



Mercato dell'energia elettrica e
del gas

Jacopo Romiti, FIRE



Corso per EGE ed energy manager
7 marzo 2024

A cartoon illustration of a superhero character. The character is depicted from the waist up, running towards the right. He has a large, muscular build, a wide, toothy grin, and a small tuft of black hair. He is wearing a blue suit with a yellow shield on the chest containing the letters 'EM' in red. A red cape is attached to his shoulders. He is carrying a brown briefcase in his right hand. The background is a solid blue color with a large, light blue circular glow behind the character.



DAL **1987**



Il mercato del gas naturale

SOMMARIO

- Caratteristiche del mercato del Gas Naturale
- Gli attori e gli organismi gestori del mercato Gas
- La Rete Gas
- Come funziona il mercato del Gas Naturale
- Prezzi e Tariffe del Gas Naturale
- Opportunità tariffarie nel mercato del gas

Il mercato del gas naturale

Caratteristiche del mercato del Gas Naturale

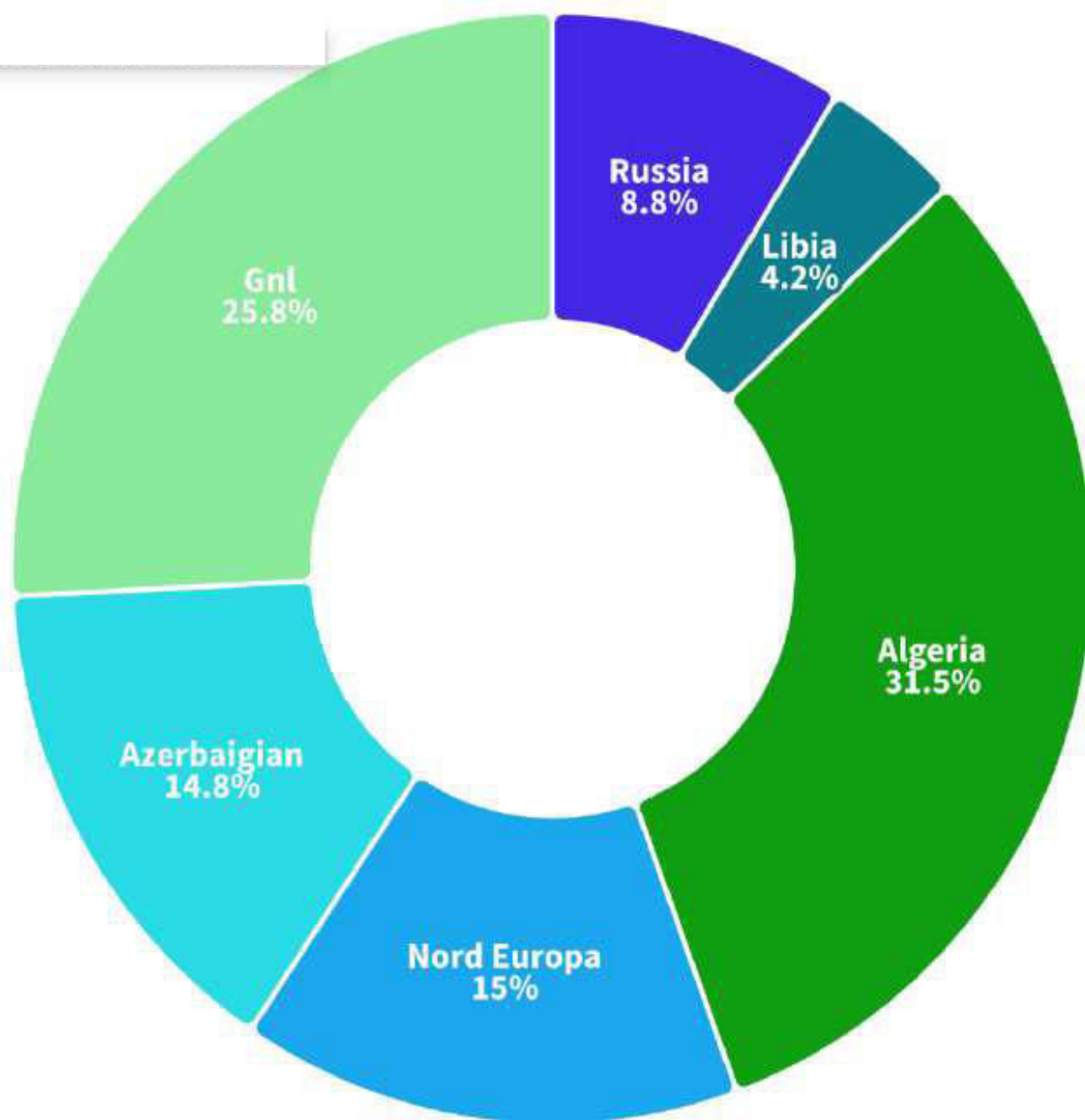


L'Italia è un paese energeticamente dipendente dall'estero

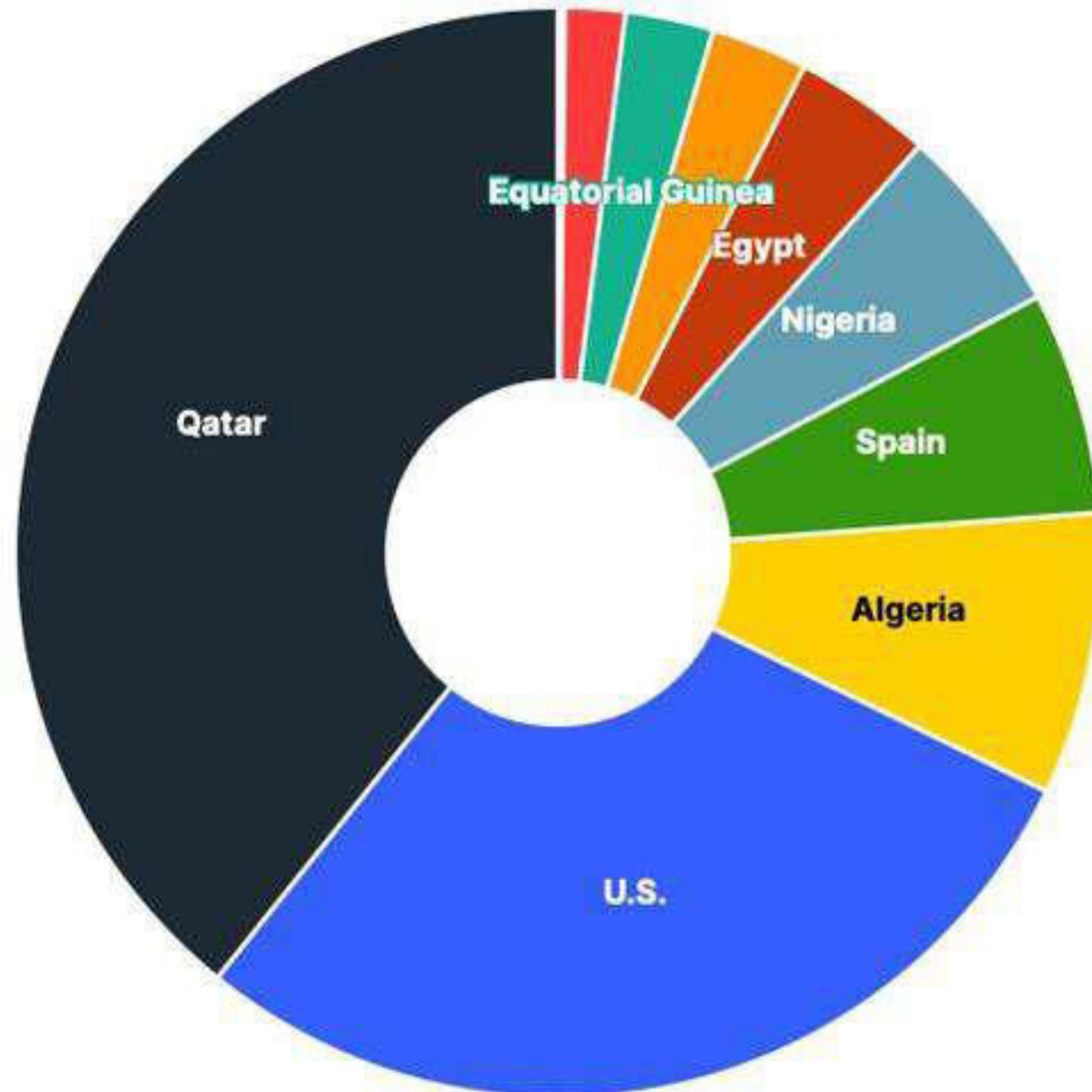
Italy	ktoe								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gross available energy	166 908	160 570	151 759	157 630	156 490	161 815	159 711	158 086	144 035
Solid fossil fuels	15 715	13 536	13 059	12 300	10 983	9 342	8 538	6 480	5 095
Peat & peat products	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oil shale & oil sands	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crude oil & other hydrocarbons	73 625	62 673	58 970	66 995	64 586	70 108	66 992	67 272	55 650
Petroleum products	61 115	58 516	56 565	58 623	57 043	57 722	57 470	56 683	47 351
Natural gas	61 356	57 387	50 706	55 302	58 080	61 549	59 513	60 949	58 286
Nuclear heat	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Renewable energies	23 885	26 371	26 512	26 269	26 018	28 821	29 282	29 512	29 345
Non-renewable wastes	1 132	1 138	1 158	1 149	1 183	1 134	1 133	1 182	1 190
Primary production	34 964	36 767	36 694	36 098	33 519	36 667	37 342	36 910	37 673
Solid fossil fuels	51	46	55	51	0	0	0	0	0
Peat	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oil shale and oil sands	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crude oil & other hydrocarbons	5 396	5 501	5 764	5 470	3 746	4 138	4 684	4 279	5 384
Natural gas	7 048	6 335	5 855	5 545	4 738	4 536	4 462	3 931	3 287
Nuclear heat	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Renewable energies	21 104	23 500	23 644	23 564	23 569	26 540	26 657	27 088	27 339
Non-renewable wastes	1 132	1 138	1 158	1 149	1 183	1 134	1 133	1 182	1 190
Net imports	132 039	123 216	115 050	121 422	121 520	124 564	121 920	122 492	105 799
Solid fossil fuels	15 187	13 023	12 889	12 318	10 711	9 360	8 622	6 387	4 739
Crude oil	67 932	57 824	53 475	61 748	60 254	65 652	61 551	63 140	50 186
Gas/Diesel Oil (w/o bio)	-8 795	-5 541	-2 371	-6 016	-4 998	-5 241	-3 698	-4 500	-3 177
Motor Gasoline (w/o bio)	-9 653	-7 924	-6 976	-8 439	-8 175	-8 728	-8 544	-8 487	-6 203
Naphtha	-73	572	235	266	602	108	846	-298	270
LPG	1 916	2 086	2 185	2 226	2 282	2 259	2 238	2 394	1 971
All other oil & petroleum products	55 043	53 082	50 080	52 428	51 879	52 824	51 634	52 437	42 008
Natural gas	55 353	50 564	45 471	49 996	53 294	56 820	55 268	57 936	54 117
Transformation input	151 504	133 242	127 106	136 658	134 470	139 367	134 861	138 580	121 213
Electricity & heat generation	58 172	54 589	52 666	54 234	54 863	55 904	53 920	53 787	51 229
Refinery intake	81 739	69 867	66 530	74 724	72 086	75 671	72 413	74 287	60 913
Coke ovens	3 702	2 128	1 690	1 593	1 741	1 668	1 698	1 642	1 187
Blast furnaces	2 945	2 085	2 130	1 495	1 765	1 303	1 259	1 212	956
Transformation output	122 846	108 248	102 972	111 221	108 992	114 138	111 186	115 340	99 347
Electricity & heat generation	30 677	30 087	28 980	29 515	30 262	31 012	30 393	30 794	29 589
Refinery output	82 973	70 968	67 705	75 144	72 538	76 359	73 237	75 007	61 471
Coke ovens	3 551	2 092	1 523	1 459	1 546	1 526	1 604	1 520	1 133
Blast furnaces	788	585	745	546	695	498	470	446	295
Energy sector	8 548	7 443	6 714	7 518	6 836	7 699	7 723	7 635	7 176
Distribution losses	2 264	2 253	1 963	1 980	1 913	1 992	1 929	1 926	1 781
Available for final consumption	121 870	120 700	113 958	117 629	116 754	121 174	119 828	118 663	109 278



Quote di importazione di gas naturale



Importazione di gas in Italia, primo trimestre 2023
Fonte SNAM



Importazione di GNL in Italia, primo trimestre 2023
Fonte Eurostat

Caratteristiche Fisiche del Gas Naturale

Esempio composizione media mensile gas fonte: rapporto di misura Snam		
CH ₄	metano	85,08%
C ₂ H ₆	etano	7,21%
N ₂	azoto	3,75%
C ₃ H ₈	propano	1,96%
CO ₂	anidride carbonica	1,05%
NC ₄ H ₁₀		0,39%
IC ₄ H ₁₀		0,24%
He	elio	0,12%
IC ₅ H ₁₂		0,09%
NC ₅ H ₁₂		0,07%
C ₆ +		0,04%

- ➡ **Gas Naturale:** estratto da giacimento (non esiste una composizione standard e quindi il potere calorifico varia da volume a volume)
- ➡ **Gas di Sintesi:** gas puro prodotto da sintesi chimica
- ➡ **BioGas:** gas generato da fermentazione di elementi biologici

La liberalizzazione del mkt del Gas Naturale

Nel 2000 il [decreto legislativo 164/00](#), noto anche come **Decreto Letta**, ha recepito la Direttiva Europea 1998/30/CE sulla liberalizzazione della domanda e dell'offerta e sul libero accesso alle reti di trasporto per il settore del gas naturale. I passi per la liberalizzazione sono stati i seguenti:

- la **separazione contabile** e/o societaria del processo fra le attività di importazione, di trasporto e dispacciamento, di distribuzione e vendita di gas e di stoccaggio;
- la **riduzione della quota di mercato, relativamente alle immissioni in rete**, dal 75% al 61% dal 2002 al 2010;
- una **quota massima di vendita per singolo operatore** pari al 50% dei consumi nazionali;
- la **completa apertura del mercato a partire dal 2003**.

Le funzioni relative alla definizione delle regole attuative del decreto sono attribuite al **Ministero dello Sviluppo Economico (MISE)** e all'**Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA)**.

Allo stato attuale un utente gas può acquistare il gas secondo le seguenti modalità:

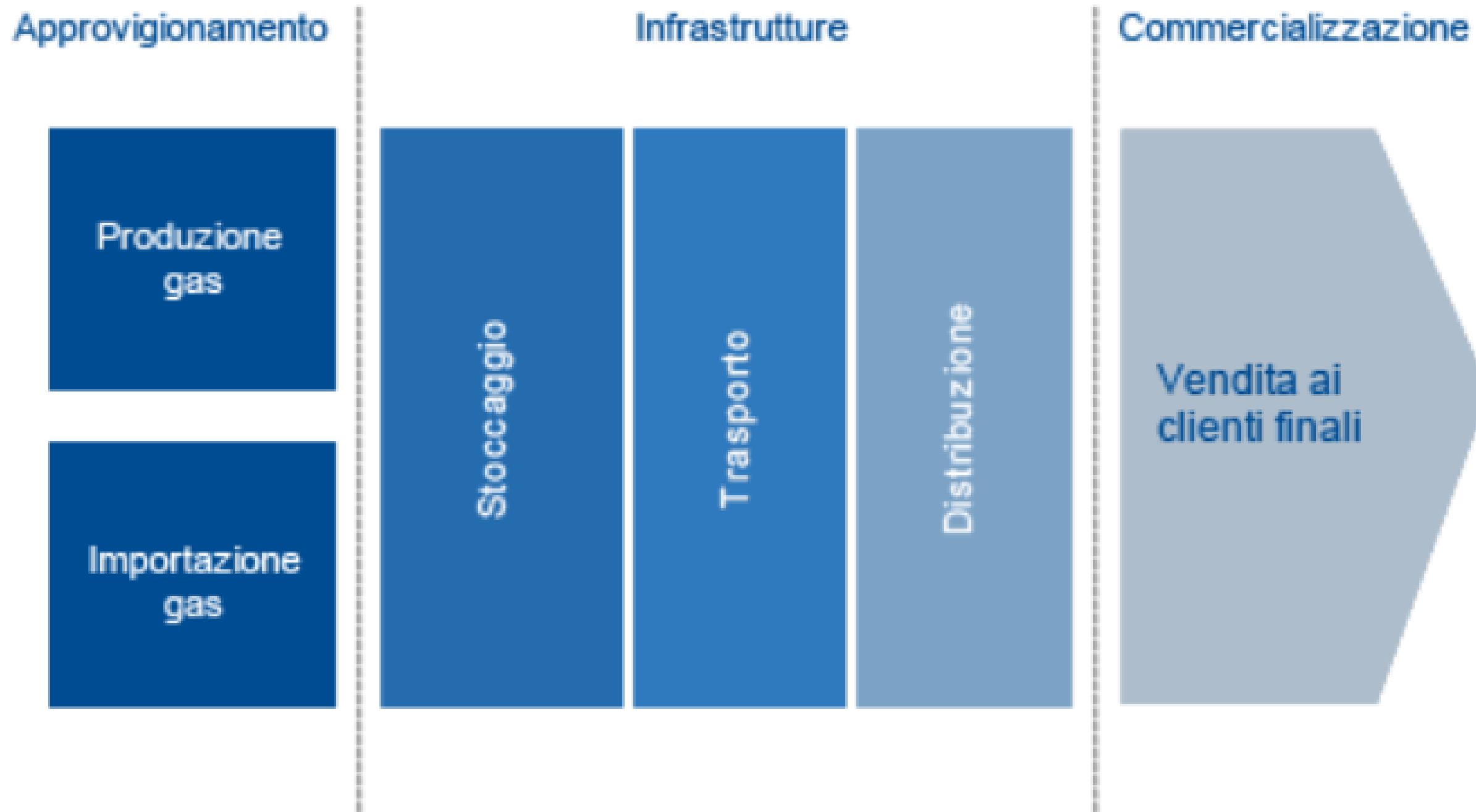
- **mercato libero**: tutti gli utenti che hanno esercitato la propria idoneità;
- **regime di tutela**: tutti gli utenti idonei che non hanno ancora esercitato la propria idoneità, aventi però specifici requisiti.

Il mercato del gas naturale

Gli attori e gli Organismi Gestori del Mercato del Gas in Italia



La filiera del Gas Naturale



Gli attori del Mercato del Gas Naturale



Ministero Sviluppo Economico ([MISE](#)/[MITE](#)): determina la politica di indirizzo energetico del Paese, delineando le scelte di fondo e le regole di sistema

Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ([ARERA](#)): emette la normativa di riferimento per i mercati energetici, ed effettua attività di controllo, ispettiva e sanzionatoria

SNAM: gestisce la rete di trasporto nazionale e regionale, garantendo i fondamentali servizi di dispacciamento ed il collegamento con i gasdotti internazionali, è inoltre deputato alla gestione degli impianti di stoccaggio

Distributori: gestiscono le reti di trasporto locale in bassa pressione

Società di rigassificazione del GNL

Gestore dei Mercati Energetici ([GME](#)): è l'organismo deputato alla gestione della borsa dell'energia

Acquirente Unico ([AU](#)): è l'operatore che gestisce le gare per l'assegnazione dei servizi FUI, SDD e Tutela

Gestore dei Servizi Energetici ([GSE](#)) (incentivazione efficientamento energetico e diffusione energie rinnovabili)

Acquirente Unico ([AU](#)) (acquirente per utenti su mercati vincolati)

Grossisti o shipper (proprietario delle partite di gas sulla rete)

Venditori (interfaccia contrattuale con il cliente)

Attori del Mercato Gas



www.snam.it

- Snam è il principale operatore italiano di trasporto e dispacciamento di gas naturale sul territorio nazionale, disponendo della quasi totalità delle infrastrutture di trasporto in Italia, con oltre 30.000 km di gasdotti in alta e media pressione (circa il 96% dell'intero sistema di trasporto).
- La Società possiede l'unico impianto onshore attualmente operativo in Italia per la rigassificazione del GNL, oltre a diversi rigassificatori galleggianti, attraverso il quale viene importato gas naturale liquefatto trasportato da navi metaniere.
- Dispone di capacità di stoccaggio sul territorio nazionale sulla base di concessioni rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico attraverso i propri campi di stoccaggio. Lo stoccaggio di gas naturale è basato sull'utilizzo di giacimenti, con le relative infrastrutture: pozzi, impianto di trattamento e compressione.
- L'accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale consente alle imprese fornitrici di modulare la propria offerta di gas in relazione ai diversi andamenti che contraddistinguono nel nostro Paese la fornitura e il consumo del gas.

Il Ruolo del Gestore della Rete di Trasporto Gas (SNAM Rete Gas)

Snam è il gestore della rete di trasporto ad alta pressione e si occupa di:

- Import / Export Gas Naturale dall'estero
- Immissione in Rete della Produzione Nazionale / Autoproduzione / Rigassificazione
- Gestione della capacità e Bilanciamento della rete (dispacciamento)
- Gestione del Mercato Fisico (PSV – Punto di Scambio Virtuale)
- Fornitura agli Utenti Diretti
- Fornitura ai Distributori Locali



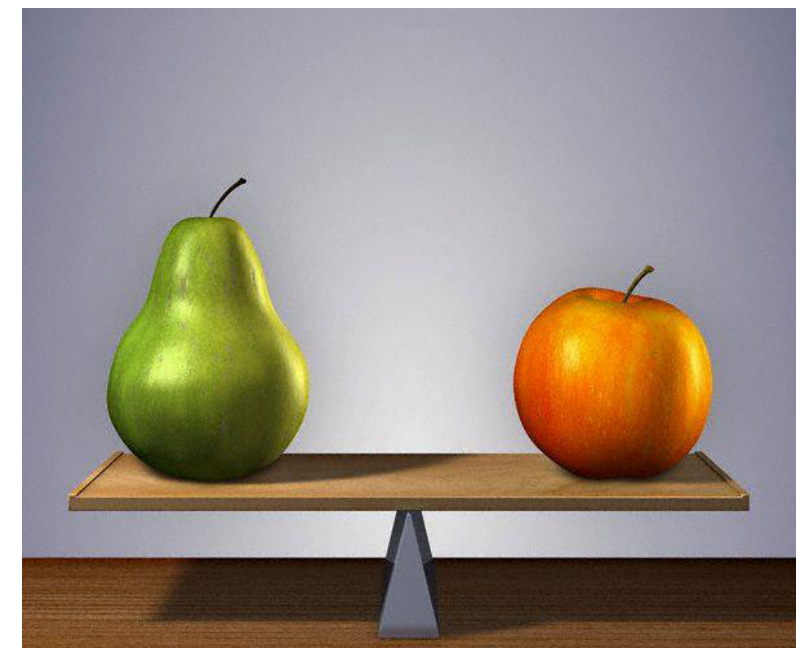
I soggetti a cui si interfaccia il Cliente Finale

Distributore:

E' la società responsabile di: continuità della fornitura, allacciamenti, stacchi, attivazione nuove forniture, aumenti di potenza, vettoriamiento, gestione guasti, misura dei consumi

Fornitore:

- (Incumbent) E' la società di vendita associata al Distributore locale per coloro che non firmano contratti su libero mercato e rimangono sul *mercato vincolato*;
- Un Grossista o Venditore (società di vendita titolare di dispacciamento) per coloro che invece firmano un contratto con società diverse dal proprio distributore, entrando quindi nel *libero mercato*.



Il mercato del gas naturale

La Rete Gas



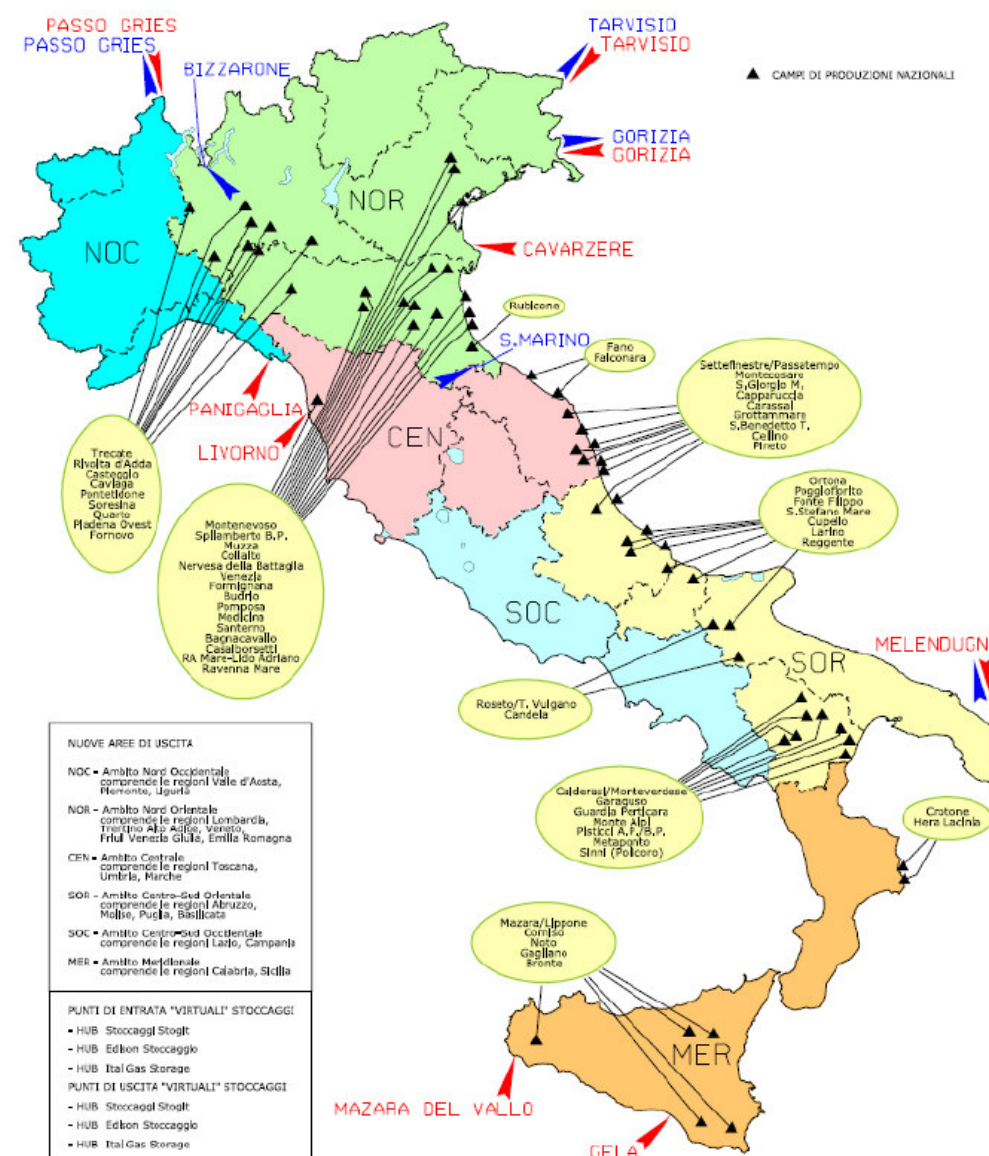
Infrastruttura di Trasporto del Gas

Il sistema di trasporto nazionale del gas è costituito da:

- punto di entrata (interconnessioni con l'estero, giacimenti nazionali, terminali GNL, stoccaggi);
- rete (rete nazionale di gasdotti, rete di trasporto regionale, rete di distribuzione locale): oltre 34.000 km;
- stazioni di rilancio, regolazione e controllo;
- impianti di stoccaggio

Il consumo annuale di gas in Italia si attesta intorno a 70 miliardi di metri cubi di cui circa 7 miliardi (10%) di provenienza interna e i rimanenti di provenienza estera

- Rappresentazione grafica dei punti di entrata e di uscita dalla rete nazionale di gasdotti (Dettaglio Produzioni Nazionali) Anno Solare 2024



Collegamenti internazionali Rete Gas

Le vie di rifornimento utilizzabili dall'Italia



ANSA centimetri

Collegamenti internazionali Rete Gas



Fonte: SCIRE

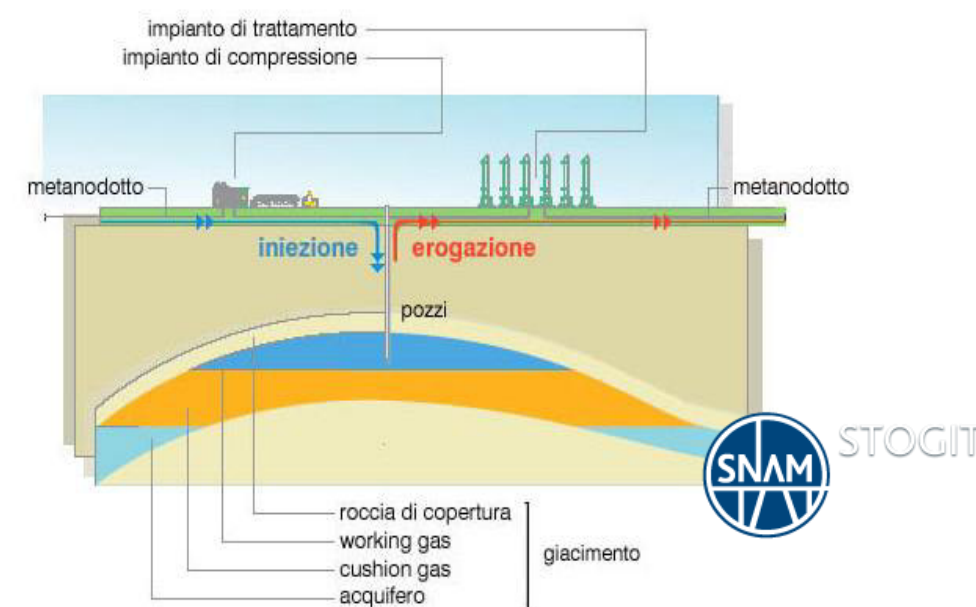
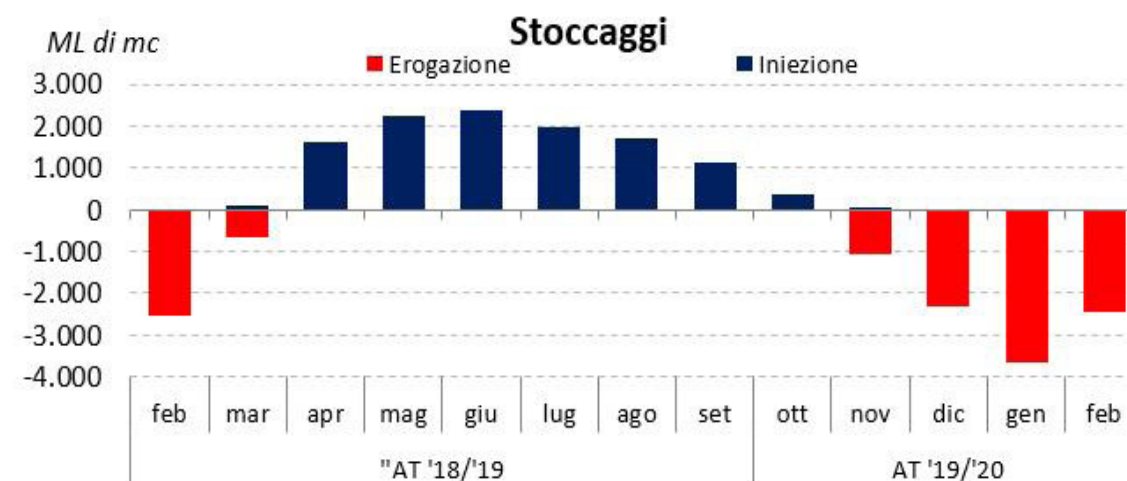
Gli Stoccaggi

Nella filiera delle attività del gas, lo stoccaggio è particolarmente importante poiché consente di compensare le differenze tra offerta e domanda di gas e quindi di garantire continuità di fornitura.

Lo stoccaggio di gas naturale è un processo che consente di iniettare il gas nella roccia porosa di un giacimento esaurito che già lo conteneva riportando il giacimento, in una certa misura, al suo stato originario. Una volta immesso, il gas può essere erogato secondo le richieste del mercato e utilizzato per garantire le forniture industriali e il riscaldamento nel periodo invernale.

Il primo stoccaggio di gas fu realizzato negli Stati Uniti nel 1915; in Italia il primo impianto fu realizzato nel 1964 a Cortemaggiore, in Emilia, e fu tra i primissimi in Europa. Oggi il gestore degli stoccaggi di gas naturale è la società SNAM.

Nel periodo estivo il gas viene immagazzinato mentre durante l'inverno il gas viene estratto e immesso nelle reti di distribuzione per soddisfare le esigenze dei consumatori finali. Gli stoccaggi sono inoltre responsabili delle riserve strategiche del paese



Cabine REMI e Reti Locali

Il punto in cui l'utenza è collegata alla rete in alta pressione SNAM è denominato REMI (o cabina REMI o City Gate) – (**REMI = Regolazione e Misura**)

Il REMI può essere:

- Un Cliente Finale (c.d. «diretto»)

- Una rete locale di distribuzione del gas

Il codice di rete prevede che ogni REMI abbia un impegno giornaliero di capacità in prelievo (Cg) che viene assegnato per 1 anno termico (da Ottobre a Settembre) e remunerato in base alla posizione geografica

Eventuali prelievi superiori alla Capacità conferita sono soggetti a penali molto elevate

La rete nazionale lavora in **alta pressione (> 70 bar)**. Le reti di distribuzione scendono fino ad **1 bar (pressione d'utenza)**

Il mercato del gas naturale

Come funziona il Mercato del Gas Naturale



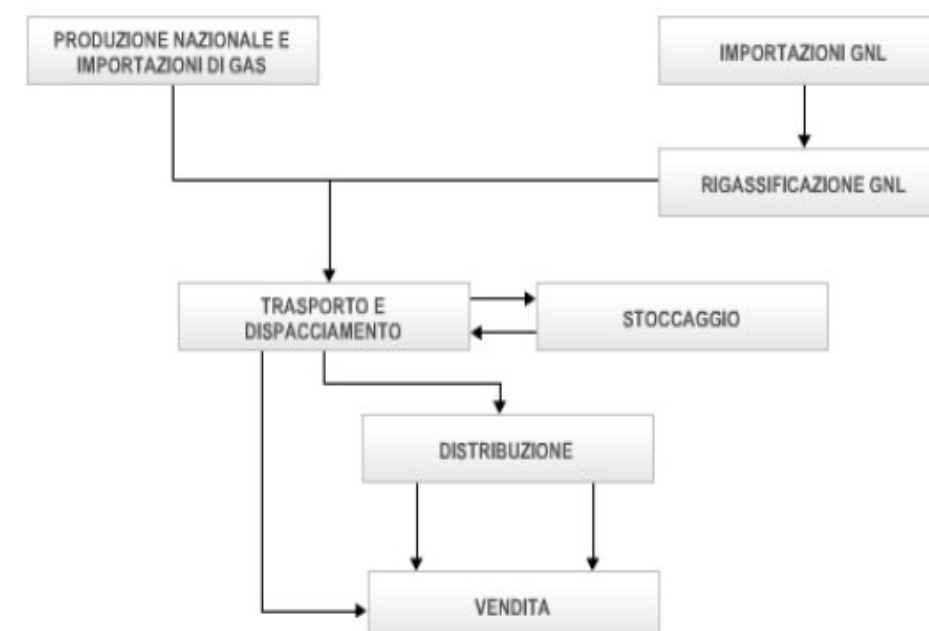
Il Mercato del Gas Naturale

Una volta importato o rigassificato, il gas viene immesso nella Rete di Trasporto nei Punti di Entrata, per essere movimentato fino alle reti di distribuzione locale, ai Punti di Riconsegna della Rete Regionale o a grandi clienti finali che possono essere rappresentati da centrali termoelettriche o da impianti di produzione industriale.

Il dispacciamento riguarda le attività di monitoraggio e di controllo a distanza della Rete di Trasporto.

Snam Rete Gas conferisce capacità di trasporto agli Shipper che ne fanno richiesta. In questo modo gli Shipper acquisiscono il diritto, in qualità di Utenti, di immettere o di ritirare, in qualsiasi giorno dell'anno termico, un quantitativo di gas non superiore alla portata giornaliera conferita.

- Le condizioni di accesso al servizio sono contenute nel Codice di Rete aggiornato da Snam Rete Gas sulla base dei criteri definiti dall'Autorità.
- Snam Rete Gas gestisce gli scambi/cessioni di gas immesso nella Rete Nazionale di Gasdotti presso il **"Punto di Scambio Virtuale" (PSV)** che fornire un punto di incontro tra domanda ed offerta ove effettuare transazioni bilaterali di gas naturale su base giornaliera
- Il Gestore dei Mercati Energetici - GME S.p.A. organizza e gestisce il **mercato del gas naturale** nell'ambito del quale gli operatori possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti e a termine.



Gli «hub» internazionali

Gli hub risultano, in termini di volumi, preminenti rispetto ai mercati spot (borse/mercati organizzati).

Il riferimento internazionale più importante per l'Italia è l'olandese **TTF (Title Transfer Facility)**, recentemente utilizzato anche come riferimento dall'Autorità e in molti contratti bilaterali.

Il differenziale tra i prezzi registrati in Italia e i prezzi internazionali si è progressivamente ridotto negli ultimi anni (mercato maturo).

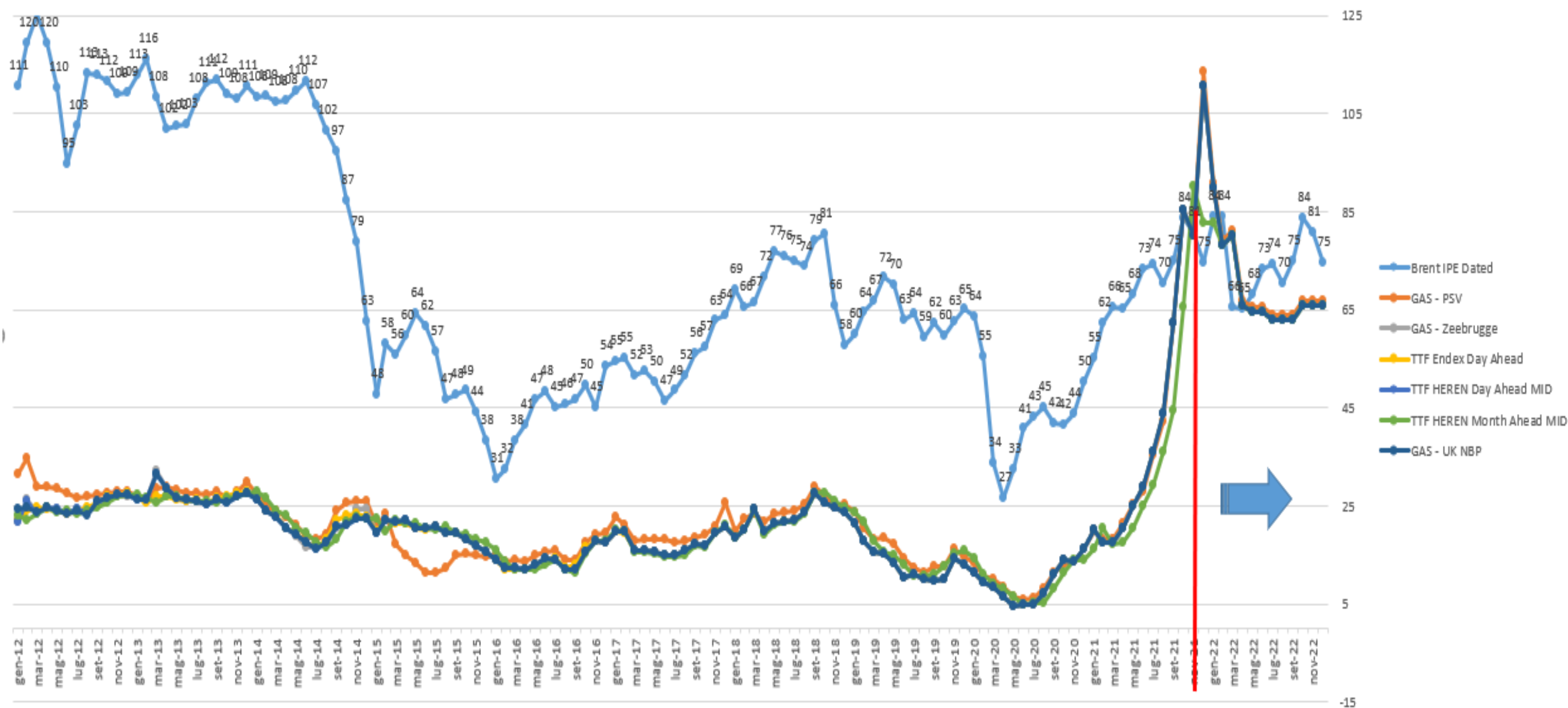
Dutch TTF Gas Futures

Contracts are for physical delivery through the transfer of rights in respect of Natural Gas at the Title Transfer Facility (TTF) Virtual Trading Point, operated by Gasunie Transport Services (GTS), the transmission system operator in the Netherlands. Delivery is made equally each hour throughout the delivery period from 06:00 (CET) on the first day of the month until 06:00 (CET) on the first day of the next month.

Physical hubs	Country	Hub type
Central European Gas Hub (CEGH)	Austria	Transit
Zeebrugge (ZEE)	Belgium	Transit
Virtual hubs	Country	Hub type
Gaspool (GPL)	Germany	Transition
National Balancing Point (NBP)	United Kingdom	Trading
NetConnect Germany (NCG)	Germany	Transition
Points d'Echange de Gaz Nord (PEG)	France	Transition
Points d'Echange de Gaz Sud (PEG)	France	Transition
Points d'Echange de Gaz TIGRF (PEG)	France	Transition
Punto Di Scambio Virtuale (PSV)	Italy	Transition
Title Transfer Facility (TTF)	The Netherlands	Trading

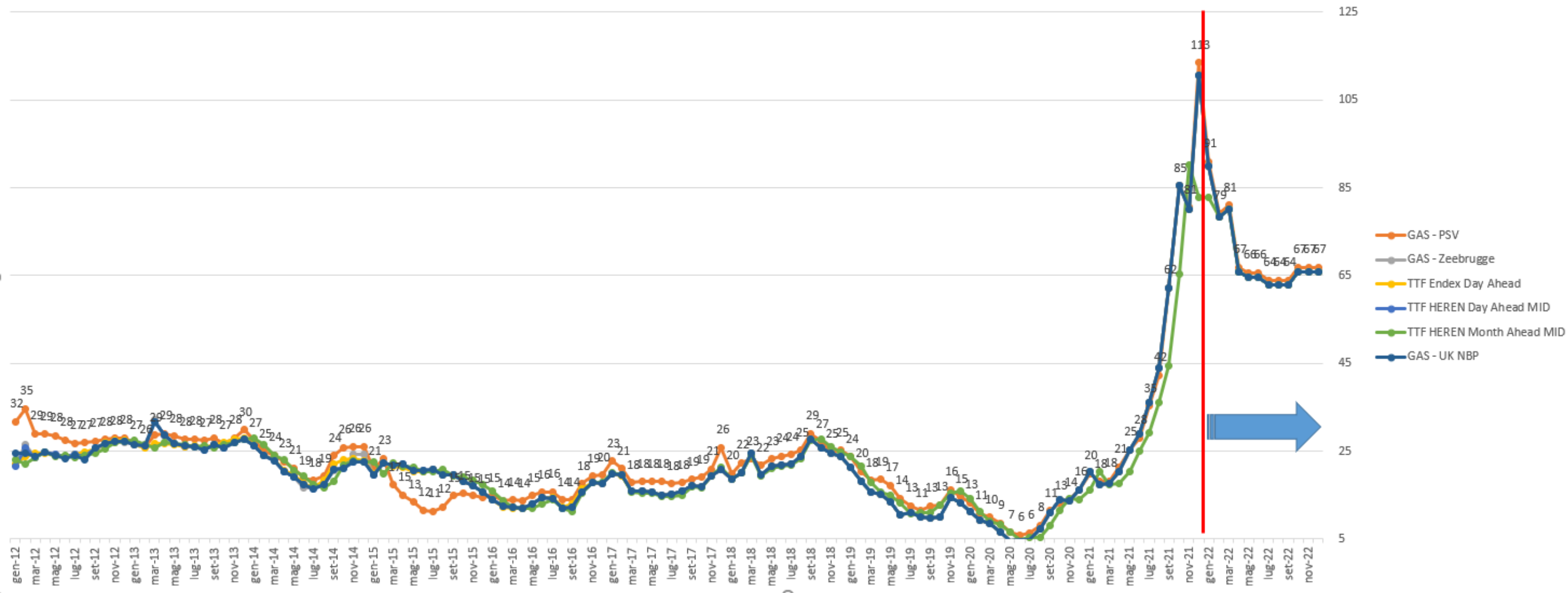
Correlazione tra indici

Andamento paniere BRENT [\$/bbl] - indici GAS [€/MWh]



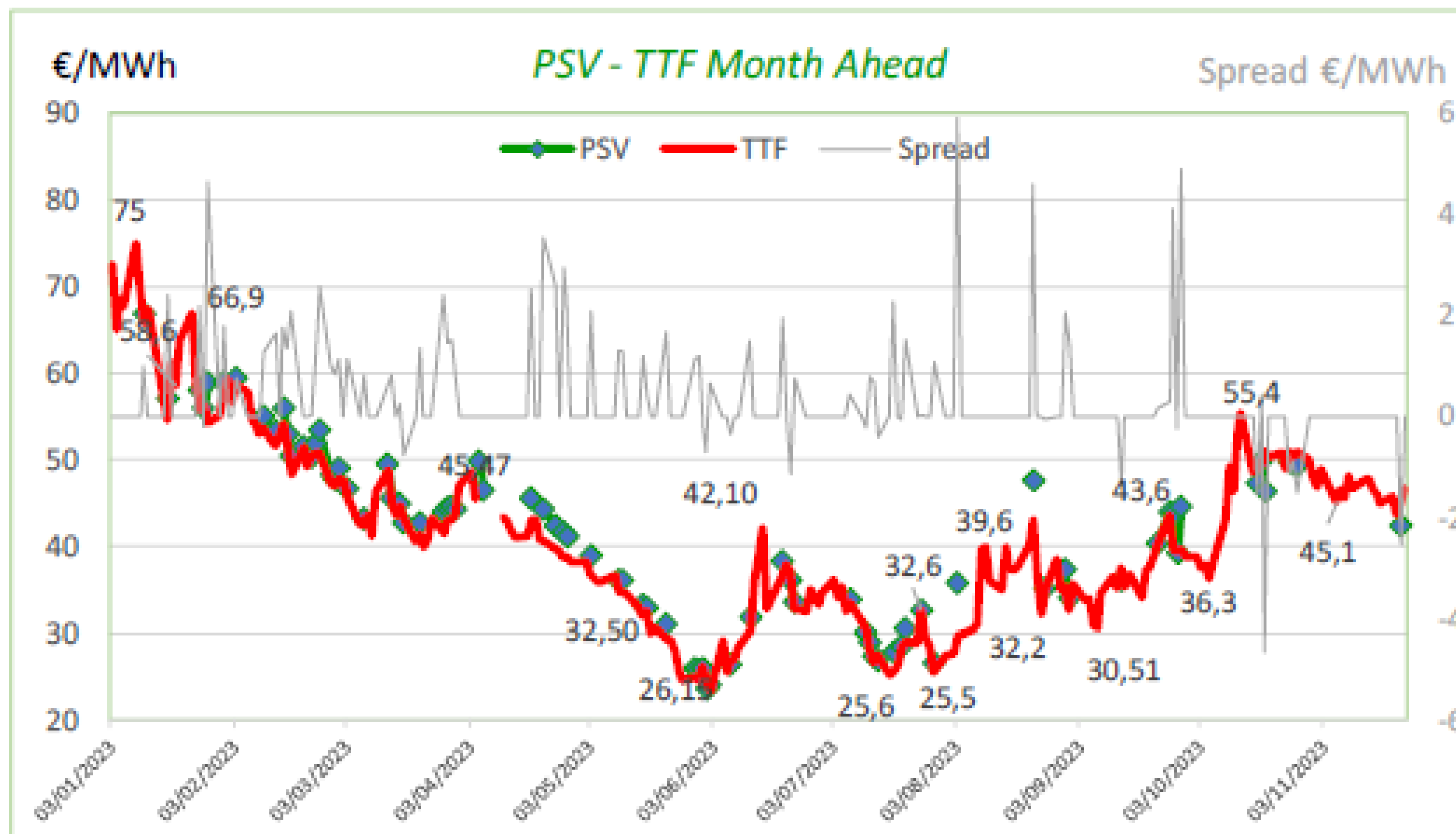
Correlazione tra indici

Andamento indici GAS [€/MWh]



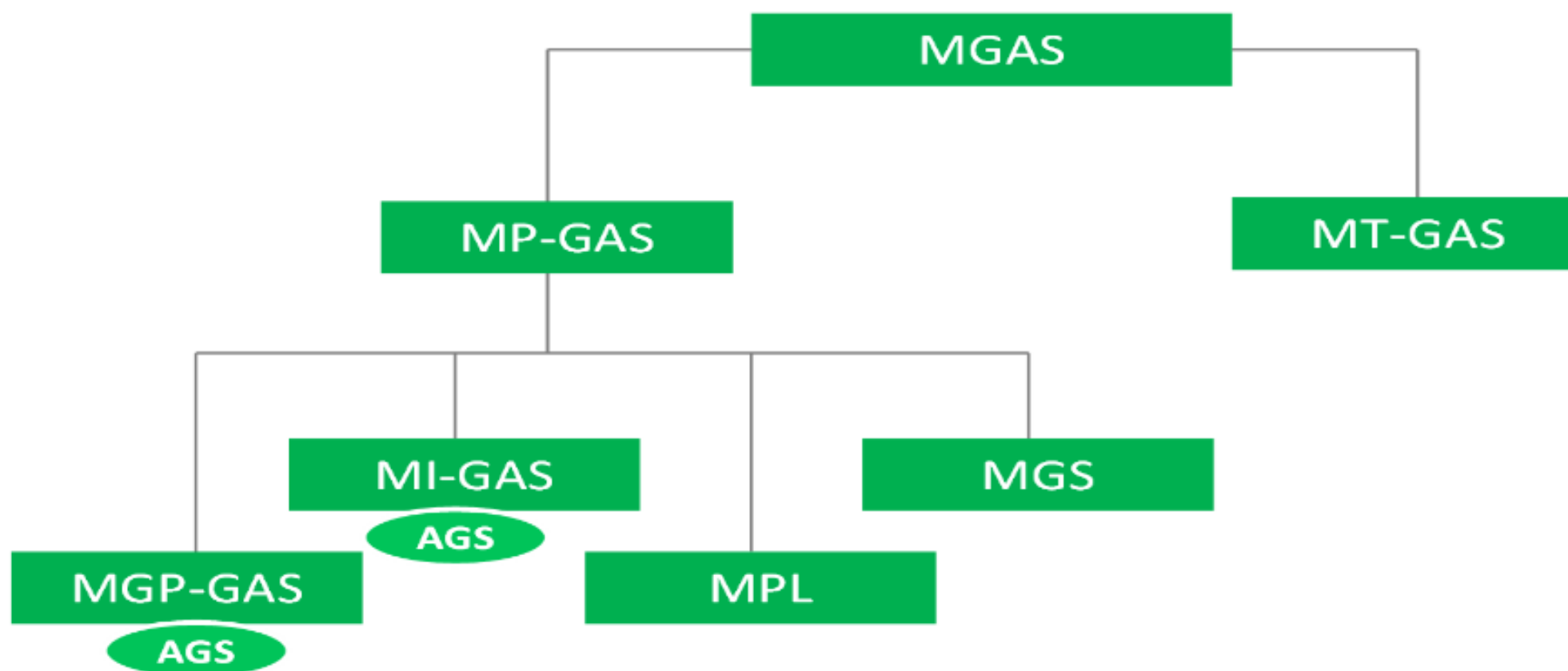
Future del gas

TTF - PSV futures Month ahead



I Mercati del Gas Naturale (MGAS)

Il GME organizza e gestisce il mercato del gas naturale, nell'ambito del quale gli operatori, che siano stati abilitati ad effettuare transazioni sul Punto di Scambio Virtuale (PSV), possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti, funzionali anche al bilanciamento del sistema gas, nonché quantitativi di gas a termine

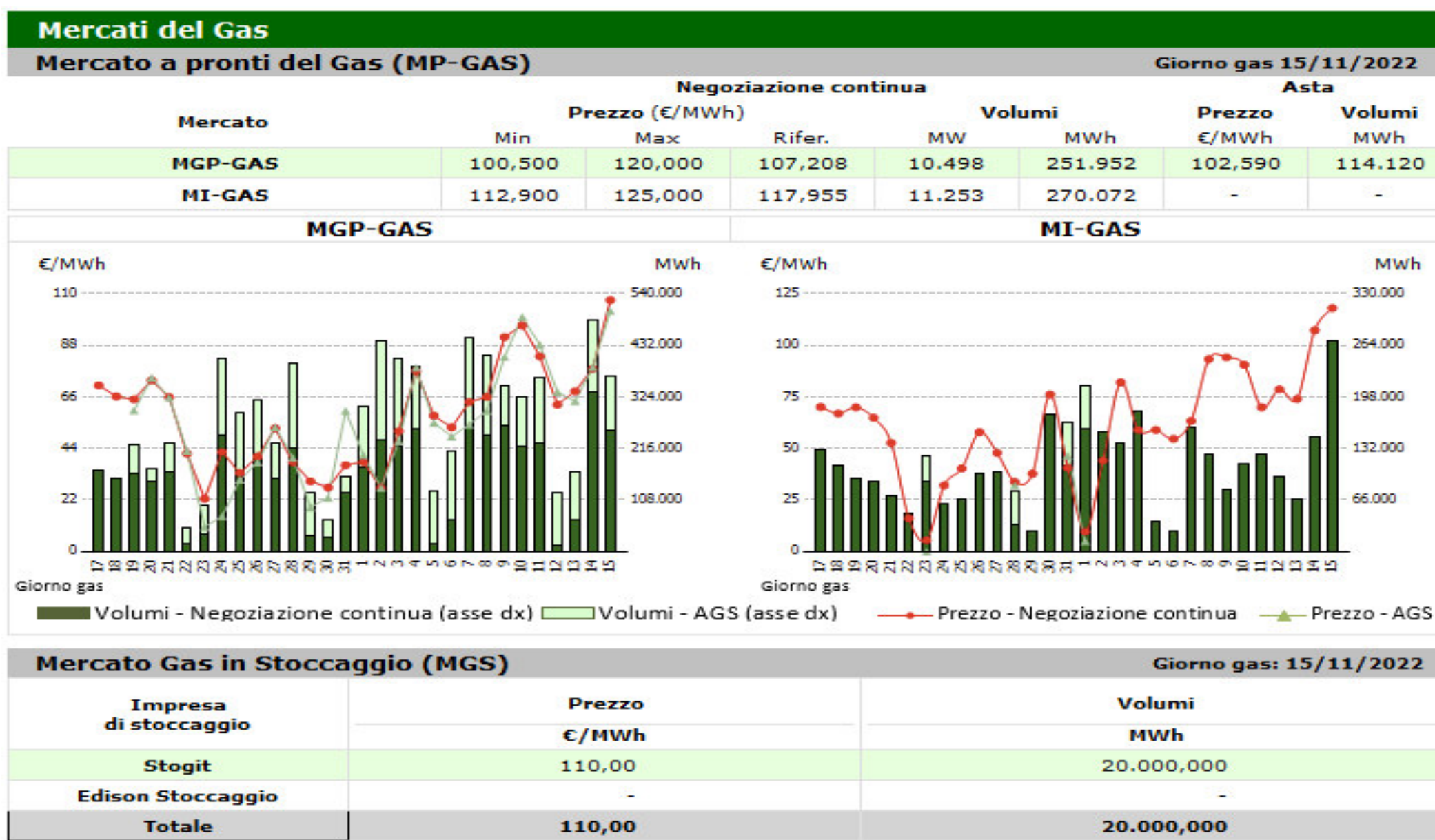


Fonte GME

I Mercati del Gas Naturale (MGAS)

- **Mercato del gas a pronti (MPGAS)**, costituito dall'insieme dei seguenti mercati:
 - **Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS)**. Il MGP-GAS si svolge secondo le modalità di negoziazione continua. Sul MGP-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas per il solo comparto dell'approvvigionamento di gas di sistema (**comparto AGS**) a partire dal girono G-1 fino ai tre giorni successivi a quello in cui si apre la sessione di negoziazione.
 - **Mercato infra giornaliero del gas (MI-GAS)**. Il MI-GAS si svolge secondo le modalità della negoziazione continua. Sul MI-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas per il solo comparto dell'approvvigionamento di gas di sistema (**comparto AGS**) relative al giorno corrispondente a quello in cui si apre la sessione di negoziazione.
 - **Mercato dei prodotti locational (MPL)**. Il MPL si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta. Le sessioni del MPL si svolgono unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato Snam Rete Gas si approvvigiona dagli utenti abilitati quantitativi di gas **necessari per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete**.
 - **Mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio (MGS)**. Il MGS si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta. Sul MGS possono essere negoziate dagli utenti abilitati e da Snam Rete Gas offerte di **acquisto e vendita di gas in stoccaggi**.
- **Mercato a termine del gas (MT-GAS)**. Il MT-GAS si svolge secondo le modalità della negoziazione continua. Sul MT-GAS vengono organizzati tanti book di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile, riferiti a diversi periodi di consegna, nell'ambito dei quali sono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas.
- Per operare sulla P-GAS è necessario che gli **operatori siano abilitati ad effettuare transazioni sul Punto di Scambio Virtuale (PSV)**.

I Mercati del Gas Naturale



In termini di prezzi, le quotazioni sui principali hub europei mostrano lievi ribassi, poco sotto i livelli di ottobre. Mediamente a novembre **l'IG Index (IGI), l'indice lanciato dal GME il 19 luglio 2023** con l'obiettivo di fornire un utile strumento di interpretazione e valutazione delle dinamiche osservate sui mercati del gas con consegna al PSV, si attesta a 42,32 €/MWh, in linea con quanto osservato negli stessi giorni sui principali hub europei.

Il Mercato della Tutela

Il servizio di tutela consiste nella fornitura di gas naturale alle condizioni economiche previste dall'Autorità

Hanno diritto al servizio di tutela:

- I punti di riconsegna nella titolarità di clienti **domestici** i cui titolari siano persone fisiche
- I punti di riconsegna relativi a **condomini** con uso domestico ed il gas non sia utilizzato in attività produttive, ivi inclusa la gestione calore con consumi non superiori a 200.000 Smc/anno

TERMINE: GENNAIO 2024

Fornitore di Ultima Istanza e Servizio Di Default

Il cliente finale che si trovi, anche temporaneamente, senza un fornitore di gas naturale ha diritto ai seguenti servizi:

Servizio di Fornitura di Ultima Istanza (FUI), qualora la mancata fornitura avvenga:

1. per cause indipendenti dalla sua volontà, con riferimento a:
 - ciascun punto di riconsegna nella titolarità di un **cliente domestico**;
 - ciascun punto di riconsegna relativo a un **condominio** con uso domestico con consumo non superiore a 200.000 Smc/anno;
 - ciascun punto di riconsegna per **usi diversi con consumo non superiore a 50.000 Smc/anno**.
2. per qualsiasi causa, con riferimento a ciascun punto di riconsegna nella titolarità di un'utenza relativa ad attività di **servizio pubblico** (ospedali, scuole, ecc.)

Servizio Di Default (SDD) per il quale:

- non sussistono i requisiti per l'attivazione del servizio di fornitura di ultima istanza, di cui al precedente punto;
- pur sussistendo i requisiti per usufruire del servizio di fornitura di ultima istanza, ne sia impossibile l'attivazione.

Al fine di garantire i servizi di ultima istanza l'Acquirente Unico (AU) individua, attraverso procedure ad evidenza pubblica:

- uno o più fornitori relativamente al servizio di fornitura di ultima istanza
- uno o più fornitori relativamente al servizio di default

Il mercato del gas naturale

Prezzi e Tariffe del Gas



Composizione del Prezzo del GAS

Le componenti tariffarie che concorrono alla formazione del prezzo del Gas da rete sono le seguenti:

- La tariffa per il servizio di vendita (costo della materia prima)
- La tariffa per il servizio di trasporto
- Il corrispettivo per il servizio di distribuzione e misura
- Le componenti tariffarie aggiuntive (Maggiorazioni sul trasporto)
- L'imposta erariale
- L'IVA di Legge

I parametri di riferimento per la definizione del prezzo della materia prima:

- **Standard metro cubo (Smc):** lo standard metro cubo esprime la quantità di gas contenuta in un metro cubo a condizioni standard di temperatura (15 C°) e pressione (1.013,25 millibar, cioè la pressione atmosferica).
- **Potere Calorifico Superiore (PCS):** il potere calorifico superiore, rappresenta la quantità di energia contenuta in un metro cubo di gas a condizioni standard di temperatura e pressione. Di norma si misura in GJ/Smc.

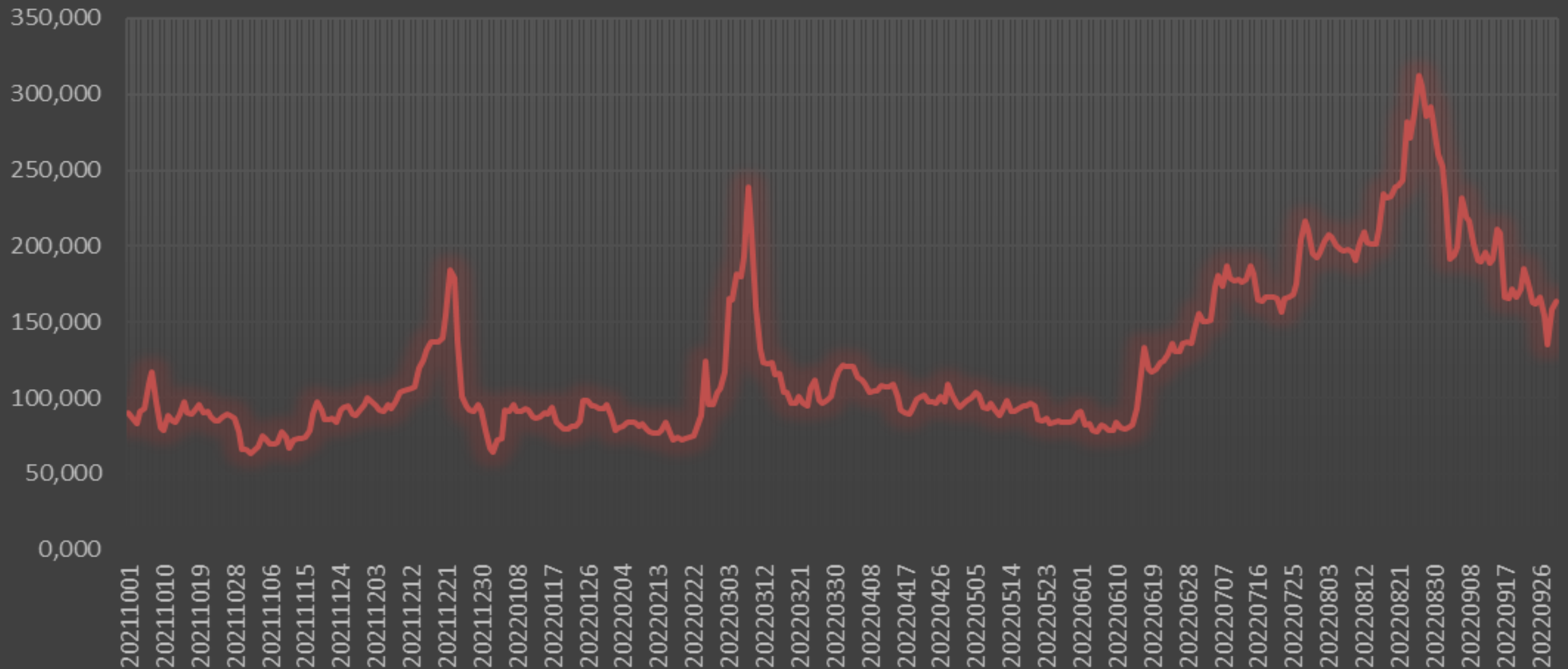
La scelta del Prezzo del GAS

- ▶ Le offerte di norma disponibili sul mercato si distinguono in formule a:
 - ▶ **Prezzi fissi**, invariati per tutto il periodo di fornitura fissati ex ante.
 - ▶ **Prezzi indicizzati** su formule oil (sempre meno utilizzati) o di mercato (principalmente TTF) variabili per tutto il periodo di fornitura.
- ▶ Il prezzo proposto sul mercato libero è tipicamente di tipo **monomio o binomio**. La tariffa di tipo binomio è costituita da un termine fisso (a copertura dei costi fissi e per la capacità giornaliera) e uno proporzionale legato alla materia prima gas eventualmente indicizzato con panieri di combustibili e cambi monetari. La parte oggetto di negoziazione è la componente variabile.
- ▶ La durata dei contratti più comune è di 12 mesi su **anno termico (Ottobre-Settembre)** ma non ci sono vincoli particolari su durata/periodo.
- ▶ Forme intermedie tra quelle sopra elencate si possono **combinare per periodi (es. estate/inverno) e/o volumi (base-load/modulazione fisso/variabile)** in modo analogo a quanto avviene per l'elettricità.

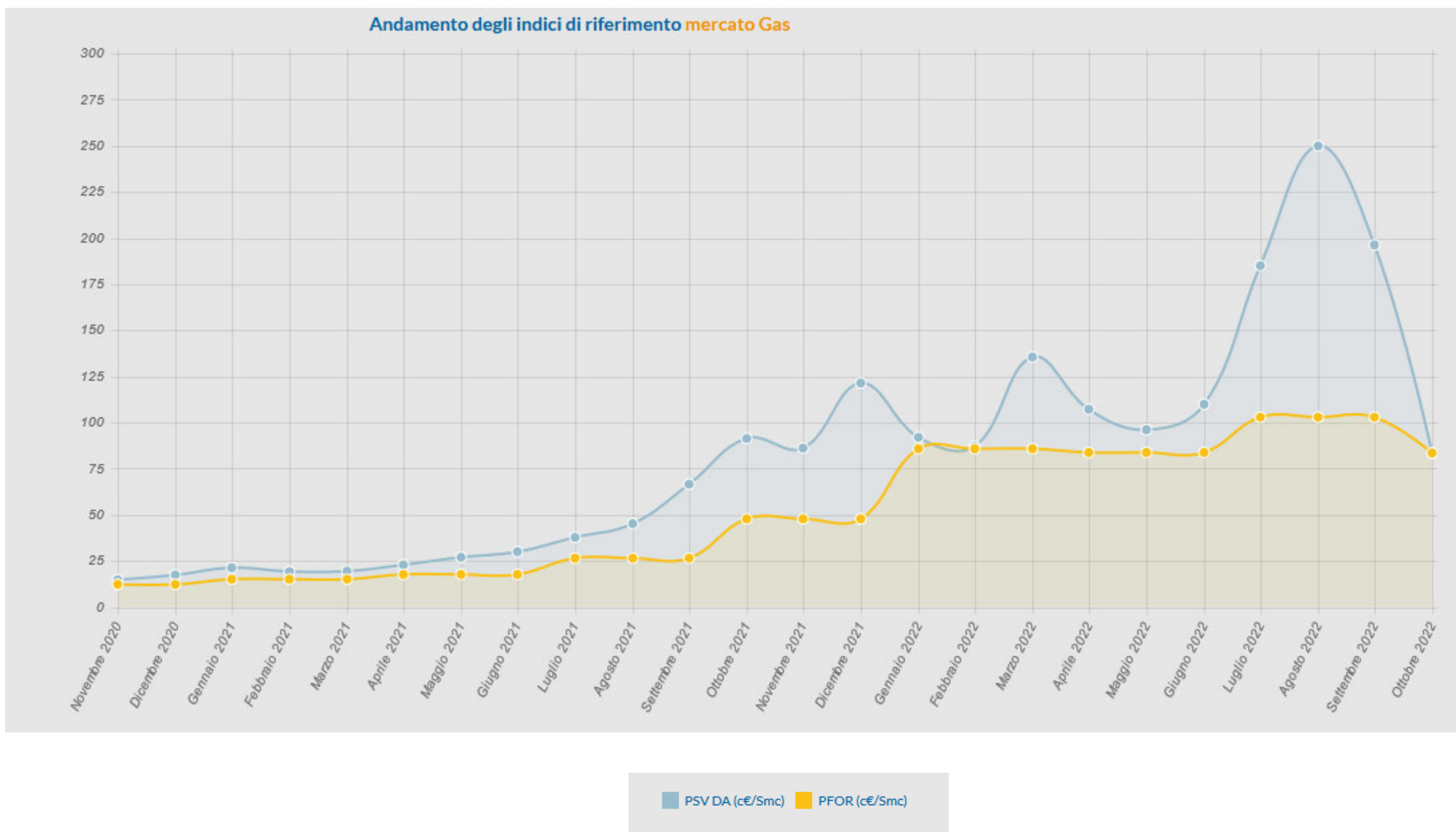
MGP GAS A.T. 2021-2022

Prezzo medio ponderato MGP Gas Anno Termico 2021-2022

— Prezzo medio ponderato/
Weighted average price €/MWh



PSV e PFOR GAS A.T. 2021-2022



Indice CONSIP per la PA

Fonte: <https://www.acquistinretepa.it>

L'INDICE: LA FORMULA

$$P_{VAR,i,t} = P_{FOR,t} + V_{VAR,i}$$

dove:

- $P_{VAR,i,t}$: prezzo del gas naturale, espresso in Eurocent/smc, del trimestre t-esimo, differenziato per ciascuna combinazione i -esima di Categoria d'Uso e Cluster di consumo, calcolato alla quarta cifra decimale; il prezzo si riferisce al PCS di riferimento del Capitolato Tecnico. In fattura il suddetto prezzo viene adeguato in proporzione al PCS Convenzionale vigente nel periodo di prelievo nell'ambito di pertinenza del singolo PdC/PdR.
- $P_{FOR,t}$: espresso in Eurocent/smc, è l'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo, pari alla media aritmetica delle quotazioni forward trimestrali OTC relative al trimestre t-esimo del gas, presso l'hub TTF, rilevate da ICIS-Heren con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre t-esimo.
- $V_{VAR,i}$: è lo spread, espresso in Eurocent/smc, offerto dal Fornitore e differenziato per ciascuna combinazione i -esima di Categoria d'Uso e Cluster di consumo.

I parametri d'offerta per il Gas Naturale

UNITA' DI MISURA

I prezzi del GAS sono di norma espressi in:

- **€/Smc** (€ su Standard Metro Cubo precedentemente definito)
- **€/kWh** (€ su kWh termico: più diffuso in quanto legato al contenuto energetico del GAS) (*)

POTERE CALORIFICO SUPERIORE

I prezzi del GAS sono riferiti al PCS standard = 38.100 kJ/mc

- SNAM determina il PCS reale per ogni REMI e ad ogni mese con analisi chimiche
- Il prezzo di fornitura del gas è rapportato al PCS standard: quindi il costo in fattura sarà rapportato al PCS del mese di riferimento

Attenzione: dal 1/10/2015 il PCS viene calcolato da SNAM alla temperatura di 25°C diversamente dagli standard m3 (Smc) che sono riferiti alla temperatura di 15°C e quindi: Il PCS di riferimento attualmente utilizzato per la normalizzazione dell'energia, 38.100kJ/Sm³15-15 diventa 10,57275 kWh/Sm³25-15

*) 1 kWh = 3.600 kJ - Uno standard metro cubo di gas (Smc) con PCS pari a 38.500 kJ/Smc corrisponde a 38.500/3.600=10,69 kWh

Per passare da €/MWh a €/Smc occorre moltiplicare per **1,05833**:

18,00	€/MWh
1,80	€/kWh
10,69	kWh/Smc
19,24	€/Smc

Costo del Servizio di Trasporto

Le tariffe di trasporto sono aggiornate per ANNO SOLARE e sono dipendenti da:

- Punto d'ingresso del gas nel sistema
- Punto di riconsegna
- Utilizzo dello stoccaggio
- Capacità giornaliera impegnata
- Quantitativi complessivi vettoriati

La tariffa di trasporto T per il servizio di trasporto continuo su base annuale per l'utente è data dalla seguente formula:

$$T = (K_e * C_{Pe}) + (K_u * C_{Pu}) + (V * C_{Vu}) + (V_{fc} * C_{Vfc});$$

dove:

- K_e è la capacità conferita all'utente nel punto di entrata e della rete nazionale di gasdotto, espressa in m³/g;
- C_{Pe} è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotto relativo ai conferimenti nel punto di entrata e della rete nazionale di gasdotto, espresso in €/anno/m³/g;
- K_u è la capacità conferita all'utente nel punto di uscita u della rete nazionale di gasdotto, espressa in m³/g;
- C_{Pu} è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotto, relativo ai conferimenti nel punto di uscita della rete nazionale di gasdotto, espresso in €/anno/m³/g;
- V è il quantitativo di gas prelevato da un punto di uscita u della rete, espresso in m³;
- C_{Vu} è il corrispettivo unitario variabile, espresso in €/m³;
- V_{fc} è il quantitativo di gas prelevato da un punto di uscita u della rete, ad eccezione dei punti di uscita interconnessi con l'estero, espresso in €/m³;
- C_{Vfc} è il corrispettivo complementare unitario variabile per il recupero dei ricavi, espresso in €/m³.

Costo del Servizio di Trasporto

La tariffa del servizio di misura TM per il servizio di trasporto gas per l'anno 2021 su base annuale per l'utente è data dalla seguente formula:

$$TM = K_r * CM^T;$$

dove:

- CM^T è il corrispettivo unitario istituito, in base all'articolo 20 della Deliberazione n. 114/2019/R/GAS, per l'anno 2021, relativo ai conferimenti nei punti di riconsegna r delle reti regionali di gasdotti, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;
- K_r è la capacità conferita all'utente nel punto di riconsegna r delle reti regionali di gasdotti, espressa in metri cubi /giorno;

Nuovo meccanismo conferimento Cg

Dal 1/10/2023 è attivo un nuovo meccanismo per il conferimento della capacità giornaliera:

- Per i clienti allacciati alla rete di distribuzione la capacità di trasporto convenzionale è definita per ogni PDR dal SII in funzione della tipologia di misuratore (giornaliero, mensile o annuale) e della categoria d'uso (riscaldamento, ACS, industriale)
- Per i clienti allacciati direttamente alla rete di trasporto è stata introdotta la possibilità di conferimenti della CG infrannuale: Trimestrale, mensile e giornaliera

Nel caso di assegnazioni infrannuale il costo giornaliero della capacità di trasporto sarà corretto tramite i seguenti coefficienti correttivi

Prodotto di capacità infrannuale	Moltiplicatore					
	Punti di entrata transfrontalieri	Punti di uscita transfrontalieri	Punti di riconsegna termoelettrici	Punti di riconsegna industriali	Punti di riconsegna city gate	Altri punti di uscita / riconsegna
Semestrale	1,1	1,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Trimestrale	1,2	1,2	n.d.	1,2	n.d.	n.d.
Mensile	1,3	1,3	2 ⁽¹⁾	1,3	n.d.	n.d.
Giornaliero	1,5	1,5	7 ⁽¹⁾	1,7	⁽²⁾	n.d.
Infragiornaliero	1,5	1,5	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

“n.d.”: Prodotto di capacità infrannuale non disponibile.

(1) Disciplinato nell'ambito della deliberazione 512/2017/R/GAS, punto 1, lettere b) e c).

(2) Cfr. Criterio di calcolo di cui al comma 15.2. Ai sensi del comma 4.1 della deliberazione 72/2023/R/GAS, in prima applicazione, per il periodo 1° ottobre 2023 – 30 settembre 2024 il coefficiente moltiplicativo è posto uguale a 4.

$$T = \sum_i \left(\frac{CP_u}{365} * gg_i * Moltipl * C_{g,i} \right)$$

Modifica corrispettivo di scostamento: clienti diretti

- Non si considera il max scostamento Cg del mese
- Scostamento rilevato ogni singolo giorno
- Nessuna % di tolleranza sulla CG (precedentemente era del 10%)
- Nessun cap alla spesa annuale massima per il corrispettivo di scostamento

Il corrispettivo di scostamento sarà così calcolato

- $SCg \cdot (Cpu/365 \cdot 1,7) \rightarrow$ per autotrazione con $SCg \leq 50 \%$
- $SCg \cdot (Cpu/365 \cdot 1,7) \cdot 1,1 \rightarrow$ per diretti industriale oper autotrazione con $SCg \geq 50 \%$
- $SCg \cdot (Cpu/365 \cdot 7) \cdot 1,1 \rightarrow$ per diretti termoelettrici

Con SCg pari allo scostamento su singolo giorno tra prelievo e Cg conferita nel medesimo giorno

Modifica corrispettivo di scostamento: clienti diretti

Esempio di calcolo del costo della penale:

Cliente industriale direttamente connesso con Remi d > 15 km e $C_{g,GY23} = 1000 \text{ smc/g}$

- | | $CP_u \text{ (euro/a/Smc/g)}$ |
|----------------------------|-------------------------------|
| Punti di riconsegna <15 km | 2,810118 |
| Punti di riconsegna >15 km | 2,946377 |
- 1° prelievo max nel mese oltre la CG = 1050 smc
Penale vecchia= 0 € $\rightarrow$ MaxSCg (M) < $C_g * 1,1$
Penale nuovo= $\text{MaxSCg} * C_{pu}/365 * 1,7 * 1,1 = 50 * 0,015095 = 0,75 \text{ €}$
 - 2° prelievo max nel mese oltre la CG = 1200 smc
Penale vecchia= $\text{MaxSCg (M)} * C_{pu} * 1,1 = 100 * 2,946377 * 1,1 = 324,10 \text{ €}$
Penale nuovo= $\sum_i (\text{MaxSCg}_i) * C_{pu}/365 * 1,7 * 1,1 = (50+200) * 0,015095 = 3,77 \text{ €}$

Per i clienti diretti sarà quindi possibile procedere ad ottimizzare i costi legati alla capacità soprattutto in presenza di attività legate a cicli produttivi ed a stagionalità

Tariffe di Distribuzione

Il corrispettivo a copertura dei costi di distribuzione viene fatturato separatamente e in modo passante, così come accise ed addizionali.

Il servizio prevede l'applicazione delle componenti tariffarie τ_1 e τ_3

Vengono inoltre applicate le componenti tariffarie aggiuntive previste dall'Autorità GS, RE, RS, UG1, UG2, UG3, ST, VR.

Il riferimento normativo è costituito dal «Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (TUDG)», pubblicato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas

L'Autorità pubblica annualmente le tariffe per la distribuzione del gas, suddivise per zone tariffarie. La struttura è su scaglioni di consumo annuali

La tariffa è composta dalle seguenti componenti:

- τ_1 , composta dagli elementi $\tau_1(\text{dis})$, $\tau_1(\text{mis})$, $\tau_1(\text{cot})$, espresso in euro per punto di riconsegna, aggiornamento annuale;
- τ_3 , espressa in centesimi di euro per standard metro cubo, differenziato per scaglione di consumo, aggiornamento annuale;

Oltre alle “maggiorazioni” definite trimestralmente dall'Autorità

- UG1, espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli;
- UG2, espressa in centesimi di euro/standard metro cubo e in €/PDR/anno, a compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio
- UG3, a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione;
- GS, espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
- RE, espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- RS, espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas.
- ST relativa allo sconto tariffario di gara di cui all'articolo 13 del decreto 12 novembre 2011;
- VR, a copertura della differenza tra VIR e RAB.t

Oneri Aggiuntivi

Trimestralmente l'Autorità pubblica le tariffe relative agli Oneri Aggiuntivi (QOA), valide per il trimestre successivo, che si vanno a sommare alle tariffe precedentemente viste per il trasporto, queste possono non essere applicate in alcuni contratti del mercato libero. Le tariffe sono di seguito elencate:

- CRVi espresso in euro/Sm³, a copertura degli oneri per il contenimento dei consumi di gas;
- CRVos espresso in euro/Sm³, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio e degli oneri sostenuti dal Gestore dei Servizi Energetici;
- CRVbl espresso in euro/Sm³, a copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema gas;
- CRVst espressa in euro/Sm³, a copertura degli oneri derivanti dalla disciplina del "settlement gas", da applicare ai quantitativi di gas riconsegnati all'utente del servizio di trasporto nei punti di riconsegna che alimentano le reti di distribuzione;
- CRVfg espresso in euro/Sm³, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione del Gnl;
- CRVcs espressa in euro/Sm³ a copertura degli oneri per la disponibilità dello stoccaggio strategico, da applicare ai quantitativi di gas riconsegnati all'utente del servizio di trasporto nei punti di riconsegna che alimentano le reti di distribuzione.

Tariffe di distribuzione su Rete Locale

Tabella 1
Tariffa obbligatoria per l'anno 2024

Zona Tariffaria	t ₁ (cot) (euro/PDR)	t ₁ (dis) G4..G6 (euro/PDR)	t ₁ (dis) G10..G40 (euro/PDR)	t ₁ (dis) oltre G40 (euro/PDR)	t ₁ (mis) G4..G6 (euro/PDR)	t ₁ (mis) G10..G40 (euro/PDR)	t ₁ (mis) oltre G40 (euro/PDR)	da smc/anno	a smc/anno	t ₃ (dis) (centesimi di euro/smc)	ST (euro/PDR)	VR (euro/PDR)	CE (euro/PDR)
AMBITO NORD OCCIDENTALE (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria)	1,97	46,78	335,49	712,08	29,20	200,42	423,75		120	0,0000	-0,03	0,08	
								121	480	9,4791			
								481	1.560	8,6760			
								1.561	5.000	8,7125			
								5.001	80.000	6,5100			
								80.001	200.000	3,2976			
								200.001	1.000.000	1,6184			
								1.000.001		0,4502			
AMBITO NORD ORIENTALE (Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli ed Emilia)	1,97	38,85	283,23	590,19	26,57	184,54	382,96		120	0,0000	-0,25	0,06	
								121	480	6,9824			
								481	1.560	6,3909			
								1.561	5.000	6,4178			
								5.001	80.000	4,7954			
								80.001	200.000	2,4291			
								200.001	1.000.000	1,1921			
								1.000.001		0,3316			
AMBITO CENTRALE (Toscana, Umbria e Marche)	1,97	44,45	295,47	730,38	26,97	171,01	420,58		120	0,0000	0,00	0,00	
								121	480	9,5525			
								481	1.560	8,7432			
								1.561	5.000	8,7800			
								5.001	80.000	6,5605			
								80.001	200.000	3,3231			
								200.001	1.000.000	1,6309			
								1.000.001		0,4537			
AMBITO CENTRO-SUD ORIENTALE (Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata)	1,97	37,46	273,92	574,10	26,45	184,20	384,47		120	0,0000	0,00	0,00	
								121	480	11,7292			
								481	1.560	10,7354			
								1.561	5.000	10,7806			
								5.001	80.000	8,0554			
								80.001	200.000	4,0804			
								200.001	1.000.000	2,0025			
								1.000.001		0,5571			
AMBITO CENTRO-SUD OCCIDENTALE (Lazio e Campania)	1,97	51,74	375,68	775,45	31,37	218,65	449,77		120	0,0000	-0,34	-0,57	
								121	480	16,5431			
								481	1.560	15,1415			
								1.561	5.000	15,2052			
								5.001	80.000	11,3614			
								80.001	200.000	5,7550			
								200.001	1.000.000	2,8244			
								1.000.001		0,7857			
AMBITO MERIDIONALE (Calabria e Sicilia)	1,97	64,99	450,25	1016,66	29,42	195,18	438,87		120	0,0000	0,00	0,00	
								121	480	22,6036			
								481	1.560	20,6886			
								1.561	5.000	20,7756			
								5.001	80.000	15,5237			
								80.001	200.000	7,8634			
								200.001	1.000.000	3,8592			
								1.000.001		1,0736			
AMBITO SARDEGNA	1,97	3697,23	4082,49	4648,90	29,42	195,18	438,87		120	0,0000	0,00	0,00	-3632,24
								121	480	22,6036			
								481	1.560	20,6886			
								1.561	5.000	20,7756			
								5.001	80.000	15,5237			
								80.001	200.000	7,8634			
								200.001	1.000.000	3,8592			
								1.000.001		1,0736			

Tariffe di distribuzione su Rete Locale

Tabella 9: Componenti tariffarie GS, RS e UG1

Tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura di cui al comma 42.3 della RTDG	Scaglione di consumo	Consumo annuo (smc/anno)	componente tariffaria GS (lettera c)	componente tariffaria RS (lettera e)	componente tariffaria UG1 (lettera f)
			Centesimi di euro/standard metro cubo	Centesimi di euro/standard metro cubo	Centesimi di euro/standard metro cubo
	1-6	fino a 200.000	0,0000	0,1186	1,4455
	7-8	oltre 200.000	0,0000	0,0600	0,7304

Tabella 11: Componente tariffaria RE

Classe di agevolazione	Scaglione di consumo	Consumo annuo (smc/anno)	componente tariffaria RE				
			componente della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura di cui al comma 42.3, lettera d), della RTDG				
			Centesimi di euro/standard metro cubo				
			Aliquota complessiva RE	Quota parte elemento RE _G	Quota parte elemento RE _{TEE}	RE _{min}	
						Quota parte destinata al conto di cui all'art. 79 della RTDG	Quota parte destinata al conto di cui al comma 10.1, lettera q), del TIPPI
CLASSE 0	1-6	fino a 200.000	1,2695	0,0685	0,4796	0,0500	0,0800
	7-8	oltre 200.000	0,7057	0,0346	0,2423	0,0500	0,0800
CLASSE FAT	1-6	fino a 200.000	0,9868	0,0000	0,3606	0,0500	0,0800
	7-8	oltre 200.000	0,5629	0,0000	0,1822	0,0500	0,0800
CLASSE VAL	1-6	fino a 200.000	0,1300	0,0000	0,0000	0,0500	0,0800
	7-8	oltre 200.000	0,1300	0,0000	0,0000	0,0500	0,0800
CLASSE GNE	1-6	fino a 200.000	0,1300	0,0000	0,0000	0,0500	0,0800
	7-8	oltre 200.000	0,1300	0,0000	0,0000	0,0500	0,0800

Le imposte che gravano sulle forniture di Gas

GAS METANO

ACCISA

<i>USO</i>	<i>SCAGLIONE (Smc/Anno)</i>	<i>ACCISA (€/Smc)</i>
CIVILE	fino a 120	0,044
	da 121 a 480	0,175
	da 481 a 1.560	0,170
	oltre 1.560	0,186
TERRITORI DI CUI ALL'ART. 1 DPR 6/3/78	fino a 120	0,038
	da 121 a 480	0,135
	da 481 a 1.560	0,120
	oltre 1.560	0,150
INDUSTRIALE (1)	fino a 1.200.000 (2)	0.012498
	oltre a 1.200.000 (2)	0,007499
PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA		0,0004493
AUTOPRODUZIONE EN. ELETTRICA		0,0001348
FORZE ARMATE NAZIONALI (3)		0,01166
USI METALLURGICI, MINERALOGICI, RIDUZIONE CHIMICA, PROCESSI ELETTROLITICI		ESCLUSI
AUTOTRAZIONE		0,00331

Le imposte che gravano sulle forniture di Gas

Addizionale Regionale

ADDIZIONALE REGIONALE E IMPOSTA SOSTITUTIVA Tributo istituito con D.Lgs 398 del 21/12/90

<i>AMBITO DI APPLICAZIONE</i>	<i>SCAGLIONE (Smc/Anno)</i>	<i>ADDIZ. (€/Smc)</i>
REGIONE LOMBARDIA	Abolita dal 2002	
REGIONE LAZIO	Consumi fino a 120 Smc/anno	0,022
	Consumi tra 120 e 480 Smc/anno	0,03099
	Consumi tra 480 e 1.560 Smc/anno	0,03099
	Consumi > a 1.560 Smc/anno	0,03099
	Usi industriali fino a 1.200.000 Smc/anno	0,006249
	Usi industriali oltre 1.200.000 Smc/anno	0,00516
	Imposta sostitutiva per utenze esenti	0,03099

Il mercato del gas naturale

Le opportunità tariffarie nel mercato del Gas



Il decreto ministeriale del 2 marzo 2018 definisce, in conformità agli orientamenti comunitari in materia di aiuti di stato, le imprese a forte consumo di gas naturale che potranno accedere ad un regime di agevolazioni da adottare con successivo decreto ai sensi dell'articolo 21, commi 1 e 2 della Legge europea 2017.

La legge n 167 del 20/11/2017 prevede che con decorrenza dal 1° aprile 2022 le aziende a forte consumo di gas naturale, "gasivore", potranno richiedere il recupero di specifiche voci di spesa presenti in fattura gas, per un importo indicativo non inferiore a 18.000 €/(mln di sm³/anno)

Requisiti:

- Il volume minimo per accedere al beneficio è di 94.582 sm³/anno (media ultimi 3 anni).
- Operano nei settori dell'Allegato 3 alle Linee guida CE;
- Operano nei settori dell'Allegato 5 alla Linee guida CE e sono caratterizzate da un indice di intensità gasivora positivo determinato, sul periodo di riferimento (triennio antecedente), in relazione al VAL (Valore Aggiunto Lordo), non inferiore al 20%.

ATTENZIONE per accedere all'incentivo è necessario essere titolari di diagnosi energetica conforme all'allegato 2 del medesimo decreto legislativo 102/2014, comunicata all'ENEA ai sensi dell'articolo 8, commi 1 e 5, del medesimo decreto legislativo e in corso di validità, con evidenziazione dei parametri di riferimento per l'efficienza dei consumi di gas naturale in ciascun settore.

Le imprese gasivore che utilizzano il gas naturale totalmente, o per almeno l'80%, come materia prima per uso non combustibile saranno esonerate in tutto o in parte dal pagamento delle componenti tariffarie RET (trasporto) e RE (distribuzione).

REt = componente tariffaria del trasporto gas pagato dagli utenti diretti SNAM

valore esempio di Gennaio 2024 = 1,1768 c€/m³

RE = componente tariffaria del trasporto gas pagato dagli utenti allacciati alla rete locale (indiretti)

valore esempio di Gennaio 2024 = 1,2695 c€/m³

ESEMPIO:

- 100.000 sm³ il vantaggio è di 1.000 €
- 1.000.000 sm³ il vantaggio è di 10.000 €

Requisiti per le aziende gasivore:

- Consumo medio gas naturale pari ad almeno 1 GWh/anno (ovvero 94.582 Smc/anno)
- Operano nei settori ATECO di cui all'allegato 1 del DM
- Caratterizzate da un indice di intensità Gasivora, in relazione al VAL superiore al 20% oppure in relazione al fatturato superiore al 2%
- Adottato le misure per l'uso efficiente dell'energia in conformità alle disposizioni del D.Lgs. 102/2014, ovvero:
 - ➡ sono in possesso della certificazione ISO 50001, oppure
 - ➡ sono in possesso di una Diagnosi Energetica conforme al D.Lgs. 102/2014
 - ➡ Devono effettuare almeno un intervento nei 4 anni che intercorrono tra una diagnosi e l'altra
 - ➡ Poiché le componenti RE ed RET sono state nulle per tutto il 2023, l'intervento può essere rinviato al quadriennio successivo

Requisiti per le aziende gasivore:

- Ultimo valore della RET (diretti) (dal 1.1.2024): 1,1768 €/Smc
- Ultimo valore della RE (indiretti) (dal 1.1.2024): 1,2695 €/Smc

Apertura portale per domande:

- Fino al 16.11.2023 per imprese non neo-costituite
- Fino al 31.12.2023 per imprese neo-costituite
- Entro il 28.02.2024 sessione suppletiva (+200 euro di contributo)

Classe di intensità gasivora rispetto al VAL	Livello di contribuzione rispetto alle componenti RE ^{TIG} e RE ^{IG}
$20\% \leq i_{VAL} < 30\%$	1,5% VAL
$30\% \leq i_{VAL} < 40\%$	0,8% VAL
$40\% \leq i_{VAL} < 50\%$	0,6% VAL
$i_{VAL} \geq 50\%$	0,5% VAL

Classe di intensità gasivora rispetto al fatturato	Livello di contribuzione rispetto alle componenti RE ^{TIG} e RE ^{IG}
$i_{fat} < 2\%$	100%
$i_{fat} \geq 2\%$	20%

GAS RELEASE

- Periodo di fruizione: 5 anni a partire dal 01.10.2024
- Procedura dedicata alle aziende a forte consumo di gas
 - Soglia di consumo (calcolato sulla media degli ultimi 3 anni)
 - Rapporto costo MP su VAL
 - Prevalenza uso gas su energia elettrica
- Assegnazione a mezzo di aste a prezzo marginale con soglia di prezzo tra 50 e 100 €/MWh
 - Calcolato sulla differenza rispetto al PSV
 - Riduzione delle tariffe per il servizio di trasporto e distribuzione
- I quantitativi di gas destinati alla GR sono determinati al 31 gennaio di ogni anno

INTERROMPIBILITA' GAS

Del ARERA 649/2022/R/GAS del 1° dicembre 2023 + procedura SNAM 05/12/22



INTERROMPIBILITÀ GAS DI PUNTA

☐ Tipo di servizio:

- servizio A: preavviso 24h, interruzione max 3 gg consecutivi lavorativi
- servizio B: preavviso 48h, interruzione min 3 gg consecutivi, max 5 gg
- Con cessione o senza cessione del gas al PSV

☐ Capacità richiesta: 12 milioni di Smc/g

☐ Giorni di possibile attivazione: 12, 15 e 18, anche non continuativi (4,5,6 attivazioni da 3 gg);

☐ Baseline di riferimento: consumo storico dal 1° ottobre al 10 dicembre 2022 (giorni lavorativi)

☐ Capacità offerta minima di 5.000 Smc/g per cliente aggregato e 50.000 Smc/g per cliente singolo e aggregatore

☐ Remunerazione fissa: max 18 €/Smc/g per 6 attivazioni; max 15 €/Smc/g per 5 attivazioni; max 12 €/Smc/g per 4 attivazioni

☐ Remunerazione variabile: $0,73 + 1,36 \text{ €/Smc}$ con cessione al PSV; $\text{Abs}(2,06 - \text{PSV}_{\text{DA}})$ – Max 70% della remunerazione fissa

☐ Rimborso CSVos: circa 5,5 €/Smc/g

INTERROMPIBILITA' GAS

Del ARERA 649/2022/R/GAS del 1° dicembre 2023 + procedura SNAM 05/12/22



INTERROMPIBILITÀ – RIDUZIONE VOLONTARIA DEI CONSUMI

- ❑ Tipo di servizio: mensile (gennaio, febbraio, marzo) - preavviso di 15 gg
- ❑ Riduzione richiesta: 300 milioni di Smc (per 3 mesi) da reperire mensilmente per il periodo dal 1° gennaio al 31 marzo 2023
- ❑ Baseline di riferimento: media dei consumi dei mesi omologhi dei 5 anni
- ❑ Remunerazione variabile: max 0,11 €/Smc applicato ai quantitativi oggetto di riduzione; oltre ai volumi di gas direttamente ridotto è possibile considerare anche l'equivalente risparmio di gas (tramite il coefficiente 4,73 kWh/Smc; rendimento del 45%), conseguente all'eventuale riduzione del prelievo o maggiore immissione di energia elettrica
- ❑ Rimborso CRVOS riferito ai 6 mesi invernali che – nella configurazione dell'aggregato Gas Intensive – ha avuto mediamente il valore di 0,08 €/Smc, incrementando del 74% la remunerazione

Riepilogo del corso (1)

Caratteristiche della materia gas

Prodotto naturale da giacimento importato al 90% dall'estero e distribuito su rete

Gli attori del mercato gas

UE, MASE, ARERA, GME, GSE, AU, Produttori, Shipper, Trader, Trasporto, Stoccaggio, Distribuzione, Utenti

Evoluzione del mkt gas

Completa liberalizzazione del mkt (2003) – Il D.lgs. 164/00

Vendita e produzione liberalizzati. Trasporto & distribuzione amministrati/regolati

La rete gas nazionale

35.000 km. 70 mld di Smc/anno

Il ruolo di SNAM:

- Gestione della rete nazionale in alta pressione (dispacciamento)
- Gestione degli stoccaggi (STOGIT)
- Gestione import/export via metanodotti
- Gestione impianti di rigassificazione (GNL)
- Gestione misure su cabine REMI
- Gestione piattaforma di scambio virtuale (PSV)

Riepilogo del corso (2)

Il mercato del gas

- Piattaforma su punto di scambio virtuale gestito da SRG (PSV)
- Mercato internazionale – principale indice di riferimento: Title Transfer Facility Olandese (TTF)
- Piattaforma gestita dal GME (MGAS): Mkt a pronti: MPGAS (MGP, MI, MPL, MGS) // Mkt a termine: MTGAS

Le tipologie di mercato gas

- Mercato libero (aperto a tutti gli utenti)
- Maggior tutela (piccoli consumatori)
- Fornitura di Ultima Istanza (FUI) (piccoli consumatori + PA scoperti di contratto)
- Mercato di Default (MD) (grandi consumatori scoperti di contratto)

Il prezzo del gas (composizione):

- La tariffa per il servizio di vendita (costo della materia prima)
- La tariffa per il servizio di trasporto
- Il corrispettivo per il servizio di distribuzione e misura
- Le componenti tariffarie aggiuntive (Maggiorazioni sul trasporto)
- L'imposta erariale
- L'IVA di Legge

Riepilogo del corso (3)

Il prezzo del gas (tipologia):

- Prezzo fisso
- Prezzo indicizzato: indice + spread (PSV, TTF...)

Il prezzo del gas (unità di misura):

- €/Smc (Smc: volume occupato dal gas ad 1 bar e a 15 °C)
- €/kWht (kWh termico: contenuto energetico del gas)
- PCS: contenuto energetico del gas (è quello che realmente si paga)

Il prezzo del gas (componenti passanti):

- Tariffe di trasporto (stoccaggio, capacità giornaliera impegnata, distanza percorsa sulla rete, q.tà vettoriata)
- Tariffe di distribuzione e misura
- Oneri aggiuntivi (componenti perequative)
- Imposte (accise, addizionali locali, IVA)

Riepilogo del corso (4)

Le opportunità di risparmio sulle forniture di gas

- Agevolazioni gasivori (basate su rapporto spesa energetica e VAL di aziende manifatturiere)
- Soggetti non sottoposti al pagamento delle accise (usi mineralogici, metallurgici, riduzione chimica, elettrolitici)
- Interrompibilità gas
- Gas Release



FEDERAZIONE ITALIANA PER
L'USO RAZIONALE DELL'ENERGIA



Grazie!



<https://blog.fire-italia.org>



<https://www.instagram.com/fire.energia>



<https://www.facebook.com/FIREenergy.manager>



<https://www.linkedin.com/company/fire-federazione-italiana-per-l'uso-razionale-dell'energia>



https://www.twitter.com/FIRE_ita

PER UN QUADRO COMPLETO
DELLE ATTIVITA' **FiRE**,
VISITA IL SITO!

