

Informativa urgente del Governo sull'incremento dei costi dell'energia e sulle misure adottate dal Governo per contrastarne gli effetti

Senato della Repubblica, 16 marzo 2022

Alla luce delle recenti evoluzioni geopolitiche, l'obiettivo della informativa del Governo è di aggiornare il Parlamento su:

1. Stato attuale e possibile evoluzione a breve dello **scenario** domanda-offerta di gas naturale in Italia
2. Possibili misure per incrementare la **sicurezza del sistema a breve-medio** termine
3. Possibili **misure strutturali** per eliminare la dipendenza di importazioni dalla Russia
4. Possibili misure per **contenere l'incremento dei prezzi** energetici
5. L'andamento del **prezzo dei carburanti**

1. Stato attuale e possibile evoluzione dello scenario

Analizzando l'**evoluzione dei consumi, delle importazioni e della produzione nazionale** del gas naturale in Italia nell'ultimo decennio, è opportuno evidenziare come:

- I consumi di gas naturale siano rimasti **sostanzialmente stabili** nell'ultimo decennio, pari a 76 bcm (miliardi di metri cubi) nel 2021.
- Nello stesso periodo, la **produzione nazionale di gas naturale si sia più che dimezzata**, per il calo naturale dei giacimenti a cui non si è fatto fronte da anni con nuovi investimenti in ricerca e produzione, attestandosi nel 2021 a circa 3 bcm rispetto ai circa 8 del 2011 (rispetto agli 8 bcm del 2011 e ai 15 bcm del 2001). Oggi oltre il 95% del gas naturale consumato in Italia viene quindi importato dall'estero.
- In particolare, le **importazioni dalla Russia sono incrementate** sia in valore assoluto che in percentuale sui consumi, dai circa 20 bcm (25% dei consumi) del 2011 ai 29 bcm del 2021 (38% dei consumi).

Dal punto di vista delle infrastrutture di importazione, l'Italia dispone di un **sistema** per l'approvvigionamento e il trasporto **diversificato e abbastanza resiliente** rispetto ad altri Stati membri UE, alimentato prevalentemente con gas prodotto all'estero e importato o trasportato via mare come Gas naturale liquefatto (GNL) e scaricato presso terminali di rigassificazione. Le infrastrutture di importazione principali sono:

- Il gasdotto **TAG**, che attraversa l'Austria, per l'importazione di gas proveniente dalla Russia attraverso l'Ucraina, che si connette alla Rete Nazionale dei Gasdotti a Tarvisio.

- Il gasdotto **TRANSITGAS**, che interconnette la rete di trasporto tedesca e quella francese alla rete italiana attraverso la Svizzera (punto di ingresso di Passo Gries). Il gasdotto permette l'importazione (e in alcuni giorni prima della crisi anche l'esportazione dall'Italia) del gas proveniente dal mercato nordeuropeo (un mix di gas proveniente da Norvegia, Olanda, Danimarca, Regno Unito, e GNL importato attraverso terminali di rigassificazione nordeuropei) e di fatto collega il prezzo del gas all'ingrosso nel mercato italiano (PSV), al prezzo all'hub nordeuropeo (TTF).
- Il gasdotto **TMPC (TRANSMED)**, che attraversa il canale di Sicilia da Capo Bon (Tunisia) fino a Mazara del Vallo, che importa gas algerino.
- Il gasdotto **GREENSTREAM**, che si connette con la Rete Nazionale dei Gasdotti a Gela, che importa nel nostro paese il gas prodotto in Libia.
- Il gasdotto **TAP**, di interconnessione tra Grecia e Italia via Albania, che si connette alla Rete Nazionale dei Gasdotti a Melendugno in Puglia, che trasporta tramite la Turchia il gas proveniente dall'Azerbaijan. Questa è **l'ultima infrastruttura di import realizzata**, lunga 4.000 chilometri, entrata in esercizio commerciale a decorrere dal 15 novembre 2020, contribuendo ad aumentare la capacità del Paese di accedere ai mercati internazionali e alla diversificazione delle forniture, e consentendo di importare finora circa 8,5 bcm/anno a prezzi competitivi.
- Il terminale di **rigassificazione di Panigaglia** (unico in terraferma), con un limite operativo derivante dal limitato pescaggio delle navi di trasporto GNL che possono attraccarvi.
- Il terminale di **rigassificazione offshore** installato al largo di Rovigo.
- Il **terminale galleggiante** di rigassificazione OLT ubicato al largo di Livorno.
- Del sistema sono parte qualificante anche i **giacimenti di stoccaggio** di gas naturale, per assicurare il bilanciamento tra i consumi invernali ed estivi, per circa 18 miliardi di metri cubi, di cui una parte destinata allo stoccaggio strategico, producibile solo in caso di emergenza prolungata, e circa 12 miliardi di metri cubi destinati allo stoccaggio "commerciale" di gas di proprietà dei *traders*. La parte rimanente è costituita dalla riserva strategica, di proprietà delle imprese di stoccaggio che può essere erogata solo in condizioni di emergenza prolungata, a tutela residuale del settore civile.

Analizzando più in dettaglio i flussi di importazione, come anticipato il 96% (72,7 bcm) è stato importato nel 2021, di cui:

- **40% (29,1 bcm) dalla Russia** via Tarvisio.
- 29% (21,2 bcm) da Algeria via Mazara del Vallo. Questa rotta è oggi solo parzialmente utilizzata, a fronte di una capacità massima riscontrata negli anni passati fino a 27 bcm. Il limite principale per l'incremento dei volumi su questa rotta è rappresentato dalla disponibilità aggiuntiva di gas dall'Algeria, che attualmente esporta sia a mezzo gasdotto anche in Spagna, ma soprattutto anche tramite GNL su mercati più redditizi.
- 10% (7,2 bcm) da Azerbaijan attraverso il TAP. Questa rotta è attualmente quasi massimizzata, con un massimo di 8,5 bcm su base annuale.

- 4% (3,2 bcm) dalla Libia via Gela attraverso il gasdotto Greenstream. Questa rotta è attualmente massimizzata, essendo direttamente connessa a giacimenti in produzione.
- 3% (2,2 bcm) dal Nord Europa (principalmente Olanda, Danimarca, Norvegia, UK). Questa rotta è oggi solo parzialmente utilizzata, a fronte di una capacità massima riscontrata negli anni passati fino a 12 bcm. Il limite principale per l'incremento su questa rotta è rappresentato dal fatto che in caso di crisi il gas proveniente dal Nord Europa sarebbe utilizzato prevalentemente dagli stessi Paesi nordici.
- 13% (9,8 bcm) tramite i terminali GNL (Livorno, Panigaglia, Cavarzere), a fronte di una capacità massima di questi terminali di 16 bcm/ anno.

Gli scenari di possibile interruzione delle forniture di gas dalla Russia pongono problemi diversi – e quindi diversi possibili rimedi – **in funzione della durata** dell'eventuale interruzione:

- Di **breve termine** (e.g. fino a fine dell'inverno) per far fronte ai consumi nazionali dato l'attuale basso livello di stoccaggi e le limitate possibilità di import da altre rotte.
 - Di **medio termine** (fino al 30 ottobre) per assicurare il riempimento degli stoccaggi in preparazione del prossimo inverno.
 - Di **lungo termine**, per far fronte a partire dal prossimo inverno all'eventuale assenza di forniture dalla Russia.
- Nel **breve termine** (circa un mese), grazie all'atteso miglioramento delle condizioni climatiche, si stima una **riduzione della domanda per uso civile** pari a circa 40 Mmc/ giorno a fine marzo, in condizioni di freddo standard. Pertanto, anche **una completa interruzione dei flussi dalla Russia dalla attuale settimana non dovrebbe comportare problemi di fornitura interna**. Eventuali picchi di domanda potrebbero essere assorbiti modulando opportunamente i volumi in stoccaggio o con altra capacità di import. Problemi per assicurare la fornitura a tutti i consumatori italiani potrebbero avvenire solo in caso di: i) un picco di freddo eccezionale entro fine marzo e/ o ii) contestuale *disruptions* su altre rotte di importazione.
 - Nel **medio termine**, sarà necessario comunque riempire gli **stoccaggi al 90%** per il prossimo inverno (12 bcm). L'attivazione con successo delle **misure di breve-medio termine** descritte in seguito (unitamente a quelle già approvate nel DL in corso di pubblicazione) potrebbe **mitigare** la criticità oggi anche legata ai prezzi elevati (oltre 1,5 €/Smc a marzo 2022 rispetto ad una media inferiore a 0,3 €/Smc dell'anno precedente) e ad un differenziale di prezzo che scoraggia lo stoccaggio.
 - Nel **lungo termine**, a partire dal prossimo inverno, sarebbe necessario sostituire completamente 30 bcm di gas russo con altre fonti. Sebbene questo sia possibile in un **orizzonte minimo di 3 anni**, tramite le misure strutturali sotto descritte, per almeno i prossimi due inverni sarebbe complesso assicurare tutte le forniture al sistema italiano.

È opportuno ricordare che le problematiche di sicurezza sono da valutare **sia in 'integrale'** su base annua che tenendo conto di stagionalità ed esigenze **'alla punta'**.

La tensione sui mercati ha anche determinato, dopo la forte diminuzione avvenuta nel corso del 2020, un **vertiginoso aumento dei costi dell'energia**:

- Per quanto riguarda il mercato del **gas naturale**, il prezzo al PSV (Punto di Scambio Virtuale del gas naturale in Italia) è passato dai circa 20 €/MWh (0,2 €/Smc) di gennaio 2021 fino ai circa 160 €/MWh (1,7 €/Smc) delle prime settimane di marzo, con un aumento di **quasi 8 volte** (e con punte giornaliere che hanno superato i valori record di 200 €/MWh nei mesi scorsi).
- Per quanto riguarda i prezzi dell'**energia elettrica** all'ingrosso, il PUN (Prezzo Unico Nazionale) ha registrato valori record: nelle ultime settimane si sono raggiunti i valori **più elevati da quando la borsa italiana è stata costituita**, superando 600 €/MWh. Negli ultimi giorni i valori si sono attestati intorno ai 300 €/MWh. Questo anche come diretta **conseguenza dei prezzi del gas naturale**, che determinano il **costo marginale degli impianti di generazione elettrica a gas**, i quali fissano il prezzo del mercato all'ingrosso nella maggior parte delle ore.
- Non si tratta di un fenomeno italiano, ma andamenti simili sono **riscontrabili in altri Paesi europei**, con incidenza diversa in funzione di specificità nazionali (e.g. mix di generazione, contratti di approvvigionamento).

2. Possibili misure per incrementare la sicurezza del sistema a breve-medio termine

Nel corso delle ultime settimane il Governo si è mobilitato per attivare misure con impatto a breve-medio termine, anche con missioni nei Paesi produttori (Qatar, Algeria, Angola, Congo), che si stima possano portare complessivamente a ridurre la dipendenza per circa **20 bcm** l'anno:

- **Incremento della produzione termoelettrica a carbone o olio.** In particolare, è possibile incrementare la produzione a carbone o olio con risparmio di **3-4 bcm/ anno** di gas naturale. Per far questo, il DL 26 febbraio 2022, n.16, che all'art.2, in considerazione della attuale situazione geopolitica, consente di attivare una serie di misure già previste dal Piano di emergenza nazionale del gas per i casi di emergenza, indipendentemente dai livelli di preallarme e allarme stabiliti nello stesso Piano, anche cambiando l'ordine economico di ingresso degli impianti nel mercato e regolando la remunerazione dei costi aggiuntivi in bolletta.
- **Incremento di importazioni del gas algerino.** In particolare, con le infrastrutture attuali è ipotizzabile un incremento fino a **9 bcm/ anno**. Per far questo, è indispensabile un accordo con il Governo algerino per ottenere forniture aggiuntive via gasdotto all'Italia al posto dell'attuale export di GNL verso altri mercati. La missione del Ministro degli esteri in Algeria del 28 febbraio ha esplorato con successo tale possibilità, prevedendo anche la possibilità di future importazioni addizionali di gas a fronte di nuovi investimenti in attività di produzione di gas nel territorio algerino.
- **Incremento import su infrastruttura TAP attuale.** In particolare, con le infrastrutture attuali è ipotizzabile un incremento di circa **1,5 bcm l'anno** (5 mmc/ giorno) tramite interventi sulle centrali di spinta in Albania e Grecia, a patto di avere a breve tali volumi aggiuntivi dall'Azerbaijan.
- **Massimizzazione utilizzo dei terminali GNL a disposizione.** In particolare, è ipotizzabile un maggiore utilizzo dei terminali italiani anche nei periodi dell'anno in cui tipicamente non sono utilizzati (con possibile incremento complessivo di **6 bcm/anno**). Questo implica la

disponibilità di GNL aggiuntiva e un migliore utilizzo dei terminali (e.g. come da recenti intese con Qatar).

- **Incentivazione iniezione gas in stoccaggio.** Per far sì che il ciclo di riempimento degli stoccaggi che si sta ora avviando in previsione del prossimo periodo invernale sia il più rapido ed efficace possibile e per garantire che le misure di risparmio di gas di cui sopra abbiano l'effetto di ottenere l'effettiva iniezione di gas in stoccaggio (altrimenti potrebbero risolversi solo in un minore import) è necessario ricorrere, attraverso strumenti regolatori, a una serie di misure che realizzino tale possibilità.

Con principale riferimento ai **prossimi periodi invernali**, oltre le misure sopra descritte **si potrebbe inoltre intervenire anche con:**

- **Misure di contingentamento della domanda** e di accelerazione **dell'efficiamento energetica.** In particolare, sono ipotizzabili misure di flessibilità sui consumi di gas (e.g. interrompibilità nel settore industriale, che però può agire per brevi periodi settimanali in caso di picchi della domanda) e sui consumi di gas del settore termoelettrico (dove pure esistono misure di riduzione del carico in modo controllato) e misure di contenimento dei consumi negli altri settori.
- **Incremento importazioni di energia elettrica** dal Nord Europa, per ridurre il consumo di gas del parco termoelettrico italiano.

3. Possibili misure strutturali per eliminare la dipendenza di importazioni dalla Russia

In parallelo, il Governo ha avviato una riflessione su ulteriori possibili misure strutturali per eliminare la dipendenza di importazioni dalla Russia, in linea con le proposte del pacchetto europeo in corso di finalizzazione *'REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy'* che includono:

- **Nuova capacità di rigassificazione su unità galleggianti ancorate in prossimità di porti, realizzabile in 12-18 mesi** (dall'ottenimento delle autorizzazioni) per circa **16-24 bcm**. **Transitoriamente**, è anche possibile contrattualizzare in tempi brevi una **FRSU esistente**.
Tale soluzione è **più rapida e flessibile** rispetto a terminali *onshore*, e di minore costo per il sistema (le unità FRSU hanno un costo di alcune centinaia di milioni di euro se noleggate, mentre quelle nuove oggi hanno un forte rincaro di prezzo e lunghi tempi di attesa).
- **Nuova capacità di rigassificazione onshore.** In particolare, sono anche realizzabili progetti per due terminali per complessivi circa **20 bcm anno** di capacità, già autorizzati, in circa 36-48 mesi. Per far questo, abbiamo avviato la verifica delle autorizzazioni, e gli operatori chiedono di usufruire del meccanismo di regolazione dei costi sostenuti che garantisce agli investitori la remunerazione dell'investimento anche se parzialmente utilizzati (il cosiddetto "fattore di garanzia") e di assicurare che i progetti siano accompagnati da adeguati contratti *long term* di fornitura di GNL.
- **Raddoppio capacità TAP.** In particolare, è possibile incrementare le importazioni via TAP per circa **10 bcm/ anno**. Per far questo, sono necessari circa 45 mesi per incremento dei primi 2 bcm (tramite interventi in Albania) e circa 65 mesi per l'incremento di ulteriori 8 bcm (ulteriori interventi in Albania e Grecia e alcuni interventi sulla rete italiana).

Ovviamente prerequisito è un accordo di fornitura di gas di lungo periodo con il Governo a zero.

- **Sviluppo progetti rinnovabili offshore e onshore.** In particolare, considerando gli oltre 40 GW di richieste di connessione per progetti *offshore* e i numerosi interventi di semplificazione e accelerazione per le rinnovabili *onshore* (inclusi quelli a favore dell'autoproduzione) è ipotizzabile uno sviluppo di fino a 8 GW l'anno (equivalenti a circa 3 bcm di minore importazione di gas naturale).
- **Sviluppo del biometano**, con potenziale di circa 2,5 bcm al 2026.
- Introduzione di un **nuovo paradigma nello sviluppo delle risorse di gas nazionali**, che punta a rilanciare la produzione nazionale sui giacimenti esistenti, così da ridurre la dipendenza dall'estero, ed a introdurre meccanismi semi-regolati per contenere l'impatto sui prezzi. In particolare, già con il recente DL Energia si prevede:
 - Un **incremento della produzione nazionale di 2,2 miliardi di metri cubi**, su aree quali Cassiopea, Canale di Sicilia, Marche, consentendo di arrivare ad una produzione nazionale **fino a circa 5 miliardi** di metri cubi.
 - L'introduzione di **meccanismi di ritiro** della produzione nazionale da parte del gruppo GSE a prezzi **equi**, da assegnare in primis ad aziende energivore e piccole medie imprese.

Queste misure non sono tutte sommabili (e.g., disponibilità GNL per terminali *onshore* e *offshore*).

4. Possibili misure per contenere l'incremento dei prezzi di energia elettrica e gas naturale

Il **Governo e il Parlamento sono intervenuti negli ultimi trimestri** per attutire l'impatto dei rincari per 29 milioni di famiglie e 6 milioni di imprese, con un mix di misure per un valore superiore a 15 miliardi di euro in tre trimestri che ARERA ha attuato per le componenti regolate e che hanno permesso di:

- **Annullare transitoriamente gli oneri di sistema** in bolletta per tutti i clienti, anche mediante destinazione del gettito delle quote di emissione di CO₂ e impiegando fondi di bilancio per finanziare oneri non afferenti al sistema energetico (decreto-legge n. 73 del 2021, decreto-legge n. 130 del 2021, decreto-legge n. 4 del 2022 e decreto-legge n. 17 del 2022).
- **Potenziare il bonus sociale** alle famiglie che versano in gravi difficoltà economiche, che in virtù del provvedimento hanno visto completamente compensato l'aumento tariffario (2,5 milioni di famiglie aventi diritto a bonus sociali elettricità e 1,54 milioni di famiglie a bonus gas) (decreto-legge n. 130 del 2021 e decreto-legge n. 17 del 2022).
- **Ridurre l'Iva sul gas** destinato a usi civili e industriali al 5% (decreto-legge n. 130 del 2021 e decreto-legge n. 17 del 2022).
- **Introdurre contributi straordinari**, sotto forma di credito di imposta, a favore delle **imprese energivore** e delle **imprese a forte consumo di gas naturale** (decreto-legge n. 17 del 2022).

- **Introdurre interventi a favore del settore dell'autotrasporto** (decreto-legge n. 17 del 2022).
- **Sostenere le esigenze di liquidità delle imprese** particolarmente gravate dagli aumenti dei prezzi dell'energia (decreto-legge n. 17 del 2022).
- **Intervenire sull'elettricità prodotta da impianti FER** con potenza superiore a 20 kW, senza intervenire sugli impianti, per così dire, "domestici" o comunque per autoproduzione di famiglie e piccole imprese, al fine di **contenere la maggiore redditività dei produttori** di energia da FER. Maggiore redditività derivante dalla circostanza che, a fronte di un innalzamento del prezzo dell'energia offerta sul mercato, detti produttori, alcuni dei quali peraltro beneficiari di incentivi fissi, non hanno subito maggiori costi di produzione (decreto-legge n. 13 del 2022). In particolare, con l'ultimo decreto questa misura riguarda esclusivamente impianti pre-2010 e impianti a incentivo fisso.

In parallelo è stata avviata una discussione a livello europeo su possibili misure per contenere l'incremento dei **prezzi tramite il pacchetto REPowerEU**, quali ad esempio:

- Misure per mitigare l'impatto sui **prezzi residenziali e per piccole imprese**.
- Regole per **Aiuti di Stato** che consentano di far fronte agli elevati costi energetici per imprese.
- Misure per **tassazione di extra-profitti** per finanziare le misure di supporto.

In questo contesto, il Governo italiano ha proposto misure strutturali che includono:

- Un **price cap a livello europeo temporaneo** sulle transazioni di gas naturale all'ingrosso. Questa misura, oltre a portare beneficio diretto ai consumatori di gas, porterebbe anche **notevoli benefici sui prezzi del mercato elettrico** all'ingrosso – dove come illustrato il prezzo marginale viene fissato in molte ore da generazione termoelettrica a gas.
- Il **disaccoppiamento dei prezzi di vendita dell'energia prodotta da tecnologie rinnovabili** elettriche rispetto a quelli del parco termoelettrico, mediante opportuna revisione delle **regole di market design**.

5. L'andamento del prezzo dei carburanti

Per quanto attiene al **costo dei carburanti**, si rileva, dall'inizio dell'anno, un **incremento dei costi del brent** che ha toccato punte di oltre 130 dollari a barile dagli iniziali 78 dollari. Il valore del barile si attesta, in questi giorni, intorno ai 100 dollari e da questo **conseguono** gli **aumenti dei costi dei carburanti** che hanno suscitato apprensione in numerose categorie produttive e, più in generale, nei consumatori.

Per mitigare l'incremento del *brent*, **Stati Uniti e Unione Europea** hanno operato una **oil release**. In tale contesto, l'Italia ha aderito alla proposta, su base volontaria, di rilascio coordinato di una quota delle proprie scorte petrolifere promossa dall'Agenzia internazionale dell'Energia, con un contributo di 2,041 milioni di barili, con l'obiettivo di ridurre il picco di prezzi a cui stiamo assistendo a causa degli effetti indiretti di riduzione dell'offerta della Russia conseguenti alle sanzioni applicate a seguito dell'invasione dell'Ucraina.

Per l'Italia si tratta di circa 277.000 tonnellate di greggio che comprendono, oltre alla quantità *standard* stabilita per il nostro Paese, anche un ulteriore 25 per cento a copertura della quota di quei paesi che non hanno aderito.

Inoltre, al fine di contenere l'impatto sui consumatori finali, il **Governo** sta inoltre valutando l'ipotesi di praticare sui carburanti un'**accisa mobile**.

Di seguito le medie mensili dei prezzi dei prodotti petroliferi che testimoniano il crescente aumento dei prezzi stessi.

- *Prezzi medi mensili dei carburanti e combustibili (€/1.000 litri)*

FEBBRAIO 2022	GENNAIO 2022	DICEMBRE 2021
Benzina: 1.848,12 €	Benzina: 1.764,74 €	Benzina: 1.724,25 €
Gasolio auto: 1.720,36 €	Gasolio auto: 1.632,10 €	Gasolio auto: 1.589,30 €
GPL: 818,37 €	GPL: 817,61 €	GPL: 821,36 €
Gasolio riscaldamento: 1.529,89 €	Gasolio riscaldamento: 1.449,19 €	Gasolio riscaldamento: 1.386,36 €

Facendo riferimento all'**ultima rilevazione dei prezzi dei carburanti effettuata dal MiTE** il 14 marzo 2022 risultano ancora in **forte aumento tutti i prodotti petroliferi** ed in particolare benzina e gasolio, che hanno raggiunto, insieme al gpl auto, i massimi dell'anno e risultano anche abbondantemente sopra i picchi di prezzo registrati nel 2021.

Rilevazione del 14/03/2022 Nuovo					
Media settimanale dei prezzi dal giorno 07/03/2022 a 13/03/2022.					
Prodotto	Prezzo	Accisa	IVA	Netto	Variazione
Carburanti (€/1.000 litri)					
Benzina	2.184,58	728,40	393,94	1.062,24	+231,44
Gasolio auto	2.154,63	617,40	388,54	1.148,69	+325,3
GPL	870,67	147,27	157,01	566,39	+17,12
Combustibili per uso riscaldamento (€/1.000 litri)					
Gasolio riscaldamento	1.820,80	403,21	328,34	1.089,25	+104,88
Combustibili per uso industriale (€/1.000 kg)					
O.C. fluido BTZ	1.168,09	166,84	106,19	895,06	+58,73
O.C. denso BTZ	857,67	31,39	0	826,28	+29,89

Note

- Il prezzo nella tabella è moltiplicato per un fattore di 1000 per avere una maggiore accuratezza nei decimali.
- Il campo *Variazione* mostra la differenza del dato rispetto a quello elaborato nella rilevazione precedente del 07/03/2022. Passando sopra il valore con il mouse puoi vedere la variazione percentuale.
- Il campo *Netto* è da intendersi come *Prezzo al netto delle imposte* e viene anche identificato come *prezzo industriale*.
- Per i carburanti, benzina e gasolio, si tiene esclusivamente conto dei prezzi praticati in modalità self-service.
- Passando con il mouse sul valore dell'IVA scoprirai la percentuale applicata a quel prodotto.
- Per l'olio combustibile denso BTZ la rilevazione viene effettuata senza IVA.
- Il prezzo del prodotto GPL viene rilevato solo per il settore autotrazione.