono mantenute mediamente a un valore compreso tra 0,5 centesimi di euro/kWh e 1,1 centesimi di euro/kWh (0,66 centesimi di euro/kWh; 1,09 centesimi di euro/kWh; 0,57 centesimi di euro/kWh; 0,92 centesimi di euro/kWh rispettivamente). Si osserva come, a differenza di altre sotto-voci, nel 2022 la quota di IVA abbia risentito significativamente dell'aumento del prezzo di acquisto dell'energia elettrica sul MGP, a sua volta influenzato dall'andamento del prezzo del gas naturale.

FIGURA 3.11

Componenti di costo nazionale associate al prelievo dalla rete pubblica di 1 kWh di energia elettrica nel periodo 2012-2024.
Fonte: elaborazione RSE di dati TERNA, ARERA, MEF.



4

Energia elettrica e gas a confronto

Nei Capitoli 2 e 3 sono state analizzate le principali voci di costo associate al consumo di gas naturale e di elettricità in Italia negli ultimi anni. In particolare, l'evoluzione annua della spesa complessiva ha evidenziato come la voce relativa all'acquisto all'ingrosso della materia prima (gas naturale, energia elettrica) rappresenti la parte preponderante della spesa nazionale. Ad esempio, il valore complessivo della bolletta gas nel periodo pre-Covid-2019 (2014-2019) è variato tra un minimo di 31 miliardi di euro (2016) e un massimo di 39,3 miliardi di euro (2018), per poi contrarsi a 26,6 miliardi di euro nel 2020 (anno della massima emergenza da Covid-19) e successivamente impennarsi fino a un massimo di 124,3 miliardi di euro nel 2022 (anno della massima crisi energetica in Europa dovuta all'aggravarsi del conflitto armato in Ucraina), per riposizionarsi poco sopra il livello pre-Covid-19 nel 2023-2024. Al suo interno, la voce materia prima è variata percentualmente tra 38-48% nel periodo 2014-2019 e 73% nel 2022, passando per 30% (2020), 61% (2021) prima di collocarsi attorno a 49-53% nel 2023-2024. Le altre voci, di entità più contenuta singolarmente in valore assoluto, sono variate di poco con piccole oscillazioni, ad eccezione della quota IVA che ha risentito della variazione della voce materia prima.

Molto similmente si è mostrato l'andamento della bolletta elettrica nel periodo 2012-2024; infatti, nel periodo pre-Covid-19 (2012-2019) la spesa complessiva si è mantenuta mediamente attorno a 53,7 miliardi di euro, per poi ridursi sensibilmente a 45,5 miliardi di euro nel 2020 e impennarsi fino a quasi 132 miliardi di euro nel 2022 (nel 2023-2024 si ha un parziale ridimensionamento poco sotto i 70 miliardi di euro). In termini percentuali, la voce materia prima (energia elettrica) è variata tra 24-41% nel periodo 2014-2019 e 67% nel 2022, passando per 24% (2020), 48% (2021) prima di collocarsi attorno a 44-51% nel 2023-2024.

Tuttavia, a differenza della bolletta gas, la voce oneri generali ha contribuito percentualmente in maniera significativa, ponendosi praticamente quasi allo stesso livello della voce materia prima nel periodo 2012-2020, ossia prima dell'impennata della quota energia nel 2021-2022. Le altre voci, di entità più contenuta singolarmente in valore assoluto, sono variate di poco con piccole oscillazioni, a eccezione della quota IVA che ha risentito della variazione della voce materia prima.

Volendo cogliere, invece, una dinamica evolutiva delle singole voci di costo, rispetto a un anno base di riferimento, si ottengono gli andamenti di Figura 4.12 (bolletta gas e anno di riferimento 2014) e Figura 4.13 (bolletta elettrica e anno di riferimento 2012). In particolare, per quanto riguarda il gas, a parte il picco nel 2022 delle due voci di materia prima e IVA, la voce di costo che ha subito il maggior incremento nel corso degli anni è

quella relativa agli oneri generali. Riguardo all'energia elettrica, invece, la voce commercializzazione/vendita (il cui peso sull'intera bolletta ha poca rilevanza) ha subito un rialzo significativo tra il 2016 e il 2022, mentre quella relativa agli oneri generali è andata aumentando fino al 2015, per poi diminuire progressivamente. Inoltre, almeno fino al 2020, la voce materia prima mostra una chiara linea di tendenza in diminuzione nel periodo 2012-2016, per poi assestarsi fino al 2020 (nel 2022 tale voce si impenna insieme alla voce IVA); almeno fino al 2016, l'andamento di tale voce potrebbe essere riconducibile al massiccio sviluppo delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili – FRNP (principalmente fotovoltaico) con un significativo effetto *spiazzamento* sugli impianti termoelettrici fossili. Negli ultimi anni, invece, non è stato possibile cogliere su tali voci una chiara linea di tendenza per effetto dell'impatto della crisi ucraina soprattutto nel 2022.

Tuttavia, più in generale, l'andamento della voce materia prima nelle due bollette (gas, elettricità) riflette una forte interazione fra i due mercati, come è mostrato in Figura 4.14 dal confronto del prezzo di acquisto (PUN) dell'energia elettrica sul MGP Elettrico con i prezzi di scambio del gas sul PSV e TTF. A livello nazionale, tale relazione tra i due mercati è in parte dovuta alla forte presenza lato vendita di impianti a gas naturale (a ciclo combinato), o comunque al loro ruolo prioritario nella definizione del prezzo su MGP.

FIGURA 4.12

Dinamica evolutiva delle singole voci di costo unitario della bolletta gas, rispetto al 2014, nel periodo 2014-2024.

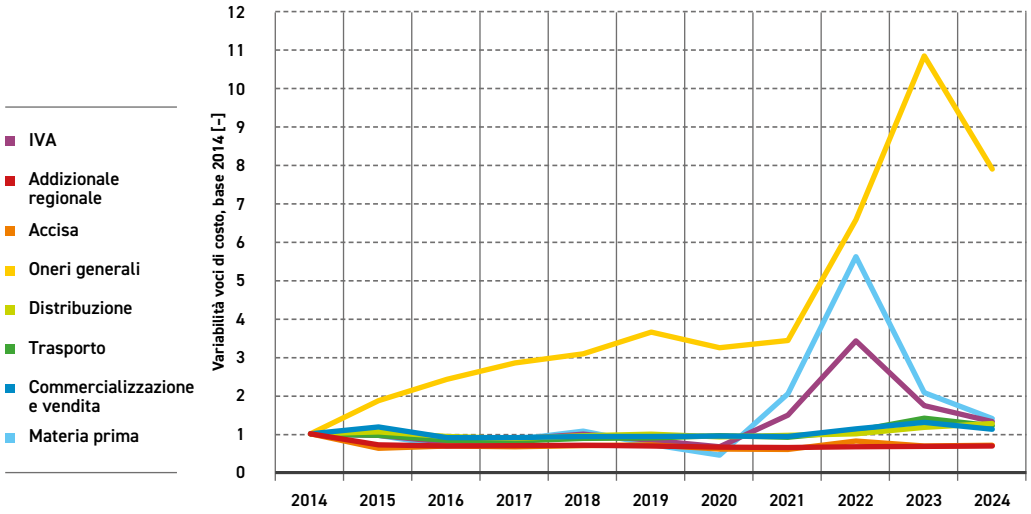


FIGURA 4.13

Dinamica evolutiva delle singole voci di costo unitario della bolletta elettrica, rispetto al 2012, nel periodo 2012-2024.

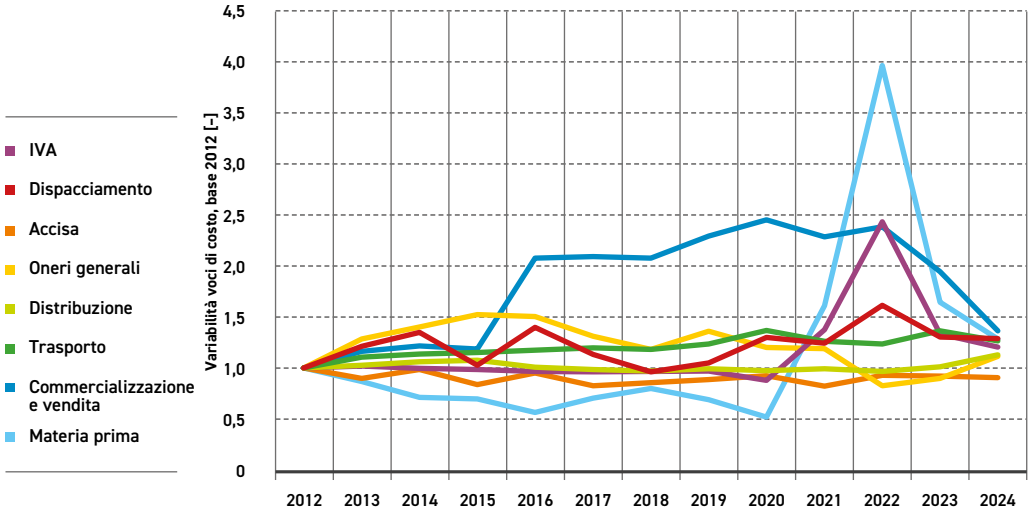
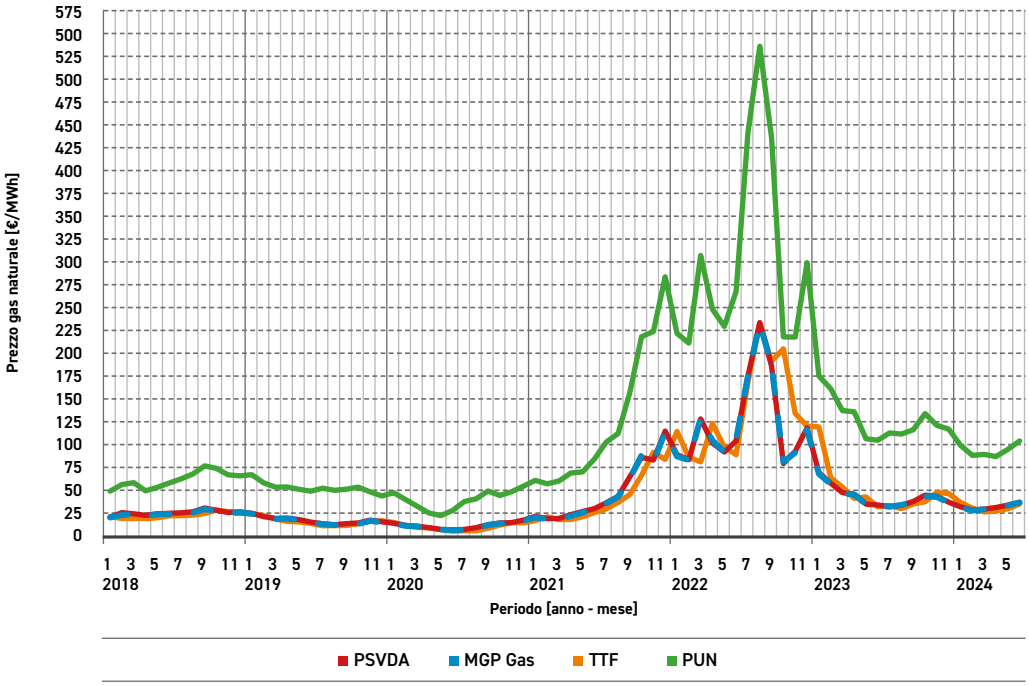


FIGURA 4.14

Confronto tra prezzo medio mensile di acquisto sul MGP Elettrico e prezzo di scambio del gas naturale su MGP Gas (a sua volta confrontato con il valore di scambio su PSV e TTF) nel periodo 2018-2024 (primi 5 mesi). Fonte: elaborazione Dati Pubblici del GME.



PARTE 2

Evoluzione del costo dell'energia

A cura di Alberto Gelmini e Laura Tagliabue

5 Prezzo delle *commodity* energia elettrica e gas: proiezioni future

Dai capitoli precedenti emerge in maniera esplicita che i parametri e le variabili da considerare per fare una valutazione del prezzo al consumatore finale dell'energia, in uno scenario futuro, sono numerosi. Non si esauriscono con la semplice stima del costo di produzione o di importazione; sono, invece, coinvolte e determinanti una molteplicità di valutazioni relative alle infrastrutture da sviluppare, ai costi generali di gestione del sistema, alla spesa per gli incentivi, eccetera.

Molte di queste informazioni possono essere ottenute, o derivate, dai risultati dello scenario energetico o da approfondimenti svolti tramite la simulazione del mercato energetico specifico. Lo scenario di sviluppo del sistema energetico che prendiamo in esame è lo scenario di Policy realizzato da RSE[1] per il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima del 2024 (PNIEC [3]), mediante il modello energetico nazionale TIMES-RSE [29] [30]. Il modello TIMES-RSE consente di descrivere l'intero sistema energetico nazionale: dalle fasi di approvvigionamento delle fonti primarie alla trasformazione e generazione elettrica, fino ai dispositivi di uso finale dei diversi settori di impiego. Il TIMES è un modello tecnologico, di tipo *bottom-up,* di ottimizzazione intertemporale che riduce al minimo il costo totale per l'intero sistema energetico nell'intero orizzonte temporale in cui deve soddisfare la domanda assegnata dei servizi energetici e alcuni obiettivi. L'ottimizzazione è soggetta a vincoli ambientali e tecnologici e/o di indicazione di *policy*.

Lo scenario di sviluppo del sistema energetico è definito dalle condizioni iniziali (bilanci consuntivi, stock di tecnologie esistenti, infrastrutture esistenti), dalle condizioni al contorno o fattori *driver* (quali ad esempio le previsioni demografiche ed economiche), dai vincoli (territoriali, potenziali, disponibilità delle tecnologie e delle fonti), dagli obiettivi e dalle decisioni, o policy, che si intendono adottare per lo sviluppo del sistema. Per una descrizione più generale dello scenario Policy si rimanda allo specifico rapporto tecnico RSE *Scenari per l'aggiornamento del PNIEC (versione 2024)* [4], qui, invece, si riprendono soltanto gli aspetti più strettamente significativi per la valutazione del prezzo dell'energia al consumatore finale nel 2030.

In primo luogo, tra i fattori *driver* dello scenario, occorre definire l'andamento dei prezzi internazionali (sui mercati all'ingrosso) delle *commodity*, tra questi il gas naturale, ma anche le previsioni dei prezzi della CO_2. Per le previsioni economiche e demografiche, nel-

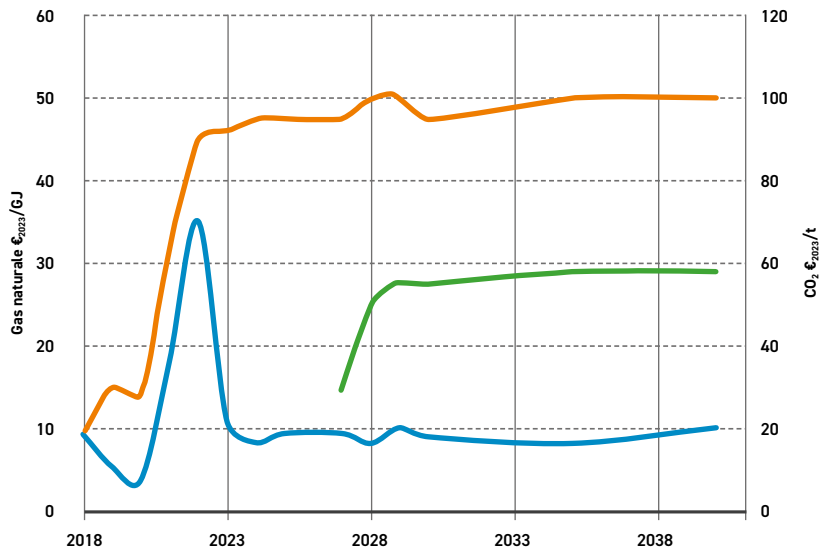
1 *In collaborazione con MASE, ISPRA e GSE.*

lo scenario del PNIEC si è fatto riferimento ai valori utilizzati dalla Commissione Europea ad aprile 2024 per l'*Ageing Report 2024*.

In Figura 5.1 sono riportate le evoluzioni del costo all'ingrosso del gas naturale e della CO_2 sia per il sistema ETS sia per il sistema ETS2 che, a partire dal 2027, sarà applicato ai consumi per riscaldamento degli edifici, ai trasporti e all'industria esclusa dall'ETS.

FIGURA 5.1

Scenari di prezzi del gas naturale (potere calorifico inferiore) e della CO_2 per gli schemi ETS ed ETS2 dello scenario PNIEC. I valori fino al 2023 sono a consuntivo.

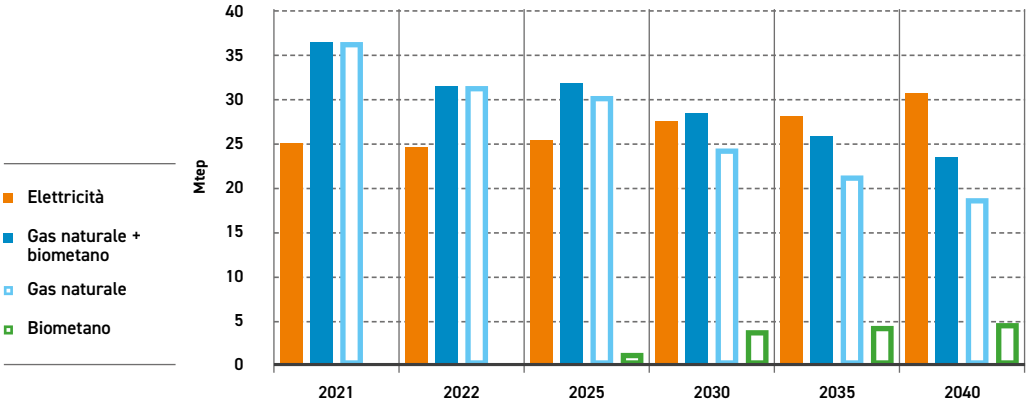


Altri elementi utili alla valutazione del prezzo finale al 2030 delle *commodity* energetiche che emergono dallo scenario sono le quantità dei consumi nazionali, su di esse, infatti, andranno ripartiti i costi di rete e di sistema. In Figura 5.2 si riportano gli andamenti dei consumi finali di energia elettrica e di gas (incluso biometano).

Prezzo delle *commodity* energia elettrica e gas: proiezioni future

FIGURA 5.2

Evoluzione dei consumi finali di energia elettrica e di gas (gas naturale e biometano), nello scenario PNIEC. I valori 2021 e 2022 sono a consuntivo.



Sul fronte del fabbisogno elettrico, lo scenario al 2030 prevede l'attuazione di azioni di efficientamento dei consumi elettrici grazie al miglioramento delle tecnologie, ma il risultato complessivo è di crescita per effetto dell'aumento del livello di elettrificazione degli usi finali trascinato dai trasporti (trasporto merci su ferro, veicoli elettrici e sviluppo di tram e metro) e dal riscaldamento degli edifici.

Relativamente a quest'ultimo, ad esempio, il PNIEC prevede non solo l'utilizzo diffuso delle pompe di calore per il riscaldamento negli edifici nuovi o riqualificati, ma spinge anche la sostituzione di almeno due milioni di caldaie con sistemi PdC ad alta temperatura (ossia che non richiedono la sostituzione del sistema di distribuzione del calore).

I consumi finali di gas, invece, subiscono una riduzione progressiva a causa dell'efficientamento dei sistemi e dell'elettrificazione nel settore civile, solo parzialmente contrastata dall'aumento dei fabbisogni energetici complessivi dei settori. Si noti che i valori 2021 e 2022, essendo consuntivi, sono fortemente influenzati dalle anomalie climatiche e meteorologiche di ciascun anno.

A partire da queste informazioni preliminari, la valutazione del prezzo futuro dell'energia, soprattutto dell'energia elettrica, si compone di tutte le stime da effettuare sull'evoluzione delle numerose componenti della tariffa. La maggior parte delle voci da analizzare

presenta una dinamica molto complessa, che abbisognerebbe di uno studio a sé. In questo lavoro si faranno, invece, delle stime spesso sommarie o speditive e, in taluni casi, anche basate sull'esperienza o sulla storia passata. Infatti, il valore aggiunto di questa analisi non sta nella precisione delle singole valutazioni, ma nel basarsi sui risultati, a tutto tondo, dello scenario di pianificazione adottato per il PNIEC e nel cercare di considerare i numerosi elementi che hanno incidenza sul prezzo futuro dell'energia e che invece spesso vengono totalmente ignorati.

La valutazione del prezzo futuro dell'energia elettrica e del gas ha seguito due step.

1. Proiezione futura di ogni sottocomponente del costo unitario nazionale: le voci che non dovrebbero variare significativamente nel tempo (es. commercializzazione e vendita) sono state assunte pari ai valori storici; altre voci, invece, sono state analizzate più in dettaglio per stimarne la possibile evoluzione secondo lo scenario di Policy descritto dal PNIEC (es. materia prima, servizi ancillari, trasporto e distribuzione, incentivi FER).
2. Ripartizione di ogni sottocomponente fra utenti finali per tipo e fascia di consumo (ai fini del caso studio nella Parte 3 di questa monografia). Le singole voci, infatti, possono pesare in modo diverso sugli utenti residenziali o industriali e, all'interno di questi, fra chi ha un consumo annuo maggiore o minore. Gli utenti industriali energivori, per esempio, riescono a ottenere dai loro fornitori un costo della materia prima più basso rispetto ai clienti residenziali e, se sono connessi alle reti di trasporto, non devono sostenere i costi delle reti di distribuzione. Per questo secondo step non è stato seguito un approccio *bottom-up*, in quanto ogni sottocomponente avrebbe richiesto uno studio *ad hoc* (basato su delibere, analisi di mercato e dati statistici non sempre disponibili) che va al di là degli scopi di questo lavoro. È stato invece adottato un approccio *top-down* a partire da recenti *dataset* messi a disposizione da Eurostat [31] [32] [33] [34].
   Eurostat fornisce, infatti, i prezzi finali di elettricità e gas naturale (dati annuali in euro/kWh) con il dettaglio di: i) due tipi di clienti, quelli residenziali e l'aggregato di tutti quelli non-residenziali (terziario, industrie, ecc.); ii) fascia di consumo; iii) componenti di prezzo come definiti nella *Regulation (EU) 2016/1952* [35]. La Tabella 5.1 mostra la corrispondenza fra le voci riportate in Eurostat e quelle discusse nella Parte 1 della monografia.

Le sotto-componenti del costo unitario nazionale al 2030, 2040 e 2050 sono state quindi allocate proporzionalmente fra clienti residenziali e non residenziali, con le relative fasce di consumo, ipotizzando di avere in futuro la stessa ripartizione percentuale dell'anno 2019 (ultimo anno stabile prima della crisi pandemica e della crisi dei prezzi legata alla guerra in Ucraina).

TABELLA 5.1

Corrispondenza fra componenti dei prezzi finali forniti da Eurostat e componenti della Bolletta discusse nella Parte 1.

Voci Eurostat	Sotto-componenti discusse nella Parte 1
Energy and supply	Somma di Acquisto all'ingrosso (materia prima + commercializzazione e vendita) e, per l'elettricità, Servizi di dispacciamento (eccetto il mercato della capacità)
Network costs	Somma delle sotto-componenti trasmissione/trasporto + distribuzione + misura
Taxes, fees, levies and charges	Tasse, imposte e oneri, con il dettaglio di:
Value added tax (VAT)	IVA
Renewable taxes	Oneri di sistema legati a rinnovabili, efficienza e cogenerazione
Capacity taxes	CD (mercato della capacità) nei servizi di dispacciamento (per l'elettricità)
Environmental taxes	Tasse legate a qualità dell'aria o altri scopi ambientali, tasse su CO_2 o altri gas serra
Nuclear taxes	Oneri generali: A2 + MCT (per l'elettricità)
Other allowance	Altre agevolazioni e altre voci (es. compensazione bonus gas e bonus elettrico)
Other	

5.1 EVOLUZIONE PREZZO DEL GAS NATURALE NELLA TRANSIZIONE

Il primo passo per la stima dell'evoluzione del prezzo del gas naturale consiste nella proiezione di ogni sottocomponente del costo unitario nazionale. I costi di commercializzazione e vendita, gli oneri generali e gli oneri fiscali sono stati ipotizzati in linea con i dati storici. Il costo futuro della materia prima, invece, deriva dalle ipotesi alla base del PNIEC di fonte PRIMES/CE. Infine, i costi di trasporto, distribuzione e misura sono stati stimati a partire dai dati storici in milioni di euro e dividendo poi questo valore per il consumo di gas naturale e biometano al 2030 e 2040. Per il trasporto, è stato considerato il consumo di gas dell'intero sistema, mentre per la distribuzione si è tenuto

conto solo del consumo dei settori finali (ipotizzando, quindi, che centrali termoelettriche e raffinerie siano collegate alle reti di trasporto).

Poiché lo scenario PNIEC presenta consumi di gas (su cui ripartire i costi totali) inferiori rispetto agli anni storici, il costo unitario nazionale per il trasporto e la distribuzione risulta in crescita. Al 2030, il costo unitario totale (escluso ETS2[2]) risulta pari a 62,2 centesimi di euro/Sm^3 (Tabella 5.2), in crescita del 49% rispetto al 2019 (in moneta corrente, pari a circa +27% in €$_{2023}$). Infatti, nonostante i prezzi della materia prima siano scesi dopo il picco del 2022, non si prevede che ritornino ai livelli pre-crisi.

TABELLA 5.2

Proiezione del costo unitario nazionale del gas per sottocomponente; dati in centesimi di euro/Sm^3.

Voci di spesa	Descrizione	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2030	2040	Note
Acquisto all'ingrosso	materia prima	23,5	17,1	20,9	25,7	17,1	11,2	49,9	132,1	45,9	30,9	34,6	(1)
	Commercializzazione e vendita	6,3	4,9	4,9	5,0	4,8	5,2	5,0	5,8	6,3	5,4	5,4	(2)
Trasporto, distribuzione e misura	trasporto e misura	2,9	2,6	2,5	2,7	2,6	3,0	2,8	3,2	3,9	4,4	4,4	(3)
	distribuzione e misura	10,2	9,1	8,2	9,0	9,2	9,2	8,9	8,8	9,8	13,9	13,9	(3)
Oneri generali di sistema	(recupero morosità, bonus gas, eccetera)	1,3	1,8	2,0	2,2	2,5	2,3	2,4	4,7	7,5	2,3	2,3	(2)
Oneri fiscali	accisa	4,3	4,8	4,6	4,8	4,8	4,3	4,1	5,4	4,3	4,6	4,6	(2)
	addizionale regionale	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	(2)
Totale esclusa IVA (escluso ETS2)		49,4	41,1	43,8	50,1	41,8	35,8	73,9	160,8	78,4	62,2	65,9	(2)
Totale esclusa IVA (escluso ETS2) (moneta costante €$_{2023}$)		59,7	49,7	52,3	59,0	49,0	42,0	85,1	170,2	78,4	62,2	65,9	

NOTE:
(1) Costo futuro della materia prima: fonte PRIMES/CE (come da PNIEC)
(2) Costo futuro in base ai dati storici
(3) Costo futuro di trasporto, distribuzione e misura:: dati storici divisi per i consumi futuri (in calo) di gas naturale e biometano, quindi aumenta il costo unitario.

2 *L'ETS2 andrà applicato solo ai consumi per riscaldamento civile, trasporti e altre industrie energetiche, manifatturiere e delle costruzioni, non già ricomprese nell'ambito di applicazione dell'attuale EU ETS.*

Il secondo passo consiste nel ripartire le diverse componenti del costo unitario nazionale (acquisto all'ingrosso, trasporto e distribuzione, oneri generali + oneri fiscali) ai diversi utenti finali: residenziali e non residenziali, per fascia di consumo. A differenza del costo unitario nazionale, la differenziazione della tariffa tra diversi utenti non può essere valutata con un approccio *bottom up*, ossia partendo dalle singole sotto-voci; infatti, essa è frutto principalmente di decisioni regolatorie. Inoltre, la percentuale di gas consumato nel settore residenziale resta sostanzialmente invariata al 2030 rispetto ai dati storici. Verosimilmente, quindi, non potranno verificarsi situazioni di variazioni percentuali di prezzo tra le diverse categorie molto distanti da quelle attuali. Pertanto, per la valutazione si è preso a riferimento l'anno 2019 dividendo i prezzi finali indicati da Eurostat [31] [32] per il costo unitario nazionale dello stesso anno (da Tabella 5.2), e tali percentuali di allocazione sono state ipotizzate invarianti al 2030 e al 2040.

Il risultato è riportato in Figura 5.3, dove il costo unitario nazionale del gas al 2030 (pari a 62,2 centesimi di euro/Sm^3, esclusi IVA e ETS2) è messo a confronto con i prezzi finali per i clienti residenziali e non residenziali, nelle relative fasce di consumo.

A partire dal 2027, inoltre, può essere aggiunto il prezzo dei permessi di emissione della CO_2 per l'avvio del sistema ETS2 (Tabella 5.3). A seconda del tipo di utente e della fascia di consumo, l'ETS2 fa aumentare i prezzi finali (al netto di IVA) del 4-15% al 2027 e del 7-28% dal 2030 in poi, rispetto ai prezzi al netto dell'ETS2. La Tabella 5.4 riporta i prezzi finali del gas naturale per gli anni storici pre-crisi e le proiezioni fino al 2040 al lordo dell'ETS2.

FIGURA 5.3

Prezzi finali del gas naturale al 2030 per settore e fascia di consumo (incluse accise, esclusa IVA, escluso ETS2), a confronto con il costo unitario medio nazionale.

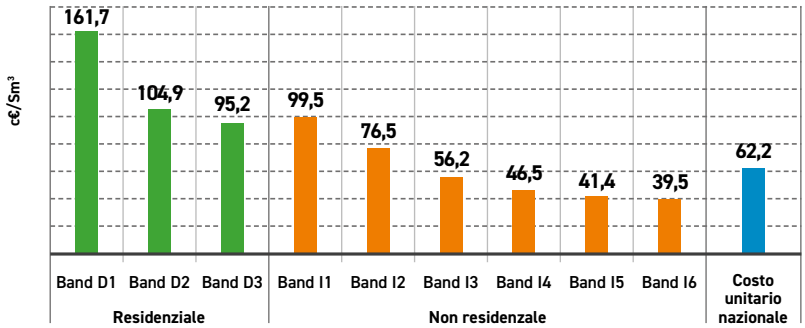


TABELLA 5.3

Prezzo dei permessi di emissione di CO_2 nel sistema ETS2. Dati in euro/ tCO_2 (fonte Commissione Europea, come da PNIEC) e corrispondente impatto in centesimi di euro/Sm^3 sul prezzo del gas naturale.

		2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Prezzo CO_2 (ETS2)	$euro_{2023}/tCO_2$	30,0	50,0	55,0	55,0	55,6	56,2	56,8	57,4	58,0	58,0
	Centesimi di $euro_{2023}/Sm^3$	6,0	9,9	10,9	10,9	11,0	11,2	11,3	11,4	11,5	11,5

TABELLA 5.4

Prezzi finali del gas naturale per settore e fascia di consumo (inclusi accise ed ETS2, esclusa IVA). Dati in centesimi di euro/Sm^3. Anni 2019-2020: dati Eurostat. Anni 2025-2040: da proiezioni RSE. Valuta corrente per anni storici; euro2023 per anni futuri.

Settore	Fascia di consumo		2019	2020	2025	2030	2035	2040
Residenziale	Consumption less than 20 GJ - band D1	c€/Sm^3	103	101	159	173	166	184
	Consumption from 20 GJ to 199 GJ - band D2		73	69	104	116	112	123
	Consumption 200 GJ or over - band D3		68	61	94	106	103	112
Non residenziale	Consumption less than 1 000 GJ - band I1		64	60	99	110	106	117
	Consumption from 1 000 GJ to 9 999 GJ - band I2		49	45	76	87	84	93
	Consumption from 10 000 GJ to 99 999 GJ - band I3		34	30	57	67	64	72
	Consumption from 100 000 GJ to 999 999 GJ - band I4		28	24	48	57	55	62
	Consumption from 1 000 000 GJ to 3 999 999 GJ - band I5		25	21	42	52	50	57
	Consumption 4 000 000 GJ or over - band I6		26	18	40	50	48	55

5.2 EVOLUZIONE PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA NELLA TRANSIZIONE

Per valutare il prezzo unitario dell'energia elettrica al consumatore al 2030 si è scelta la strada di stimare l'evoluzione delle sue componenti principali seguendo lo schema analizzato nel Capitolo 3. Per gli anni storici si è ricostruito un prezzo medio unitario (costo unitario nazionale) dell'energia elettrica per un utente medio, ottenuto dividendo i costi complessivi del sistema elettrico per il valore annuo dell'energia consumata (Tabella 5.5). Per gli anni futuri, ove possibile, ci si è basati sui risultati delle analisi di scenario e sulla simulazione del sistema elettrico al 2030 relativamente allo scenario PNIEC [4].

La stima per il 2030 è di circa 19,9 centesimi di euro/kWh (IVA esclusa), un prezzo più alto rispetto agli anni dal 2015 al 2020. Occorre però passare all'analisi dell'evoluzione delle singole voci per capire in che misura, approssimata ma quantitativa, le singole parti della bolletta abbiano contribuito all'aumento o alla riduzione del prezzo nel contesto della transizione energetica. Per gli anni futuri, rispetto alle voci storiche si è aggiunto il costo netto del meccanismo di incentivazione degli accumuli elettrici MACSE, che va concettualmente ad affiancare il costo del *capacity market*.

Perseguendo l'obiettivo di questa monografia, che è capire se la transizione energetica verso un sistema a zero emissioni nette sia amica o nemica del consumatore, la stima del costo unitario nazionale dell'energia elettrica successivamente al 2030 si discosta dallo scenario PNIEC e ipotizza un percorso lineare verso un settore elettrico con zero emissioni al 2050.

Per il 2050, in tale contesto, si ritiene non ragionevole affrontare la stima dell'ammontare delle incentivazioni della componente A_{SOS}, del *capacity market* e del MACSE così al lungo termine, così come non si ritiene significativo di utilizzare il prezzo marginale del mercato MGP come indicatore per il costo della materia prima all'ingrosso. Al 2050, infatti, la quota di energia prodotta da centrali elettriche tradizionali sarà marginale e quindi la valorizzazione dell'energia rinnovabile dovrà essere più legata ai costi totali di produzione che al prezzo marginale del mercato. Si è quindi proceduto a stimare il costo dell'energia calcolando il costo totale di produzione di un kWh (Levelized Cost of Energy - LCOE) medio pesato su tutte le tecnologie principali utilizzate e tenendo conto dell'evoluzione delle performance tecniche ed economiche. Per questo motivo si presentano le valutazioni delle voci di costo separando 2030 e 2050.

TABELLA 5.5

Componenti del costo unitario nazionale dell'energia elettrica in centesimi di euro/kWh. Anni 2015-2023: dati storici. Anno 2024: preconsuntivo (stima RSE). Anni 2030 e 2050: proiezioni RSE.

Componenti di spesa [c€/kWh]		2015	2016	2017
Acquisto all'ingrosso	Materia prima	5,23	4,24	5,29
	Commercializzazione. e vendita	0,48	0,84	0,85
Servizi di dispaccia-mento/ ancillari	UPLIFT	0,45	0,89	0,76
	UESS	0,25	0,24	0,11
	MOD-EOL	0	0	0
	CD (mercato capacità)	0,06	0,06	0,07
	MACSE (*)	-	-	-
	INT	0,17	0,11	0,1
	DIS	0,04	0,04	0,04
Trasporto e distribuzione	Trasporto	0,57	0,59	0,6
	Distribuzione e misura	1,93	1,81	1,77
Oneri generali di sistema	A2 (decommissioning nucleare)	0,21	0,19	0,06
	A3 (incentivi FER)	4,64	4,83	4,11
	A4, A5, As, Ae, MCT, UC4, UC7, UC3+UC6	0,76	0,54	0,66
Accise		0,85	0,97	0,84
TOTALE AL NETTO di IVA		15,7	15,3	15,3
TOTALE al netto di IVA (moneta 2023)		18,9	18,6	18,2

(*) Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico
(**) Valutazioni di GSE pubblicate nella Relazione di ARERA 331/2024/I/EFR, integrate da stime preliminari di RSE per i prossimi meccanismi di incentivazione.

Prezzo delle *commodity* energia elettrica e gas: proiezioni future

2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2030	2050
6,00	5,17	3,89	12,1	29,81	12,37	9,66	9,8	6,0
0,84	0,93	0,99	0,92	0,96	0,79	0,55	0,8	0,8
0,63	0,65	0,86	0,71	0,74	0,15	0,06	0,6	0,8
0,13	0,14	0,17	0,25	0,25	0,37	0,37	0,4	0,4
0	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,0
0,07	0,07	0,06	0,07	0,38	0,55	0,64	0,5	Inclusi in materia prima
-	-	-	-	-	-	-	0,5	
0,05	0,1	0,1	0,11	0,11	0,12	0,1	0,1	0,1
0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,1	0,1
0,59	0,62	0,68	0,63	0,62	0,68	0,63	1,1	1,8
1,75	1,78	1,75	1,78	1,74	1,82	2,03	1,7	1,7
0,03	0,16	0,16	0,08	0,09	0	0	0,0	0,0
3,46	3,33	2,98	3,39	3,46	2,32	3,02	2,2-2,5 (**)	Incluso in materia prima
0,88	1,53	1,28	0,91	1,13	0,99	1,08	1,1	0,8
0,87	0,9	0,94	0,84	0,94	0,93	0,92	0,9	0,9
15,3	15,4	13,9	21,9	40,3	21,2	19,1	19,9	13,3
18,1	18,1	16,4	25,2	42,7	21,2	19,1	19,9	13,3

5.2.1 Evoluzione delle voci della bolletta elettrica al 2030

Acquisto sui mercati all'ingrosso

1. Per valutare il costo della materia prima si è utilizzato il PUN medio al 2030 corretto delle perdite di rete, emergente dalla simulazione oraria dello scenario PNIEC [4]. Tale dato (9,8 centesimi di euro/kWh) è in linea con il preconsuntivo 2024, ma più alto della media degli anni storici (pre-Covid) dal 2014 al 2019. Tale incremento è spinto dal prezzo dei combustibili fossili, il gas naturale in particolare, e dall'aumento del costo delle emissioni

ETS. Il prezzo medio annuo del gas naturale sul PSV, tra il 2014 e il 2019 si è mantenuto indicativamente tra i 15 e i 25 euro/MWh con un picco massimo nel 2018. Per il 2030 lo scenario PNIEC ha considerato un prezzo del gas, per la produzione elettrica, paragonabile a quello del 2018 (Figura 5.1).

2. Per la commercializzazione e vendita si è utilizzato il costo unitario medio (centesimi di euro/MWh) di tutto il periodo storico esaminato dal 2014 al 2024
3. Il servizio di dispacciamento è composto da diverse voci che mediamente ammontano a circa il 5-6% del costo dell'energia elettrica. Tra queste emerge, a partire dal 2022, il costo per il *capacity market*. La valutazione semplificata dell'evoluzione del costo del *capacity market* al 2030 vede una moderata riduzione dei valori attuali soprattutto per la compresenza del nuovo Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE). Per contro, occorre aggiungere alle voci storiche anche il costo di questo meccanismo in una nuova sottovoce specifica del servizio di dispacciamento. La stima speditiva dell'ammontare dell'onere per il MACSE sull'energia ha tenuto conto della necessità per il PNIEC di arrivare a disporre al 2030 di circa 45-50 GWh di nuova capacità di accumulo e del costo unitario medio (non attuale, ma da qui al 2030) di 250 euro/kWh. Il costo totale della voce MACSE è stato quindi valutato sottraendo al costo totale (annualizzato) degli accumuli i margini economici che gli accumulatori potranno fornire sul mercato MGP, valutati attraverso la simulazione del sistema elettrico 2030.

. L'altra voce che storicamente è stata significativa tra i costi del dispacciamento è l'*uplift*. Negli ultimi due anni l'*uplift* ha visto un crollo grazie ai benefici dei nuovi mercati in tempo reale e agli effetti degli interventi dell'Autorità che hanno consentito e incentivato il TSO a operare per abbattere significativamente i costi dei mercati di dispacciamento (delibera ARERA 597/21). Per quanto riguarda il 2030 non si è potuta fare una stima diretta, ma si è considerato un aumento significativo rispetto ai valori 2023 e 2024, fino ad arrivare ad un valore intermedio tra i due trend: quello più recente e quello osservato fino al 2022. Questo nell'ipotesi, da un lato, di mantenimento della maggiore efficienza acquisita, dall'altro dell'aumento esponenziale delle fonti rinnovabili non programmabili negli obiettivi del PNIEC.

. Le altre voci del servizio di dispacciamento sono secondarie e spesso molto dipendenti dalle scelte regolatorie: per queste si sono prolungati i valori storici.

Servizi di rete

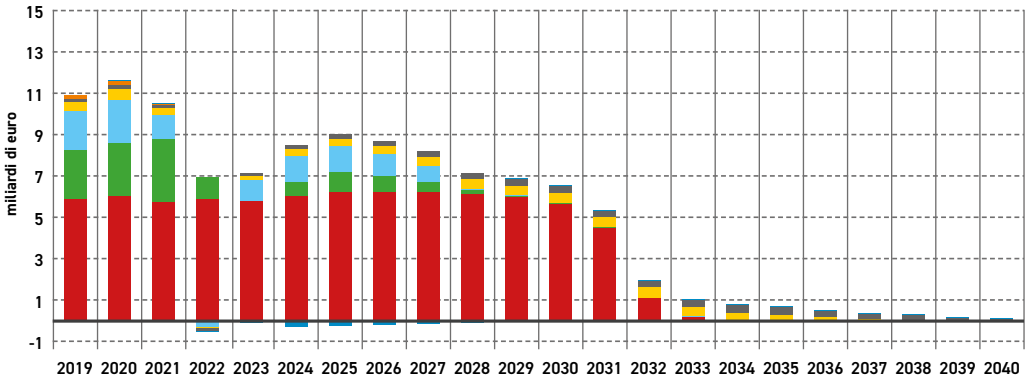
4. I costi complessivi per la copertura dei costi della rete di trasmissione ($Tras_p$ e $Tras_e$) che gravano sulle bollette del 2030 sono stati valutati in deciso aumento, rispetto ad oggi, per effetto della forte accelerazione sugli investimenti della RTN previsti dal PNIEC, che corrispondono al Piano di Sviluppo di TERNA del 2023 (oltre 20 miliardi di euro in 10 anni) e dei conseguenti costi operativi. Il costo annuo, calcolato tenendo conto della remunerazione del capitale, degli ammortamenti e dei costi operativi per il 2030 è risultato di circa 4 miliardi di euro (ossia il doppio dei valori attuali) che hanno portato ad un costo medio sul kWh consumato di 1,14 centesimi di euro/kWh.
5. Analogamente, anche per i costi a copertura delle reti di distribuzione si è partiti dai dati storici e dai nuovi investimenti necessari stimati dal PNIEC. In questo caso i costi complessivi non si discostano molto dai dati storici grazie al ricorso a tecnologie e soluzioni *smart* che consentono di gestire una maggiore potenza sulla rete senza accrescere in modo direttamente proporzionale linee elettriche e trasformatori. L'aumento del costo annuo, in questo caso, è analogo all'aumento dei consumi elettrici finali previsto dal PNIEC mantenendo in equilibrio l'ammontare della voce sul singolo kWh consumato.

Oneri di sistema

6. Qui è significativa la componente A_{SOS}, che raccoglie i costi del supporto alle rinnovabili e alla cogenerazione, in quanto rappresenta la voce principale dopo il costo della materia prima ed è soggetta a variazioni significative nel medio termine. La valutazione dell'onere complessivo delle misure incentivanti esistenti per i prossimi anni è un tema ben presidiato da GSE. Al momento la stima di GSE più recente è quella pubblicata nella Relazione 331/2024/I/EFR di ARERA *Analisi degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili in termini di effetti sulla collettività – Anno 2023* pubblicata a luglio 2024 (Figura 5.4). Rispetto a tale stima occorre aggiungere tutti i nuovi meccanismi, in particolare quelli riferiti a FER2 FERX che da una stima speditiva potrebbero essere compresi tra 1 e 2 miliardi di euro (per l'anno 2030).

FIGURA 5.4

Scenario evolutivo dell'onere di incentivazione relativo ai meccanismi esistenti (con prezzo MGP progressivamente decrescente da 100 euro/MWh nel 2024 a 70 euro/MWh al 2030 e poi costante oltre il 2030). Dati in miliardi di euro. Fonte Pubblicato da ARERA nella Relazione 331/2024/I/EFR, elaborazione di GSE.



Accise e IVA

Si ipotizza la stessa incidenza degli ultimi anni sul costo unitario dell'energia elettrica.

5.2.2 Evoluzione delle voci della bolletta elettrica al 2050

La stima del costo medio unitario nazionale dell'energia al 2050 in uno scenario di completamento della transizione energetica, ossia Net zero, è stata ottenuta mediando i risultati di diversi scenari 2050 Net Zero svolti da RSE aventi in comune uno sviluppo al 2030 coerente con il PNIEC. Questi scenari di RSE sono da considerare provvisori, o propedeutici, rispetto a quelli che saranno determinati per l'aggiornamento della Long Term Strategy del sistema energetico nazionale (aggiornamento atteso nel 2025). In quell'occasione gli scenari verranno sicuramente ritoccati e le ipotesi saranno condivise anche con altri Enti di ricerca. Da questi scenari sono stati presi i seguenti dati, di cui in Tabella 5.6 ne sono esplicitati i valori più significativi:

- gli input relativi all'evoluzione delle caratteristiche tecnico economiche delle tecnologie di produzione, di accumulo e degli elettrolizzatori;
- i risultati (medi) relativi all'attività delle suddette tecnologie espressa come ore annue equivalenti di funzionamento a potenza massima - fattore di carico. I fattori di carico determinati del modello tengono in conto, almeno parzialmente, le necessità di flessibilità del sistema elettrico, in tal senso il fattore di carico stimato è inferiore alla disponibilità tecnica dell'impianto;
- gli investimenti in infrastrutture o in sistemi necessari per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico;
- necessità di sviluppo di rete elettrica di trasporto e investimenti necessari per il potenziamento delle reti di distribuzione.

TABELLA 5.6

Principali parametri e risultati degli scenari 2050 utilizzati per la stima del prezzo al 2050 (Scenari RSE).

Tecnologia	Installato al 2050	Fattore di carico al 2050 [ore/anno]	$LCOE_{2050}$ medio [euro/MWh]
FV	240 GW	1.390 (>1.500 in assenza di *overgeneration*)	33-35 (30 in assenza di *overgeneration*)
Eolico	40 GW	2.400 (3.500 per *offshore*)	33
Bioenergie	3,5 GW	4.380-7.000	150
Batterie	12 GW (90-95 GWh)	< 200 cicli carica / scarica eq. l'anno	100 euro/MWh immesso in rete
Elettrolizzatori	La quantità di H_2 verde utilizzata per la generazione elettrica non è rilevante		

Al 2050 è presente anche una quota di generazione da fonte nucleare, in linea con gli scenari di lungo termine discussi nel PNIEC [3].

Con gli elementi ai primi tre punti è possibile calcolare una sorta di costo totale unitario o LCOE allargato e medio del kWh consumato in Italia al 2050 ottenuto come media pesata rispetto alle produzioni degli LCOE delle singole tecnologie, calcolati a loro volta tenendo conto dell'effettivo fattore di carico risultante dalle analisi di scenario.

Il costo così determinato, e corretto per includere l'onere delle perdite di rete, comprende tutti costi per la produzione dell'energia, inclusa la remunerazione degli investimenti, esso viene pertanto considerato come proxy del prezzo dell'insieme delle voci: materia prima, capacity Market e MACSE, incentivi per le rinnovabili e la cogenerazione (A_{SOS}) (Tabella 5.5).

Per i costi della rete di trasmissione (trasporto) è stato valutato il costo annuo, calcolato tenendo conto della remunerazione del capitale, degli ammortamenti e dei costi operativi per il 2050: sono stati inclusi i 23 miliardi di euro previsti al 2030 (PdS TERNA 2023) a cui si sono aggiunti ulteriori investimenti aggiuntivi nello scenario 2050 per corposi rinforzi dei collegamenti tra Nord e Sud della penisola. La componente sale così fino a 1,8 centesimi di euro/kWh (Tabella 5.5).

Dall'analisi risultano necessari anche importanti investimenti sulla rete di distribuzione per servire l'aumento di impianti di generazione in bassa e media tensione (fotovoltaico) e l'aumento di carico spinto dall'elettrificazione degli usi energetici. Tuttavia, a differenza della rete di trasmissione, l'effetto di aumento della quantità di energia su cui dividere il costo totale annuo pare sufficiente a mantenere la quota unitaria (centesimi di euro/kWh) in linea con i dati storici come mostrato in Tabella 5.5.

Per le altre voci, che assieme rappresentano al 2030 e al 2050 circa il 30% del costo totale (al netto delle accise) si sono fatte valutazioni speditive similmente alle stime per il 2030.

5.2.3 I prezzi per gli utenti finali per settore e per fascia

Per passare dal costo unitario nazionale ai prezzi finali dell'elettricità per gli utenti finali (residenziali e non residenziali e per fascia di consumo) si è adottato lo stesso approccio semplificato applicato al gas (paragrafo 5.1): è stato preso a riferimento l'anno 2019, sono stati divisi i prezzi finali indicati da Eurostat [33] [34] per il costo unitario nazionale dello stesso anno (da Tabella 5.5). In prima approssimazione, tali percentuali di allocazione sono state ipotizzate invarianti negli anni futuri. Questa procedura *top-down* è stata eseguita separatamente per le sotto-componenti di acquisto all'ingrosso (incluso dispacciamento), trasporto e distribuzione, incentivi FER, altri oneri generali e fiscali.

Il risultato è riportato in Tabella 5.7 (per gli anni storici e fino al 2040) e in Figura 5.5 (per l'anno 2030). La figura mostra il costo unitario nazionale dell'elettricità al 2030 (pari a 199 euro/MWh, esclusa l'IVA) messo a confronto con i prezzi finali per i clienti residenziali e non residenziali, nelle relative fasce di consumo.

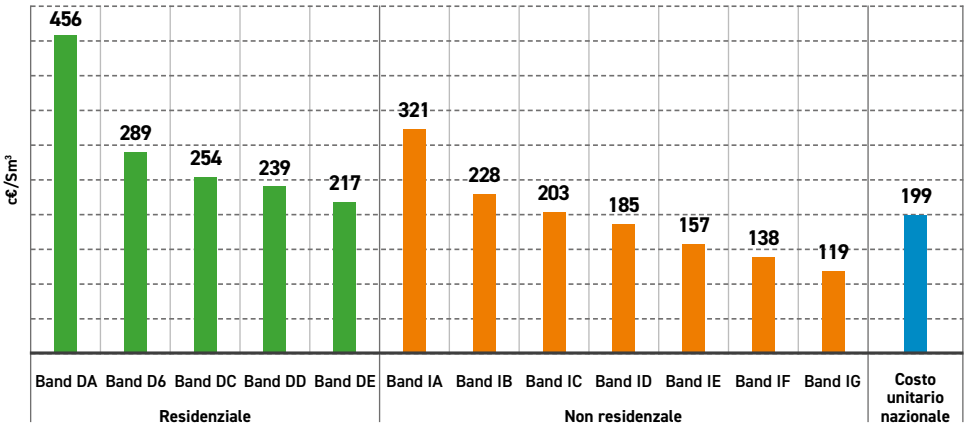
TABELLA 5.7

Prezzi finali dell'elettricità per settore e fascia di consumo (incluse accise, esclusa IVA). Dati in euro/MWh.
Anni 2019-2020: dati Eurostat. Anni 2025-2040: da proiezioni RSE.

Settore	Fascia di consumo	2019	2020	2025	2030	2040
Residenziale	Consumption less than 1.000 kWh - band DA	460	453	488	456	382
	Consumption from 1.000 kWh to 2.499 kWh - band DB	225	225	312	289	242
	Consumption from 2.500 kWh to 4.999 kWh - band DC	211	199	285	254	212
	Consumption from 5.000 kWh to 14.999 kWh - band DD	209	188	272	239	200
	Consumption 15.000 kWh or over - band DE	204	165	235	217	181
Non residenziale	Consumption less than 20 MWh - band IA	311	277	323	321	269
	Consumption from 20 MWh to 499 MWh - band IB	188	170	223	228	191
	Consumption from 500 MWh to 1.999 MWh - band IC	163	151	197	203	170
	Consumption from 2.000 MWh to 19.999 MWh - band ID	141	130	179	185	155
	Consumption from 20.0000 MWh to 69.999 MWh - band IE	114	99	152	157	131
	Consumption from 70.000 MWh to 149.999 MWh - band IF	92	74	135	138	116
	Consumption 150.000 MWh or over - band IG	77	62	114	119	99

FIGURA 5.5

Prezzi finali dell'elettricità al 2030 per settore e fascia di consumo (incluse accise, esclusa IVA), a confronto con il costo unitario nazionale.



PARTE 3

Caso studio: il riscaldamento degli edifici

A cura di Lorenzo Croci, Francesco D'Oria e Francesca Talamo

6 Il riscaldamento negli edifici

Gli impegni europei e nazionali per il contrasto ai cambiamenti climatici fanno leva sulla necessità di attuare piani che promuovano una significativa trasformazione del parco abitativo nazionale, rendendolo più efficiente e complessivamente più sostenibile. In questo processo la climatizzazione delle abitazioni e la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) giocano un ruolo strategico in quanto incidono in modo significativo sui consumi energetici del settore residenziale.

Nella spesa energetica dei consumatori finali, il riscaldamento degli edifici ha un ruolo significativo e di primaria importanza.

Attualmente quasi 7 famiglie su 10 utilizzano un sistema di riscaldamento alimentato a gas metano [36] e, secondo stime RSE, al 2023 in Italia sono presenti circa 22 milioni di climatizzatori installati[1] per una potenza frigorifera di 132 GW_t, di cui circa il 38%, pari a 50 GW_t, nel settore residenziale.

L'utilizzo del gas rappresenta da tempo il vettore di riferimento per riscaldamento, ACS e cottura e, grazie anche alla crescente diffusione delle caldaie a condensazione, il suo ruolo rimarrà presumibilmente rilevante nei prossimi anni. Tuttavia, per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione delineati al 2030 nel nuovo PNIEC, sarà necessario promuovere una progressiva transizione dai combustibili fossili verso vettori energetici più sostenibili.

In tale percorso di transizione, le pompe di calore[2] (PdC), possono giocare un ruolo strategico per decarbonizzare una quota significativa dei consumi energetici legati alla climatizzazione [37] e alla produzione di ACS negli edifici. I benefici risultano ancora maggiori quando le PdC vengono integrate con soluzioni basate su fonti rinnovabili. Inoltre, questa scelta risponde alle crescenti esigenze di adattamento ai cambiamenti climatici, caratterizzati da eventi estremi di caldo, rendendo sempre più rilevante la necessità di raffrescamento.

Per consentire il cambiamento, occorre, tuttavia, creare un ecosistema favorevole per le famiglie, garantendo condizioni che favorisca-

1 *La stima di 22 milioni di macchine è stata ricavata in base ai dati di vendita annuali forniti dall'associazione di categoria Assoclima e assumendo una vita utile media delle macchine pari a 15 anni. Tale stima, superiore a valutazioni realizzate da altri stakeholder, considera l'intero stock di climatizzatori installati in Italia, compresi quelli di piccola taglia (split e multisplit) acquistati soprattutto per l'utilizzo estivo ed esclusi i portatili.*

2 *Ad oggi, la quasi totalità delle macchine vendute è reversibile, ossia in grado sia di raffrescare sia di riscaldare gli ambienti. Per tale motivo nel documento vengono denominati per comodità pompe di calore o climatizzatori sia le macchine di tipo reversibile che gli altri apparecchi.*

no l'adozione di sistemi a PdC rispetto alla situazione tradizionale. In tal senso è necessario operare su più fronti: eliminando le forme di incentivazioni per i generatori di calore basati su fonti fossili, ricorrendo ad obblighi, ove opportuno, e introducendo incentivi non solo per ridurre la spesa iniziale ma anche per evidenziare, in un orizzonte temporale più ampio, i benefici economici di queste scelte sostenibili.

Tali condizioni necessarie possono variare, sia in funzione del contesto in cui si applicano (età di costruzione, tipologia delle abitazioni e zona climatica in cui esse sono edificate), sia in relazione all'impatto dei diversi sistemi di incentivazione e degli effetti indotti dai prezzi dell'elettricità e del gas attesi, valutate tenendo conto delle possibili variazioni dei prossimi anni.

Ne deriva, quindi la necessità di affrontare il tema nella sua completezza, analizzando la geografia della convenienza economica, mettendo, cioè, in luce i contesti e le condizioni più favorevoli e quelle più critiche per le quali sussistono ancora barriere e su cui occorre fare un'opportuna riflessione.

In questi capitoli finali si riporta una valutazione articolata sulla convenienza per l'utente finale a riqualificare il proprio impianto di riscaldamento mediante una serie di possibili alternative. L'analisi, per questo, si applica a una serie di condizioni statisticamente rappresentative del Paese.

La transizione energetica spinge verso l'elettrificazione dei servizi termici degli edifici (riscaldamento *in primis*, ma anche acqua calda sanitaria e cottura), comprendendo anche il caso di un'abitazione completamente elettrificata. Nelle analisi che seguono, saranno quindi inseriti i costi di tutti i servizi termici principali delle abitazioni.

6.1 METODOLOGIA PER LA VALUTAZIONE DELLA CONVENIENZA ECONOMICA DELLE TECNOLOGIE DI DECARBONIZZAZIONE PER SODDISFARE I FABBISOGNI TERMICI DELLE ABITAZIONI

L'analisi di convenienza è determinata dalla condizione in cui i risparmi sulla bolletta energetica sono in grado di compensare, nell'arco di 15 anni, i costi sostenuti per la realizzazione degli impianti (CapEx), al netto degli incentivi e tenendo conto dei costi della manutenzione e del denaro. Il termine di confronto è la condizione di baseline, ovvero la situazione con caldaia tradizionale a gas.

Per consentire una valutazione corretta della convenienza economica delle diverse soluzioni e, soprattutto, per garantire la loro confronta-

bilità, è necessario considerare non solo la differenza dei costi di esercizio (OpEx), che premiano l'efficienza tecnologica, ma anche la differenza della spesa di capitale (CapEx), che tiene conto dell'investimento iniziale. Di conseguenza, è stato calcolato il Valore Attuale Netto della differenza tra i flussi di cassa di ciascun intervento rispetto alla baseline su un periodo di 15 anni, tenendo conto di un tasso di inflazione che riflette il valore medio atteso nell'arco della vita utile dell'impianto e il costo del capitale impiegato, entrambi assunti pari al 2%[3].

La stima non considera gli oneri finanziari che l'utente dovrebbe sostenere nel caso in cui non disponga del capitale necessario per l'investimento iniziale e decida di richiedere un prestito per finanziarlo.

Si considerano, dunque, convenienti quegli interventi il cui valore di VAN è superiore a 0, ovvero quei casi per i quali, nell'arco di 15 anni, il valore attuale netto dei flussi di cassa relativi all'investimento iniziale e alle spese per l'energia e alla manutenzione è superiore a quello calcolato per la baseline.

Si affronta anche una valutazione che include le detrazioni fiscali tra i flussi di cassa, stimate pari al 50% dei CapEx per le spese sostenute per l'installazione degli impianti, ad esclusione della caldaia a gas[4]. I valori di CapEx fanno riferimento ai costi per l'acquisto e l'installazione delle rispettive apparecchiature, opportunamente dimensionate in termini di potenza, in funzione della tipologia, dell'efficienza, della dimensione dell'abitazione e della zona climatica in cui essa è edificata. I costi di tutte le lavorazioni da eseguire e i relativi materiali sono stati valutati attraverso un computo metrico estimativo.

I costi operativi, OpEx, comprendono le spese sostenute per alimentare e manutenere le apparecchiature installate, considerando due diversi casi: prezzi di elettricità e gas stimati per il 2025 e i prezzi annui dal 2025 al 2040 estrapolati dalle risultanze delle analisi dei capitoli precedenti.

Per il dettaglio delle considerazioni alla base degli scenari di evoluzione dei prezzi di elettricità e gas fino al 2040 si rimanda alla Parte 2 segnalando che l'aliquota IVA applicata sull'elettricità per i clienti domestici è del 10%.

Nelle valutazioni che seguono sono riportati i benefici energetici e ambientali delle diverse tipologie impiantistiche, così da sottoline-

3 *Come indicato dalla Banca d'Italia (Banca d'Italia - Bollettino Economico n. 3 - 2023) il tasso di inflazione medio atteso è pari al 2,3% nel 2024 e al 2,0% dal 2025 in poi, riflettendo gli effetti diretti e indiretti del calo dei prezzi delle materie prime energetiche. In linea con gli obiettivi nel medio lungo termine della politica monetaria europea si è assunto un tasso di inflazione pari 2%.*

4 *Si rimanda al sito del GSE per il calcolo del contributo relativo al Ritiro Dedicato.*

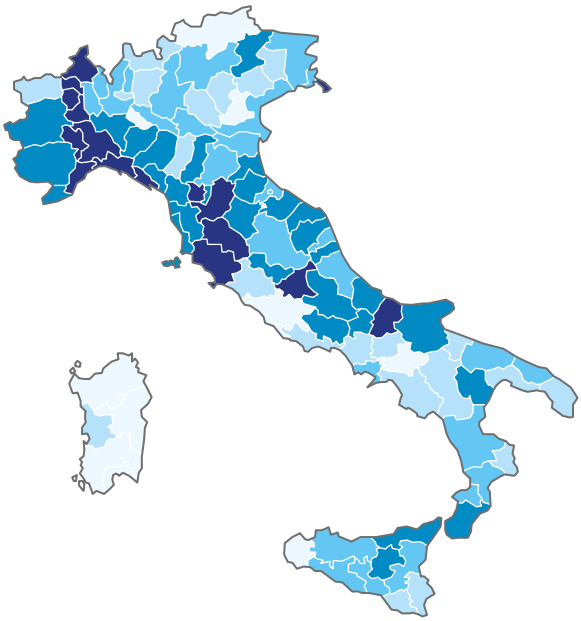
are il peso che la scelta dell'intervento ha alla luce degli obiettivi di decarbonizzazione per il Paese.

6.2 L'AMBITO DI INDAGINE: L'ATTUALE PARCO ABITATIVO ITALIANO

L'ambito di indagine fa riferimento al parco abitativo nazionale che per il 72% degli edifici è stato costruito prima del 1980 (Figura 6.1) e, di conseguenza, caratterizzato da una bassa efficienza energetica. Secondo stime RSE basate su dati Cresme/ENEA, circa l'82% circa del parco edilizio esistente rientra nelle classi energetiche più energivore (classi F e G).

FIGURA 6.1

Quota di edifici residenziali edificati prima del 1980. Fonte elaborazione RSE su dati Cresme/ENEA 2022.



Edifici di oltre 40 anni (<1980)

- fino a 65%
- da 65% a 70%
- da 70% a 75%
- da 75% a 80%
- oltre 80%

Le analisi di convenienza economica degli investimenti di riqualificazione degli impianti di climatizzazione, produzione di ACS

e cottura sono state condotte su due tipologie di abitazioni rappresentative complessivamente del 65% del parco abitativo italiano: abitazione monofamiliare (che copre il 52% degli edifici in Italia) e appartamento in condominio[5]. Inoltre, analizzando il totale delle abitazioni, emerge che più del 40% si trova in edifici costruiti tra il 1960 e il 1980 o negli anni '90; pertanto, per avere un approccio il più rappresentativo possibile, si è deciso di considerare la combinazione delle suddette due tipologie di abitazioni per le due vetustà.

Le prestazioni energetiche delle abitazioni sono state, inoltre, valutate per tre diverse zone climatiche: zona C (Napoli), zona D (Roma) e zona E (Milano), nelle quali complessivamente risiede oltre il 90% della popolazione.

In sintesi, l'insieme di queste variabili ha generato 12 casi studio, così articolati:

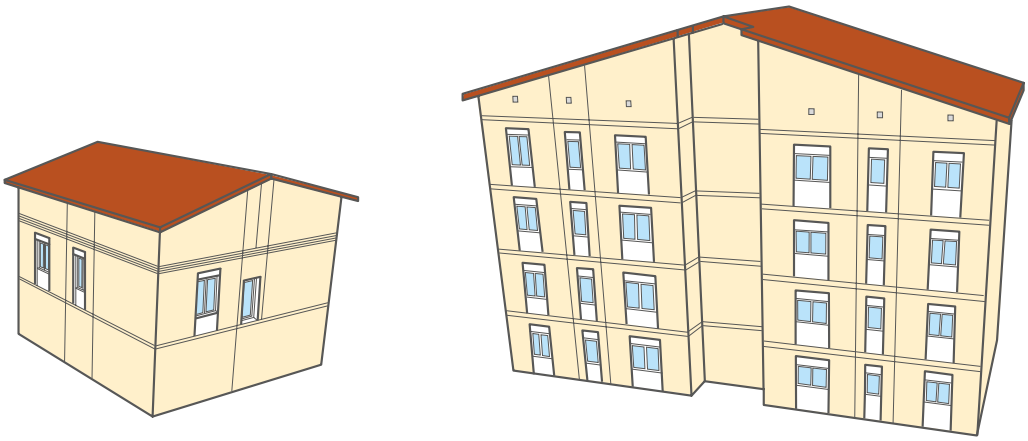
- 2 tipologie di abitazioni: casa monofamiliare e condominio;
- 2 vetustà delle abitazioni: costruite tra il 1960 e il 1980 oppure tra il 1990 e il 2000;
- 3 zone climatiche: C, D, E (Napoli, Roma, Milano).

Le diverse tipologie di abitazioni sono state rappresentate tramite modelli BIM (Building Information Modeling) in grado di riprodurre le intrinseche caratteristiche edilizie, quali le superfici disperdenti, il volume climatizzato, la domanda di ACS, le trasmittanze dei materiali, le condizioni di comfort richieste e così via. In Figura 6.2 sono rappresentati due esempi di modellazione delle tipologie abitative considerate.

5 *Il condominio più rappresentativo è composto da circa 4-6 abitazioni. Secondo dati CRESME, trascurando le mono e bifamiliari, il 53% dei condomini è composto da 4-6 abitazioni, il 27% arriva ad 8 abitazioni, il 12% a 15 abitazioni per edificio e nel restante 8% troviamo gli edifici che presentano oltre 16 abitazioni.*

FIGURA 6.2

Modellazione delle due tipologie abitative prese in considerazione: l'abitazione monofamiliare e il condominio.



6.3 STIMA DEL FABBISOGNO ENERGETICO

Attraverso l'applicativo CARAPACE[6] sviluppato da RSE, per ciascuna delle tipologie abitative è stato stimato il fabbisogno energetico orario necessario a garantire il comfort interno[7], ipotizzando la presenza di due persone in ogni tipologia di abitazione. A titolo di esempio, nella Tabella 6.1 sono riassunti i principali risultati relativi al caso dell'abitazione in un edificio monofamiliare e nel condominio degli anni 1960-1980 nelle tre zone climatiche analizzate.

6 *CARAPACE: CAlcolo Resistivo Annuale Prestazioni Assetti Climatizzazione Efficienti, applicativo realizzato da RSE.*

7 *Si assume di mantenere la temperatura interna pari a 20 °C in inverno e 26 °C in estate.*

TABELLA 6.1

Stima dei fabbisogni energetici di un'abitazione monofamiliare e in condominio degli anni 1960-1980. Fonte: elaborazioni RSE.

Tipologia abitazioni	Zona climatica	Fabbisogno riscaldamento (kWh_t/anno)	Fabbisogno raffrescamento (kWh_t/anno)	Fabbisogno ACS (kWh_t/anno)	Fabbisogno cottura (kWh_t/anno)	Usi elettrici obbligati (kWh_e/anno)
Monofamiliare	E	15.000	1.200	1.450	350	2.023
Monofamiliare	D	10.700	1.350	1.400		
Monofamiliare	C	6.500	1.450	1.350		
Condominio	E	8.200	1.050	1.450		
Condominio	D	6.150	1.100	1.400		
Condominio	C	3.550	1.200	1.350		

Il fabbisogno energetico necessario per garantire gli stessi livelli di comfort varia significativamente in funzione dalla zona climatica. I fabbisogni energetici relativi ai servizi di cottura e usi elettrici obbligati[8] sono stati definiti sulla base dei dati di profilazione pubblicati da ARERA[9]. Poiché tali fabbisogni dipendono dalla numerosità del nucleo familiare, che rimane invariata nei casi esaminati, sono stati assunti costanti. Infine, la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) dipende principalmente dalla numerosità del nucleo familiare e, in misura minore, dalla zona climatica.

6.4 LE POSSIBILI SOLUZIONI TECNOLOGICHE DI EFFICIENTAMENTO DELLE ABITAZIONI VERSO L'USO DELLE PDC: I CASI STUDIO

Ad oggi, nella maggior parte dei casi, i fabbisogni di riscaldamento, ACS e cottura sono soddisfatti mediante l'utilizzo del gas. La soluzione di *baseline* adottata nel presente studio prevede una caldaia a gas non a condensazione e radiatori per la distribuzione del calore. La climatizzazione estiva è assicurata da un sistema multisplit.

8 *Gli usi elettrici obbligati comprendono illuminazione, elettrodomestici e tutti gli altri consumi non correlati a riscaldamento, cottura e ACS.*
9 *ARERA – Prelievi medi clienti finali con bonus e ARERA – Analisi dei consumi dei clienti domestici*

Alla luce della necessità di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, è stata presa in esame una serie di possibili alternative di riqualificazione che prevedono la sostituzione dell'impianto di riscaldamento autonomo[10], del sistema di diffusione del calore e del piano cottura fino a giungere a un'abitazione *full electric* dotata anche di impianto solare fotovoltaico; tale trasformazione è stata ipotizzata secondo due possibili strade:

a. assetto con gas: riscaldamento, ACS e cottura del cibo mediante il gas, provvedendo alla sostituzione della caldaia convenzionale con sistemi più efficienti: caldaia a condensazione [CaldCond] o un sistema ibrido a PdC e caldaia [PdC_Ibrida];

b. assetto *full electric*: che esclude l'utilizzo di gas a favore dell'energia elettrica per soddisfare di tutti i fabbisogni energetici, inclusa l'ACS con serbatoio di accumulo e la cottura dei cibi con il piano a induzione. In questo caso si possono considerare i seguenti approcci:

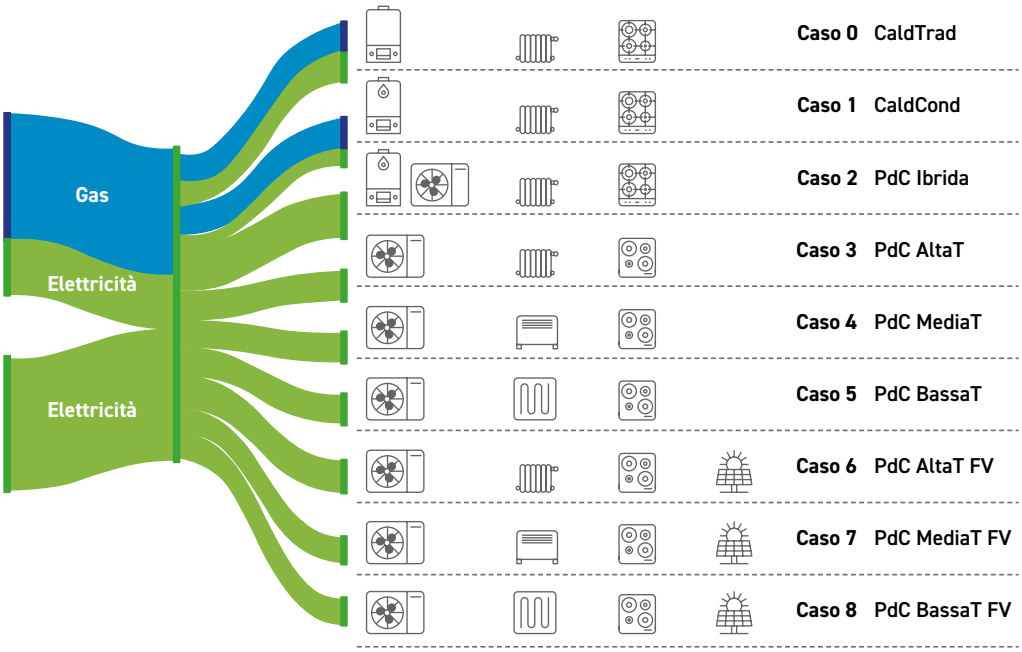
- sostituzione della caldaia con una PdC ad alta temperatura da abbinare ai radiatori esistenti [PdC_AltaT];
- parziale riqualificazione dell'abitazione prevedendo la sostituzione della caldaia con una PdC che funzionerebbe a media temperatura e sostituzione dei radiatori con i fancoil [PdC_MediaT];
- riqualificazione completa dell'impianto di riscaldamento con PdC a bassa temperatura e sostituzione dei radiatori con un sistema di diffusione del calore radiante a pavimento [PdC_BassaT];
- per i tre precedenti casi, per le sole abitazioni monofamiliari, a integrazione dei sistemi a PdC si considera anche l'installazione di un impianto fotovoltaico (FV) dimensionato per coprire il consumo di energia elettrica annuale.

Complessivamente ne emergono nove differenti casi, incluso il baseline, come illustrato in Figura 6.3.

10 *In Italia oltre il 64% delle abitazioni è dotato di impianti di riscaldamento autonomo (Fonte: elaborazioni RSE su dati CRESME).*

FIGURA 6.3

Rappresentazione schematica dei casi impiantistici valutati.



0. Caldaia già presente non a condensazione con radiatori esistenti e piano cottura a gas: soluzione adottata come baseline.

1. Caldaia a condensazione con radiatori esistenti e piano cottura a gas: sostituzione della caldaia esistente con una caldaia a condensazione mantenendo il sistema di riscaldamento a radiatori e il piano cottura a gas.

2. PdC ibrida con radiatori esistenti e piano cottura a gas: sostituzione della caldaia esistente con un sistema ibrido a PdC e caldaia a condensazione mantenendo il sistema di riscaldamento a radiatori e il piano cottura a gas.

3. PdC Alta Temperatura con radiatori + piano cottura a induzione: sostituzione della caldaia esistente con una PdC con una temperatura di mandata in uscita tra 60-48°C variabile con curva climatica, mantenendo il sistema di riscaldamento a radiatori e sostituendo il piano cottura a gas con uno a induzione.

4. PdC Media temperatura + fancoil + piano cottura a induzione: sostituzione della caldaia esistente con una PdC con una temperatura di mandata in uscita tra 48-45 °C variabile con curva climatica, sostituendo i radiatori con fancoil per il riscaldamento e il piano cottura a gas con uno a induzione.

5. PdC Bassa Temperatura + pavimento radiante + piano cottura a induzione: sostituzione della caldaia esistente con una PdC con una temperatura di mandata in uscita tra 37-30 °C variabile con curva climatica, sostituendo i radiatori con un sistema a pavimento radiante e il piano cottura a gas con uno a induzione.

6. PdC Alta Temperatura + radiatori + piano cottura a induzione + FV: stessa dotazione del caso n. 3 con l'aggiunta di un impianto fotovoltaico sul tetto.

7. PdC Media temperatura + fancoil + piano cottura a induzione + FV: stessa dotazione del caso n. 4 con l'aggiunta di un impianto fotovoltaico sul tetto.

8. PdC Bassa Temperatura + pavimento radiante + piano cottura a induzione + FV: stessa dotazione del caso n. 5 con l'aggiunta di un impianto fotovoltaico sul tetto.

I sistemi di produzione del calore sono stati dimensionati in funzione dei carichi termici stimati necessari per garantire il comfort nelle abitazioni. Nella Tabella 6.2 sono riportati i principali valori di potenza nominale dei generatori a gas, delle PdC e degli impianti fotovoltaici. Questi ultimi sono stati dimensionati per coprire il consumo elettrico annuo dell'abitazione.

TABELLA 6.2

Potenza nominale in kW per i generatori a gas e le PdC, e in kW di picco [kWp] per i pannelli fotovoltaici. Fonte: elaborazioni RSE.

Intervento	Monofamiliare anni 1960-1980			Monofamiliare anni '90			Condominio anni 1960-1980			Condominio anni '90		
	Zona E	Zona D	Zona C	Zona E	Zona D	Zona C	Zona E	Zona D	Zona C	Zona E	Zona D	Zona C
Caso 0 – CaldTrad	24											
Caso 1 – CaldCond	24											
Caso 2 – PdC Ibrida	24 + 6											
Caso 3 – PdC AltaT	9	8	7	6	6	5	5	5	5	5	5	5
Caso 4 – PdC MediaT												
Caso 5 – PdC BassaT												
Caso 6 – PdC AltaT FV												
Caso 7 – PdC MediaT FV												
Caso 8 – PdC BassaT FV												
Potenza FV [kW_p]	6	5	4	5	4	3,5	-			-		

Nella Tabella 6.3 sono riportati, per le diverse scelte impiantistiche, i rendimenti utilizzati per le caldaie e il piano cottura, e le stime del COP[11] e dell'EER[12] medio delle PdC, ottenute tramite l'applicativo CARAPACE. Questi valori sono calcolati in funzione della tempe-

11 *COP: Coefficient of Performance, ossia il rapporto tra energia termica ceduta all'ambiente ed energia elettrica consumata in modalità riscaldamento.*
12 *EER: Energy Efficiency Ratio, dato dal rapporto tra l'energia termica resa e l'energia elettrica consumata, in modalità raffrescamento.*

ratura dell'aria esterna e della temperatura di erogazione, quest'ultima considerata variabile in base alla curva climatica. Si precisa che i valori di COP delle pompe di calore e il rendimento delle caldaie a gas (riferito al potere calorifico inferiore) sono calcolati considerando le condizioni di reale funzionamento.

TABELLA 6.3

Rendimenti utilizzati per le soluzioni a caldaia e il piano cottura e stima dei COP delle PdC. Fonte: elaborazioni RSE.

Caldaia non a condensazione	Riscaldamento	0,80		
	ACS	0,80		
Caldaia a condensazione	Riscaldamento	0,95		
	ACS	0,90		
Piano cottura	Gas	0,50		
	Induzione	0,85		
Pompe di calore		Zona E	Zona D	Zona C
	PdC Ibrida	3,12	3,37	3,43
	PdC_AltaT COP	2,81	3,02	3,09
	PdC_MediaT COP	3,12	3,37	3,43
	PdC_BassaT COP	4,08	4,57	4,68
	COP ACS	2,78	3,11	3,18
	EER	3,20	3,20	3,20

6.5 VALUTAZIONE DEI COSTI DI INVESTIMENTO

A partire dalle valutazioni impiantistiche, si è proceduto all'analisi dei costi.

Attraverso indicazioni ricavate dai prezzari DEI[13] dell'edilizia è stato redatto un computo metrico estimativo con tutte le lavorazioni da eseguire e i relativi materiali. Nel caso dell'installazione del pavimento radiante non si considera il costo di fornitura e posa della pavimentazione. Il costo complessivo è stato ridotto del 15% per te-

13 *DEI (Tipografia del Genio Civile) sviluppa, realizza e commercializza i prezzari informativi dell'edilizia e dell'impiantistica.*

ner conto di possibili scontistiche e aggiunta l'IVA al 10%. Si è infine arrivati a stimare il prezzo finale per l'acquisto e l'installazione delle apparecchiature (CapEx) per i diversi scenari e zone climatiche.

Le apparecchiature considerate sono quelle previste in sostituzione per ciascun caso, descritte ai punti a) e b) del paragrafo 6.4 e illustrate in Figura 6.3. In particolare, nel caso dell'abitazione monofamiliare, l'impianto termico e quello fotovoltaico sono stati dimensionati in base allo specifico fabbisogno energetico della zona climatica di appartenenza; ciò non è stato necessario invece per le abitazioni in condominio che non dispongono di impianto fotovoltaico e si è considerato per tutte una PdC della taglia più piccola (5 kW).

TABELLA 6.4

Stime dei prezzi complessivi (euro) di acquisto e installazione (CapEx) per le 8 tipologie di intervento in un'abitazione monofamiliare e in un condominio degli anni 1960-1980 e '90[14].
Fonte: elaborazioni RSE.

Intervento	Monofamiliare anni 1960-1980			Monofamiliare anni '90		
	Zona E	Zona D	Zona C	Zona E	Zona D	Zona C
Caso 1 CaldCond	2.800					
Caso 2 PdC Ibrida	11.700					
Caso 3 PdC AltaT	12.400	11.600	11.300	11.100	11.000	10.400
Caso 4 PdC MediaT	15.100	14.200	14.000	13.700	13.700	13.000
Caso 5 PdC BassaT	19.800	18.900	18.700	18.400	18.400	17.700
Caso 6 PdC AltaT FV	21.700	19.500	18.400	19.000	18.200	16.900
Caso 7 PdC MediaT FV	24.400	22.100	21.100	21.600	20.800	19.500
Caso 8 PdC BassaT FV	29.100	26.800	25.800	26.300	25.500	24.200
	Condominio anni 1960-1980			Condominio anni '90		
Caso 1 CaldCond	2.800					
Caso 2 PdC Ibrida	11.700					
Caso 3 PdC AltaT	10.400					
Caso 4 PdC MediaT	13.000					
Caso 5 PdC BassaT	17.700					

14 *Per i casi dal 3 all'8 si considera per il piano cottura un costo pari a 400 euro.*

Come si osserva dalla Tabella 6.4, le soluzioni elettriche presentano CapEx sensibilmente superiori a quella basata su caldaia a condensazione (Caso 1 – CaldCond), anche in ragione del fatto che nella maggioranza dei casi sono previsti significativi interventi per la sostituzione del sistema di diffusione del calore. Un caso particolare è rappresentato dagli ultimi tre scenari con fotovoltaico, in cui l'incremento del CapEx è giustificato dalla presenza dell'impianto fotovoltaico, il cui costo varia tra 6.500 euro e 9.300 euro. L'impianto fotovoltaico non è stato considerato per il condominio, poiché la sua applicazione a supporto dei consumi delle singole abitazioni risulta complessa.

Si noti che il presente studio non tiene conto del fatto che la vita utile del riscaldamento a pavimento radiante e dell'impianto fotovoltaico supera i 15 anni, periodo all'interno del quale sono stati calcolati ed attualizzati i costi di esercizio (OpEx); pertanto, i benefici di queste due tecnologie sono di fatto sottostimati.

7 Valutazione della competitività ambientale ed economica delle pompe di calore

Sulla base dei dati acquisiti, si è proceduto alla valutazione della competitività dei singoli casi, analizzando sia i benefici ambientali sia la convenienza economica.

Dal punto di vista ambientale, è stato valutato il risparmio di energia primaria non rinnovabile e la quota di energia rinnovabile utilizzata. A livello economico, sono stati calcolati e confrontati CapEx, OpEx e VAN in due ipotesi di scenario: le condizioni attuali e le possibili evoluzioni del prezzo dell'energia al 2040.

7.1 BENEFICI AMBIENTALI

Le PdC possono giocare un ruolo strategico nella decarbonizzazione di una quota significativa dei consumi energetici degli edifici. Tuttavia, questi benefici non sono sempre immediatamente percepiti dall'utente finale che si trova ad affrontare un intervento di efficientamento energetico.

Nel tempo, però, questa consapevolezza è destinata a crescere anche grazie all'introduzione del meccanismo dell'ETS2 (Emission Trading System 2) che estenderà un pagamento per le emissioni di CO_2 anche agli utilizzi diretti dei combustibili fossili per il riscaldamento, andandosi ad affiancare al sistema ETS originale che incide indirettamente sui soli consumi elettrici.

La valutazione della competitività deve pertanto tener conto del contributo che le PdC sono in grado di apportare all'obiettivo di progressiva riduzione delle emissioni di CO_2. Per questo è interessante confrontare l'impatto delle ipotesi di intervento in termini di consumi di fonti primarie e relativa riduzione delle emissioni.

Nella Figura 7.1, a titolo di esempio, per ciascuno dei casi studio afferenti all'abitazione monofamiliare degli anni 19601980, sono rappresentati il risparmio di energia primaria non rinnovabile[1] (Figura 7.1a) in termini percentuali rispetto ai consumi della soluzione baseline e la quota di energia rinnovabile impiegata (Figura 7.1b), entrambi calcolati nell'arco di vita utile dell'impianto, pari a 15 anni. Si sottolinea che i dati di consumo si riferiscono all'intero fabbisogno dell'abitazione, comprendente la climatizzazione, la cottura, l'ACS e gli altri usi.

1 *Fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile dei vettori energetici: energia elettrica da rete $f_{P,nren} = 0,984$, energia primaria rinnovabile $f_{P,ren} = 0,865$ secondo elaborazioni RSE per PNIEC 2024 dell'evoluzione del parco di generazione di energia elettrica.*

Come è evidente, i casi *full electric* presentano, indipendentemente dalla zona climatica d'intervento, elevati risparmi di energia primaria non rinnovabile, con valori superiori al 70% nel caso di PdC a bassa temperatura accoppiate a impianto fotovoltaico nelle zone climatiche D ed E (Figura 7.1a).

Le stesse conclusioni sono valide se si analizza la quota di energia rinnovabile utilizzata complessivamente per i diversi usi nell'abitazione; le PdC, infatti, riescono ad impiegare oltre il 60% di energia rinnovabile (Figura 7.1b).

Si noti che l'energia rinnovabile utilizzata nelle configurazioni con impianto fotovoltaico non raggiunge il 100% in quanto l'autoconsumo fisico è dell'ordine del 34% della produzione. Inoltre, una quota parte di energia elettrica prelevata dalla rete contiene una percentuale di energia rinnovabile, pertanto, anche nel caso di edificio con caldaia a condensazione la quota di energia rinnovabile utilizzata sarà maggiore di zero.

È quindi innegabile e fondamentale dedicare particolare attenzione a queste tecnologie se si desidera traguardare la riduzione del consumo di fonti fossili e, conseguentemente, la riduzione delle emissioni di CO_2.

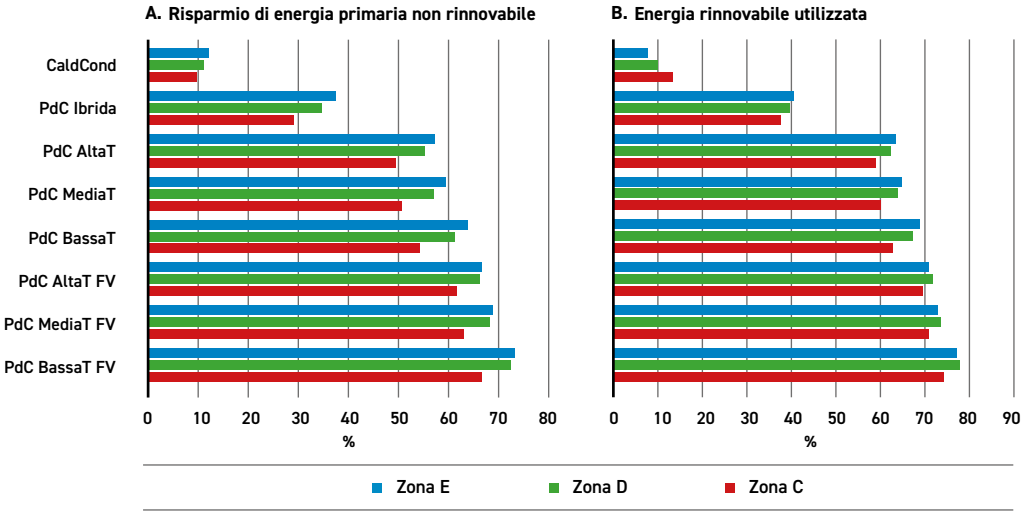
Come riportato nel PNIEC 2024, negli ultimi 5 anni, poco più del 20% dei consumi energetici nel settore termico proviene da fonti rinnovabili (il 20,6% nel 2022). Il PNIEC 2024 prevede di raggiungere il 24,3% di FER al 2030. Le PdC, grazie alle loro elevate prestazioni, avranno un ruolo crescente nel mix termico rinnovabile. In termini assoluti, infatti, il PNIEC prevede al 2030 il raggiungimento di circa 12,5 Mtep di FER nel settore del riscaldamento e raffrescamento, in buona parte attribuibili all'incremento della componente rinnovabile delle pompe di calore che, al 2030, contribuiranno per 3,5 Mtep[2].

In questo contesto è chiaro che il legislatore dovrà dare importanza agli strumenti più efficaci per decarbonizzare gli edifici facilitando l'utente finale nella scelta di soluzioni *green*.

2 *PNIEC 2024, Tabella 66.*

FIGURA 7.1

Risparmi percentuali di energia primaria non rinnovabile (a) e quota percentuale di energia rinnovabile (b), calcolati rispetto alla soluzione baseline per l'edificio monofamiliare per ognuna delle ipotesi di intervento in zona E (blu), zona D (verde) e zona C (rosso). Fonte: elaborazioni RSE.



7.2 CONVENIENZA ECONOMICA

Lo studio sulla convenienza è sviluppato confrontando CapEx e OpEx dei vari interventi e calcolando il Valore Attuale Netto della differenza tra i flussi di cassa di ciascun intervento e quelli della baseline per gli 8 interventi ipotizzati. L'analisi è stata condotta ipotizzando l'installazione delle apparecchiature al 2025 e considerando l'evoluzione dei prezzi dell'energia dall'anno di installazione (2025) fino all'anno di fine vita utile (15 anni) delle apparecchiature, ossia il 2040. I prezzi dell'energia elettrica sono stati ricostruiti a partire dai valori di preconsuntivo 2024 (Parte 1) e dalle stime basate sugli scenari al 2030 e al 2050 (Parte 2) come riportato al paragrafo 5.2.3, per gli anni intermedi si è interpolato con un andamento lineare. Per il gas si è interpolato tra i valori definiti nel paragrafo 5.1 (Parte 2).

Si condurranno inoltre una analisi di confronto utilizzando i prezzi attuali dell'energia per tutto il periodo per focalizzare l'impatto

delle variazioni introdotte dagli scenari evolutivi del sistema energetico nazionale, e una valutazione per le situazioni con impianto di riscaldamento centralizzato.

In un orizzonte temporale compreso tra il 2025 e il 2040, come visto nella Parte 2, ci si attende che il prezzo del gas all'utente finale aumenterà a causa dei prezzi della *commodity* sui mercati internazionali, della riduzione dei consumi su cui ripartire i costi di rete e di sistema (che restano invece invariati), ma anche in considerazione dell'introduzione del meccanismo dell'ETS2 a partire dal 2027. Il prezzo dell'energia elettrica, invece, vede andamenti altalenanti con riduzioni nel lungo termine, grazie soprattutto allo sviluppo delle fonti rinnovabili (e delle relative tecnologie) che consentiranno progressivamente di disaccoppiare il prezzo dell'energia elettrica da quello del gas. In queste condizioni il risparmio in bolletta per i nostri casi studio può incidere significativamente sul valore del VAN stesso riducendo il peso dell'investimento iniziale.

Ipotizzando che gli interventi di efficientamento saranno realizzati nel 2025, si considera un'aliquota di detrazione pari al 50%.

Nel caso di sostituzione della caldaia con una PdC si è assunto un incremento della potenza elettrica contrattuale da 3 kW a 6 kW, tenendo conto dell'aumento della relativa quota potenza in bolletta[3].

In tali condizioni, come visualizzato nelle Tabella 7.1 e Tabella 7.2 relative rispettivamente a un edificio monofamiliare e a un'abitazione in un condominio degli anni 1960-1980, che riportano i costi energetici annuali suddivisi per consumi di elettricità e gas, una famiglia potrebbe spendere per la bolletta energetica da circa 3.400 euro a 800 euro l'anno, a seconda della tipologia di abitazione, della scelta tecnologica adottata e della zona climatica di appartenenza. Per quanto riguarda la cottura dei cibi, la differenza di spesa tra l'utilizzo di un piano cottura a gas e di uno a induzione risulta essere trascurabile. Tali dati si riferiscono ai soli OpEx.

3 *Attualmente all'utente domestico è applicato un corrispettivo unitario in quota potenza pari a 20,52 euro/kW/anno; a tale cifra va poi aggiunta l'IVA al 10% arrivando così a costare all'utente con potenza impegnata di 3 kW 67,72 euro/anno. Il corrispettivo unitario è stato moltiplicato per i 3 kW ulteriori che l'utente domestico chiederà come aumento di potenza per arrivare a 6 kW, e poi attualizzato sui 5 anni. A questo ammontare si dovrà aggiungere, una tantum, il contributo amministrativo per l'aumento di potenza pari a 73,17 euro/kW.*

TABELLA 7.1

Confronto dei costi annuali per l'energia elettrica e il gas per le 5 tipologie di intervento calcolati per un'abitazione monofamiliare degli anni 1960-1980, nelle zone climatiche E, D e C. Fonte: elaborazioni RSE.

Abitazione monofamiliare, anni 1960-1980	Zona climatica E			Zona climatica D			Zona climatica C		
	gas	elettricità	Totale	gas	elettricità	Totale	gas	elettricità	Totale
	euro/anno								
Caso 0 – CaldTrad	2.778	621	3.399	2.088	628	2.716	1.425	634	2.059
Caso 1 – CaldCond	2.380	621	3.000	1.798	628	2426	1.240	634	1.874
Caso 2 – PdC Ibrida	1.187	1.270	2.456	950	1.081	2.031	722	929	1.651
Caso 3 – PdC AltaT	0	2.040	2.040	0	1.633	1.633	0	1.315	1.315
Caso 4 – PdC MediaT	0	1.838	1.838	0	1.505	1.505	0	1.242	1.242
Caso 5 – PdC BassaT	0	1.625	1.625	0	1.346	1.346	0	1.149	1.149
Caso 6 – PdC AltaT FV	0	1.592	1.592	0	1.209	1.209	0	968	968
Caso 7 – PdC MediaT FV	0	1.390	1.390	0	1.080	1.080	0	895	895
Caso 8 – PdC BassaT FV	0	1.176	1.176	0	922	922	0	802	802

TABELLA 7.2

Confronto dei costi annuali per l'energia elettrica e il gas per le 5 tipologie di intervento calcolati per un'abitazione in un condominio degli anni 1960-1980, nelle zone climatiche E, D e C. Fonte: elaborazioni RSE.

Abitazione in condominio, anni 1960-1980	Zona climatica E			Zona climatica D			Zona climatica C		
	gas	elettricità	Totale	gas	elettricità	Totale	gas	elettricità	Totale
	euro/anno								
Caso 0 – CaldTrad	1.704	610	2.315	1.377	615	1.993	963	620	1.583
Caso 1 – CaldCond	1.476	610	2.086	1.200	615	1.815	850	620	1.470
Caso 2 – PdC Ibrida	825	995	1.820	711	905	1.616	567	812	1.379
Caso 3 – PdC AltaT	0	1.498	1.498	0	1.295	1.295	0	1.098	1098
Caso 4 – PdC MediaT	0	1.387	1.387	0	1.220	1.220	0	1.058	1..058
Caso 5 – PdC BassaT	0	1.271	1.271	0	1.129	1.129	0	1.007	1.007

Le valutazioni confermano che, indipendentemente dalla zona climatica e dalla tipologia di abitazione, l'approccio caldaia tradizionale è la soluzione con i costi annuali per i vettori energetici più elevati.

Passando alla valutazione congiunta di CapEx e OpEx, in Figura 7.2 e Figura 7.3 sono riportati i valori dei VAN per entrambe le tipologie di abitazioni considerate, sia in assenza sia in presenza di detrazioni, questa volta con i prezzi dell'energia medi stimati tra il 2025 e il 2040. Ogni barra rappresenta, per ciascuna soluzione tecnologica, l'estensione minima e massima dei valori calcolati in base alle diverse casistiche valutate (vetustà dell'edificio e zona climatica). I rettangoli colorati e vuoti rappresentano rispettivamente i VAN in presenza e in assenza di detrazioni.

FIGURA 7.2

Confronto dei VAN calcolati per gli 8 tipi di intervento, considerando i singoli intervalli come aggregato delle tipologie di vetustà e delle zone climatiche esaminate, per un'abitazione monofamiliare in assenza di detrazioni fiscali (rettangoli vuoti) e in presenza delle detrazioni (rettangoli pieni) ai prezzi di gas ed elettricità stimati per il periodo 2025-2040. Fonte: elaborazioni RSE.

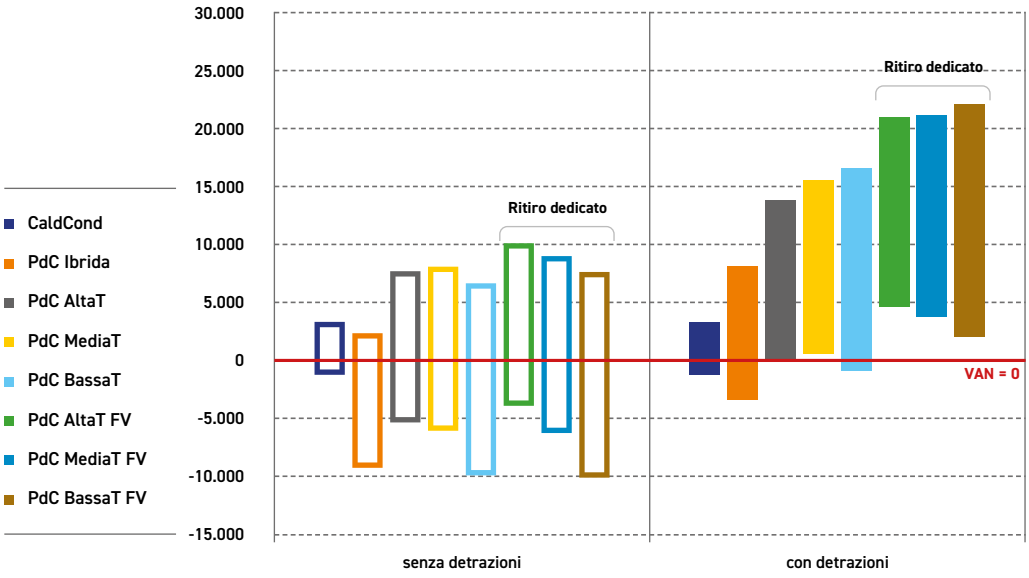
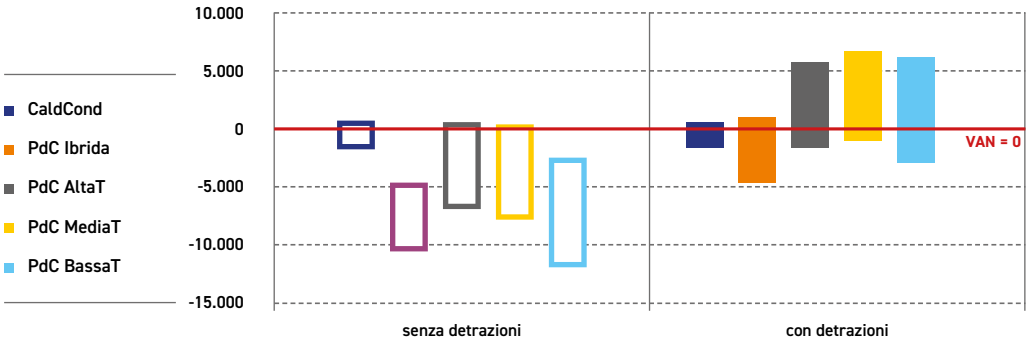


FIGURA 7.3

Confronto dei VAN calcolati per i 5 tipi di intervento, considerando i singoli intervalli come aggregato delle tipologie di vetustà e delle zone climatiche esaminate, per un'abitazione in condominio in assenza di detrazioni fiscali (rettangoli vuoti) e in presenza delle detrazioni (rettangoli pieni) ai prezzi di gas ed elettricità stimati per il periodo 2025-2040. Fonte: elaborazioni RSE.



In assenza di detrazioni, la sola variazione dell'OpEx rende competitivo l'investimento, nelle abitazioni monofamiliari dove le soluzioni *full electric* risultano convenienti per la metà dei casi analizzati (Figura 7.2). Per i condomini, dove i consumi energetici sono inferiori, i risultati sono invece meno positivi. Ossia i risparmi in bolletta riescono raramente a ripagare completamente i CapEx dei sistemi a PdC (Figura 7.3). In questa tipologia di edifici, in molti casi, si potrebbe scegliere di installare le più economiche pompe di calore di aria/aria.

In presenza di detrazioni, anche nei condomini la convenienza dell'elettrificazione aumenta quando, in un orizzonte temporale di lungo periodo, il rapporto tra il prezzo del gas e quello dell'energia elettrica diventa più favorevole. Le PdC risultano convenienti per la maggior parte dei casi, rimangono ancora escluse soltanto le abitazioni più nuove e localizzate in zone climatiche calde. Si ha poi un notevole miglioramento nel caso delle abitazioni monofamiliari dove in quasi tutte le soluzioni *full electric* vi è convenienza, per arrivare in abbinamento con il fotovoltaico a VAN superiori a 20.000 euro nel corso di 15 anni. La tecnologia ibrida e la caldaia a condensazione scontano invece il peso dell'aumento in bolletta del costo del gas e in alcuni casi non risultano avere VAN positivo.

Queste riflessioni evidenziano, innanzitutto, che si possono individuare importanti quote del parco abitativo dove il passaggio alle tecnologie decarbonizzate non comporta significativi sovraccosti o addirittura determina dei vantaggi economici per i consumatori finali. Quindi, per gli altri casi, diviene strategico il ruolo dei sistemi di incentivazione che, tuttavia, possono agire in modo diverso a seconda della soluzione adottata e del contesto in cui si applicano.

Per capire quanto hanno inciso sulle valutazioni gli andamenti dei prezzi di gas ed energia elettrica stimati in Parte 2, si possono ripetere le valutazioni utilizzando prezzi analoghi a quelli attuali. Si è quindi ripetuta l'analisi utilizzando per tutto il periodo di vita delle tecnologie i prezzi medi di elettricità e gas al 2025 (Parte 2).

In questi casi, considerando i soli OpEx, le soluzioni a gas, ovvero l'installazione di una caldaia a condensazione o di sistemi ibridi a pompa di calore, consentono risparmi che variano dall'8% al 18% circa, rispetto alla soluzione base per un'abitazione monofamiliare; risparmi che salgono significativamente da circa il 21% al 37% per le soluzioni elettriche con PdC e dal 42% al 58% circa per le soluzioni integrate PdC e FV. Estendendo le stesse considerazioni a una abitazione degli anni '90, con fabbisogni energetici mediamente inferiori del 20% rispetto a un edificio degli anni 1960-1980, anche il risparmio atteso ne risentirà riducendosi di circa un terzo.

Passando alla valutazione congiunta di CapEx e OpEx, in Figura 7.4 e Figura 7.5 sono riportati i valori dei VAN per ambedue le tipologie di abitazioni considerate, in assenza e in presenza di detrazioni con i prezzi dell'energia stimati al 2025. Ogni barra rappresenta, per ciascuna soluzione tecnologica, l'estensione minima e massima dei valori calcolati per le casistiche valutate (vetustà dell'edificio e zona climatica). I rettangoli colorati e vuoti rappresentano rispettivamente i VAN in presenza e in assenza di detrazioni.

FIGURA 7.4

Confronto dei VAN calcolati per gli 8 tipi di intervento, considerando i singoli intervalli come aggregato delle tipologie di vetustà e delle zone climatiche esaminate, per un'abitazione monofamiliare in assenza di detrazioni fiscali (rettangoli vuoti) e in presenza delle detrazioni (rettangoli pieni) ai prezzi di gas ed elettricità stimati per il 2025. Fonte: elaborazioni RSE.

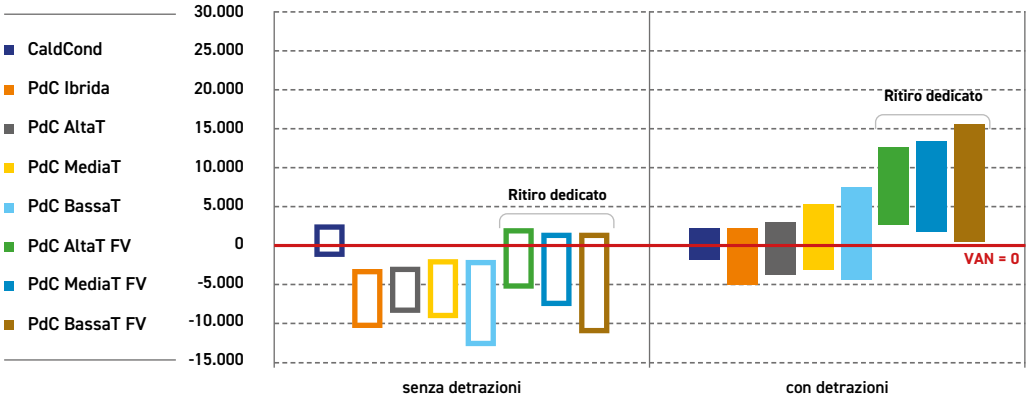
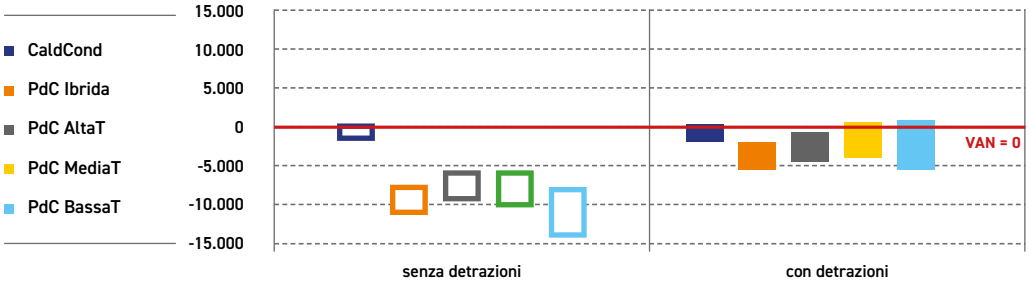


FIGURA 7.5

Confronto dei VAN calcolati per i 5 tipi di intervento, considerando i singoli intervalli come aggregato delle tipologie di vetustà e delle zone climatiche esaminate, per un'abitazione in condominio in assenza di detrazioni fiscali (rettangoli vuoti) e in presenza delle detrazioni (rettangoli pieni) ai prezzi di gas ed elettricità stimati per il 2025. Fonte: elaborazioni RSE.



I dati evidenziano che ai prezzi attuali, in assenza di incentivi fiscali, nei condomini nessuno degli interventi impiantistici considerati risulta conveniente, a eccezione di alcuni casi in presenza della caldaia a condensazione (Figura 7.5). Nelle abitazioni monofamiliari, invece (Figura 7.4), le pompe di calore non risultano mai convenienti senza abbinamento ad un impianto fotovoltaico, e l'investimento si ripaga solo in presenza di alti fabbisogni energetici, motivati ad esempio da ragioni climatiche o per vetustà dell'immobile.

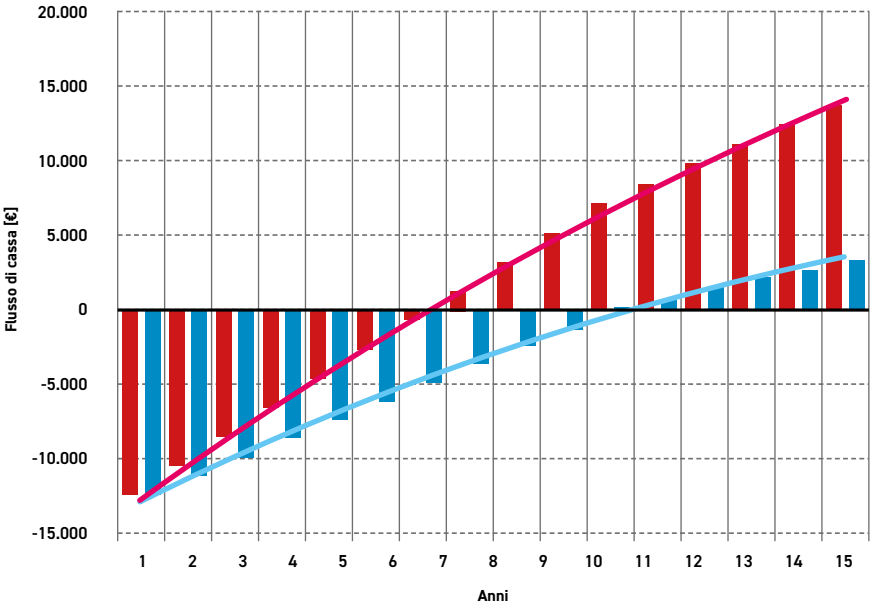
In presenza di incentivi fiscali, la situazione migliora nettamente e in special modo per le abitazioni monofamiliari. In queste, infatti, la maggior parte delle soluzioni elettriche presenta ora VAN positivi. Inoltre, quando è prevista l'integrazione con un sistema fotovoltaico, grazie al risparmio derivante dall'autoconsumo di energia elettrica e al beneficio economico offerto dalla remunerazione del GSE per il Ritiro Dedicato, l'investimento risulta sempre conveniente, con un ritorno superiore a 15.000 euro.

Si può dunque concludere chele valutazioni dei flussi di cassa non favoriscono sempre l'elettrificazione se si assumono prezzi dell'energia costanti al 2025. Al contrario, in un futuro caratterizzato da una riduzione del prezzo dell'elettricità e da un aumento di quello del gas, le considerazioni economiche assumono una prospettiva del tutto diversa, con un ritorno dell'investimento potenzialmente più vantaggioso.

Per chiarire l'impatto delle tariffe energetiche, la Figura 7.6 illustra l'andamento del VAN nel corso di 15 anni in seguito alla sostituzione di una caldaia tradizionale con una pompa di calore ad alta temperatura nell'abitazione monofamiliare degli anni 1960-1980, in zona E. Il grafico confronta due scenari: uno in cui i prezzi energetici rimangono invariati rispetto al livello previsto per il 2025 (linea blu), e un altro in cui i prezzi evolvono nel tempo (linea rossa). Nel secondo scenario, la convenienza economica dell'intervento aumenta di oltre 10.000 euro.

FIGURA 7.6

Confronto del VAN calcolato per una PdC ad alta temperatura in 15 anni (in blu è rappresentata la situazione a prezzi medi al 2025 tenuti costanti nel tempo e in rosso se seguissero l'evoluzione dei mercati al 2040). Fonte: elaborazioni RSE.



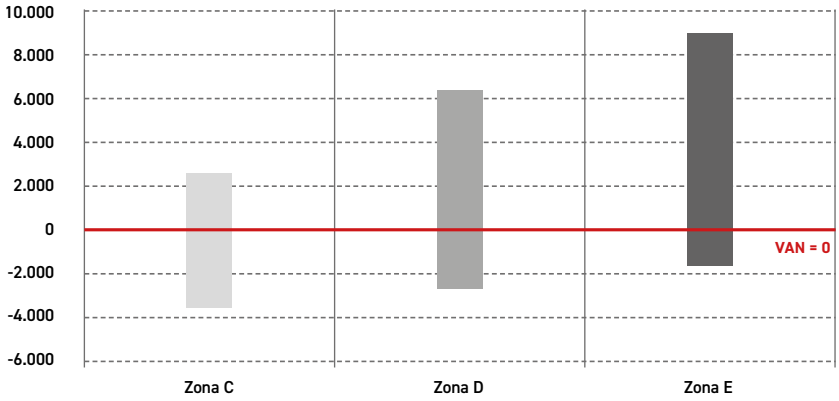
7.2.1 Il caso dell'impianto di riscaldamento centralizzato

In Figura 7.7 si mostrano i risultati di un ulteriore caso rappresentativo: un condominio dotato di impianto di riscaldamento centralizzato in cui si prevede di sostituire il generatore a gas con una PdC ad alta temperatura, al fine di utilizzare i terminali di emissione esistenti.

Si sottolinea che, secondo dati Istat 2021, circa 12 milioni di abitazioni si trovano in condominio e, di queste, 4 milioni sono dotate di impianto centralizzato. Istat riporta inoltre che il 92% dei condomini centralizzati è alimentato da impianti che utilizzano combustibili fossili.

FIGURA 7.7

Confronto del VAN per un impianto centralizzato con PdC ad alta temperatura, considerando l'intervallo come aggregato delle due tipologie di vetustà per le tre zone climatiche esaminate, per un'abitazione in condominio in presenza delle detrazioni fiscali ai prezzi di gas ed elettricità stimati per il periodo 2025-2040. Fonte: elaborazioni RSE.



Come già osservato per l'abitazione con riscaldamento autonomo in condominio, anche in questo caso si rileva una convenienza (VAN positivo) in buona parte dei casi, con una maggiore incidenza nelle zone climatiche più fredde, come era prevedibile, dove la richiesta di riscaldamento è più elevata.

7.3 ESITI DELL'ANALISI

In conclusione, l'analisi ha evidenziato che la diffusione delle PdC rispetto a sistemi a gas trova una convenienza economica in particolare per le abitazioni monofamiliari con più alto fabbisogno termico, sia per ragioni di inefficienza a causa della loro vetustà, sia perché situate in zone climatiche fredde. Inserendo gli incentivi fiscali, i VAN diventano positivi per la maggior parte dei casi analizzati e crescono ulteriormente se gli interventi sono abbinati a un impianto fotovoltaico con remunerazione riconosciuta dal GSE per il Ritiro Dedicato.

Tuttavia, affinché le pompe di calore possano diffondersi, è importante mantenere, almeno inizialmente, una certa quota di incen-

tivi per sostenere i maggiori investimenti iniziali. È evidente, inoltre, che anche le tariffe energetiche devono evolvere verso un rapporto tra il prezzo del gas e quello dell'elettricità più favorevole all'elettrificazione. Due fattori che vanno in questa direzione possono essere l'introduzione dell'ETS2 (che farà salire il prezzo del gas) e lo sviluppo delle rinnovabili (che tenderà a ridurre il prezzo dell'elettricità in particolare se, sul lungo termine, verrà abbandonato il meccanismo del prezzo marginale nel mercato elettrico).

Si evidenzia, inoltre, la marcata contrapposizione tra soluzioni caratterizzate da un CapEx più basso, quindi maggiormente accessibili per l'utente ma associate a OpEx più elevati durante l'intero ciclo di vita dell'impianto, come nel caso delle caldaie a condensazione; e soluzioni con un CapEx inizialmente elevato che rappresentano una barriera economica significativa, ma che, nel lungo periodo, consentono di ottenere un notevole risparmio, come nei sistemi a pompa di calore.

Il tema risulta quindi articolato e richiede la creazione di un ecosistema favorevole alla diffusione di queste tecnologie attraverso alcune condizioni al contorno, come la presenza di incentivi fiscali o un costo proporzionato dell'energia elettrica, nonché fattori intrinseci all'abitazione, quali la zona climatica, la vetustà, la tipologia edilizia.

Infine, si sottolinea che questa monografia si è concentrata sulle valutazioni economiche, ma rimane comunque aperta la partita per risolvere una serie di questioni dovute alle barriere tecnologiche, affrontate nella monografia RSE *La pompa di calore. Una soluzione efficiente e sostenibile* [38].

Conclusioni

L'obiettivo generale di questa monografia è quello di avviare una discussione per capire se la transizione energetica sia economicamente sostenibile per i consumatori finali. A tal fine, molti soggetti svolgono analisi microeconomiche dei costi delle tecnologie (ad esempio, Total Cost of Ownership dei veicoli). Spesso, tuttavia, tali valutazioni ipotizzano prezzi costanti dell'energia in futuro. Collegando questi studi agli scenari evolutivi dell'intero sistema energetico nazionale, invece, è possibile garantire che le ipotesi legate ai costi futuri di tecnologie, combustibili ed elettricità siano coerenti con le analisi di sistema.

L'aspetto innovativo di questa monografia consiste proprio nel mettere insieme tre indagini che vengono solitamente effettuate in modo disgiunto.

Nella Parte 1 è stata effettuata una dettagliata valutazione della bolletta energetica nazionale di elettricità e gas naturale. Sono state considerate tutte le componenti che concorrono a formare il prezzo finale di vendita applicato al cliente finale, ponendo l'attenzione su materia prima, trasporto, distribuzione e misura, oneri di sistema e oneri fiscali.

Nella Parte 2, ognuna di queste voci è stata proiettata al 2030 e al 2050. I dati al 2030 sono in linea con lo scenario di Policy del PNIEC, mentre per il lungo termine si è fatto ricorso anche ad altri scenari di RSE compatibili con l'obiettivo di zero emissioni nette al 2050.

Al 2030, sia il prezzo del gas sia quello dell'elettricità risultano in aumento rispetto ai dati storici fino al 2019-2020. Per il gas pesa soprattutto la crescita del prezzo della materia prima che, nonostante sia in calo dopo il picco del 2022, non si prevede ritorni ai livelli pre-crisi. A partire dal 2027, inoltre, il prezzo del gas sarà gravato dall'avvio del sistema ETS2. Per quanto riguarda l'elettricità, le analisi basate sullo scenario PNIEC portano a un prezzo medio nazionale al 2030 in linea con il preconsuntivo 2024, ma più alto della media degli anni storici dal 2014 al 2019 (+30% in moneta corrente, pari a circa +9% in $euro_{2023}$). Tale incremento è spinto soprattutto dal prezzo del gas naturale e dall'aumento del costo delle emissioni di CO_2 nel sistema ETS.

In un 2050 a zero emissioni, invece, mentre il prezzo del gas si mantiene alto, il sistema elettrico sarà basato largamente sulle energie rinnovabili, con le centrali elettriche a gas che daranno un contributo marginale. Si può immaginare, quindi, che la valorizzazione delle fonti rinnovabili dovrà essere legata ai costi totali di produzione (LCOE), più che al prezzo marginale sul mercato. In tal caso, al 2050,

il prezzo medio nazionale dell'elettricità potrebbe scendere a circa 13 centesimi di euro/kWh (-14% in moneta corrente, pari a circa -27% in $euro_{2023}$ rispetto al 2019).

Si è poi passati dal costo unitario nazionale ai prezzi al dettaglio per i diversi tipi di consumatori finali, ripartendo le componenti della bolletta nazionale sui diversi utenti in base al tipo e alla fascia di consumo. Si sottolinea che molte voci di costo presentano una dinamica molto complessa, tanto che ciascuna avrebbe bisogno di uno studio a sé, per ogni tipo di utente finale. In questo lavoro è stato invece applicato un approccio *top-down* semplificato. Il valore aggiunto di questa analisi, infatti, non sta nella precisione delle singole valutazioni, ma nella coerenza con gli scenari di pianificazione (PNIEC fino al 2030) e gli scenari di lungo termine, e nel cercare di considerare i numerosi elementi che hanno incidenza sul prezzo futuro dell'energia e che invece spesso vengono ignorati.

Nella Parte 3, le proiezioni dei prezzi di elettricità e gas sono state utilizzate per valutare la convenienza economica dell'elettrificazione del riscaldamento nelle abitazioni residenziali. La competitività delle pompe di calore in sostituzione delle caldaie a gas è stata valutata tenendo conto di due tipologie di abitazioni (casa monofamiliare e abitazione in condominio), due vetustà delle abitazioni (costruite tra il 1960 e il 1980 oppure tra il 1990 e il 2000), tre diverse zone climatiche (C, D, E) e della presenza o meno di detrazioni fiscali.

I risultati mostrano che la diffusione delle pompe di calore rispetto a sistemi a gas trova una convenienza economica in particolare nelle abitazioni con più alto fabbisogno termico (quindi, case monofamiliari costruite prima del 1980 e situate in zone climatiche fredde). In queste condizioni, infatti, a parità di costi di investimento, le pompe di calore consentono di ottenere un risparmio maggiore nella fase operativa. Tuttavia, affinché le pompe di calore trovino convenienza nella maggior parte dei casi analizzati (case monofamiliari e condomini, abitazioni vetuste e più recenti, climi freddi e miti) è importante mantenere una certa quota di incentivi fiscali e ipotizzare che i prezzi futuri di elettricità e gas seguano le proiezioni indicate nella Parte 2 (prezzo del gas in crescita e prezzo dell'elettricità in calo nel lungo periodo).

La domanda centrale di questa monografia – la transizione energetica è economicamente sostenibile per i consumatori finali? – è senza dubbio un tema molto ampio. Il lavoro presentato fin qui si presta quindi a diversi sviluppi futuri.

Si potranno svolgere ulteriori analisi di sensitività variando gli scenari analizzati, così come i prezzi delle tecnologie, sia sul lato della produzione di energia (per esempio, fonti rinnovabili e nucleare), sia sul lato delle tecnologie di uso finale (ad esempio, pompe di calore).

È importante, inoltre, analizzare ulteriori casi studio per valutare la competitività, rispetto alle soluzioni tradizionali, di altre tecnologie centrali per la decarbonizzazione (TCO di veicoli nel settore trasporti, competitività delle produzioni industriali) mettendo in evidenza il contributo separato di CapEx, OpEx, costi di sistema, combustibili, elettricità, prezzo della CO_2 e oneri fiscali.

Sarà interessante, in aggiunta, valutare l'effetto di misure di *policy* innovative che si stanno discutendo a livello europeo (per esempio, revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia per tutti i settori, Carbon Border Adjustment Mechanism e Carbon Contracts for Difference per analizzare la tenuta del sistema industriale).

Queste analisi potranno poi essere affiancate da valutazioni macroeconomiche per indagare l'impatto della transizione energetica sullo sviluppo economico del Paese, sull'occupazione e sulle casse dello Stato. Se da un lato, infatti, lo Stato vede ridursi gli introiti derivanti dalle accise sui combustibili importati, dall'altro la Transizione dovrebbe comportare un aumento degli investimenti e dell'occupazione nei settori coinvolti.

Bibliografia

[1] RSE – Ricerca Sistema Elettrico, «Energia elettrica, anatomia dei costi,» Editrice Alkes, ISBN 978-88-907527-7-3, Prima edizione, Ottobre 2014.

[2] Confindustria, RSE, EY, «Libro bianco per uno sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili al 2030,» 2018. [Online]. Available: https://www.confindustria.it/home/policy/position-paper/dettaglio/libro-bianco-fonti-rinnovabili.

[3] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima – Giugno 2024,» 2024.

[4] Lanati, F.; M.C., Pinto; L., Tagliabue; M., Di Stasi; F., Odifreddi, "Scenari per l'aggiornamento del PNIEC (versione 2024)", 2024.

[5] RSE Ricerca Sistema Energetico, «Anatomia dei costi dell'energia: online la nuova edizione 2021,» 2022. [Online]. Available: https://www.rse-web.it/prodotti_editoriali/anatomia-dei-costi-dellenergia-on-line-la-nuova-edizione-2021/. [Consultato il giorno 1 dicembre 2022].

[6] ARERA, «Approvazione del Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG),» *Delibera n. ARG/gas 64/09; 28.05.09,* website: https://www.arera.it/allegati/docs/09/064-09arg.pdf.

[7] Repubblica Italiana, «Legge annuale per il mercato e la concorrenza,» *Legge n. 124; 4.08.2017; GU Serie Generale n.189 del 14.08.2017,* p. Website: https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2017/08/14/17G00140/s.

[8] ARERA, «Disposizioni per la rimozione del servizio di tutela del gas naturale, la definizione delle condizioni di fornitura del gas naturale ai clienti vulnerabili e l'adeguamento di obblighi informativi per l'energia elettrica e il gas,» *Deliberazione n. 100/2023/R/com, 14.03.2023,* https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/100-23.

[9] ARERA, «Aggiornamento del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali (TIV),» *Delibera n. 301/2012/R/EEL; 19.07.2012,* website: https://www.arera.it/it/docs/12/301-12.htm.

[10] ARERA, «Disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica, di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124,» *Delibera nr. 362/2023/R/eel; 31.03.24,* https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/362-23.

[11] ARERA, «Revisione delle tempistiche di attivazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124,» *Deliberazione n. 600/2023/R/eel, 19.12.23,* https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/600-23.

[12] ARERA, «Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023),» *Delibera n. 114/2019/R/gas; 28.03.19,* website: https://www.arera.it/it/docs/19/114-19.htm.

[13] ARERA, «Relazione Annuale 2022,» website: https://www.arera.it/it/relaz_ann/22/22.htm.

[14] ARERA, «Approvazione dei ricavi riconosciuti e determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2021,» *Delibera n. 180/2020/R/gas; 26.05.2020,* website: https://www.arera.it/it/docs/20/180-20.htm.

[15] SNAM, «Bilanci annuali (finanziari e di sostenibilità),» [Online]. Available: https://www.snam.it/it/documenti/bilancio-annuale.html.

[16] ARERA, «Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025,» *Delibera n. 570/2019/R/gas; 27.12.19,* website: https://www.arera.it/it/docs/19/570-19.htm.

[17] Repubblica Italiana, «Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative,» *Decreto Legislativo n. 504; 26.10.95,* website: https://www.normattiva.it GU n.279 – Suppl. Ordinario n. 143; 29.11.95.

[18] Ministero dell'Economia e delle Finanze, «Bollettino delle entrate tributarie 2022,» website: https://www.finanze.gov.it/export/sites/finanze/.galleries/Documenti/entrate_tributarie_2021/Bollettino-entrate-Dicembre2021.pdf, marzo 2023.

[19] Camera dei Deputati XIX Legislatura, «Le misure adottate contro i rincari energetici,» https://www.camera.it/temiap/documentazione/temi/pdf/1354808.pdf?_1733930652371, Servizio Bilancio dello Stato; 6.10.2023.

[20] VIVIENERGIA, «Normativa,» VIVIENERGIA, website: https://www.vivienergia.it/normativa/n-imposte-sul-gas-quali-sono-e-quanto-incidono-sulla-bolletta-1. [Online].

[21] Terna, «Codice di rete,» 2023. [Online]. Available: https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano. [Consultato il giorno 15 dicembre 2022].

[22] ARERA, «Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale». *Delibera n. 111/2006, 9.06.2006, https://www.arera.it/it/elenchi.htm?type=atti-21.*

[23] ARERA, «Delibera 367/2023/R/eel. Riconoscimento a Terna degli incentivi di cui alla deliberazione dell'Autorità 597/2021/R/eel relativi all'anno 2022,» 3 agosto 2023. [Online]. Available: https://www.arera.it/it/docs/23/367-23.htm. [Consultato il giorno 5 novembre 2023].

Bibliografia

[24] ARERA, «Delibera 327/2024/R/eel. Riconoscimento a Terna degli incentivi di cui alla deliberazione dell'Autorità 597/2021/R/eel relativi all'anno 2023,» 2024. [Online]. Available: https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/24/327-24. [Consultato il giorno 16 12 2024].

[25] ARERA, «Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023,» *Deliberazione n. 654/15; 23.12.2015,* pp. Website: https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/15/654-15.

[26] ARERA, «Riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per clienti non domestici nel mercato elettrico,» https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/16/255-16.pdf, Documento di consultazione n. 255/2016/R/EEL; 24.05.2016.

[27] ARERA, «Struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per il settore elettrico applicabile dal 1 gennaio 2018. Definizione dei raggruppamenti degli oneri generali di sistema,» *Delibera n. 481/2017/R/eel; 28.06.17,* website: https://www.arera.it/it/docs/17/481-17.htm.

[28] ARERA, «Relazione Annuale 2019,» https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2019.

[29] F. Lanati, A. Gelmini, M. Gaeta, A. Gatti e L. Mazzocchi, «Studi a supporto della Governance del sistema elettrico ed energetico nazionale,» RSE, Rapporto RDS n° 18007604, 2018.

[30] Nsangwe Businge C., Lanati F., Gaeta M., Tagliabue L., «Sviluppi dei modelli TIMES di RSE. Rapporto RDS n°20009859,» 2020.

[31] Eurostat, «Gas prices components for household consumers – annual data,» [Online]. Available: https://doi.org/10.2908/NRG_PC_202_C. [Consultato il giorno ott 2024].

[32] Eurostat, «Gas prices components for non-household consumers – annual data,» [Online]. Available: https://doi.org/10.2908/NRG_PC_203_C. [Consultato il giorno ott 2024].

[33] Eurostat, «Electricity prices components for household consumers – annual data (from 2007 onwards),» [Online]. Available: https://doi.org/10.2908/NRG_PC_204_C. [Consultato il giorno ott 2024].

[34] Eurostat, «Electricity prices components for non-household consumers – annual data (from 2007 onwards),» [Online]. Available: https://doi.org/10.2908/NRG_PC_205_C. [Consultato il giorno ott 2024].

[35] European Parliament, Council of the European Union, «Regulation (EU) 2016/1952 of the European Parliament and of the Council of 26 October 2016 on European statistics on natural gas and electricity prices and repealing Directive 2008/92/EC,» 2016.

Bibliografia

[36] MASE, «LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2022,» https://www.mase.gov.it/sites/default/files/Archivio_Energia/LA%20RELAZIONE%20SULLA%20SITUAZIONE%20ENERGETICA%20NAZIONALE%20NEL%202022_MASE%20Luglio%202023.pdf.

[37] Croci L., Viani S. et al, «Fabbisogno di climatizzazione invernale ed estiva degli edifici residenziali e del terziario. Rapporto RdS n. 18007687,» 2018.

[38] L. Croci, M. Borgarello, W. Grattieri et al, «La pompa di calore – Una soluzione efficiente e sostenibile (RSEview),» 2018.

Acronimi

Acronimo	Descrizione
AAT	Altissima Tensione
ACS	Acqua Calda Sanitaria
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
AT	Alta Tensione
AU	Acquirente Unico
BT	Bassa Tensione
CM	Corrispettivo di Misura
COP	Coefficient of Performance
DSO	Distribution System Operator
EER	Energy Efficiency Ratio
ETS	Emission Trading System
GME	Gestore dei Mercati Energetici
IVA	Imposta sul Valore Aggiunto
LCOE	Levelized Cost of Energy
MACSE	Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
MCT	Misure di Compensazione Territoriale
MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze
MGP	Mercato del Giorno Prima
MSD	Mercato per il Servizio di Dispacciamento
MT	Media Tensione
OTC	Over The Counter
PdC	Pompe di Calore
PLACET	Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela
PSV	Punto di Scambio Virtuale
PUN	Prezzo Unico Nazionale
QVD	Quota di Vendita al Dettaglio
RdS	Ricerca di Sistema
RSE	Ricerca Sistema Energetico
TIVG	Testo Integrato Vendita Gas
TTF	Title Transfer Facility
TUA	Testo Unico delle Accise
UE	Unione Europea
UC	Ulteriori Componenti

RSE S.p.A. - Ricerca sul Sistema Energetico - sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema. Fa parte del Gruppo GSE S.p.A., interamente a capitale pubblico.

RSE implementa attività congiunte con il sistema della pubblica amministrazione centrale e locale, con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e le organizzazioni delle imprese e dei consumatori.

RSE realizza attività di ricerca e sviluppo per l´intera filiera elettro-energetica in un'ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per scelte interne sia in risposta a sollecitazioni esterne.

RSE favorisce lo sviluppo delle professionalità di domani, promuovendo tutte le occasioni di supporto allo svolgimento di attività di formazione e divulgazione legate ai temi di ricerca svolti.

RSE dispone di un capitale umano che rappresenta un patrimonio unico di competenze ed esperienze, la cui difesa e sostegno rappresenta una condizione necessaria per consentire lo sviluppo di politiche di innovazione in un settore di enorme rilevanza per il Sistema Paese come quello energetico.

ISBN 978-88-943145-6-4

9 788894 314564