

ATTO UE n. COM(2021) 660 definitivo

Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni

Risposta all'aumento dei prezzi dell'energia: un pacchetto di misure d'intervento e di sostegno

Documentazione acquisita dalla X Commissione della Camera dei deputati

Sommario

Acquirente Unico	2
ARERA	7
ENEL	16
ENI	34
ENI - Risposte ai quesiti	45
Terna	49

Audizione X Commissione sull'andamento dei prezzi dei prodotti energetici

Si ringrazia la Commissione per aver dato alla società Acquirente Unico la possibilità di esprimere il proprio contributo su un tema che la coinvolge direttamente e che esplica i suoi effetti sui clienti in maggior tutela.

Gli aumenti record, che hanno recentemente interessato i prezzi dell'energia elettrica, mettono in evidenza le criticità strutturali di carattere industriale (dipendenza dal gas); di carattere infrastrutturale (sviluppo delle reti); di carattere normativo (oneri non direttamente connessi alla fornitura che gravano sulla bolletta).

Il Governo, attraverso un provvedimento d'urgenza, ha prontamente attenuato l'impatto del rialzo dei prezzi sul quarto trimestre, soprattutto per le famiglie più vulnerabili, azzerando gli oneri generali di sistema e potenziando l'importo destinato ai bonus sociali. Considerando, inoltre, il perdurare delle condizioni rialziste, il Governo ha stanziato ulteriori risorse nel disegno della Legge di Bilancio, per ridurre il peso degli oneri generali di sistema. Risorse, tuttavia, destinate ad esaurirsi nei primi mesi dell'anno e che non scongiureranno il pesante rialzo che potrebbe verificarsi nel primo trimestre del 2022.

La tendenza delle quotazioni delle materie prime e la conseguente reattività osservata sul PUN, non lasciano supporre il ritorno al regime precedente. In particolare, per il

primo trimestre del prossimo anno si attende un ulteriore rialzo dei prezzi, legato anche alla stagionalità, che potrebbe peggiorare in relazione alla disponibilità degli stoccaggi di gas e alle decisioni di natura geopolitica che assumerà l'Europa (soprattutto riguardo all'entrata in funzione del Nord Stream 2).

In uno scenario così turbolento, che genera come effetto perverso il rialzo dell'inflazione, sarà importante agire sui costi energetici delle famiglie e delle imprese italiane, attraverso misure i cui effetti si dispieghino sul medio-lungo termine e non solo nell'immediato. Tuttavia, anche a livello europeo, non c'è opinione condivisa su quali possano essere queste misure di medio termine.

Acquirente Unico, che ha il compito di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti che non hanno scelto un fornitore sul mercato libero, in passato, basava i propri acquisti su un portafoglio bilanciato, tra contratti a termine e acquisti in borsa, consentendo l'attenuazione della volatilità dei prezzi spot, con un vantaggio indiscutibile per i clienti finali. Dal 2017, per effetto della cosiddetta maggior tutela riformata, Acquirente Unico è costretta ad approvvigionare la totalità del suo fabbisogno esclusivamente sulla Borsa elettrica, esponendo attualmente 12 milioni di famiglie e 1,7 milioni di imprese alla piena oscillazione del PUN.

Sulla base delle informazioni ad oggi disponibili e dei livelli attesi sui mercati internazionali del gas, nel primo trimestre del prossimo anno, si potrebbe determinare un aumento delle condizioni economiche della maggior tutela di ben oltre il 20%,

rispetto all'ultimo aggiornamento, nonostante le azioni predisposte dal Governo sugli oneri.

Va comunque notato che, semplicemente utilizzando il Portale Offerte, gestito da Acquirente Unico, effettuando una ricerca su un consumatore domestico standard, si scopre che sono tutt'ora poche le offerte che battono il prezzo di tutela e la maggior parte di loro non sono riconducibili a operatori noti o di grandi dimensioni.

Osservando la questione dal punto di vista di Acquirente Unico, limitarsi ad acquistare sul mercato spot non consente di sfruttare al meglio lo strumento dell'approvvigionatore pubblico, che invece potrebbe essere utilizzato per attutire i rimbalzi di mercato, e anche per rispondere a finalità di carattere sociale. I consumatori caratterizzati da oggettive condizioni di difficoltà legate al basso reddito, all'età avanzata, alle condizioni di salute non sembrano disporre delle competenze e degli strumenti informativi necessari per partecipare al mercato in modo attivo, come anche disposto dalle direttive comunitarie che prevedono forme di tutela per i vulnerabili e i soggetti in povertà energetica. Inoltre, è da rilevare che la platea dei clienti in povertà si sta rovinosamente allargando, a causa delle condizioni economiche su cui ha pesato la pandemia.

Al fine di contenere l'impatto negativo sulle famiglie più svantaggiate, la soluzione che appare più sostenibile e applicabile in tempi brevi è il mantenimento della funzione di

garanzia della fornitura, assicurando anche l'universalità del servizio, nonché l'erogazione dei bonus sociali.

A questo proposito, le notizie sono incoraggianti: negli ultimi mesi, attraverso un intenso lavoro di allineamento della banca dati del SII con quella dell'INPS, Acquirente Unico ha avviato il meccanismo di attribuzione automatica dei bonus sociali. L'operazione ha finora permesso l'identificazione di **2,4 milioni** di nuclei familiari aventi diritto al bonus: risultato considerevole in relazione al numero di bonus erogati negli anni precedenti, quando i percettori del beneficio arrivavano a 700 mila. Le famiglie individuate percepiranno così in modo del tutto automatico il bonus spettante, comprensivo degli arretrati relativi all'anno in corso. È la realizzazione di una misura fondamentale in un periodo storico in cui le famiglie più povere hanno visto peggiorare le proprie condizioni, anche a causa del caro bollette. Tuttavia, nel mettere in campo misure di contenimento delle bollette, è da considerare che l'aumento della platea dei percettori del bonus, obiettivo che rimane prioritario, comporterà un aumento degli oneri stessi.

In sostanza, gli aiuti messi in campo dal Governo sono utili e importanti, ma, considerati gli scenari di medio e lungo termine, non possiamo pensare di risolvere un problema che appare farsi strutturale con misure contingenti che possono rivelarsi costosi e non risolutivi, né si può intervenire tutte le volte che il mercato determina una situazione di insostenibilità.

Nel quadro della transizione energetica potrebbe rientrare una revisione dell'intero assetto del sistema, secondo una visione strategica che tenga conto delle evoluzioni intervenute negli ultimi anni e degli obiettivi di lungo termine del Paese, perseguendo la sostenibilità economica, ecologica e sociale.

Per massimizzare i risultati occorre rivedere l'architettura del sistema, prevedendo, tra l'altro, misure che aiutino i soggetti più deboli del mercato ad accedere per vie innovative a una maggiore efficienza energetica, sfruttando la digitalizzazione, ma anche nuovi meccanismi – come le comunità energetiche - e nuovi modelli finanziari al loro servizio.

MEMORIA

486/2021/I/COM

**MEMORIA DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE IN MERITO ALL'ANDAMENTO DEI PREZZI
DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE**

Memoria per la X Commissione Attività produttive della Camera dei Deputati

9 novembre 2021

Signor Presidente, Onorevoli Deputati,

desidero ringraziare, anche a nome degli altri Componenti del Collegio, Gianni Castelli, Andrea Guerrini, Clara Poletti e Stefano Saglia, questa Commissione per avere invitato l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ad illustrare l'andamento dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale del secondo semestre dell'anno in corso e delle quotazioni riguardo il primo trimestre del 2022 e a formulare le proprie proposte in ordine al contenimento, in via strutturale, dei medesimi.

Con la presente memoria vorremmo, dunque, offrire oggi un contributo ai lavori della Commissione, offrendo contestualmente la piena disponibilità a fornire ulteriori dati ed integrazioni alle considerazioni che ci accingiamo ad esporre, sia in forma scritta, sia rispondendo direttamente ad eventuali domande e richieste di chiarimenti che gli Onorevoli deputati vorranno avanzare.

Il Presidente

Milano, 10 novembre 2021

1. Situazione dei prezzi dell'energia

Il vertiginoso aumento dei costi dell'energia sostenuti da famiglie e imprese nell'ultimo semestre preoccupa enormemente questa Autorità, ben consapevole che il prezzo dell'energia elettrica e del gas naturale rappresenti un fattore strategico per la crescita e per gli equilibri economici di famiglie e imprese del Paese.

Dopo la forte diminuzione avvenuta nel corso del 2020, cui si è assistito a causa della pandemia da COVID – 19, i prezzi dell'energia hanno subito una decisa impennata al rialzo, causata da una brusca accelerazione di tutti i costi delle materie prime - a seguito della ripresa economica e delle difficoltà occorse nelle filiere di approvvigionamento - e dalle alte quotazioni dei permessi di emissione di CO₂, con variazioni che, nel giro di pochi mesi, hanno proiettato i prezzi delle materie prime ben oltre i massimi storici.

L'effetto sulla platea dei consumatori è stato, tuttavia, mitigato grazie a una serie di interventi straordinari adottati anche con il contributo di questa Autorità.

Si ha riguardo, *in primis*, alle misure introdotte con il decreto-legge 25 maggio 2021, n. 73, convertito nella legge 23 luglio 2021, n. 106, recante “*Misure urgenti connesse all'emergenza da COVID-19, per le imprese, il lavoro, i giovani, la salute e i servizi territoriali*”, con il quale Governo e Parlamento hanno stanziato somme per 1,2 miliardi di euro per finanziare la riduzione della componente tariffaria A_{SOS} per il terzo trimestre 2021.

In attuazione di queste prime disposizioni legislative, l'Autorità ha adottato i conseguenti atti di competenza, che, anche grazie a un intervento sui rimanenti oneri generali (componente A_{RIM}), in particolare di quelli per la promozione dell'efficienza energetica (c.d. certificati bianchi), hanno consentito di contenere l'aumento delle bollette elettriche, al 30 giugno 2021, da circa il +20% in assenza di interventi al +9,9% (il riferimento è alla spesa dell'utente domestico tipo di elettricità).

Come noto, l'incremento del costo dell'energia non solo non si è attenuato ma, anzi, si è successivamente ulteriormente acuito, con riferimento sia all'energia elettrica sia al gas naturale.

Ciò ha determinato per il quarto trimestre 2021 ulteriori tensioni sui prezzi, che hanno reso necessaria una seconda azione straordinaria del Governo, cui ha collaborato fattivamente anche questa Autorità, che si è concretata nel decreto-legge 27 settembre 2021, n. 130, all'esame, in prima lettura, della Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica. Gli interventi adottati dal Governo, per complessivi 3,5 miliardi di euro (inclusa la riduzione dell'IVA sul gas), hanno consentito non solo di attenuare gli effetti degli aumenti del prezzo per l'energia elettrica e il gas naturale per 29 milioni di famiglie, oltre a 6 milioni di utenze elettriche “non domestiche” in larghissima

parte microimprese e piccole imprese, ma anche di neutralizzare del tutto l'aumento dei prezzi per i titolari dei *bonus* sociali.

Tuttavia, i dati disponibili confermano, pur con una forte volatilità su base settimanale, la tendenza a ulteriori rialzi dei prezzi dell'energia attesi per il primo trimestre del prossimo anno; inoltre, le quotazioni di medio periodo lasciano, ad oggi, intravedere un processo ancora lento di riallineamento verso prezzi più bassi, con prezzi del gas naturale superiori ai 40 EUR/MWh per tutto il 2022, per poi scendere verso i 30 EUR/MWh solo nel 2023.

In ambito internazionale, per quanto riguarda il prezzo del gas naturale, non si percepiscono, nel breve periodo, segnali di significativa inversione di tendenza rispetto ai massimi storici raggiunti negli hub europei, nonostante qualche tentativo di correzione al ribasso – peraltro di breve durata – a seguito del diffondersi di notizie riguardanti il potenziale aumento dell'offerta con l'entrata in operatività del gasdotto Nord Stream 2 e il rischio di riduzione della domanda per la chiusura di importanti stabilimenti industriali.

In relazione ai prezzi della CO₂, si rileva che lo scorso 14 luglio la Commissione europea ha presentato il pacchetto di misure cd. "*Fit for 55*", volto al perseguimento dell'obiettivo di riduzione, entro il 2030, delle emissioni di gas effetto serra di almeno il 55% rispetto al 1990, e del raggiungimento della cd. "*carbon neutrality*" entro il 2050.

Ciò ha determinato un rialzo di prezzi dei permessi emissivi di CO₂ più contenuti - ma pur sempre aumentati di oltre il 50% da inizio anno - rispetto agli aumenti dei prezzi del gas naturale.

I prezzi dell'energia elettrica in Europa, e in Italia in particolare, seguono i corsi del mercato del gas naturale (e di quello dei permessi di emissione), che costituisce la fonte degli impianti di produzione marginali. Le quotazioni di questi giorni pur con un leggero ribasso rispetto ai massimi delle scorse settimane vedono prezzi medi attorno ai 170 EUR/MWh per tutto il periodo invernale, per poi scendere intorno ai 110 EUR/MWh a partire dal mese di aprile 2022.

Alla luce del quadro delineato, si profila per il primo quadrimestre 2022 un ulteriore, potenzialmente significativo, aumento dei prezzi per i servizi di tutela (le attuali quotazioni del gas naturale per il primo trimestre 2022 sono molto superiori a quelle utilizzate per lo scorso aggiornamento), che determinerebbe criticità simili a quelle affrontate per il quarto trimestre 2021.

Occorre qui ricordare che le disposizioni contenute nel decreto-legge n. 130/21, in via di conversione in legge, oltre a contribuire al finanziamento delle riduzioni fiscali, hanno permesso di azzerare i livelli delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali solo per il quarto trimestre 2021; in assenza di ulteriori interventi, pertanto, agli aumenti

legati ai prezzi delle *commodity* si aggiungerebbero quelli legati al ripristino delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema.

Al momento, il Governo, approvando il disegno di legge recante il Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2022 e il bilancio pluriennale per il triennio 2022 – 2024, ha disposto che questa Autorità riduca le aliquote relative agli oneri generali di sistema fino a concorrenza dell'importo di 2.000 milioni di euro, trasferiti a tal fine alla Cassa per i servizi energetici e ambientali entro il 15 febbraio 2022, al fine di contenere gli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale nel primo trimestre 2022 (cfr. comunicato stampa del Consiglio dei Ministri del 28 ottobre 2021).

Nel complesso, si stima che la dimensione del fabbisogno totale di competenza 2022 per il supporto alle fonti rinnovabili (componente ASOS) potrebbe aggirarsi intorno ai 10 miliardi di euro, con una riduzione di poco più di un miliardo rispetto al fabbisogno previsto per il 2021 (circa 11 miliardi).

Non sono, invece, previste significative diminuzioni, almeno per il prossimo anno, del fabbisogno complessivo degli altri oneri generali (componente ARIM), destinata piuttosto ad aumentare in virtù degli impatti (anche significativi) degli aumenti dei prezzi sugli oneri relativi al bonus sociale e al regime speciale per le ferrovie.

L'Autorità formula, dunque, nel seguito ulteriori specifiche proposte in merito al possibile trasferimento di parte degli oneri in fiscalità generale.

2. Proposte per il contenimento strutturale dei prezzi dell'energia

Come più volte sottolineato da questa Autorità, la situazione degli oneri generali continua a destare forti preoccupazioni, con particolare riguardo al settore elettrico, non solo in relazione ai livelli elevati degli stessi, che gravano sulla competitività del sistema produttivo del nostro Paese e sul bilancio delle famiglie italiane, ma anche in relazione alla notevole complessità che si è venuta a creare per la sovrapposizione di diversi meccanismi originata da altrettanti fonti normative di rango primario o secondario.

Nel dettaglio, da un lato, la necessità di gettito per le diverse finalità di incentivi e coperture è andata progressivamente aumentando, soprattutto in relazione alla crescita più che significativa degli oneri per il sostegno alle fonti rinnovabili (componente ASOS), in considerazione dello sviluppo di tali fonti; dall'altro, la voce "oneri generali" è andata a finanziare anche obiettivi di interesse generale non direttamente connessi al sistema energetico, per esempio di politica sociale o industriale, determinando costi esogeni a carico dei settori elettrico e gas e, quindi, negli anni, un'incidenza via via maggiore sulla bolletta di famiglie e imprese.

Ad avviso di questa Autorità, risulta ormai indifferibile l'esigenza di valutare con urgenza il finanziamento strutturale di misure di politiche pubbliche in campo sociale e industriale, attualmente coperte tramite il gettito di componenti tariffarie degli oneri generali (elettricità e gas), con trasferimenti dalla fiscalità generale.

In particolare, con riferimento alle voci degli oneri generali diverse da quelle legate all'incentivazione delle fonti rinnovabili, potrebbero trovare copertura nella fiscalità generale:

1. il costo dei bonus sociali per l'energia e l'ambiente riconosciuti alle famiglie economicamente disagiate. Si tratta, infatti, di una misura di politica sociale, la cui portata è, peraltro, molto cresciuta con l'attivazione del riconoscimento automatico agli aventi diritto dei suddetti bonus. Per il 2022, sulla base degli elementi ad oggi disponibili, si prevede una spesa pari a circa 1.900 MEUR per il settore energetico (di cui 1.000 per l'energia elettrica e 900 per il gas) e 480 MEUR per il settore ambientale (di cui 180 MEUR per l'idrico e 300 MEUR per i rifiuti);
2. il costo delle agevolazioni per le imprese cd. "*energivore*" di cui al decreto del Ministro dello Sviluppo economico 21 dicembre 2017. Tale misura, i cui oneri ammontano a circa 1.600 MEUR l'anno, a carico dei clienti domestici e dei clienti non domestici non-energivori, rientra, invero, nell'ambito della politica industriale.
In merito, si evidenzia che l'onere per le imprese "*energivore*" si ridurrebbe se diminuissero gli oneri per le fonti rinnovabili; per tale ragione, l'anzidetto valore andrebbe determinato – in decremento – qualora una parte degli altri oneri fosse finanziata attraverso la fiscalità generale;
3. il costo delle agevolazioni per la trazione ferroviaria su rete tradizionale (i consumi di RFI per i servizi ferroviari sulla rete ad alta velocità non si avvantaggiano del regime tariffario speciale) ammonta finora a circa 400 MEUR l'anno; tuttavia, si ritiene che tale importo debba considerarsi in aumento per effetto del rialzo del prezzo unico nazionale (PUN);
4. i circa 135 MEUR l'anno - raccolti tramite specifici elementi della componente ARIM - che annualmente sono versati dalla CSEA al bilancio dello Stato, in virtù di specifiche disposizioni contenute nelle leggi di bilancio 2005 e 2006.

Riguardo, invece, alle voci degli oneri generali inerenti ai diversi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili, l'Autorità propone di finanziare con contributi "esterni" solo gli oneri relativi ai contratti di incentivazione già conclusi, ad eccezione dei contratti stipulati a seguito di aste con contratti differenziali a due vie, ossia lo

strumento che si prevede di utilizzare anche nel futuro per il supporto della produzione di energia da fonti rinnovabili.

I contratti attuali e futuri a due vie derivanti dalle aste gestite dal GSE per le fonti rinnovabili continueranno, pertanto, a produrre gli effetti economici (costi o benefici dipendenti dal prezzo di mercato) solo con riferimento ai prezzi energetici, senza generare flussi da/per la fiscalità. Tali contratti si configurano come una sorta di “contratti di copertura” per il complesso dei consumatori rispetto alle variazioni del prezzo dell’energia all’ingrosso.

In proposito, l’Autorità intende formulare nel seguito alcune proposte.

- 1. Con riferimento agli incentivi che comportano remunerazioni fisse per i produttori, ovvero indipendenti dal prezzo di mercato (“*feed in tariff*”, ex certificati verdi, e “*feed in premium*” variabili, escluse le aste di quote di emissione CO₂), si potrebbe fissare un livello di prezzo di riferimento (per esempio, 150 EUR/MWh, livello di prezzo comunque molto elevato, circa doppio rispetto al prezzo risultante dalle ultime aste indette dal GSE), prevedendo che i costi per il sistema derivanti dalla quota di incentivo eccedente tale riferimento siano interamente coperti dalla fiscalità generale. In tal caso, gli eventuali costi di incentivazione, in caso di prezzo di mercato inferiore al prezzo di riferimento, rimarrebbero a carico degli oneri generali di sistema, come accade attualmente.**

Infatti, in caso di prezzo di mercato superiore al prezzo di riferimento, mantenere costante il finanziamento “esterno” consentirebbe di rendere il contratto equivalente ad un contratto differenziale a due vie per i consumatori (nei limiti del prezzo del contratto di incentivazione). A titolo esemplificativo, considerando il valore dell’incentivo a 200 EUR/MWh e il prezzo di mercato a 70 EUR/MWh, per ogni MWh di energia incentivata del contratto, si genererebbe un onere di 50 EUR a carico della fiscalità generale e di 80 EUR a carico degli oneri generali di sistema.

Tale approccio permetterebbe di rendere stabile - *rectius* più indipendente rispetto all’andamento dei prezzi di mercato - il contributo proveniente dalla fiscalità generale, ponendo a carico del sistema elettrico l’effetto di “copertura” delle oscillazioni di prezzo. La quota del contributo proveniente dalla fiscalità generale varierebbe solo negli anni a venire - in riduzione - in corrispondenza della scadenza dei contratti, peraltro nota e prevedibile. La differenza legata alla variazione annuale dell’energia sottostante ai contratti (produzione effettiva) potrebbe essere trascurata, fissando *ex ante* il contributo sulla base di valori stimati e lasciando il disavanzo a carico degli oneri generali di sistema.

Vale, tra l'altro, osservare che la proposta illustrata relativa alla determinazione del prezzo di riferimento ha l'obiettivo di porre in capo alla fiscalità generale la quota di onere derivante dall'elevato valore degli incentivi (più cospicua rispetto ad un onere, 150 EUR/MWh appunto, già molto elevato) che si può considerare correlato agli extra costi derivanti dall'accelerazione del processo di decarbonizzazione, obiettivo di interesse generale.

Facendo riferimento ai dati di produzione dell'anno 2020, nell'ipotesi di assumere 150 EUR/MWh come prezzo di riferimento, la quota che richiederebbe copertura dalla fiscalità generale risulterebbe pari a 2.000 MEUR annui. Tale importo inizierà a decrescere già a partire dal 2023 fino ad azzerarsi entro il 2028/2030.

- 2. In merito agli incentivi che prevedono, invece, un premio fisso che si somma ai prezzi di mercato (*feed in premium fissi*), l'Autorità propone di contemplare una quota del premio interamente coperta dalla fiscalità generale.**

Anche tale approccio implica un contributo da parte della fiscalità generale indipendente dal prezzo di mercato, collocando a carico del sistema elettrico l'onere (e la volatilità) corrispondente al prezzo di mercato dell'energia, con un impatto nullo sugli oneri.

Facendo riferimento ai dati di produzione dell'anno 2020, nell'ipotesi di fiscalizzare la quota del premio eccedente 100 EUR/MWh (quota che rimarrebbe, quindi, conteggiata in bolletta, secondo il prezzo di mercato), il contributo annuale da parte della fiscalità risulterebbe pari a 4.000 MEUR annui. Tale importo inizierà a decrescere dal 2025 e, in modo più rilevante, dal 2027, fino ad azzerarsi entro il 2032.

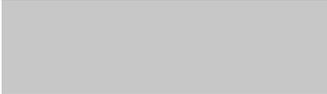
L'Autorità propone, inoltre, di valutare un intervento normativo che consenta di trasformare anche tali contratti cd. "*a prezzo fisso*" in contratti con struttura differenziale a due vie.

3. Conclusioni

Alla luce di tutto quanto premesso, l'Autorità ancora una volta segnala la necessità - divenuta ormai indifferibile - di rendere strutturali talune delle misure previste dai recenti interventi legislativi, tra le quali, in particolare, la stabile destinazione del gettito derivante dalle aste per l'assegnazione delle quote di emissione di CO₂ alla riduzione degli oneri generali di sistema, nonché di impiegare strutturalmente fondi del bilancio dello Stato per finanziare gli oneri generali non strettamente afferenti al sistema energetico.

La destinazione permanente dell'importo attualmente previsto dal disegno di legge recante il Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2022 e il bilancio

pluriennale per il triennio 2022 – 2024, pari a 2.000 M/euro, a copertura degli oneri generali di sistema, insieme alla stabile destinazione al medesimo obiettivo dei ricavi delle aste per l'assegnazione delle quote di emissione di CO₂, pari a circa 2.500 M/euro, stante gli attuali prezzi della CO₂, coprirebbe circa un terzo del fabbisogno, sulla base di quanto sopra illustrato.



Audizione informale sull'andamento dei prezzi dei prodotti energetici

Camera dei Deputati
Commissione Attività Produttive, Commercio e Turismo

Avv. Fabrizio Iaccarino
Responsabile Sostenibilità e Affari Istituzionali Enel Italia

16 novembre 2021



Agenda



Enel in Italia oggi



Evoluzione prezzi e tariffe energia elettrica

- Considerazioni generali
- Evoluzione prezzi Gas e certificati di emissioni
- Evoluzione prezzi spot elettricità
- Suddivisione Mercato dell'energia
- Azioni del Governo italiano
- La tariffa di tutela per l'energia elettrica
- Maggior Tutela – contratti di lungo termine



Conclusioni



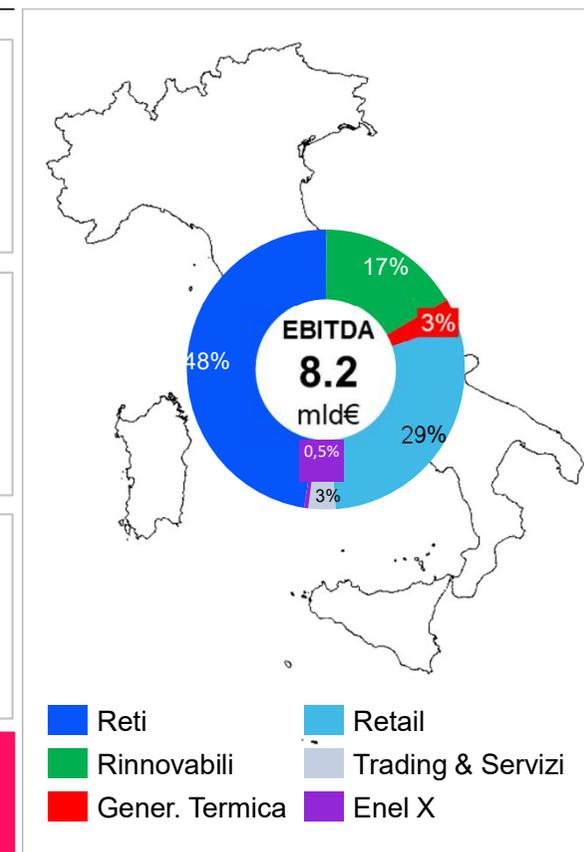
Enel in Italia oggi

Enel in Italia oggi



Principali dati industriali 2020E

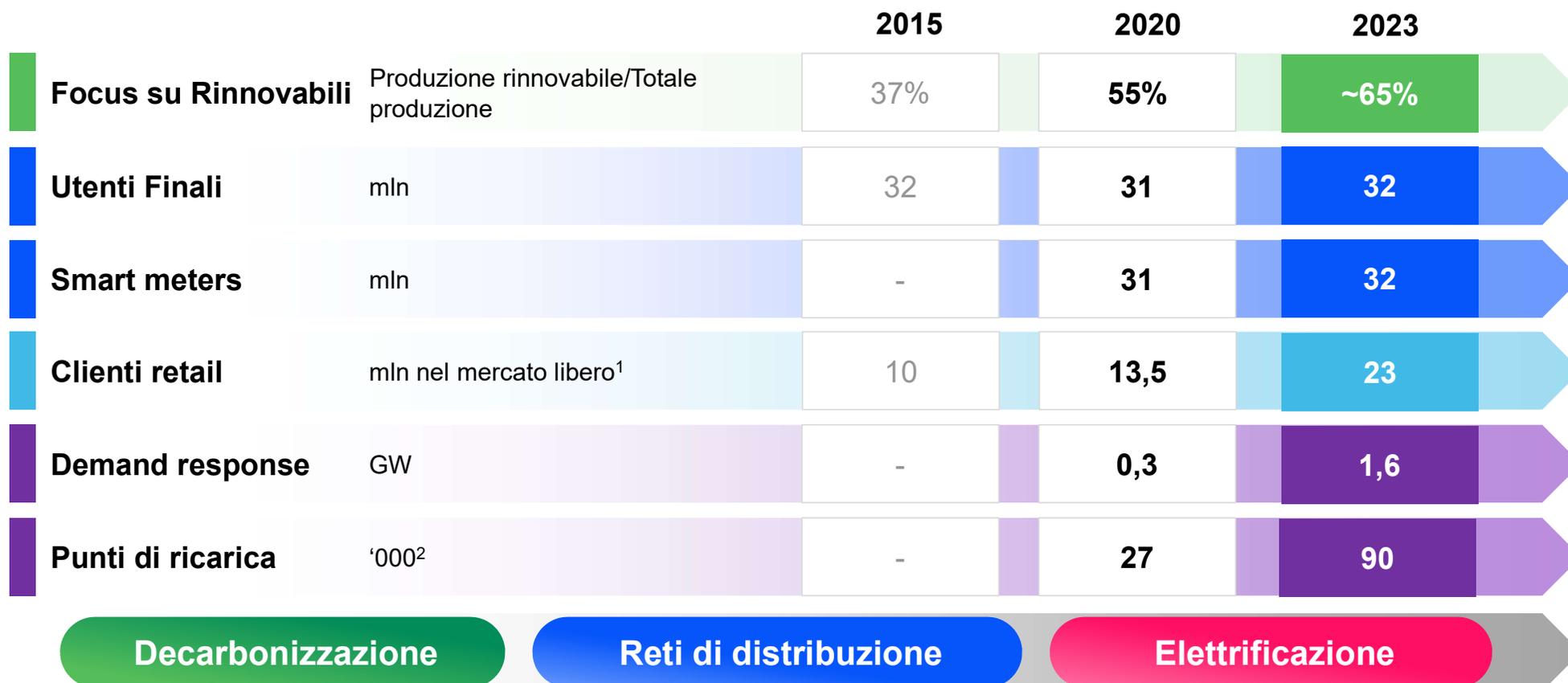
 <p>Rinnovabili 14 GW capacità installata 23,5 TWh produzione</p>	<p>Market share in Italia²</p> <p>23% di capacità installata</p> <p>14% di produzione di energia</p>	<p>Fatturato (mld €)</p> <p>31</p>
 <p>Generazione termica 12,4 GW capacità installata 19 TWh produzione</p>		<p>Investimenti (mld €)</p> <p>2,8</p>
 <p>Infrastrutture e Reti 31,4 mln utenti finali 213,6 TWh distribuiti</p>	<p>85% di utenti finali</p>	<p>Utile netto (mld €)</p> <p>3,5</p>
 <p>Mercato 13,5 Mln clienti power & gas free 13,1 Mln clienti power tutelato</p>	<p>~50% di clienti power nel mercato libero</p>	
<p>Persone¹</p>		<p>29.773</p>



Dati al 31.12.2020 stimati; Dati arrotondati.

1. Include i collegi italiani del perimetro global. 2. Stime Enel su dati Terna al 2020.

Una strategia fondata su Rinnovabili, Reti e Clienti



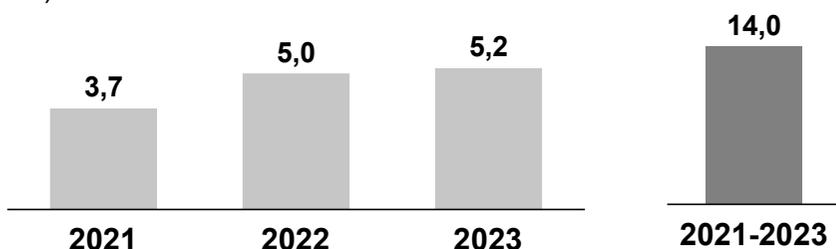
1. Power e gas. 2. Punti di ricarica pubblici e privati in Italia (valore cumulato).

Gli investimenti crescono del 54% verso il precedente Piano



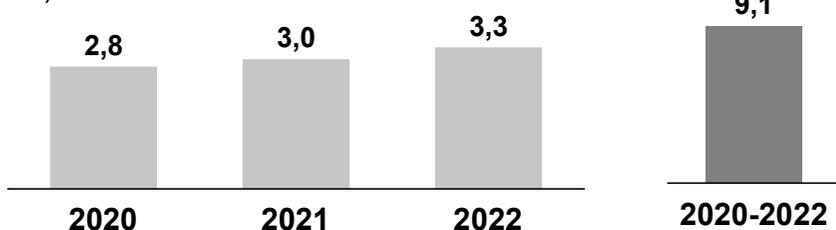
Investimenti nel triennio 21-23 previsti nel Piano attuale

(mld€)



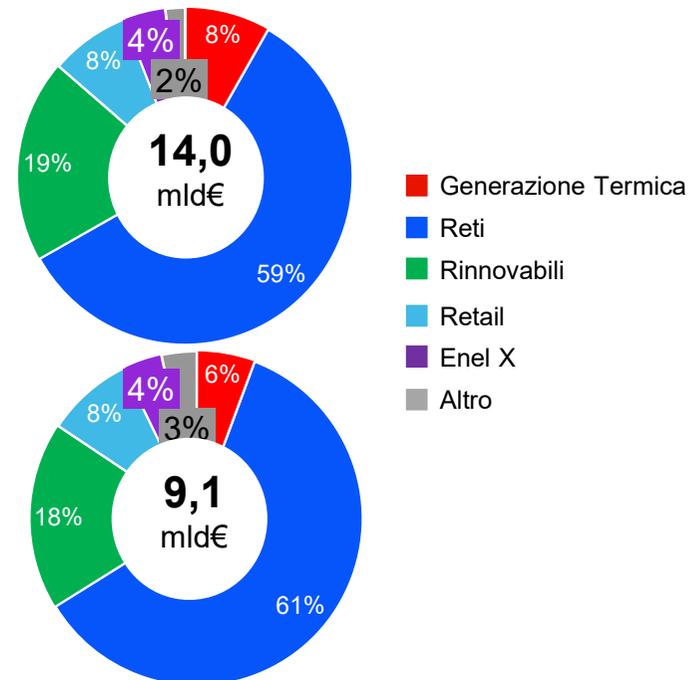
Investimenti nel triennio 20-22 previsti nel Piano precedente

(mld€)



+54%

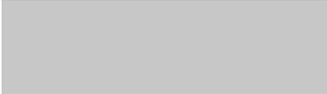
Investimenti¹ per Business (mld€)



+65% di investimenti nelle rinnovabili e +50% di investimenti nella distribuzione

Valori arrotondati

1. Non sono inclusi gli investimenti relativi a Open Fiber



Evoluzione prezzi e tariffe energia elettrica

Considerazioni generali



CAUSE

- Forte ripresa economica in atto sui mercati europei e globali → crescita dei prezzi dell'energia elettrica in Italia già a metà del 2020
- Incremento prezzi gas ed in maniera minore incremento prezzi permessi di emissione (ETS)

IMPATTI

- Impatti sterilizzati per quei clienti che avevano contratti sul mercato libero a prezzo fisso
- Impatti significativi per clienti serviti da tariffa regolata e per i clienti del mercato libero con contratti indicizzati

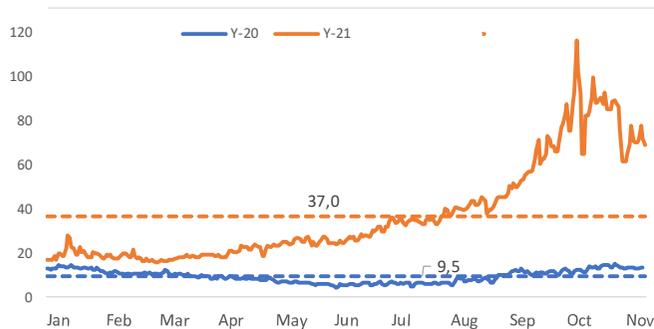
MISURE TRANSITORIE

- Adozione misure transitorie orientate a contenere gli effetti negativi su categorie di clienti esposti e vulnerabili

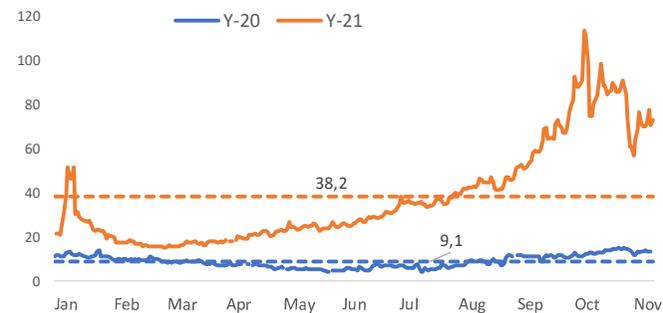
Evoluzione prezzi Gas e certificati di emissioni



Prezzi Gas Italia - PSV(€/MWh)



Prezzi Gas Spagna- PVB(€/MWh)



Prezzi emissioni (€/ton)



- Il prezzo del gas nel corso del 2021 ha avuto una crescita molto forte a partire dal mese di maggio, fino ad arrivare a piu' che triplicare rispetto al 2020.
- Il forte aumento dell'ultimo anno è dovuto alla ripresa economica post Covid e alla forte domanda asiatica, alti consumi invernali dovuti a temperature sotto la media e una riduzione delle forniture da Russia e LNG.

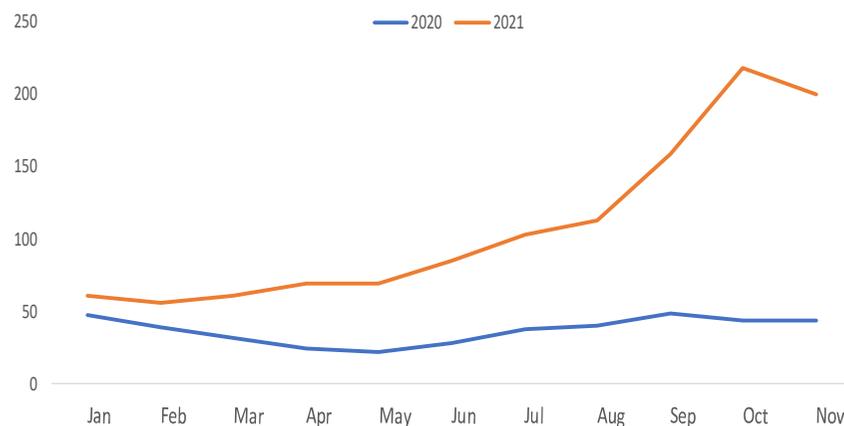
- Il prezzo delle emissioni è raddoppiato nel 2021 rispetto al 2020, su impulso dei nuovi target di riduzione delle emissioni e della crescente domanda di certificati.

Evoluzione prezzi spot elettricità



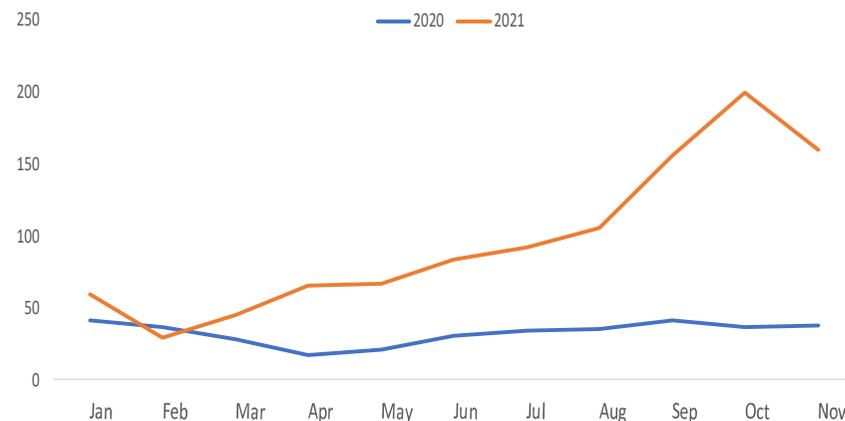
Italia (mercato giornaliero)

Andamento prezzi elettricità (€/MWh)



Spagna (mercato giornaliero)

Andamento prezzi elettricità (€/MWh)



- Il prezzo all'ingrosso dell'elettricità in Europa ha seguito il trend crescente dei costi di produzione dell'energia
- I prezzi elettrici hanno seguito da vicino i costi di generazione degli impianti termoelettrici a Gas con un incremento molto marcato durante l'estate seppur inferiore alla corrispondente crescita dei riferimenti gas

Azioni del Governo italiano

Misure varate sulle bollette di energia elettrica



III Trimestre

Il Governo, con il "**Decreto lavoro e imprese**", ha previsto di destinare **1,2 miliardi di euro alla riduzione degli oneri generali di sistema**, utilizzando a tal fine parte di quanto ricavato proprio dalle aste del mercato europeo dei permessi di emissione di CO₂ (ETS¹). L'Autorità, utilizzando le leve regolatorie ha conseguentemente ridimensionato gli oneri generali per il trimestre luglio-settembre, attuando una forte riduzione degli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili (ASos), oltre a un'ulteriore riduzione anche dei rimanenti oneri generali (Arim), in particolare di quelli per la promozione dell'efficienza energetica. Se il Governo non fosse intervenuto con un provvedimento di urgenza, la crescita dei prezzi avrebbe portato ad un aumento di circa il 20% della bolletta dell'elettricità.

IV Trimestre

L'Autorità è intervenuta **annullando transitoriamente gli oneri generali di sistema in bolletta** e potenziando il bonus sociale alle famiglie in difficoltà, **grazie al decreto di urgenza del Governo** che ha stanziato le risorse necessarie (2 miliardi di euro destinati all'azzeramento degli oneri generali di sistema per il prossimo trimestre e 500 milioni circa al potenziamento dei bonus). Applicando le misure varate dall'Esecutivo l'aumento per la famiglia tipo² in maggior tutela è ridotto a **+29,8% per la bolletta dell'elettricità**. Per oltre **3 milioni di nuclei familiari aventi diritto ai bonus di sconto per l'elettricità**, in base all'ISEE, **gli incrementi tariffari sono stati sostanzialmente azzerati** dal decreto.

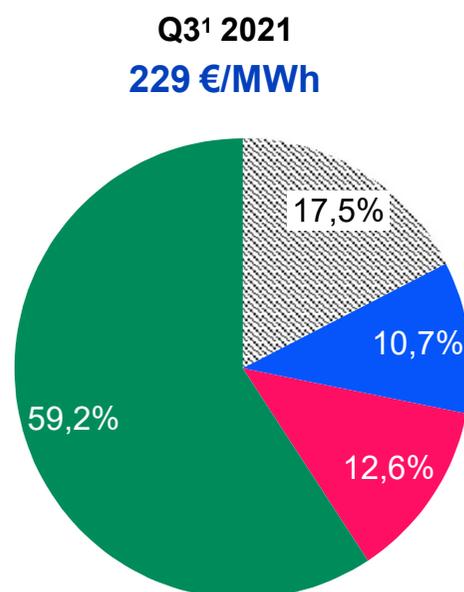
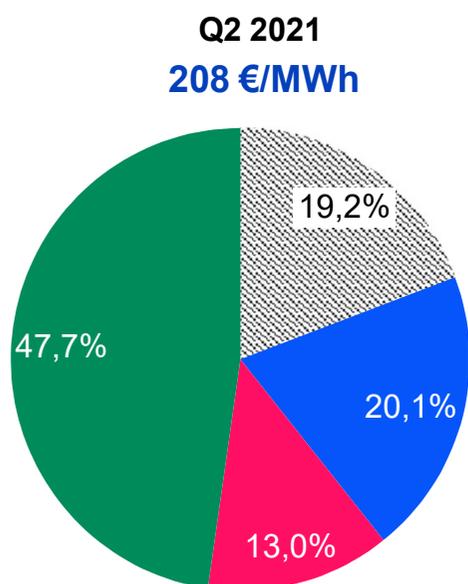
I trimestre 2022

Il disegno di legge di bilancio 2022 al fine di contenere gli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale demanda ad ARERA il compito di ridurre le aliquote relative agli oneri generali di sistema fino alla concorrenza dell'importo di 2.000 milioni di euro.

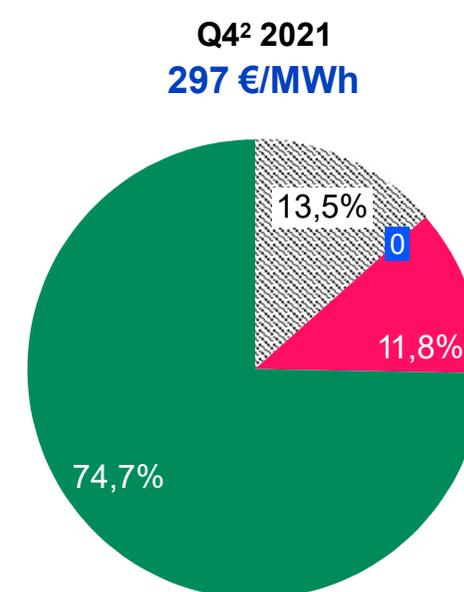
1. Il mercato Europeo ETS delle quote di gas inquinanti (principalmente CO₂) è lo strumento per contrastare i cambiamenti climatici e ridurre le emissioni di gas serra. Il sistema opera secondo il principio della "limitazione" e dello "scambio" delle emissioni. Gli impianti, tra cui quelli di generazione elettrica, acquistano o ricevono quote di emissione che, se necessario, possono scambiare. L'assolvimento degli obblighi del mercato ETS è un elemento di costo nei mercati energetici, che influisce sui prezzi all'ingrosso e, quindi, su quelli finali.
 2. La famiglia tipo ha consumi medi di energia elettrica di 2.700 kWh all'anno e una potenza impegnata di 3 kW; per il gas i consumi sono di 1.400 metri cubi annui.
- Fonte https://www.arera.it/it/com_stampa/21/210701.htm e https://www.arera.it/it/com_stampa/21/210928agg.htm

La tariffa di tutela per l'energia elettrica

Composizione percentuale della spesa per la fornitura di energia elettrica dell'utente tipo domestico in maggior tutela



Senza la misura del Governo la tariffa sarebbe stata 247 €/MWh



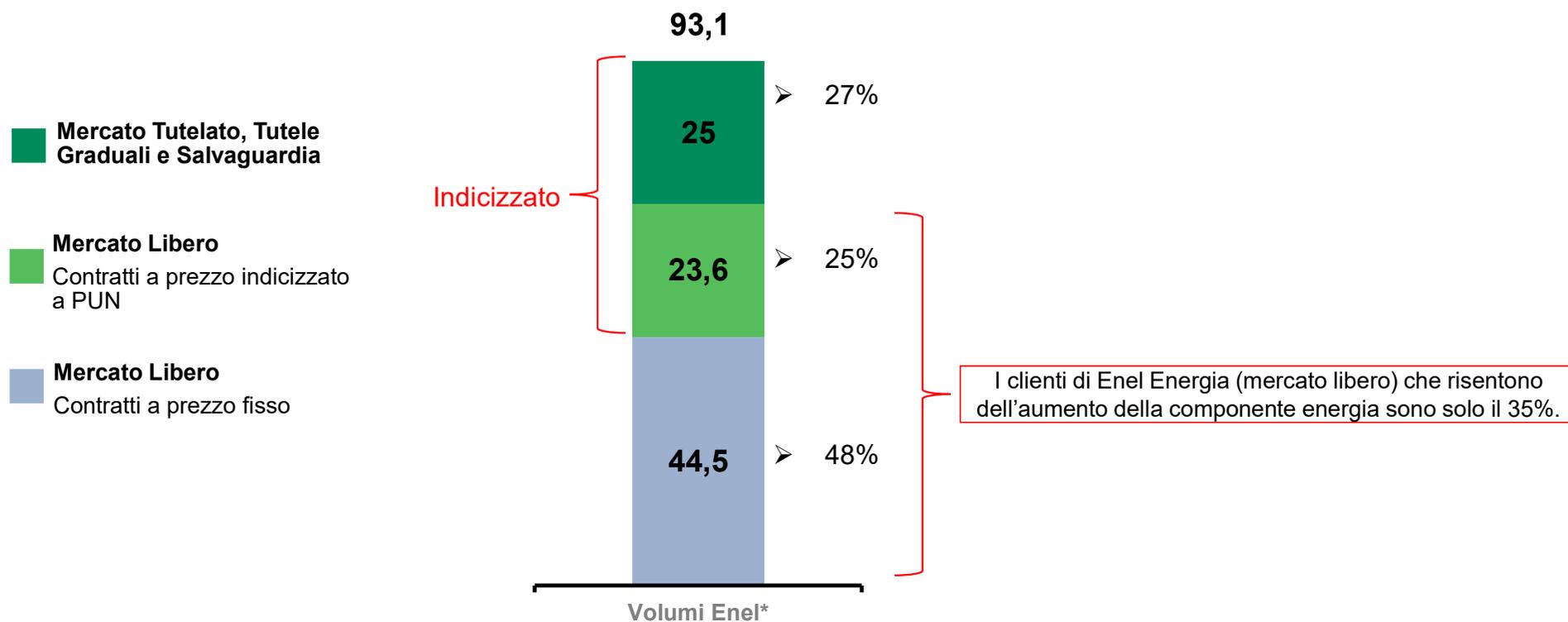
Senza la misura del Governo la tariffa sarebbe stata 340 €/MWh

Trasporto e gestione contatore
 Oneri di sistema
 Imposte
 Materia energia

1. Riduzione degli oneri di sistema da 42 €/MWh a 24 €/MWh
 2. Azzeramento degli oneri di sistema

Suddivisione Mercato dell'energia

Stima Customer base 2021 (Volumi TWh/anno)



* Mercato Libero Enel Energia: ~ 35% dei volumi venduti nel mercato libero (soprattutto a grandi clienti industriali) sono a prezzo indicizzato a PUN; ~65% dei volumi venduti nel mercato libero sono a prezzo fisso

Contratti di lungo termine



- La **contrattualizzazione a lungo termine** (per periodi di almeno 5 anni) di una quota significativa della domanda **potrebbe mitigare i rischi di volatilità dei prezzi** all'ingrosso per i clienti.
- Nel mercato libero, si potrebbero definire forme di incentivazione dei contratti a lungo termine a favore di clienti più esposti al rischio di volatilità dei prezzi.
- Per le famiglie e imprese in maggior tutela, sarebbero opportuni **interventi normativi che consentano da subito ad Acquirente Unico di stipulare contratti di approvvigionamento a lungo termine**. Dopo il superamento della tutela, andranno definite le modalità di assegnazione di tali contratti sulla base dei futuri meccanismi di transizione dei clienti.



Conclusioni

Conclusioni

Interventi in ambito europeo



Creazione di una **Piattaforma Europea di acquisto gas** con benefici sia grazie al coordinamento del planning e del sourcing, sia grazie al peso geopolitico che l'EU può avere nella gestione dei rapporti commerciali con la Russia, in particolare, in un contesto di più ampi e complessi rapporti internazionali. Necessaria attenzione al tema della **governance** e della **definizione delle regole per la gestione centralizzata degli acquisti**.

Eventuali **misure da discutere in ambito europeo**: allineate a principi e norme comunitarie, non distorsive dei principi dei mercati europei dell'energia (articolo 3 del Regolamento Elettrico), rivolte alle reali esigenze delle categorie dei clienti finali impattati dalla volatilità e con particolare attenzione alle categorie vulnerabili.

Conclusioni

Interventi in ambito nazionale



Interventi transitori:

interventi mirati a calmierare gli ulteriori aumenti legati al proseguimento delle tensioni sul mercato del gas per famiglie e piccole imprese.

Interventi strutturali:

- fiscalizzazione degli oneri di sistema
- definizione di acquisti di quantità di energia a medio lungo termine (5 anni) con aste concorsuali e competitive da parte dell'Acquirente Unico
- definizione di forme di incentivazione dei contratti a lungo termine nel mercato libero a favore di clienti più esposti al rischio di volatilità dei prezzi
- ulteriore semplificazione dei processi autorizzativi dei progetti rinnovabili per accelerarne la diffusione e la veloce implementazione
- sviluppo accelerato dell'efficienza energetica per ridurre la dipendenza dell'unità di PIL dal contenuto di energia necessaria

enel

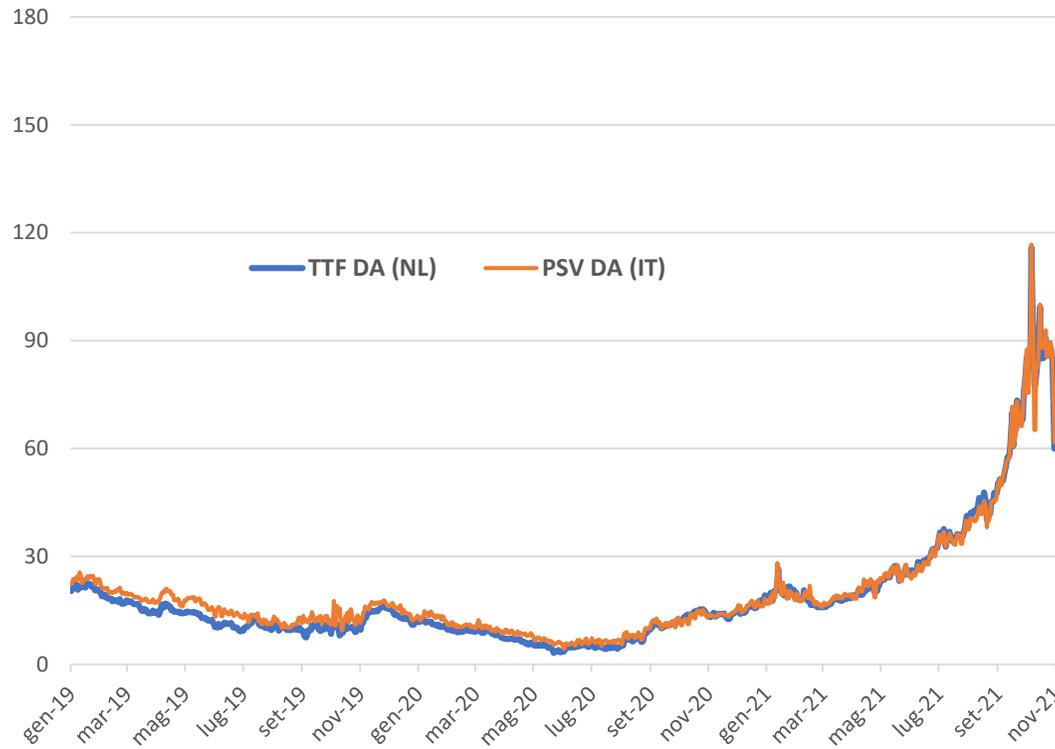


Audizione Commissione Attività Produttive della Camera

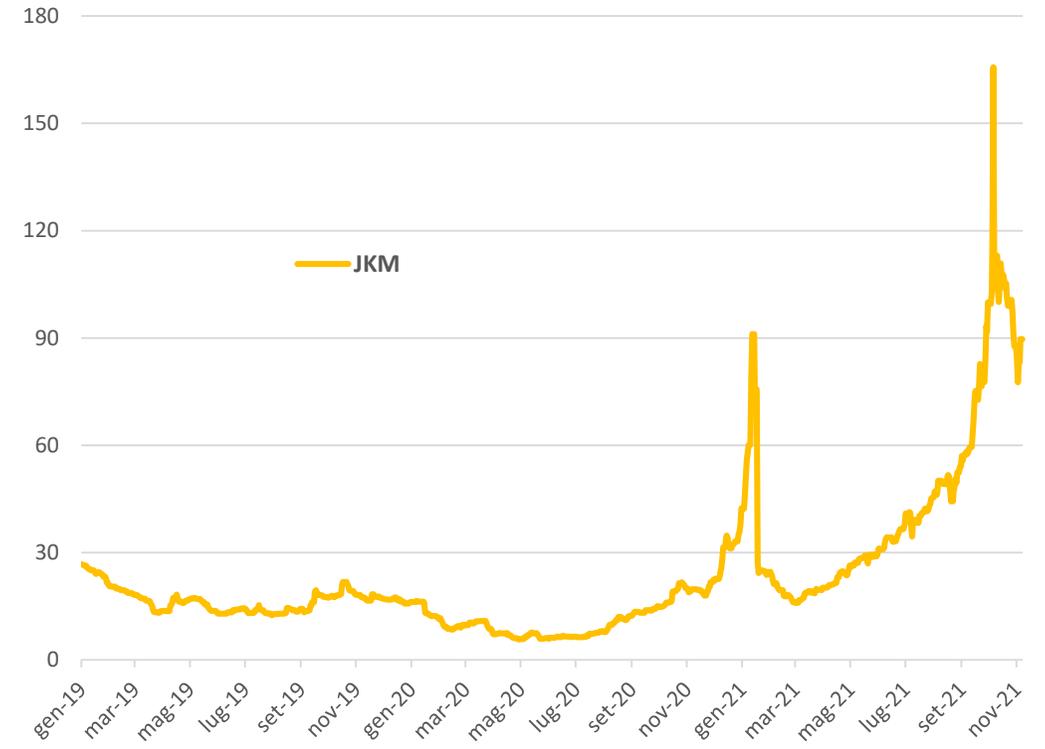
10 novembre 2021

Dinamica prezzi gas

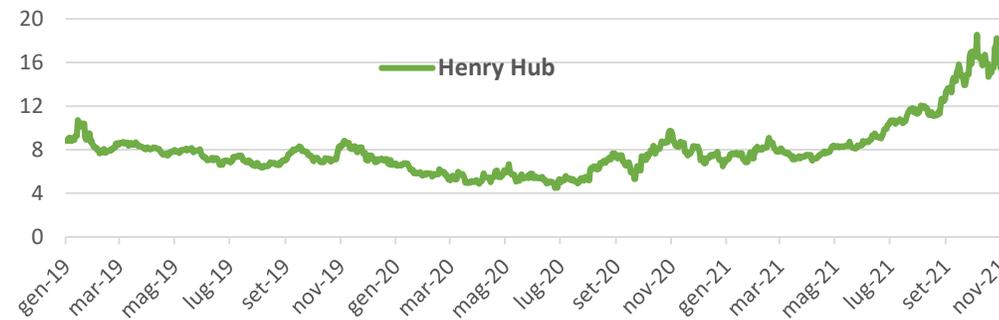
Prezzi Gas Europa [€/MWh]



Prezzi gas Asia [€/MWh]

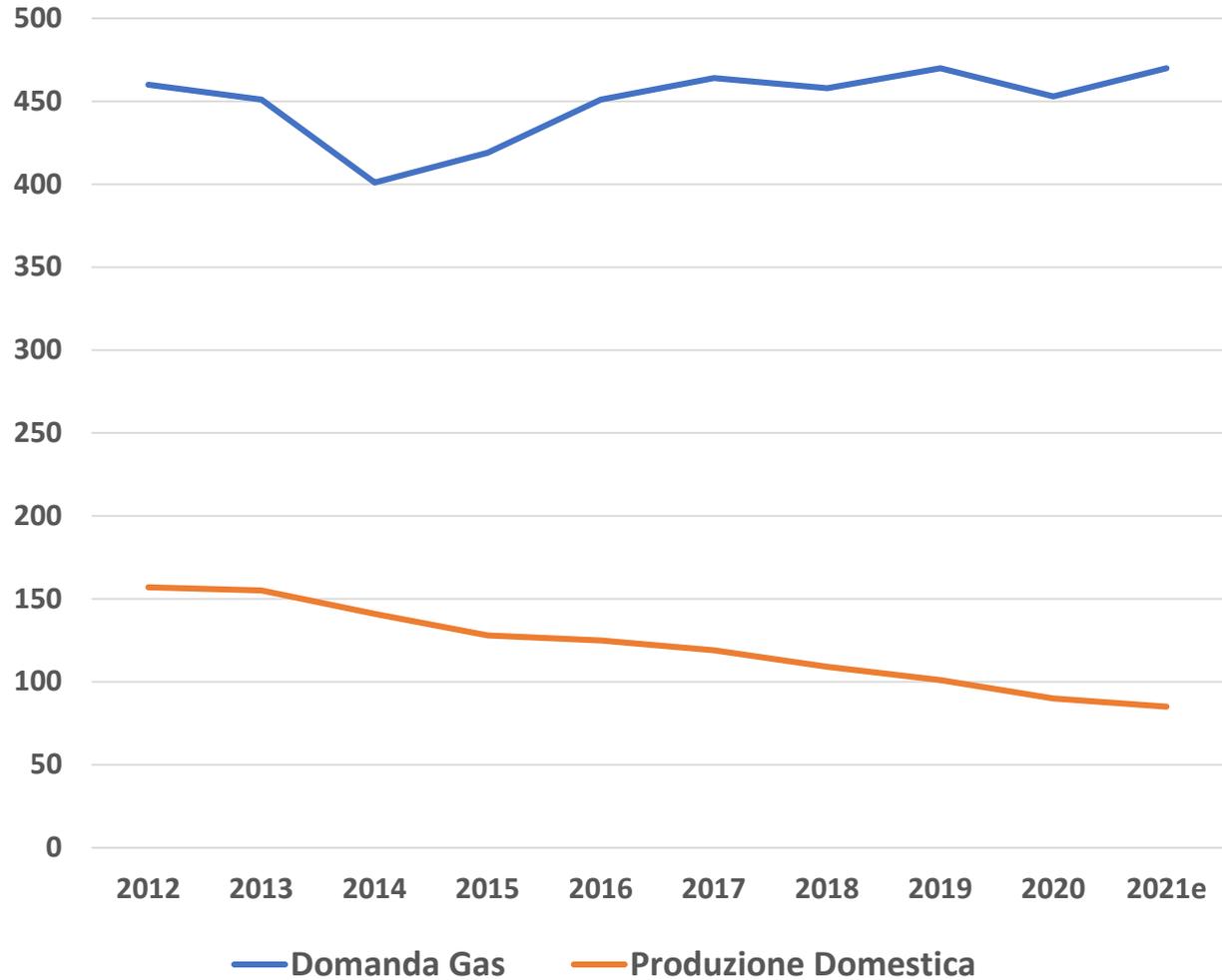


Prezzi gas USA [€/MWh]

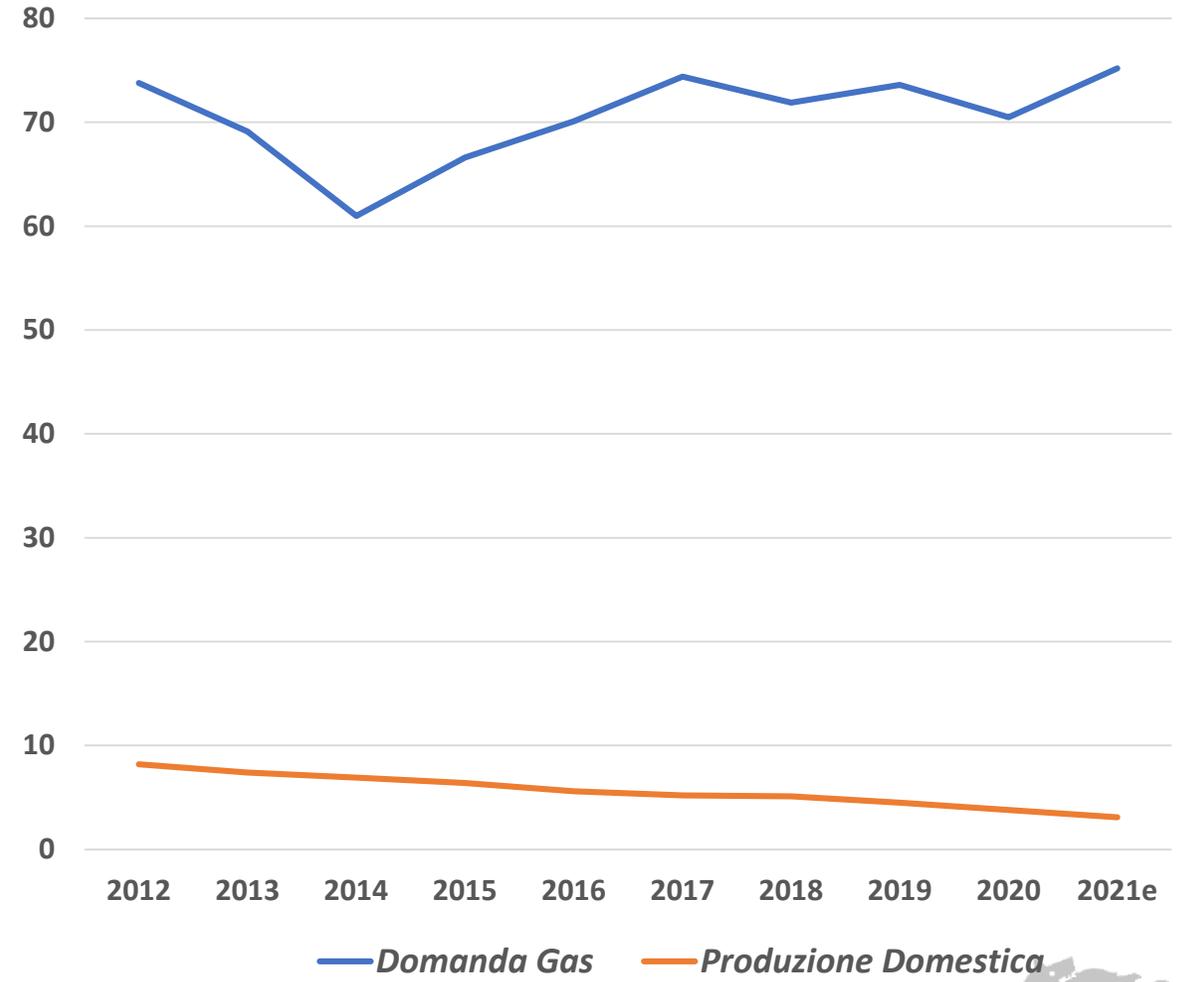


Domanda Gas e Produzione Domestica

EU27+UK [Bcm]

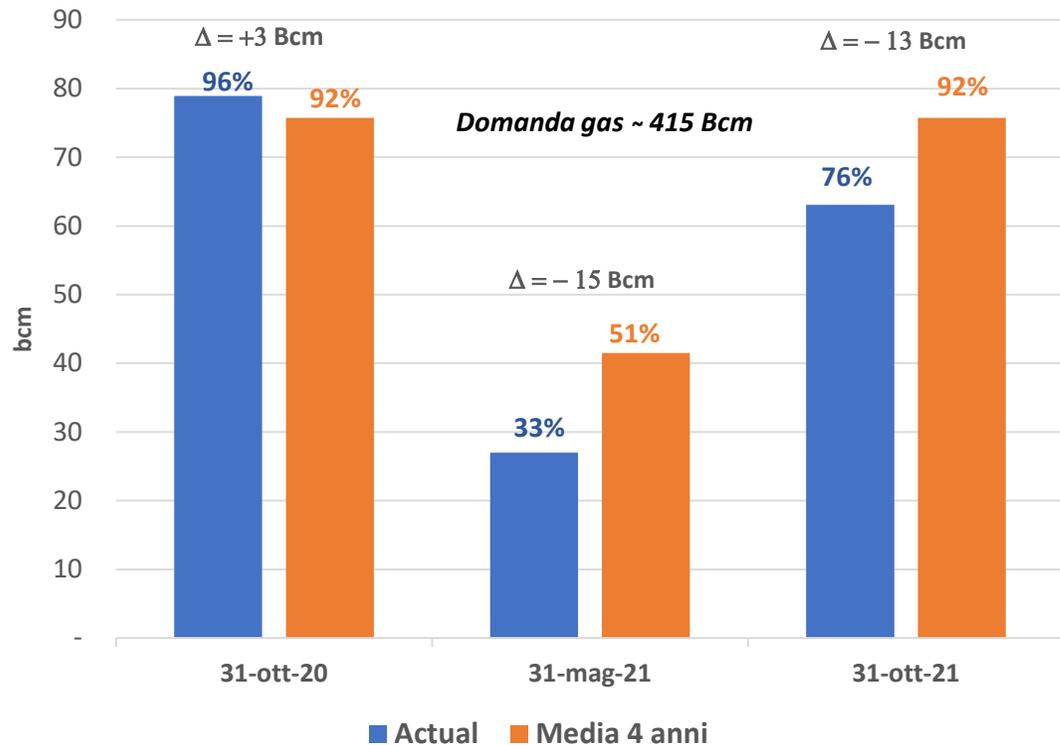


Italia [Bcm]

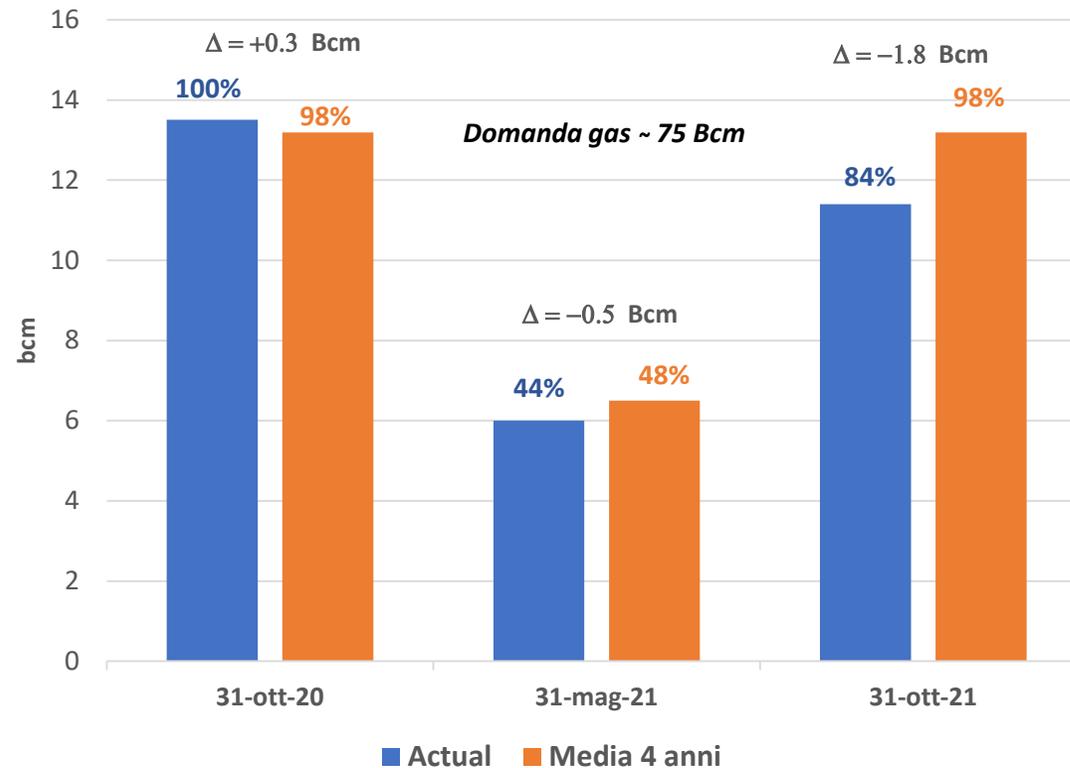


Stoccaggi Europa e Italia

Stoccaggi Europa Occidentale



Stoccaggio Italia

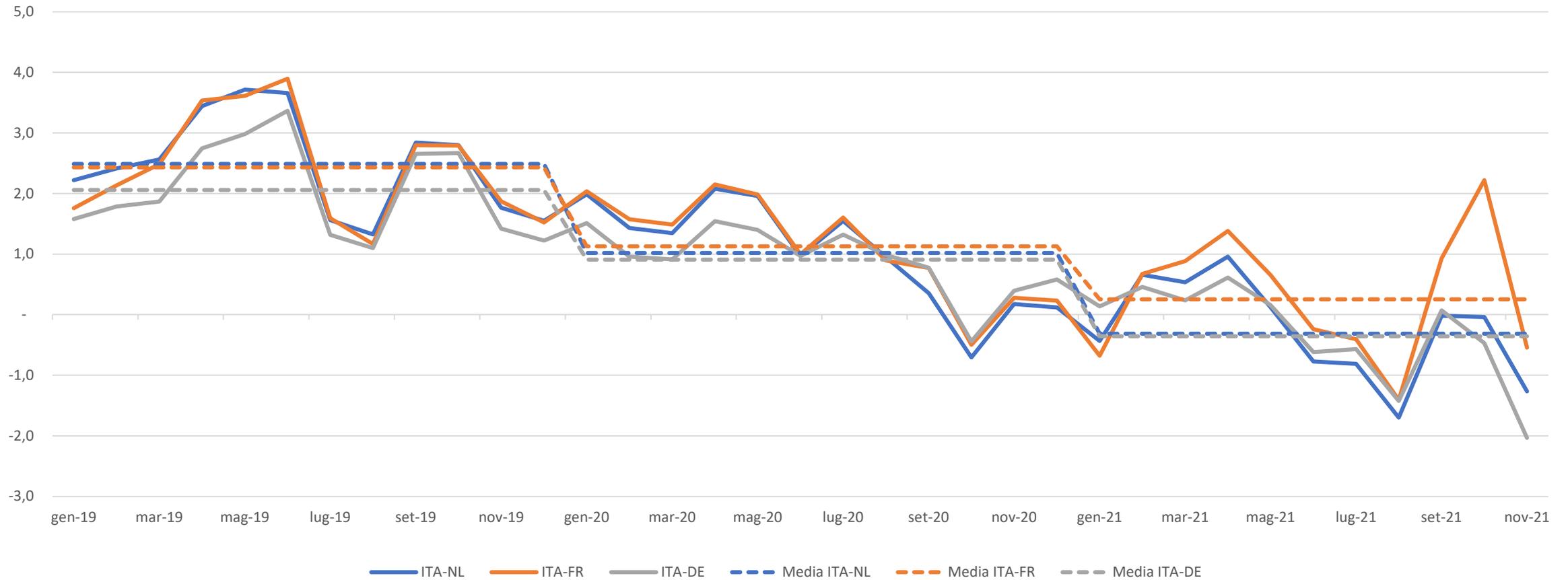


Fonte: Storage System Operators Europei
I dati considerano lo stoccaggio commerciale



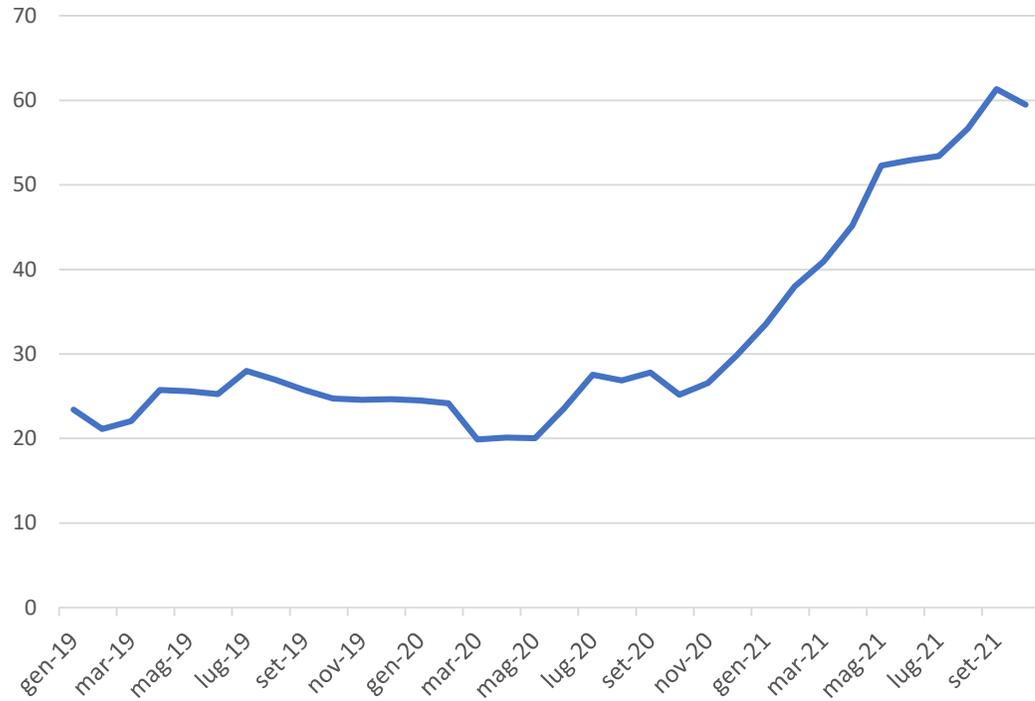
Spread Prezzi Gas Europei

Prezzo italiano vs Prezzi europei €/MWh

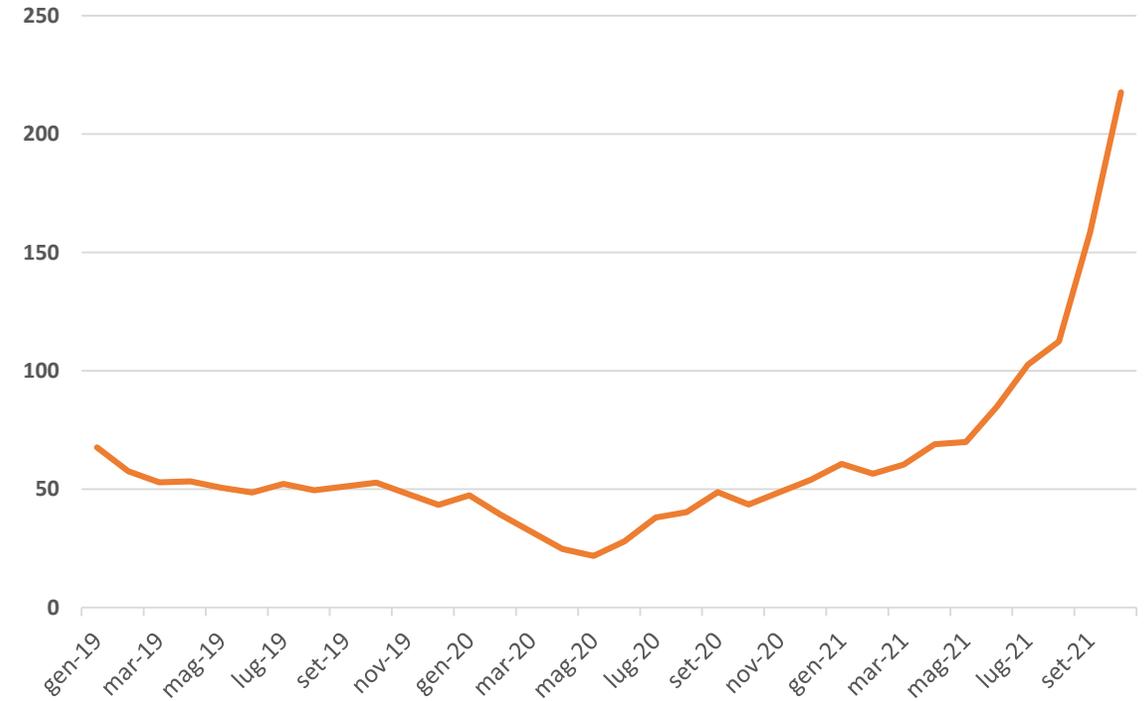


Dinamica prezzi CO₂ (certificati EUA) e Energia Elettrica Italia

Prezzo EUA [€/Ton]



PUN [€/MWh]



Possibili azioni di contenimento degli impatti – il contesto

- **Criticità attuali dovute a:**
 - mancato equilibrio tra domanda ed offerta
 - meccanismi che accentuano impatto sul cliente finale
- **Domanda:**
 - incremento recente per ripresa economica globale post-pandemia
 - nel medio/lungo termine in riduzione (obiettivi di decarbonizzazione ed efficientamento dei consumi)
- **Offerta:**
 - necessario creare condizioni per cui l'offerta sia sempre in grado di soddisfare la domanda senza tensioni sul prezzo
 - nella fase di transizione, ruolo gas naturale fondamentale per garantire sicurezza forniture in modo ambientalmente sostenibile



Misure contingenti con effetti di breve termine

Misure strutturali con effetti di medio termine



Possibili azioni di contenimento degli impatti – le azioni di breve e medio termine

Misure contingenti con effetti di breve termine

Condivisibili interventi già attuati:

Sterilizzazione aumento gettito fiscale per effetto prezzi

Temporanea riduzione oneri generali di sistema mediante quote parte ricavi aste permessi emissivi CO2

Misure strutturali con effetti di medio termine:

Oneri di sistema in bolletta:

- Spostamento di parte degli oneri su fiscalità generale
- Utilizzo strutturale quota parte dei proventi aste CO2
- Completamento riforma di riallocazione oneri che gravano impropriamente sui consumi di gas per generazione elettrica (componente RET), generando distorsioni di efficienza produttiva e rendite inframarginali.

Dinamiche competitive domanda / offerta:

- Aumento produzioni gas domestiche (rimozione ostacoli autorizzativi per nuovi campi)
- Riduzione tariffe di *entry* alla rete di trasporto (contenimento effetto *pancaking*)
- Superamento regime di maggior tutela (maggiore competizione tra venditori)
- Evitare policy che penalizzino eccessivamente il gas naturale (e.g. tassonomia europea)

Adeguatezza e sicurezza forniture:

- Stoccaggio:
 - Estensione in Europa del modello di aste *market-based* adottato in Italia e Francia
 - Consentire formazione di prezzi negativi nelle aste di stoccaggio
 - Maggiore flessibilità (finestre temporali di prenotazione delle capacità; possibilità di iniettare gas in stoccaggio anche in periodi di prevalente erogazione).
- Importazioni:
 - Assicurare disponibilità di gas da importazione, utili a prevenire situazioni di tensione domanda/offerta, attraverso soluzioni *market-based* opportunamente disegnate e paragonabili al “capacity market” elettrico.



Back up



Mercato globale del gas nel 2021

Contesto dei prezzi del mercato gas 2021

- Prezzi gas ed LNG a livelli record in tutti i mercati, sia europei (TTF, PSV), sia asiatici (JKM), sia statunitensi (Henry Hub)
- In Europa, crescita iniziata ad aprile (coda invernale di freddo), picco a inizio ottobre (superati i 100 €/MWh), ora assestamento in range 60 €/MWh – 90 €/MWh
- JKM con dinamica e livelli molto simili e correlati, Henry Hub anch'esso in forte crescita ma su livelli assoluti molto più bassi

Cause strutturali dell'aumento dei prezzi

- Offerta gas inadeguata, anche a causa di mancati rimpiazzi produttivi per calo degli investimenti

Fattori congiunturali dell'aumento dei prezzi

- Ripresa economica e della domanda gas post Covid su scala globale ed europea
- Minor disponibilità di carichi LNG per l'Europa, perché attratti dai mercati a premio asiatici
- Calo della produzione domestica di gas in Europa (in particolare UK)
- Riduzione capacità di transito prenotata e forniture spot o non contrattualizzate su lungo termine dalla Russia
- Livelli bassi degli stoccaggi europei
- Azzeramento da novembre 21 dei flussi dall'Algeria alla Spagna lungo il GME
- Volatilità legata all'imprevedibilità della produzione power da fonti rinnovabili



Situazione bilanciamento gas Italia

In un contesto di cortezza globale del mercato gas ed LNG, la situazione italiana è relativamente meno critica per:

- approvvigionamenti addizionali nel 2021 dall'Algeria (aumento flussi da TTPC/TMPC) e da Azerbaijan (avvio TAP)
- riempimento stoccaggi superiore alla media europea
- livello prezzo italiano (PSV) non più stabilmente a premio rispetto ai mercati Nord Europa (TTF)
- import dai mercati Nord Europa (via Passo Gries) non più fondamentale e notevolmente calato nel 2021 (registrate anche esportazioni verso il Nord Europa via Passo Gries)

Tuttavia, l'Italia non è indenne dalle incertezze sull'andamento del prossimo inverno per:

- variabilità domanda termica e di generazione elettrica in ragione della climatica (italiana ed europea)
- forte integrazione dei mercati europei e dei loro prezzi
- produzione Nazionale in calo per mancanza reintegrazione campi in declino



AUDIZIONE ENI 10/11/2021 (Andamento dei prezzi dei prodotti energetici) COMMISSIONE ATTIVITA' PRODUTTIVE - CAMERA

Risposte formulate da Eni in seguito alle richieste di approfondimento degli Onorevoli Commissari

On. Gianluca BENAMATI

IL SEGNALE DI AUMENTO DI IMPORTAZIONI IN ITALIA PER PIU' DI 17BCM È MOLTO POSITIVO E HA AIUTATO A BILANCIARE IL CALO DELLE IMPORTAZIONI DA NORD;

- 1. QUALI SONO LE POTENZIALITÀ DI INCREMENTARE ANCORA L'IMPORT DA MENA (NO AZERBAIJAN) VIA TUBO O NAVE?*

R1: L'Italia è già connessa via tubo, all'interno dell'area MENA, sia con Algeria (TTPC/TMPC), sia con la Libia (Greenstream).

L'export dall'Algeria verso l'Italia, così come l'export totale dell'Algeria (pipe ed LNG), hanno raggiunto quest'anno livelli record, supportati dagli alti prezzi. In questo senso è difficile pensare che nel breve termine ci possano essere ulteriori incrementi. D'altro lato la capacità del TTPC/TMPC non è completamente utilizzata (ca. 30 mcm/d liberi). Inoltre, da novembre i flussi di esportazione dall'Algeria verso la Spagna attraverso il Marocco (tubo GME) sono stati azzerati e non potranno essere interamente reindirizzati sull'altro tubo che collega direttamente Algeria e Spagna (Medgaz). Nel caso l'Algeria fosse intenzionata e in grado dal punto di vista logistico di reindirizzare questa differenza verso l'Italia, questo potrebbe lasciare aperta l'opportunità per un aumento dei flussi sui gasdotti esistenti.

Anche il Greenstream che porta il gas dalla Libia a Gela presenta capacità al momento non pienamente utilizzata (circa due terzi liberi). La stretta dipendenza tra il potenziale di export libico e la sua domanda domestica, che è soggetta alle incertezze della situazione politico/economica del Paese, rende questo potenziale più complesso da valorizzare.

In termini di LNG, i maggiori produttori dell'area sono l'Egitto e l'Algeria nel Mediterraneo e il Qatar in Medio Oriente, gli ultimi due già strutturalmente importatori di gas in Italia (rispettivamente ai terminali di Panigaglia e Rovigo).

Con riguardo all'Algeria, come sopra citato, l'interruzione del flusso per la Spagna via Marocco potrebbe liberare gas anche per export via LNG; relativamente all'Egitto, il Paese è sempre più orientato a diventare un hub mediterraneo di export del gas. E tale ambizione egiziana è sempre più concreta in considerazione dell'aumento della produzione di gas domestico, cui il mega giacimento Zohr operato da Eni fornisce un significativo contributo, e dagli sfidanti piani di investimento in energie rinnovabili per soddisfare la domanda domestica. Per quanto riguarda il Qatar, le enormi riserve di gas disponibili nel Paese sono ora oggetto di un nuovo piano finalizzato all'export mediante le gare indette per il revamping della capacità di liquefazione.

Pertanto l'export di LNG da area MENA è sicuramente una fonte disponibile. E anche in termini di import in Italia, si può dire che in generale si ha adeguata capacità teoricamente accessibile. Affinché, però, l'offerta e la domanda si incontrino bisogna ricordare che questo LNG deve competere su quel mercato mondiale che ha visto tutte le produzioni di LNG non oggetto di contratti di lungo termine ad oggi prediligere le destinazioni asiatiche e che quindi è stato uno dei motivi che ha portato in tensione il bilancio gas europeo.

2. *QUAL È LA QUOTA DI LONG TERM CHE ENI HA ANCORA IN PORTAFOGLIO? LA POLITICA AZIENDALE È DI PUNTARE O NO SU TALI CONTRATTI?*

R2: Vedi risposta a domanda 5

3. *PERCHE IL CAPACITY MARKET DELL'ELETTRICO DOVREBBE ESSERE REPLICATO PER IL GAS? QUALI LE SIMILITUDINI? IL GAS NON HA GIA' LO STOCCAGGIO CHE SVOLGE LA STESSA FUNZIONE?*

R3: Lo strumento cui ci riferiamo sarebbe utile ad affrontare o a prevenire le situazioni di tensione nell'equilibrio domanda/offerta, che possono determinare picchi di prezzo nel mercato, agendo sulle disponibilità di gas attraverso soluzioni market-based opportunamente disegnate.

Un tale strumento non sostituirebbe la funzione svolta dagli stoccaggi, ma la integrerebbe, tanto nel breve termine quanto nel medio-lungo termine a seconda delle specifiche caratteristiche con le quali verrebbe disegnato: la misura dovrebbe infatti incentivare, da parte degli operatori di mercato (produttori o midstreamers), la messa a disposizione del sistema - con sufficiente anticipo ed eventualmente con meccanismi di prezzo predefiniti - di volumi di gas che possono caratterizzarsi come:

- volumi aggiuntivi, da attivare on demand in situazioni contingenti di criticità; oppure
- volumi strutturali, così da garantire anticipatamente una adeguata copertura di parte della futura domanda di gas del sistema.

La misura potrebbe quindi essere disegnata in modo da mettere a disposizione del sistema, sulla base di meccanismi market-based e mediante assegnazione ad asta:

- ulteriore flessibilità di approvvigionamento nei contratti di lungo termine, per gestire situazioni contingenti; oppure
- impegni di approvvigionamento di lungo termine, che garantirebbero l'adeguatezza del sistema. Inoltre il meccanismo comporterebbe una riduzione del rischio legato alla scarsa prevedibilità della domanda nel medio/lungo termine, agevolando l'assunzione di impegni di approvvigionamento di lungo termine per i supplier.

On. Luca SQUERI

4. *IL PATRIMONIO ENERGETICO ITALIANO È DI 90 BCM, CON COSTO DI PRODUZIONE DI 5 CENTS RISPETTO AL PREZZO DI 70 CENTS DEL GAS IMPORTATO. SE FOSSE DISPONIBILE QUESTO PATRIMONIO, QUANTO IMPATTEREBBE SULLE LOGICHE DI FORMAZIONE DEL PREZZO DI MERCATO, FACENDO DIMINUIRE PREZZI?*

R4: Un eventuale incremento della produzione domestica italiana verrebbe scambiato a mercato secondo le consuete logiche, pertanto non al costo, bensì al livello di prezzo a cui si attesta in quel momento il mercato del gas italiano, ossia il PSV.

Detto ciò, va comunque considerato che un tale volume aggiuntivo di produzione domestica potrebbe andare a scalzare l'import della fonte marginale più costosa in quel momento necessaria a chiudere il bilancio, cioè quella che sta in tale momento fissando il prezzo del PSV. Una maggior produzione domestica potrebbe quindi consentire al PSV di scendere a un livello di prezzo inferiore, ossia a quello di una fonte di import meno cara, o addirittura innescare un flusso export, in tal caso portando il PSV a sconto rispetto al prezzo del mercato limitrofo.

Ovviamente l'entità dell'impatto sul prezzo, che sarebbe in ogni caso positivo, dipenderebbe dalla quantità di produzione nazionale incrementale.

Va sottolineato che l'ambito di riferimento di tale dinamica non è solo il mercato italiano, ma quello europeo nel suo complesso, essendo i mercati di gas all'ingrosso strettamente interconnessi sia come scambi di volumi che come logiche di formazione del prezzo.

Qualsiasi volume in tal senso dev'essere misurato su scala europea.

Ciò tuttavia non deve indurre a pensare che il contributo sarebbe trascurabile se messo in relazione alla dimensione del mercato europeo. Teniamo conto per esempio che nell'attuale situazione di mercato è stato sufficiente un gap nel bilancio domanda-offerta in Europa Occidentale dell'ordine di 10-20 bcm, rispetto ad un mercato da 415 bcm, per provocare l'impennata dei prezzi che abbiamo visto.

Una maggiore disponibilità di produzione domestica avrebbe inoltre il vantaggio di ridurre la dipendenza dalle importazioni da paesi extra-Europa, contribuendo così a rendere il bilancio gas Europa meno esposto a dinamiche congiunturali che possono portare, come quest'anno, a forti rialzi nei prezzi.

On. Riccardo FRACCARO

5. QUAL È LA POLITICA DI ENI SUI CONTRATTI LT? QUAL È LA % DI CONTRATTI LT CHE POTREBBE STABILIZZARE IL MERCATO E PERCHÉ?

R5: Eni ha nel suo portafoglio importanti contratti di approvvigionamento gas long term, destinati prevalentemente al mercato italiano: in primis quello con la russa Gazprom recentemente rinegoziato e di durata fino al 2036, quello con l'algerina Sonatrach, la cui durata nel 2019 è stata estesa fino al 2029, ed il contratto gas dalla Libia. A queste fonti di import di lungo termine, si aggiungono poi i volumi derivanti dalle produzioni nazionali.

Il gas ha una significativa importanza nella fase di transizione energetica che ci troviamo ad affrontare, in quanto da un lato consente la riduzione nell'utilizzo di carbone, una fonte a maggior impatto emissivo, e, dall'altro, affiancandosi alle fonti rinnovabili intermittenti garantisce la necessaria flessibilità e sicurezza al sistema elettrico.

In questo contesto, è evidente il contributo dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, sia perché forniscono una base prevedibile e stabile per la copertura della domanda (si è visto che in questi ultimi mesi la cortezza del sistema europeo non è stata determinata da minori volumi sui contratti di lungo termine, quanto da indisponibilità di approvvigionamento da produzione domestica o da volumi spot, che sono stati attratti da mercati a maggior premio), sia per il loro ruolo nel mitigare la volatilità dei prezzi, che è maggiormente influenzata dalle dinamiche del mercato spot.

Si potrebbe quindi dire che, per esempio e in estremo, se la somma delle quantità previste nei contratti long term fosse maggiore della domanda complessiva sul mercato, allora non ci sarebbe necessità dei volumi spot, cui è associata l'esposizione alla volatilità dei prezzi. Esposizione alla volatilità che, ricordiamo, così come ora comporta l'esposizione ad alti livelli di prezzo, nel 2019 e 2020 ha al contrario reso possibile beneficiare del crollo dei prezzi legato ad una generale lunghezza del mercato determinata anche dalla frenata della domanda per Covid.

È altresì evidente, tuttavia, che in questo contesto di de-carbonizzazione si accentua l'incertezza sulla domanda di gas prospettica, incrementando il rischio degli operatori della filiera gas, soprattutto sul lungo termine: a partire dalle attività di investimento upstream e infrastrutture midstream (le prime si sono ridotte da circa 800 miliardi nel 2014 a meno della metà nel 2021, sia olio che gas), come pure nella stipula di

contratti di approvvigionamento gas di lungo termine. Questi, infatti, prevedono l'impegno al ritiro di quantità contrattuali minime (clausole di Take or Pay), ed è chiaro che l'assunzione di tali obblighi per grandi quantità in presenza di una domanda gas difficilmente prevedibile, soprattutto per l'incertezza associata a fattori esogeni quali le politiche di decarbonizzazione, costituisce un rischio rilevante.

6. IL RINCARO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA È DIFFUSO IN EUROPA. IN ITALIA DI QUANTO È AUMENTATO IN RELAZIONE AGLI ALTRI PAESI EUROPEI E PERCHÉ?

R6: Nel corso del 2021 i prezzi dell'energia elettrica dei principali mercati europei hanno sostanzialmente seguito la dinamica delle quotazioni delle emissioni di CO2 e prevalentemente del gas in virtù del suo ruolo come fonte di produzione marginale nel mercato elettrico nelle ore di alto carico. Considerando la variazione percentuale del prezzo medio gennaio - ottobre 2021 rispetto al prezzo medio 2020 nei principali Paesi europei (Italia, Francia, Germania) l'aumento del prezzo dell'energia elettrica nei mercati spot è stato allineato intorno al 150 -155%.

Tuttavia la presenza di capacità nucleare in Francia (che contribuisce al 70% della produzione nazionale) e di capacità di carbone e lignite in Germania (circa 30% della produzione nazionale), non soggette alle variazioni di costo del gas naturale, ha permesso di mitigare l'impatto dell'aumento dei costi nelle ore di basso carico.

On. Dario GALLI

7. NEI PROSSIMI ANNI IL GAS SARA' ANCORA UTILIZZATO (E ANCHE I DATI SULLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA CARBONE STANNO AUMENTANDO); QUESTA SITUAZIONE DURERA' PER UN PERIODO LIMITATO (QUALCHE DECENNIO), FINO A CHE LE FONTI ECOCOMPATIBILI NON SPIAZZERANNO DEL TUTTO TALI COMBUSTIBILI. NEL FRATTEMPO, L'IMPATTO AMBIENTALE DELLA PRODUZIONE DI CO2 È LO STESSO A PRESCINDERE DA DOVE VIENE IL GAS, DOMESTICO O IMPORT. L'OBIETTIVO PRINCIPALE RESTA QUELLO DI FAR SOPRAVVIVERE LA NOSTRA ECONOMIA, ABBASSANDO I PREZZI. MA, SE IL 30% DI PRODUZIONE DI EN. ELETTRICA CHE PROVIENE DA RES E LA QUOTA DERIVANTE DALLA PRODUZIONE DOMESTICA DI GAS È PREZZATO SULLA BASE DEL PREZZO MARGINALE DETERMINATO DA FONTI ESTERNE, IL PROBLEMA NON SI RISOLVE: LA PRODUZIONE "POWER" DA FER E LA NUOVA PRODUZIONE DI ENERGIA DA GAS NON DOVREBBERO QUINDI ESSERE IMPATTATE DA PREZZI ESTERNI.

R7: Sul mercato elettrico spot ("mercato del giorno prima"), gli abbinamenti di domanda ed offerta avvengono al prezzo marginale, sulla base di regole europee. Va peraltro considerato che alcune produzioni elettriche da fonti rinnovabili, nel sistema italiano, già oggi sono nei fatti escluse dall'applicazione di questo prezzo marginale, poiché i produttori sono incentivati (secondo i meccanismi previsti dal decreto ministeriale 4 luglio 2019) attraverso la garanzia di un prezzo fisso e corrispondono o ricevono dal sistema ogni differenza, positiva o negativa, tra il prezzo orario di mercato e tale prezzo fisso.

Indagine conoscitiva relativa agli andamenti dei prezzi dei prodotti energetici

Audizione presso la Commissione Attività Produttive, Commercio e Turismo della Camera dei Deputati

Roma, 16 Novembre 2021

▪ **Incremento delle materie prime (Gas e CO2) e delle bollette**

L'audizione di Terna si limita ad analizzare l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica, individuando cause e possibili soluzioni rispetto alle forti tensioni registrate negli ultimi mesi, per quanto di competenza e come già rappresentato anche in questa sede..

I forti aumenti sui prezzi dell'energia all'ingrosso registrati negli ultimi mesi sono stati determinati da tensioni sui prezzi del gas e della CO2. Ciò ha comportato un aumento delle tariffe elettriche di circa il 10% nel 3Q, e di circa il 30% nel IVQ, aumenti peraltro limitati dall'intervento governativo (altrimenti gli incrementi sarebbero stati rispettivamente del 20% e del 40%). Tali aumenti, i più consistenti degli ultimi 20 anni, hanno portato ad un massimo storico del costo dell'energia elettrica per i consumatori.

L'aumento del prezzo gas, è dovuto a tensioni sul mercato internazionale del GNL (su cui si chiude il bilancio energetico UE) - trainate dalla domanda di Asia e Sud America – ed ad una diminuzione delle importazioni dalla Russia. L'incremento del prezzo della CO2, sembra invece legato alla definizione dei nuovi target di riduzione delle emissioni da parte della Commissione, all'entrata della cosiddetta fase IV dell'ETS, e alle conseguenti posizioni rialziste assunte dal mercato.

Questo contesto sottolinea ancora una volta la vulnerabilità energetica dell'Italia, che risente più degli altri Paesi UE delle variazioni dei prezzi delle commodity (aumento differenziale di prezzo +59% con Germania e +28% con Francia rispetto al 2019), con conseguente rischio di perdita di competitività dei nostri comparti energy intensive e tensioni inflazionistiche destinate a deprimere i consumi.

▪ **Beneficio delle rinnovabili sull'economia del Paese**

L'incremento delle FER come previsto dal recente pacchetto «Fit-For-55» e dal Green Deal può produrre benefici importanti sull'economia del Paese. Per raggiungere gli obiettivi di policy al 2030 sarà necessario installare circa 60 GW di nuova capacità da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP). Questi nuovi impianti FRNP potranno produrre circa 100 TWh di energia elettrica che sostituiranno una quantità equivalente di produzione termoelettrica a gas. Nella prima metà del mese di ottobre 2021 il costo variabile di un ciclo combinato a gas è stato intorno a 210 €/MWh. A questi livelli di prezzo, il costo variabile di generazione di 100 TWh a gas si attesterebbe a circa 21 €mld / anno. Gli investimenti necessari per sviluppare 60 GW di FRNP si possono stimare in circa 60 €mld, pari ad un costo annuo di 4,8 miliardi (ipotizzando una remunerazione al 5%, per 20 anni), con un risparmio di 16 miliardi/anno ad attuali prezzi del gas. Per abilitare questi investimenti è necessaria un'evoluzione del disegno di mercato che affianca ai mercati spot un ruolo più determinante dei mercati a termine, in grado di garantire la sostenibilità degli investimenti. Tale evoluzione comporterebbe anche il beneficio di una minore esposizione del prezzo dell'energia elettrica al costo del gas e di una minore volatilità del prezzo dell'elettricità per famiglie e imprese.

- **Lo sviluppo coordinato di FRNP, sistemi di accumulo e infrastrutture elettriche – rinforzando le dorsali tra Nord e Sud e con le isole - sono fattori chiave per la transizione ecologica, la riduzione della dipendenza energetica del Paese ed uno strumento per limitare le tensioni sui prezzi dell'energia**

Gli obiettivi di decarbonizzazione e il contesto di tensione sulle commodity trovano risposta in azioni coordinate di:

1. Incremento delle FRNP nei prossimi anni in modo tale da conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione e ridurre la marginalità del gas, limitando l'esposizione del prezzo all'ingrosso alla variazione di prezzo di gas e CO₂
2. Sviluppo della capacità di stoccaggio
3. Realizzazione degli investimenti sulle reti in AT necessari all'integrazione delle FER nel sistema ed al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione

- **Sviluppo delle FRNP e di nuova capacità di stoccaggio**

Negli ultimi anni il trend di crescita delle FRNP si è fortemente ridotto; le ultime aste FER non sono riuscite a coprire la domanda prevista nei decreti ministeriali. Il trend di crescita non è in linea con i target prefissati, nonostante il forte interesse degli operatori di mercato, testimoniato dal numero crescente di richieste di connessione già ad oggi teoricamente sufficiente a soddisfare i target PNIEC. Il principale ostacolo è la complessità del processo autorizzativo.

La previsione del decreto di recepimento della direttiva del mercato interno di strumenti di mercato a termine per lo sviluppo di accumuli è fondamentale per dare un adeguato stimolo al mercato per la realizzazione di queste infrastrutture, che diversamente non potrebbero essere realizzate per l'elevato rischio in capo agli investitori associato a opere così capital intensive. È altresì fondamentale la previsione del decreto di obbligo di vendita al mercato della capacità di accumulo realizzata, per massimizzare l'utilizzo di queste infrastrutture, restituendo all'utente elettrico i proventi di queste aste, proventi che saranno destinati a copertura dei costi di realizzazione di queste infrastrutture.

- **Realizzare gli investimenti infrastrutturali previsti dal PdS della rete di Terna**

La realizzazione degli investimenti del Piano di Sviluppo è fondamentale per la transizione ecologica; in assenza di questi investimenti l'aumento della capacità installata di rinnovabili non potrà tradursi in un coerente aumento della produzione, in ragione dei limiti della capacità di trasporto. I processi autorizzativi sono troppo lunghi e, nonostante le semplificazioni introdotte, possono richiedere oltre 10 anni complessivi. È necessario intervenire per comprimere i tempi di autorizzazione dando certezza alle tempistiche del processo autorizzativo con scadenze perentorie; prevedendo la partecipazione del MiC alla consultazione territoriale in modo da anticipare eventuali tematiche paesaggistiche; semplificando le procedure di accesso alle aree per analisi archeologiche/ambientali. Implementando tali misure i tempi di autorizzazione di un'opera che necessita di VIA si ridurrebbero di circa 2 anni (da 58 a 34 mesi).

- **L' aumento dei prezzi delle commodity e delle tariffe elettriche comporta la necessità di accelerare autorizzazione opere e avviare – subito – anche grazie ai fondi del PNRR - un importante Piano di aumento degli investimenti in FER, reti e accumuli**

Le tensioni su prezzi gas e CO2 hanno comportato un aumento del costo della bolletta elettrica da circa 40 miliardi a 80 miliardi di euro su base annua (calcolato proiettando su 12 mesi i valori dell'attuale trimestre). Tensioni che potranno perdurare in ragione della chiusura degli impianti a carbone a livello mondiale, della riduzione negli investimenti nell'upstream gas&oil, della crescita della domanda energetica internazionale nonché dalla lentezza della crescita FER e degli investimenti in accumuli.

L'avvio di un programma di investimenti in FER, accumuli e reti, che potrà essere reso possibile solo se accompagnato da una ulteriore semplificazione autorizzativa, consentirebbe di sostituire la produzione a gas con rinnovabili e accumuli e ridurre il numero di ore in cui la tecnologia è marginale, con il beneficio di una minore esposizione del prezzo dell'energia elettrica al costo del gas e di conseguenza una minore volatilità del prezzo dell'elettricità per famiglie e imprese.

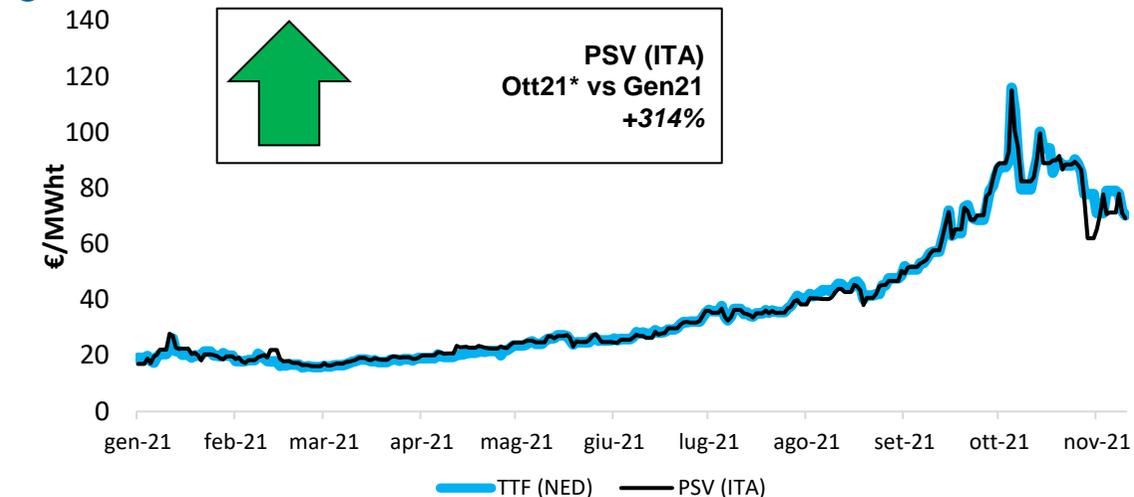
È fondamentale che le semplificazioni dei procedimenti autorizzativi delle FER trovino sempre applicazione anche per l'adeguamento delle opere di connessione elettriche che dovesse rendersi necessario, per garantire che lo sviluppo delle FER avvenga in maniera coordinata con gli impianti di rete.

Da Agosto 2021, i prezzi del gas hanno registrato una brusca accelerazione raggiungendo valori record su tutti i mercati europei. Questi aumenti sono legati alla concomitanza di diversi fattori:

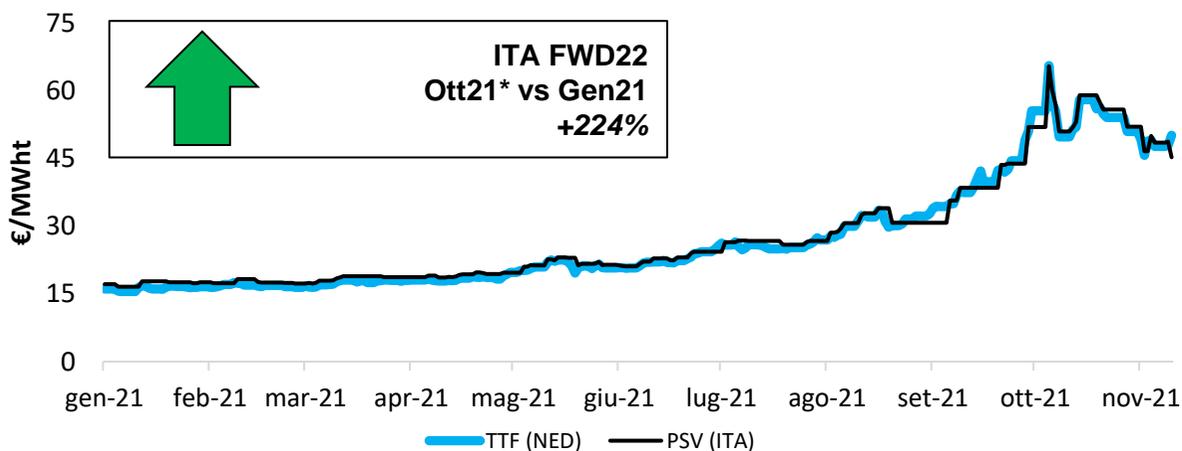
- Forti tensioni sul mercato globale del GNL a seguito di un aumento della domanda superiore a quello dell'offerta (specialmente in Asia e Sud America)
- Presenza di manutenzioni in diversi impianti di rigassificazione europei ad ostacolo dell'importazione di GNL (prevista in aumento del 5%)
- Ripresa della domanda ai livelli del 2019
- Diminuzione della produzione europea e delle importazioni dai gasdotti (Russia)
- Riduzione del livello di riempimento degli stoccaggi in centro Europa (Austria e Germania, contrattualizzati da Gazprom)

La CO₂, ha invece avuto un forte aumento ad inizio 2021 in corrispondenza dell'avvio della Fase 4 del mercato europeo dei titoli di emissione (ETS) e dell'annuncio da parte della Commissione Europea di obiettivi di riduzione delle emissioni più ambiziosi, registrando una crescita più discontinua dall'inizio dell'estate.

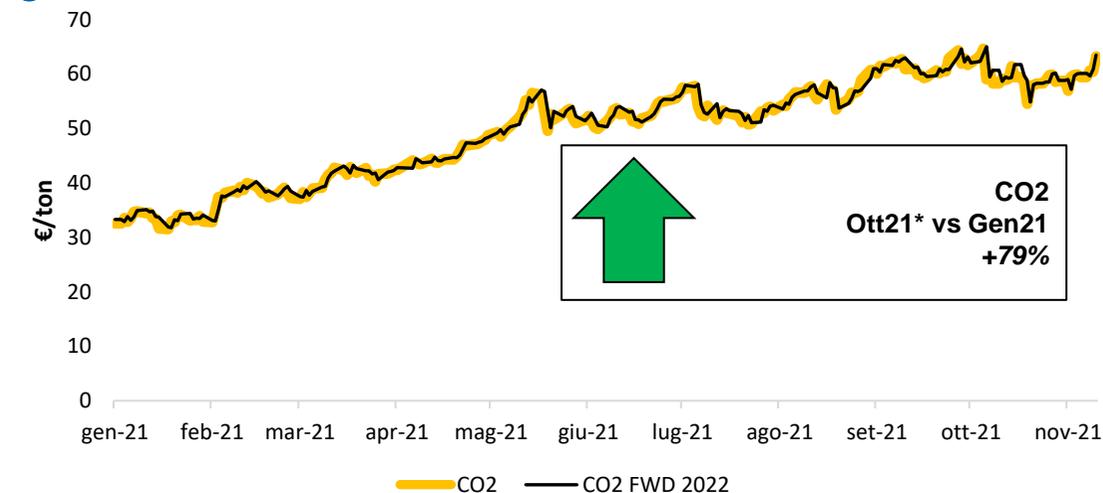
Gas – Prezzi Spot



Gas - Prezzi Forward 22

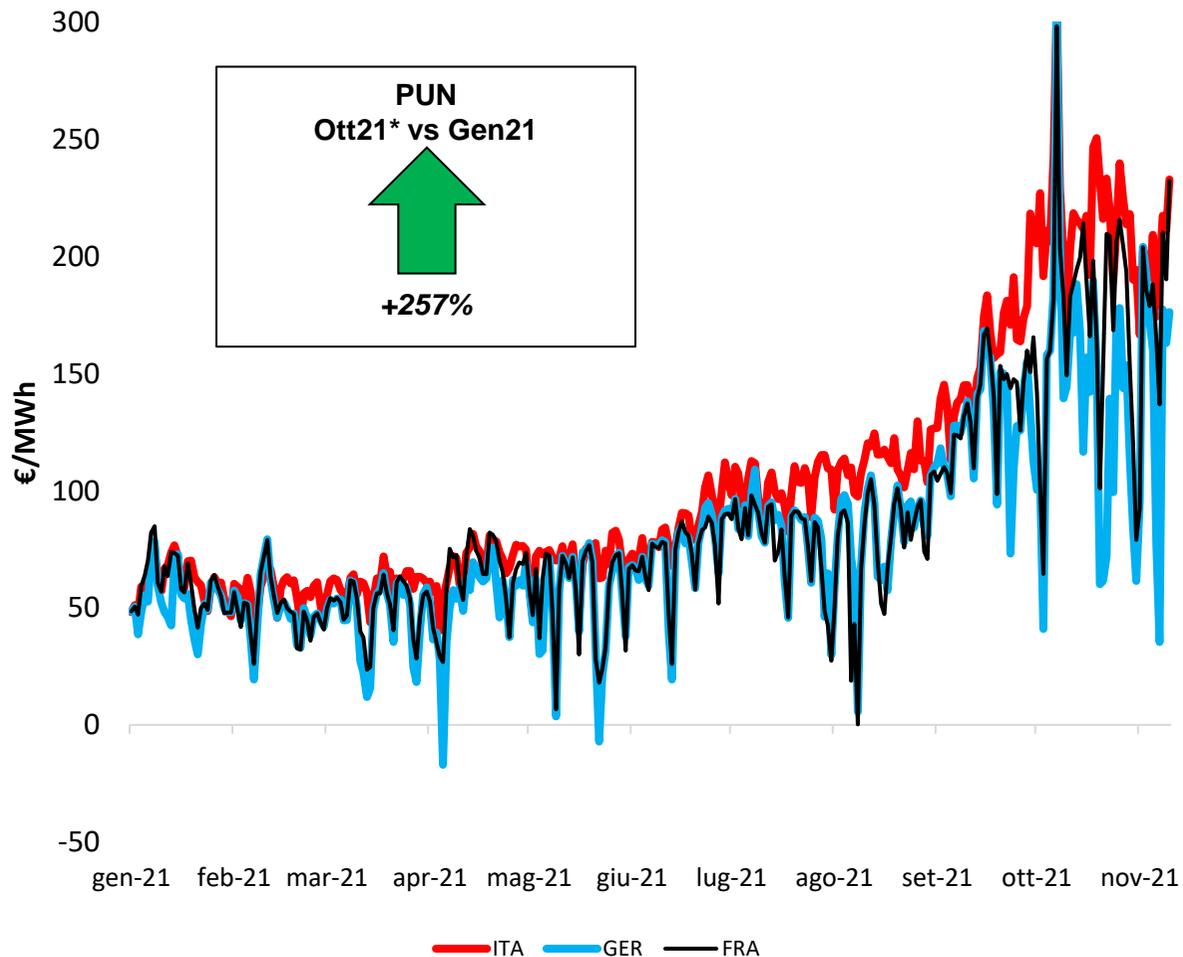


CO2 – Prezzi Spot e Forward 2022

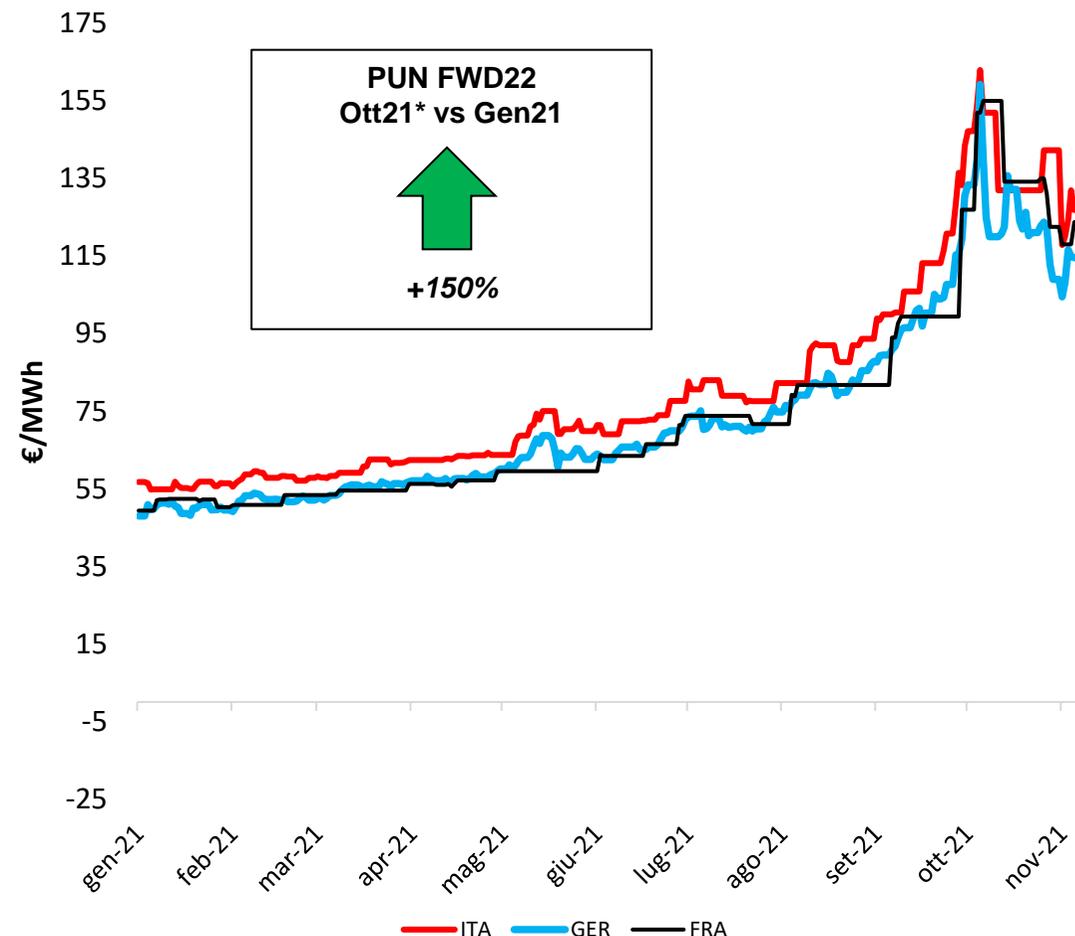




Prezzi Spot Day Ahead

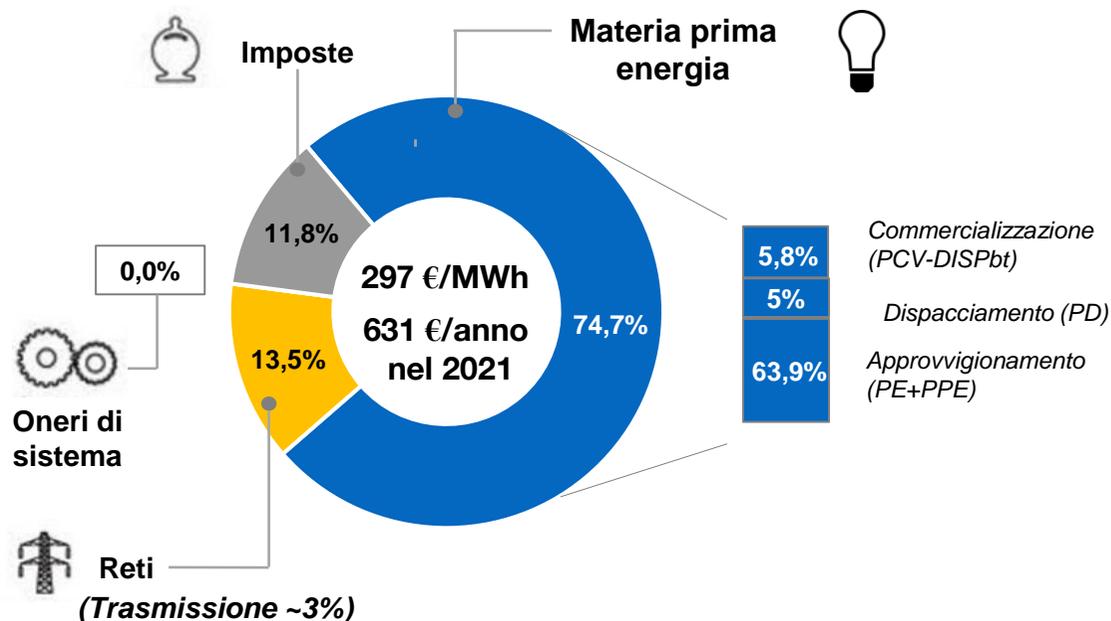


Prezzi Forward 22 Baseload

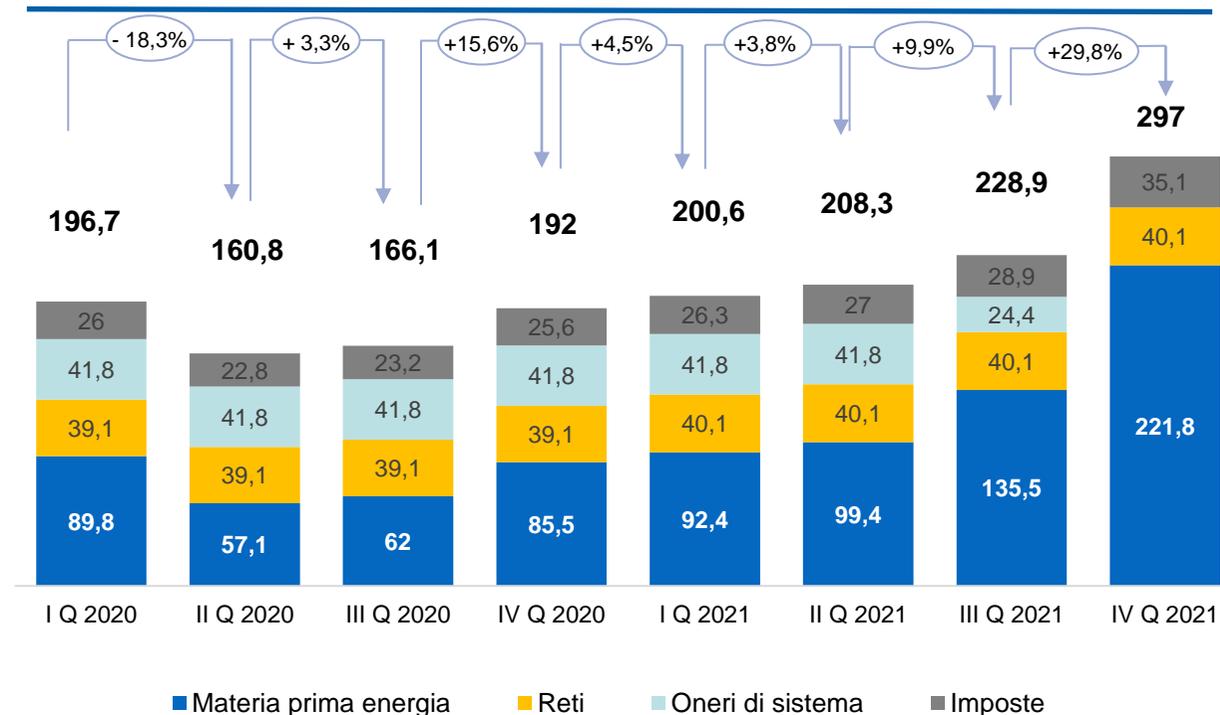


Tali aumenti hanno provocato una forte crescita dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso su tutti i mercati europei ed in particolar modo in Italia. L'Italia registra infatti prezzi spot 2021 e forward 2022 mediamente più alti di Francia e Germania.

Composizione percentuale bolletta elettrica IV trimestre 2021



Andamento bolletta elettrica I Q 2020 - IV Q 2021 (€/MWh)

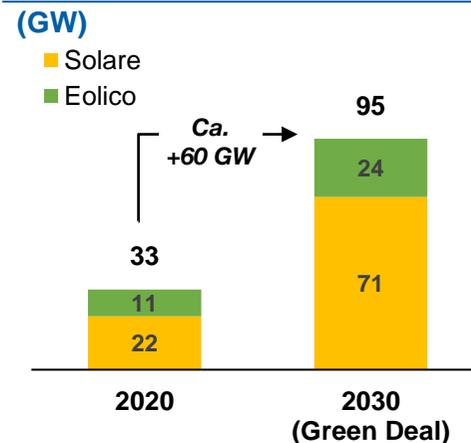


Gli aumenti dei prezzi dell'energia all'ingrosso, **i più consistenti degli ultimi 20 anni**, hanno portato ad un **massimo storico del costo dell'energia elettrica per i consumatori**. Il costo della bolletta elettrica su base annua è aumentato di circa 40 miliardi di euro (calcolato proiettando su 12 mesi i valori dell'attuale trimestre, vs il IV Q 2020, tenendo conto anche della componente oneri di sistema azzerata dal Governo). **Una maggiore presenza di rinnovabili avrebbe contenuto l'impatto di queste tensioni.**

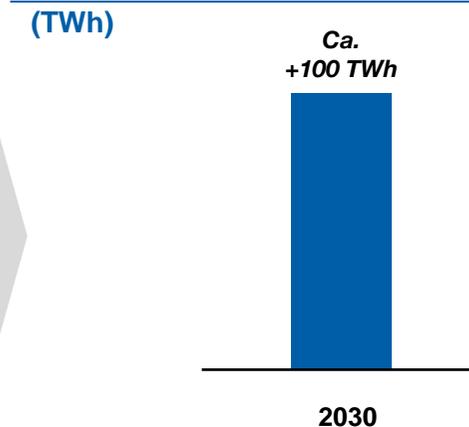
Anche se al momento si assiste ad un leggero ribasso dei prezzi delle commodities, questi risultano ancora molto elevati e **per il primo trimestre del 2022 si profila dunque un ulteriore aumento dei prezzi per i servizi di tutela**

- **L'incremento delle FER** come previsto dal recente pacchetto «Fit-For-55» e dal Green Deal **può produrre benefici importanti per l'economia del Paese**
- Per raggiungere gli obiettivi di policy al 2030 sarà **necessario installare circa 60 GW di nuova capacità da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP)**.
- Questi **nuovi impianti FRNP potranno produrre fino a 100 TWh di energia elettrica*** che sostituiranno una quantità equivalente di produzione a gas
- Nella prima metà del mese di ottobre 2021 il costo variabile di un ciclo combinato a gas è stato intorno a 210 €/MWh. **A questi livelli di prezzo, il costo variabile di generazione di 100 TWh a gas si attesterebbe a circa 21 €mld / anno**
- Gli **investimenti necessari** per sviluppare 60 GW di FRNP si possono stimare in **circa 60 €mld**, pari ad un costo annuo di circa 4,8 miliardi (calcolato con una remunerazione del 5% a 20 anni), con un risparmio di 16 miliardi/anno ad attuali prezzi del gas
- Per abilitare questi investimenti è **necessaria un'evoluzione del disegno di mercato che affianca ai mercati spot un ruolo sempre più determinante dei mercati a termine** (es. PPA, contratti per differenza), unici in grado di garantire la sostenibilità degli investimenti
- Tale evoluzione comporterebbe anche il **beneficio di una minore esposizione del prezzo dell'energia elettrica al costo del gas** e di conseguenza una minore volatilità del prezzo dell'elettricità per famiglie e imprese

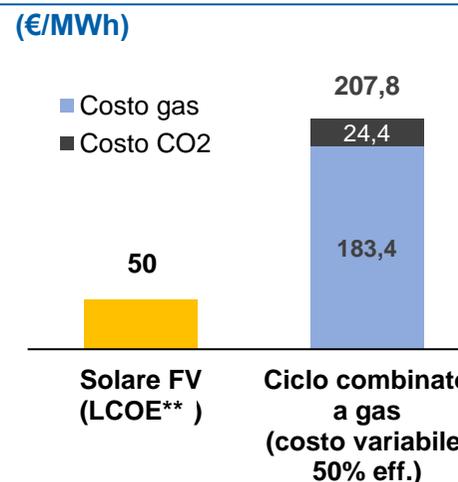
Capacità installata delle FRNP*



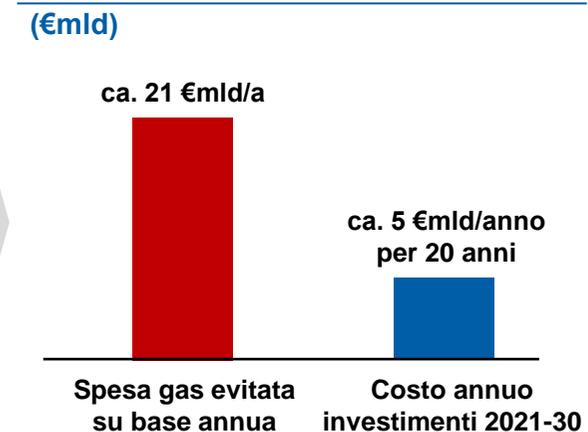
Produzione FRNP aggiuntiva al 2030*



Ciclo combinato gas vs fotovoltaico*



Costi variabili vs investimenti necessari



Lo **sviluppo coordinato delle FRNP**, delle **infrastrutture elettriche** e dei **sistemi di accumulo**, insieme ad una maggiore penetrazione del **vettore elettrico**, sono fattori chiave per ridurre la dipendenza energetica del Paese, limitare le tensioni sui prezzi dell'energia dovute ai costi delle commodity (gas e CO₂), e fare da volano per la crescita economica del Paese, la ricerca e l'innovazione tecnologica

Gli **obiettivi di decarbonizzazione** e il contesto di tensione sulle commodity trovano risposta in azioni coordinate:



Incrementare le FRNP nei prossimi anni in modo tale da conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione e ridurre la marginalità del gas, limitando l'esposizione del prezzo all'ingrosso alla variazione di prezzo di gas e CO₂



Realizzare gli investimenti infrastrutturali previsti dal Piano di Sviluppo (PdS) di Terna (in particolare per rinforzare dorsali tra Sud e Nord) adeguandolo agli obiettivi che saranno fissati dall'atteso aggiornamento del PNIEC



Sviluppare capacità di stoccaggio

Timing fino a 14 anni (dalla pianificazione all'entrata in esercizio)



Proposte di ottimizzazione



1

Le tensioni su prezzi gas e CO2 hanno comportato un aumento del costo della bolletta elettrica di circa 40 miliardi di euro su base annua

2

Tali tensioni potranno perdurare in ragione della chiusura degli impianti a carbone a livello mondiale, della riduzione negli investimenti nell'upstream gas&oil, della crescita della domanda energetica internazionale nonché dalla lentezza della crescita FER e degli investimenti in accumuli

3

L'avvio di un programma di investimenti in FER, accumuli e reti, che potrà essere reso possibile solo se accompagnato da una ulteriore semplificazione autorizzativa, consentirebbe di sostituire la produzione a gas con rinnovabili e accumuli e ridurre il numero di ore in cui la tecnologia è marginale, con il beneficio di una minore esposizione del prezzo dell'energia elettrica al costo del gas e di conseguenza una minore volatilità del prezzo dell'elettricità per famiglie e imprese