



# Il complesso sistema dei costi dell'energia

*Analisi sintetica sulla crescita progressiva dei costi dell'energia all'utente finale*



*“Nell'impossibilità di poterci veder chiaro, almeno vediamo chiaramente le oscurità.”*

**Sigismund Schlomo Freud**



## Sommario

L'AUMENTO DEI COSTI DELL'ENERGIA .....	3
LE PRINCIPALI CAUSE .....	3
LE TARIFFE ENERGETICHE .....	5
MODELLI DI MERCATO, COMPOSIZIONE DELLE TARIFFE, ANALISI DELLE VOCI .....	5
LA BOLLETTA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE .....	6
Spese per la materia energia.....	6
<b>SPESA PER IL TRASPORTO E LA GESTIONE DEL CONTATORE .....</b>	<b>7</b>
<b>SPESA PER ONERI DI SISTEMA .....</b>	<b>8</b>
<b>IMPOSTE E CARICO FISCALE .....</b>	<b>9</b>
CICLO DELL'ENERGIA, FONTI E INFRASTRUTTURE PER 'APPROVVIGIONAMENTO E LA DISTRIBUZIONE, COMMERCIALIZZAZIONE E CONSUMI.....	10
<b>COMMERCIALIZZAZIONE E VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA E GAS NATURALE .....</b>	<b>14</b>
ULTERIORI DATI NAZIONALI.....	14
CONSIDERAZIONI FINALI .....	15



## L'AUMENTO DEI COSTI DELL'ENERGIA

Lo scorso 30 dicembre l'ARERA, l'Autorità Regolatrice per Energia-Reti Idriche ed Ambiente, ha pubblicato la scheda tecnica riassuntiva degli aumenti previsti del costo dell'energia (elettricità e gas naturale) per il trimestre gennaio-marzo 2022.

Nonostante gli interventi del Governo di contenimento degli oneri fiscali, l'aumento delle spese energetiche per una famiglia tipo - per famiglia tipo si intende un nucleo con consumi medi di energia elettrica di 2.700 kWh all'anno e una potenza impegnata di 3 kW e per il gas consumi di 1.400 metri cubi annui (Dato ARERA) - rispetto al trimestre precedente varieranno:

- del **+55%** per l'energia elettrica;
- del **+41,8%** per il gas naturale.

Tutto ciò rischia di compromettere, o quanto meno di contenere, il rimbalzo positivo in corso dell'economia europea ed in particolare di quella italiana.

## LE PRINCIPALI CAUSE

***Ma quali sono le principali cause di questa impennata dei prezzi dell'energia?***

In forma proporzionale per molti studiosi l'origine di questo incremento è da ricondurre ai riflessi generatisi dalla concomitanza di alcuni accadimenti di carattere politico, geopolitico, economico-finanziario e ambientale con conseguenti riflessi tecnico-commerciali:

- la crescita della domanda di energia dovuta alla ripresa economica, che stime attestano intorno al +6% sul piano globale;
- una richiesta maggiore di energia dovuta a cause meteorologiche (un inverno e una primavera rigidi in Europa; estate calda in Asia), che ha comportato un utilizzo degli impianti di riscaldamento e climatizzazione, superiore alla media degli ultimi anni;
- un'estate poco ventosa in Nord Europa e un periodo secco in America Latina, che hanno rallentato l'offerta delle produzioni di energie rinnovabili primarie come l'eolico e l'idroelettrico.

A questi elementi si sono aggiunte le speculazioni finanziarie legate alla pressione sul mercato del gas naturale di alcuni titoli come i futures o i derivati, che allineati ai prezzi del gas, hanno moltiplicato l'effetto ben oltre la richiesta/domanda reale stessa dell'idrocarburo.

Abbiamo infatti assistito nei mesi scorsi e assistiamo ancora, a crescite con percentuali significative delle quotazioni di questi titoli, pur riscontrando una stabilità nei volumi di scambio. Infine i rapporti geopolitici tra Paesi produttori di idrocarburi fossili (in particolare di gas naturale) e Paesi utilizzatori sono il contesto nel quale emergono i principali condizionamenti nelle relazioni e negli equilibri globali, che si riflettono nelle ricadute di carattere economico e sociale.



Questi aspetti di carattere complessivo si manifestano poi direttamente attraverso fattori specifici che determinano la crescita progressiva dei costi dell'energia all'utente finale:

- L'aumento del prezzo dell'energia elettrica e del gas naturale (fondamentale per la produzione della precedente) sul mercato all'ingrosso;
- Il significativo incremento del costo dei permessi di emissione di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) nel contesto del sistema EU ETS, (*European Union Emissions Trading Scheme*) uno dei provvedimenti più importanti dell'Unione Europea per favorire la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nei settori produttivi a maggior impatto sui cambiamenti climatici.

Per comprendere al meglio gli effetti prodotti dagli aumenti sopraindicati, riportiamo i dati seguenti:

- Il prezzo sul mercato spot (quello all'ingrosso, giornaliero) del gas naturale al TTF<sup>1</sup> è cresciuto circa del 500 per cento nell'ultimo anno, passando da 21 a 120 euro al megawattora<sup>2</sup>;
- Inoltre, si aggiunge il rincaro delle quote che le aziende europee si scambiano per controbilanciare le emissioni generate dalla combustione di fonti fossili (carbone, gas, petrolio<sup>3</sup>). Nel corso del 2021 si è passati da € 33 (gennaio) a € 79 (dicembre) a tonnellata di CO<sub>2</sub>.

Il mix di questi due elementi (materia prima e permessi emissione) ha prodotto una crescita del **costo dell'energia elettrica all'ingrosso di circa il 400%**, da € 61 a € 288 al MW/h, generando conseguentemente un aumento generalizzato della "bolletta energetica" per i consumatori finali (domestici, industriali, commerciali, etc...) in tutta Europa.

I fattori derivanti da una maggiore richiesta del gas naturale (con una conseguente scarsità di disponibilità della materia prima) e gli effetti della ripresa economica potrebbero essere giudicati come fenomeni transitori; altra previsione è invece attribuibile ai prezzi delle emissioni di CO<sub>2</sub>, che saranno stabilmente e gradualmente più elevati.

Ciò è ovviamente legato all'intensità con la quale i paesi affronteranno la lotta al riscaldamento globale. Bisogna osservare che attualmente l'ETS risulta ancora incompleto. Saranno infatti necessari degli interventi normativi (alcuni già previsti nelle proposte della Commissione Europea sul Green Deal) per diminuire l'indeterminatezza sulla prospettiva dei prezzi della CO<sub>2</sub>, al fine di orientare le scelte delle aziende, dei servizi pubblici e singoli consumatori.

Inoltre, l'ETS dovrebbe essere progressivamente esteso anche ai settori del riscaldamento e dei trasporti, ad oggi ancora esclusi.

Considerando quanto sopra descritto, è evidente che il tema delle fonti di approvvigionamento, della dipendenza energetica dell'UE e dei singoli Paesi e nel medio lungo termine la sostituzione del mix energetico, a partire dall'Italia, si ripropongono in termini ancora più incisivi; successivamente approfondiremo anche questi aspetti fondamentali.

<sup>1</sup> (Title Transfer Facility) E' un mercato di riferimento per lo scambio del gas naturale tra i più grandi e liquidi dell'Europa continentale. Localizzato nei Paesi Bassi, grazie alla posizione geografica baricentrica permette un trasferimento del gas tra i mercati di Norvegia, Germania, Francia, Italia e Gran Bretagna.

<sup>2</sup> dato tratto da rivista specializzata Startmag

<sup>3</sup> Il meccanismo è di tipo cap&trade ovvero fissa un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sul territorio europeo nei settori interessati (cap) cui corrisponde un equivalente numero "quote" (1 ton di CO<sub>2</sub>eq. = 1 quota) che possono essere acquistate/vendute su un apposito mercato (trade). Ogni operatore industriale/aereo attivo nei settori coperti dallo schema deve "compensare" su base annuale le proprie emissioni effettive (verificate da un soggetto terzo indipendente) con un corrispondente quantitativo di quote (dal sito del MITE)



## LE TARIFFE ENERGETICHE

### MODELLI DI MERCATO, COMPOSIZIONE DELLE TARIFFE, ANALISI DELLE VOCI

Dopo aver sinteticamente riassunto come si determina il prezzo dell'energia per i consumi delle famiglie, delle imprese e dei servizi, è importante comprendere anche come si articola il modello di applicazione delle tariffe nei confronti dell'utenza e poi analizzare come si arriva alla composizione delle tariffe di energia elettrica e del gas naturale.

Iniziamo a definire, in termini generali, i regimi di servizio previsti dopo i processi di liberalizzazione approvati a cavallo della fine degli anni '90 ed inizio degli anni 2000 e ad oggi operativi:

- **Mercato a maggior tutela**, con condizioni economiche e contrattuali stabilite dall'Autorità di regolazione (ARERA); in linea di massima ancora dedicato a utenze domestiche, microimprese, condomini di medie dimensioni (nel caso specifico soltanto per il gas naturale). Si sta andando progressivamente al superamento di questo assetto contrattuale, stabilito al 1° gennaio 2024 (ad oggi sembra essere questa la data), con la possibilità di passare in qualsiasi momento, al mercato libero, scegliendo il venditore e il tipo di contratto più adatto alle proprie esigenze.
- **Mercato libero**, è la condizione nella quale i clienti/utenti hanno la facoltà di scegliere la società di vendita e commercializzazione della fornitura energetica, secondo condizioni economiche e contrattuali definite direttamente tra le Parti e senza nessun intervento da parte dell'Autorità.

Dopo questo primo approfondimento possiamo passare all'analisi della composizione della tariffa, oggi in vigore per il mercato tutelato, ma che di fatto si configura nella sua complessità come riferimento di carattere generale per comprendere al meglio i fattori del costo dell'energia nei confronti dell'utente finale.

Innanzitutto quali sono le voci di carattere trasversale che sono presenti sia nelle tariffe dell'energia elettrica sia in quelle del gas naturale: le spese per la materia energia; spese per il trasporto e la gestione dei misuratori; spese per oneri di sistema, ricalcoli, altre partite, bonus sociale, imposte.

Nell'analizzare la questione, saranno approfonditi alcuni fattori, fortemente condizionati da questioni strutturali come le importazioni, le infrastrutture energetiche, il sostegno allo sviluppo delle energie rinnovabili, l'efficienza energetica e successivamente sarà anche illustrato il meccanismo delle imposte e del carico fiscale complessivo proveniente dal sistema energia.

## LA BOLLETTA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

### Spese per la materia energia

Il prezzo si compone di una quota fissa, dovuta alla presenza di un punto di consegna attivo anche senza consumi o nel caso dell'energia elettrica a prescindere dalla potenza impegnata; una quota energia, i cui importi da pagare per il consumo sono espressi in Kw/h per l'elettricità e in Smc (metri cubi standard) per il gas naturale.

Nell'ambito di queste due quote (fissa ed energia) possiamo approfondire le componenti incluse (definizione ARERA), che costituiscono gli importi fatturati per le diverse attività svolte dall'azienda di vendita per fornire l'energia elettrica o l'erogazione del gas al cliente finale e che variano a seconda dell'utilizzo:

**ENERGIA ELETTRICA**, il prezzo complessivo applicato in bolletta è dato dalla somma delle seguenti componenti:

<b>energia (PE)</b>	costo previsto per l'acquisto dell'energia elettrica poi rivenduta al cliente finale, comprensivo delle perdite di rete (energia che non arriva al punto di consegna e non potrà essere utilizzata);
<b>dispacciamento (PD)</b>	il costo relativo al servizio che garantisce l'equilibrio tra l'energia complessivamente immessa nelle reti elettriche e l'energia effettivamente consumata dall'utente finale;
<b>perequazione (PPE)</b>	componente del prezzo finalizzata a garantire che i costi sostenuti dagli utenti in mercato tutelato, per energia e dispacciamento, siano effettivamente finalizzati all'erogazione specifica del cliente finale;
<b>commercializzazione (PCV)</b>	costi fissi sostenuti dalle aziende di vendita dell'energia per la gestione commerciale dell'utente;
<b>componente di dispacciamento (DispBT)</b>	compensa la differenza degli importi versati per la componente di commercializzazione e i costi di gestione effettivamente sostenuti dalle aziende di vendita dell'energia

**GAS NATURALE**, in questo caso il prezzo complessivo comprende le componenti della:

<b>Materia prima gas (Cmem),</b>	che corrisponde al costo sostenuto per l'acquisto del gas, che sarà venduto ai clienti finali, sulla base dei consumi effettivi;
<b>Copertura rischi commerciali (CCR),</b>	le spese che le aziende di vendita sostengono per rifornire i loro clienti e per proteggere loro dai rischi di forti variazioni di prezzo dovute, ad esempio, a temperature invernali eccezionali o ad una variazione complessiva della domanda di gas;
<b>Commercializzazione (QVD)</b>	quota vendita al dettaglio), importo a copertura dei costi fissi sostenuti dalle aziende per la gestione commerciale dei clienti;



**Gradualità (GRAD)**

copertura dei costi delle imprese commerciali e di vendita per l'adeguamento al nuovo metodo di calcolo dei contratti di acquisto del gas all'ingrosso;

**Rinegoziazione contratti (Cpr)**

finanziamento del meccanismo introdotto con la riforma del metodo di calcolo del prezzo del gas (ottobre 2013) che incentiva il passaggio da contratti a lungo a breve periodo

### SPESA PER IL TRASPORTO E LA GESTIONE DEL CONTATORE

Sono importi attribuibili al trasporto dell'energia dalla produzione al misuratore e la gestione dello stesso.

**Nel caso dell'energia elettrica** è il costo delle infrastrutture necessarie per trasportare e distribuire la corrente fino ai contatori, dalle centrali o parchi di produzione (a gas, idroelettrici, fotovoltaici, a petrolio/carbone) attraverso la rete dei tralicci di alta tensione alle cabine di smistamento.

**Nel caso del gas naturale**, sotto questa voce si concentrano le tariffe del trasporto e della distribuzione del gas naturale attraverso la rete nazionale dei gasdotti, quella delle reti di distribuzione locale, le attività di stoccaggio e le spese di gestione e lettura dei misuratori.

Anche nel caso di questa voce il costo si compone di una quota fissa e di una quota energia, gli importi da pagare per il consumo, espresso in Kw/h per l'elettricità e in Smc per il gas naturale.

Per quanto riguarda il settore dell'energia elettrica si deve aggiungere anche la quota potenza, l'importo da sostenere in proporzione alla potenza impegnata anche in assenza di consumo.



Le componenti incluse in questa area di tariffazione oltre ai fattori sopradescritti, prevedono anche alcune specificità:

#### **Energia elettrica**

- in questo settore le voci sono UC3, spesa per il trasporto e la gestione del misuratore finalizzata alla copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione e dei meccanismi di integrazione del costo del trasporto dell'elettricità sulle reti di trasmissione e distribuzione;
- UC6, importi a copertura di parte dei costi sostenuti per incentivi alle imprese di trasporto e distribuzione, che hanno realizzato interventi per il miglioramento della qualità del servizio.

#### **Gas naturale**

- nel comparto gas, oltre al costo per la distribuzione attraverso le reti locali (comunali o territoriali) e per la lettura e gestione dei misuratori, le altre spese specifiche sono identificabili nelle voci Qt, trasporto del gas sino alle reti di distribuzione locale attraverso l'applicazione di prezzi articolati per aree territoriali in rapporto ai diversi livelli di consumo;
- RS, importo a copertura degli incentivi per il miglioramento della qualità del servizio; UG1, a garanzia sia che gli importi erogati dai clienti finali per la tariffa di distribuzione equivalgano a quelli riconosciuti alle imprese distributrici per la copertura dei costi di servizio, sia per la copertura di eventuali conguagli tariffari emersi a seguito di rettifiche comunicate dalle imprese stesse di distribuzione.

#### **SPESA PER ONERI DI SISTEMA**

Comprende gli importi fatturati per la copertura di costi relativi ad attività di interesse generale per il sistema elettrico e del gas naturale, che vengono pagati da tutti i clienti finali dei rispettivi servizi. Per questa voce, le componenti incluse sono attribuibili, a seconda del comparto, ai fattori che di seguito riportiamo:

**Energia Elettrica** relativamente a queste spese, la tariffa dal 1 gennaio 2018, prevede le componenti:

- ASOS, (oneri generali relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP 6/92);
- ARIM, incentivazione delle produzioni da rifiuti non degradabili, messa in sicurezza impianti nucleari e misure compensative territoriali, agevolazioni a sistema tariffario riconosciuto per settore ferroviario, sostegno alla ricerca di settore, integrazione alle imprese elettriche minori e impulso all'efficienza energetica.

#### **Gas Naturale**

il prezzo complessivo comprende le componenti:

- RE, finanziamento a risparmio energetico, sviluppo fonti rinnovabili afferenti al gas, realizzazione impianti di teleriscaldamento e per lo sviluppo tecnologico; UG2, compensazione dei costi di commercializzazione;
- UG3, serve a coprire gli interventi sostenuti dalle imprese del settore nei casi di interruzione per morosità;
- GS, serve a finanziare i bonus destinati agli utenti domestici in condizioni di disagio economico

#### **IMPOSTE E CARICO FISCALE**

Relativamente all'energia elettrica sono identificabili due categorie di imposta : le accise e l'IVA. L'accisa è un'imposta indiretta, che viene applicata, a prescindere dal tipo di contratto o del fornitore, sulla quantità di energia consumata e con differenze a seconda della tipologia di abitazione o di attività. L'IVA varia dal 10% per usi domestici o per imprese di alcuni settori merceologici, al 22% per illuminazione pubblica e altri usi diversi

Per quanto riguarda il gas naturale, il carico fiscale è suddiviso tra accise, IVA e addizionale regionale. Le accise, con gli stessi criteri di calcolo dell'energia elettrica, sono applicate sia sulla base della destinazione d'uso (civile o industriale) che sulle differenze di aree territoriali (Centro Nord e aree ex Cassa del Mezzogiorno); sono quattro gli scaglioni di consumo che inoltre differenziano il valore applicativo dell'accisa. Gli usi industriali sono comprensivi delle attività alberghiere, della ristorazione, della distribuzione commerciale e dell'assistenza.

Anche nel gas naturale l'IVA è applicata in percentuale del 10% e del 22% (usi domestici e differenziata a seconda dei livelli di consumo) e del 22% negli usi industriali. L'imposta è calcolata sui valori del costo della materia prima, comprensivo di accise e imposta regionale.

Infine l'addizionale regionale sul gas metano si calcola in base al consumo annuale misurato in Smc (metri cubi standard) e varia fortemente di regione in regione.



## CICLO DELL'ENERGIA, FONTI E INFRASTRUTTURE PER 'APPROVVIGIONAMENTO E LA DISTRIBUZIONE, COMMERCIALIZZAZIONE E CONSUMI.

L'analisi del sistema tariffario fa emergere una serie di componenti accessorie, che sono fasi del percorso che conduce l'energia dalla fonte al consumo finale. Sinteticamente riportiamo di seguito la struttura delle filiere dell'energia elettrica e del gas naturale, che presentano specificità settoriali ed elementi comuni, pur nella distinzione tecnica.

Il ciclo dell'energia elettrica inizia dal processo di generazione con la trasformazione delle fonti presenti in natura (rinnovabili o fossili) in energia elettrica. Questa fase prevede le attività di approvvigionamento delle fonti (rinnovabili o fossili), la loro trasformazione in energia elettrica, l'immissione in rete dell'energia prodotta, acquistata dapprima all'ingrosso da società autorizzate ad operare dal MISE. A seguire l'energia entra nel processo di trasmissione, trasporto sulla rete nazionale gestita in monopolio da TERNA Spa, che garantisce anche le procedure di dispacciamento (equilibrio del flusso in rete tra domanda e offerta di energia). Infine l'energia viene consegnata alle società che si occupano della fase di distribuzione fisica agli utenti finali, comprensiva di allacciamento e misurazione dei consumi.

Per filiera del gas naturale intendiamo il ciclo produttivo che va dalla produzione o approvvigionamento (per il nostro Paese, essendo importatore per il 90% circa della materia prima, parliamo prevalentemente di questa seconda fase), al trasporto primario, assicurato quasi esclusivamente dalla SNAM Spa, sino alla distribuzione finale (anche in questo caso comprensiva di allacciamento e misurazione dei consumi) presso le utenze domestiche, industriali e dei servizi. All'interno di questo percorso, sono previste anche le procedure di dispacciamento e stoccaggio.

Quest'ultimo processo serve a garantire la necessaria elasticità per la gestione delle strutture di produttive, la continuità del trasporto del gas necessario al fabbisogno nazionale e in particolare per affrontare con particolare immediatezza eventuali condizioni critiche nell'approvvigionamento (ricordiamo le crisi ucraine o libica nel 2011) o derivanti da situazioni climatiche particolarmente rigide. Questa attività è pertanto di particolare importanza ed è suddivisa in tre ambiti:

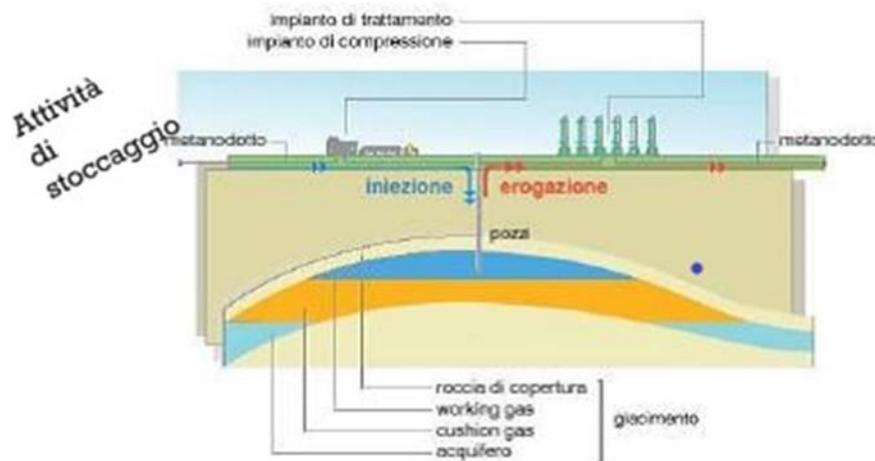
<b>Strategico</b>	riserva di gas con un ruolo di sostegno del sistema nazionale del gas naturale in situazioni di emergenza; può essere utilizzato solo su decisione del MISE. Questo gas è di proprietà dell'operatore e pertanto non è disponibile al mercato;
<b>Modulazione</b>	(commerciale), servizio finalizzato a soddisfare le esigenze di modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi;
<b>Minerario</b>	servizio necessario, per motivi tecnici ed economici, a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione dei giacimenti di gas naturale nel territorio italiano, con la duplice finalità, di assicurare alla produzione nazionale una flessibilità della fornitura e di tenere conto dei rischi tecnici di fermata della produzione <sup>4</sup>

<sup>4</sup> Dal sito del MISE

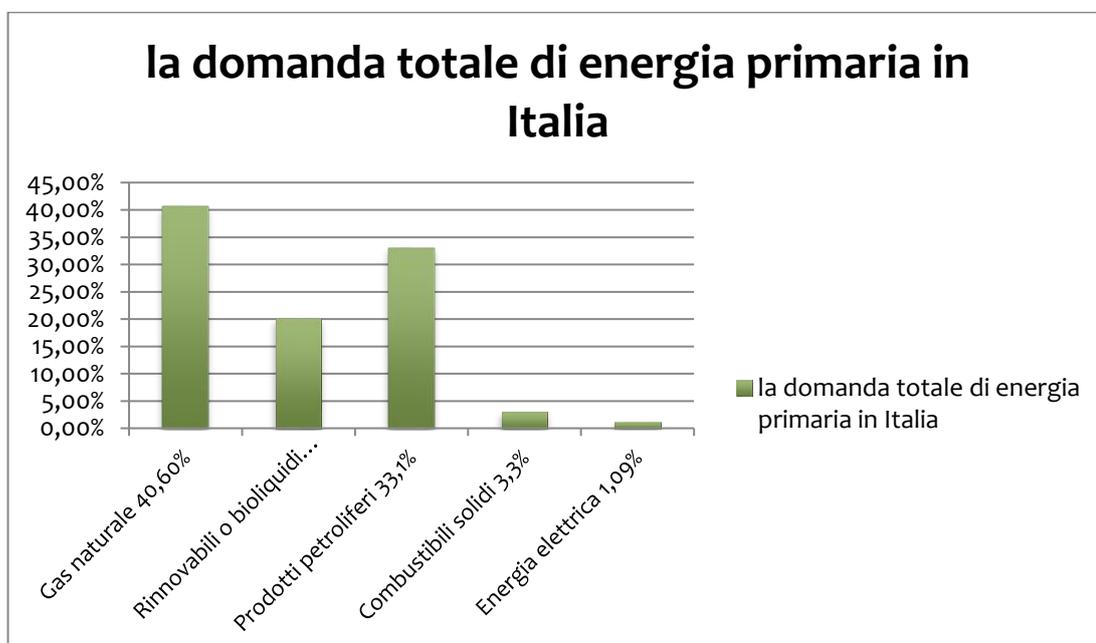
Lo stoccaggio è poi assicurato attraverso una rete di depositi sotterranei sul territorio nazionale. A completamento delle due le filiere energetiche ci sono, infine, le attività di commercializzazione e vendita ai clienti finali, con oltre 700 società autorizzate dal MISE.

Domanda di energia, produzioni nazionali e l'approvvigionamento delle fonti energetiche.

A seguire analizzeremo i dati relativi alla complessità del sistema energetico nazionale, soprattutto per individuare la composizione della domanda energetica nazionale, da quali fonti proviene l'energia elettrica immessa in rete, quali sono le produzioni nazionali e quale è la dipendenza dalle importazioni. I dati sono del 2020, anno particolarmente critico, ma comunque indicativo dei trend in atto nel settore.



La domanda totale (produzioni energetiche, industriali, trasporti, utilizzi domestici, etc...) di energia primaria (energia proveniente da risorse naturali) in Italia è così percentualmente articolata<sup>5</sup>:



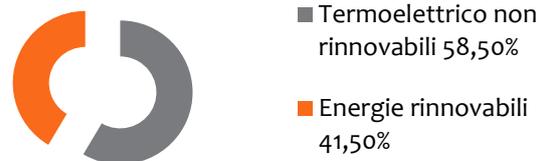
<sup>5</sup> Dati MITE, "La situazione energetica nazionale nel 2020", luglio 2021

Gli indicatori percentuali delle fonti di approvvigionamento complessive confermano il forte livello di dipendenza del nostro Paese dalle quote di importazioni nette rispetto alla disponibilità energetica lorda (indicatore del grado di dipendenza estera del nostro Paese), che si attestano al 73,4% (in diminuzione rispetto al 2019); le produzioni nazionali sono in aumento rispetto al 2019, pur rappresentando ancora il 26,4%, con una percentuale di provenienza dalle Fonti Rinnovabili del 72% sul totale.

Per quanto riguarda la produzione lorda di energia elettrica (al lordo da eventuali dispersioni di rete<sup>6</sup>):

- il 58,5% proviene dal settore termoelettrico non rinnovabile (gas, petrolio, carbone);
- il restante 41,5% da energie rinnovabili.

## Produzione lorda di Energia elettrica



Il fabbisogno complessivo di energia elettrica è stato nel 2020 di 301,2 TWh (dato Terna).

La domanda di energia elettrica è stata garantita per l'89,3% da produzione nazionale destinata al consumo, per la quota restante (10,7%) dalle importazioni nette dall'estero per un ammontare. Da precisare che per garantire una produzione nazionale di energia elettrica, c'è bisogno delle importazioni delle materie prime precedentemente citate e a seguire riportiamo dei dati che ne favoriscono la comprensione.

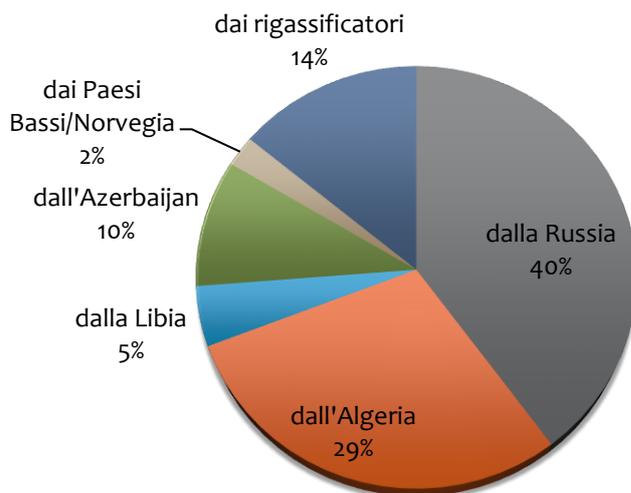
Infatti secondo i dati pubblicati dal GSE (Gestore Servizi Energetici, società a totale controllo pubblico con la responsabilità della promozione e sviluppo delle fonti rinnovabili), la composizione del mix nazionale 2020 dell'energia elettrica immessa in rete deriva da produzioni da FER per il 45,04%, dal gas naturale per il 42,28%, dal carbone per il 6,34%, da produzioni nucleari per il 3,22%, da prodotti petroliferi allo 0,48% e da altre fonti per il 2,64%.

In riferimento alla richiesta complessiva nazionale di gas naturale (dall'uso domestico sino all'uso relativo alla produzione di energia elettrica, passando per il terziario, il settore industriale e i servizi), riscontriamo un dato nel periodo gennaio-novembre 2021<sup>7</sup> di 68,658 mld di Smc, di cui 65,601 mld da importazione (95,54%) e 3,057 mld di produzione nazionale (4,46%); rispetto alla cifra complessiva sono 66.409 mld Smc quelli andati al consumo lordo, 1,295 all'esportazione e 0,954 alle scorte. Sul totale dell'importazione di gas naturale nel periodo sopraindicato, la Russia vede fornire al nostro Paese il 39,86%, l'Algeria il 29,3%, la Libia il 4,6%, l'Azerbaijan il 9,8%, Paesi Bassi/Norvegia il 2,38% e dai rigassificatori il restante 14,06%.

<sup>6</sup> Dati MITE, cit.

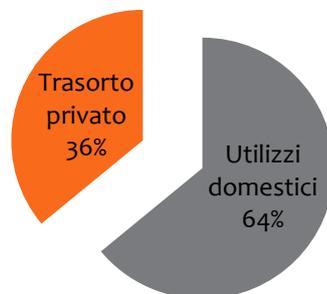
<sup>7</sup> Dati Mite

## Totale importazione gas naturale



## COMMERCIALIZZAZIONE E VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA E GAS NATURALE

## Consumi delle Famiglie italiane



Prendendo spunto dai dati ARERA (ultimi disponibili marzo 2021) i punti attivi di energia elettrica per uso domestico sono 29.674.472, di cui il 57,33% nel regime di mercato libero e

il restante 42,67% in maggior tutela; a questi vanno aggiunti altri 6.776.274 di punti attivi in Bassa Tensione (sino a 1.000 V), in questo insieme il 68% è nel mercato libero, il 27,9% nel mercato tutelato, il 3,4% nell'area a tutele gradualmente (servizio previsto per il passaggio al mercato libero per micro e piccole imprese) e lo 0,7% in servizio di salvaguardia (garantisce la fornitura di energia elettrica alle utenze che non hanno scelto un fornitore al mercato libero).

Per il settore del gas naturale, sempre dati ARERA di marzo 2021, i punti attivi di fornitura di utenti domestici al di sotto dei 200.000 Smc, sono 20.402.995 con il 60,2% nel mercato libero, il 39,58% in regime di tutela e lo 0,22 in Fornitura di Default (utenti che si trovano sprovvisti di un contratto gas per motivi dipendenti da loro responsabilità come morosità o irregolarità amministrative).

Le utenze condominiali sempre al di sotto dei 200.00 Smc sono 203.596 con il 69,93% in mercato libero, il 29,89% in mercato di tutela ed il resto nei restanti regimi; per quanto riguarda le utenze definite altri usi (attività commerciali e del terziario) al di sotto dei 50.000 Smc i punti attivi sono 1.194.672 (di cui il 98,85% in mercato libero), mentre sono 17.662 i punti attivi di questa ultima categoria tra i 50.000 e i 200.000 Smc (98,87% in mercato libero).

## ULTERIORI DATI NAZIONALI

Nel 2020, i consumi complessivi di energia delle famiglie italiane sono stati di 47.092 Ktep (tonnellata equivalente di petrolio, unità di misura energetica internazionale, con fattori di conversione mirati per ogni tipo di combustibile) con una spesa di 65mld di € (in calo del 17,8% rispetto al 2019). Il 64% è per usi domestici, mentre il 36% per trasporto privato; il gettito fiscale, pur in diminuzione rispetto al 2019) è stato di € 40 mld (il 5,3% del totale imposte e contributi sociali statali, pari al 2,5% del PIL). Il 53% si riferisce alle imposte sugli oli minerali, il 34% all'energia elettrica e il 9% al gas naturale<sup>8</sup>.

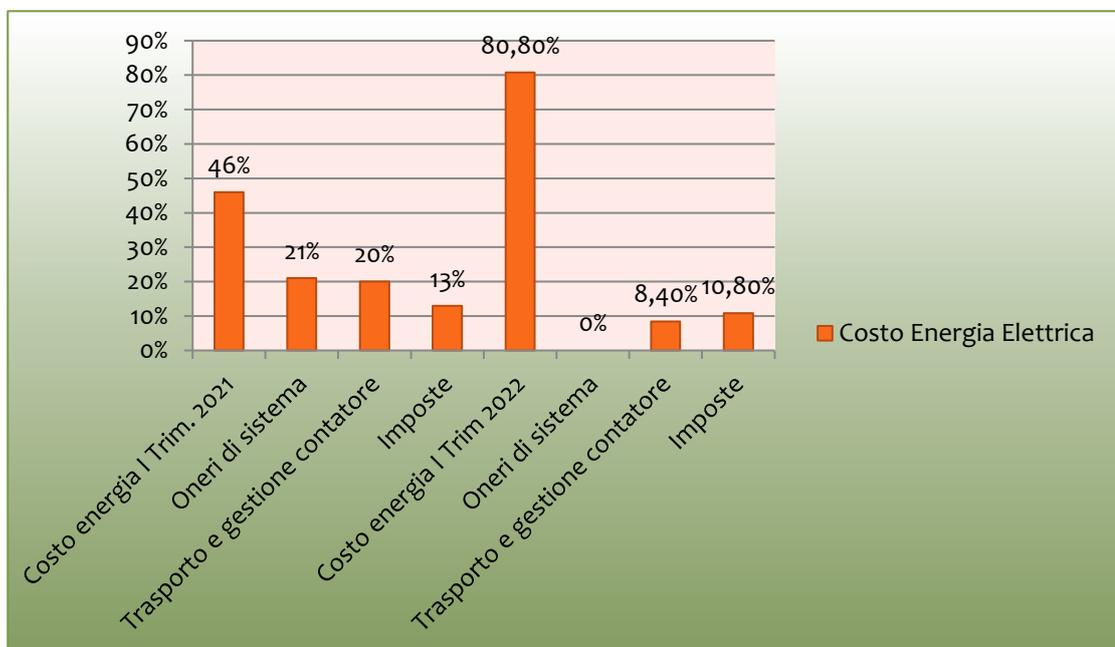
<sup>8</sup> Dati Mite

## CONSIDERAZIONI FINALI

Come abbiamo potuto approfondire, seppur nella sintesi, la lettura dei costi dell'energia e la lettura dei modelli tariffari sono un esercizio complesso ed articolato in vari fattori. La gestione dell'energia rimane uno dei nodi fondamentali della tenuta e dello sviluppo dei sistemi economici. Gli aumenti in corso pertanto, se non contenuti con interventi mirati sia d'impatto immediato (alcune defiscalizzazioni e interventi sulla struttura delle tariffe approvati recentemente dal Governo) che di tipo strutturale ed infrastrutturale, rischiano di compromettere la ripresa economica dei mesi precedenti e la stessa applicazione a regime di parte degli investimenti del PNRR.

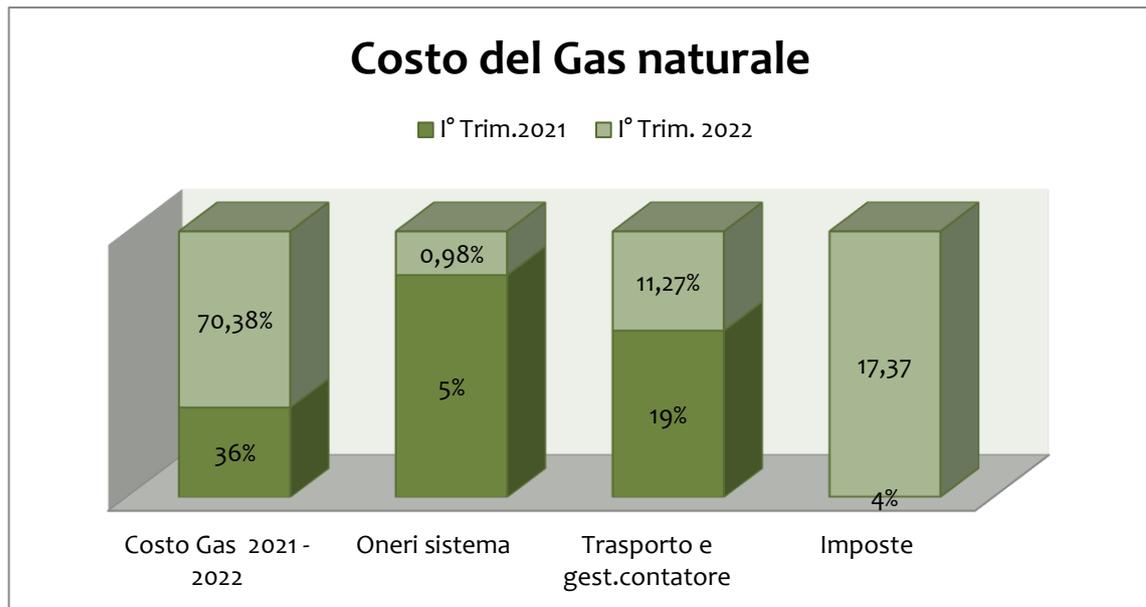
Per comprendere al meglio i riflessi di questa accelerazione della crescita delle tariffe di energia elettrica e gas naturale, terminiamo questo documento con la comparazione della struttura delle tariffe del primo trimestre 2021 con il trimestre 2022.

**I seguenti dati nella composizione percentuale del prezzo:**



### Energia elettrica

primo trimestre 2021 - costo energia 46% - 2021 di cui gli oneri di sistema 21%; il trasporto e gestione del contatore 20%; le imposte 13%. Il primo trimestre 2022 - costo energia 80,8% - gli oneri di sistema sono stati annullati, il trasporto e gestione del contatore 8,4%, le imposte 10,8.



Prendendo a riferimento la documentazione di ARERA, relativa ai consumi domestici tipo (famiglia con 3 Kw di potenza impegnata e 2700 Kw di consumo annuo per l'energia elettrica e famiglia con riscaldamento autonomo e consumo di 1.400 m<sup>3</sup> annui) di gas naturale, riscontriamo:

Lo schema, che di riflesso potrà essere utilizzato anche a riferimento per le tariffe di altri tipi di utenza (industriale e commerciale), dimostra i cambiamenti in atto nella struttura del prezzo e dove si dovrà continuare ad intervenire per evitare condizioni maggiormente critiche.

Infine, a valle di questa sintetica analisi, emerge la necessità di affrontare organicamente il problema, dapprima con interventi immediati per frenare la progressiva crescita dei costi, e successivamente con una strategia chiara di carattere nazionale ed europeo.

Bisognerà, a breve termine, far stabilizzare il prezzo del gas sui mercati, con iniziative di politica estera e di politica energetica comuni ai Paesi UE, cercando di armonizzare le condizioni di approvvigionamento e riducendo così i differenziali di prezzo tra gli stessi paesi membri. A questi auspicabili interventi, le Autorità competenti del nostro Paese dovranno far seguire dei provvedimenti strutturali sugli elementi che compongono le tariffe (coinvolgendo l'Autorità di regolazione), sul carico fiscale, sugli approvvigionamenti delle materie prime (non rinunciando aprioristicamente alle produzioni nazionali ed infine aprendo un confronto con le aziende del settore, per verificare con chiarezza le condizioni di costo delle varie fasi del ciclo energetico, a partire dai contratti di fornitura.

