



Focus Energia e Sostenibilità

n. 17 - giugno 2022

Sommario

1.	Approfondimenti	2
1.1	Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e gas	2
1.2	Evoluzione scenario sicurezza gas italiano: aggiornamenti sui dati e sull'audizione di Confindustria presso il CTEM	4
1.3	Audizione di Confindustria su "Sicurezza dell'approvvigionamento e prezzi dell'energia accessibili: opzioni per misure immediate e in vista del prossimo inverno"	13
2.	Principali novità di settore	19
2.1	DL Bollette (DL Taglia Prezzi 2)	19
2.2	Circolare Agenzia delle entrate crediti di imposta costi gas	20
2.3	Nuove disposizioni UE: ETS, CBAM e STOP motore endotermico nel 2035	20
2.4	Esiti Consiglio Europeo 31 maggio, 23, 24 e 27 giugno	23
2.3	PNRR – M2C2: aggiornamenti su investimenti e attuazione degli stessi	25
3.	Report Mercati energetici e Ambientali	30

1. Approfondimenti

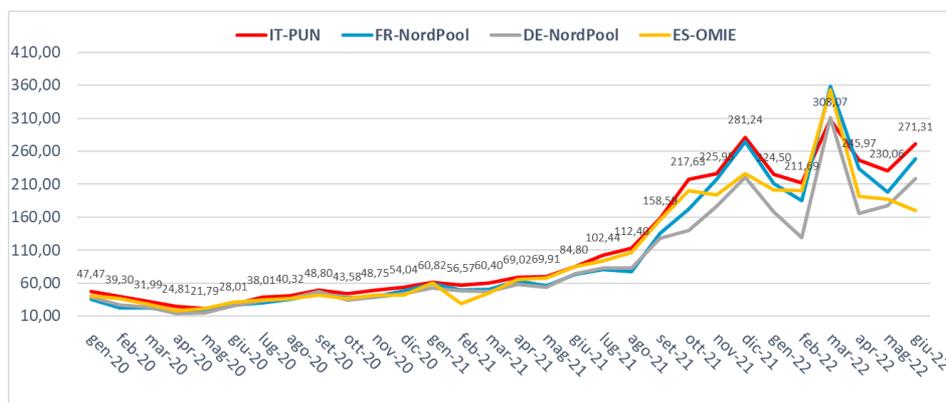
1.1 Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e gas

Nel mese di giugno il **prezzo medio dell'energia elettrica (PUN)**, è stato pari a **271,31 €/MWh**, registrando un aumento rispetto al mese precedente del **18%** e del **220%** rispetto a giugno 2021. Il prezzo del gas al **PSV è schizzato al rialzo** da quando il Gestore della rete (Snam) ha avviato ingenti acquisti di gas sul mercato del GME per iniezione in stoccaggio, avendo ricevuto dal Comitato di emergenza gas del Mite il ruolo di acquirente di ultima istanza per il riempimento degli stoccaggi. Il prezzo a cui **Snam ha acquistato gas sul mercato del GME a partire da venerdì 24 giugno è stato tra i 7 e i 13 € per MWh più alto di quello spot al TTF olandese**. Nel frattempo, il Regolatore ha pubblicato la delibera sulla gestione del meccanismo di ultima istanza, **stanziando fino a 2 miliardi di euro** a valere sulle giacenze della Cassa dei Servizi Energetici (CSEA) per compensare i costi sostenuti da Snam, in modo da **attutire i costi per il sistema**.

L'Europa sta cercando di riempire gli stoccaggi per l'inverno, con difficoltà, dopo che **Mosca all'inizio del mese di giugno ha tagliato del 60% i flussi verso la Germania e di percentuali inferiori verso altri paesi, tra cui il nostro**.

Le proiezioni mostrano che mentre i tassi di riempimento degli stoccaggi del blocco sono attualmente sulla buona strada per raggiungere il 90% **entro il 1° novembre, se la Russia tagliasse i flussi, ci si potrebbe fermare sotto al 75%**. Ciò significherebbe **prezzi del gas significativamente più alti**.

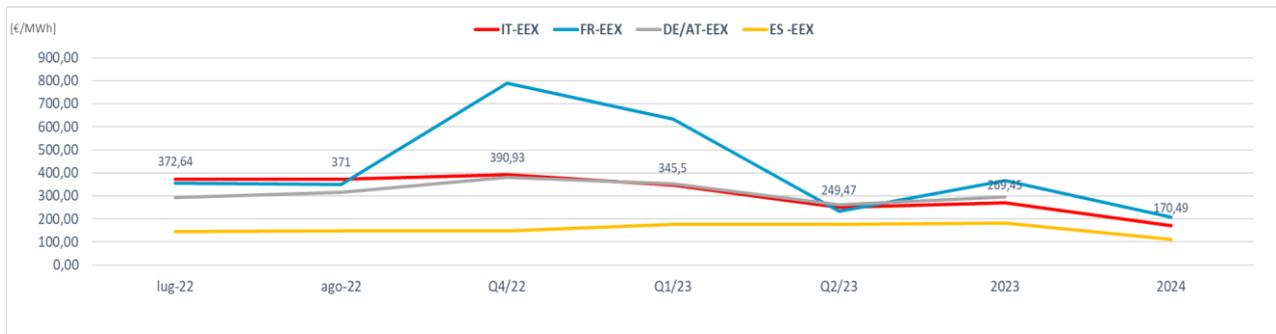
Prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh



Il **prezzo elettrico all'ingrosso italiano resta il più alto**, seguito dalle quotazioni di Francia (248,4 €/MWh) e Germania (218,3 €/MWh) e a distanza dalla Spagna (169,63 €/MWh).

Su questi valori anche le **quotazioni forward power in Italia e Germania superano i 380 €/MWh (Q4/22)**, con **picco dei futures power francesi per il prossimo inverno quasi a 800 €/MWh**, dovuto alle criticità del nucleare francese (EDF prevede che la produzione nucleare di quest'anno sarà sotto i 300 TWh, al minimo degli ultimi 35 anni, per le fermate per guasti e manutenzioni).

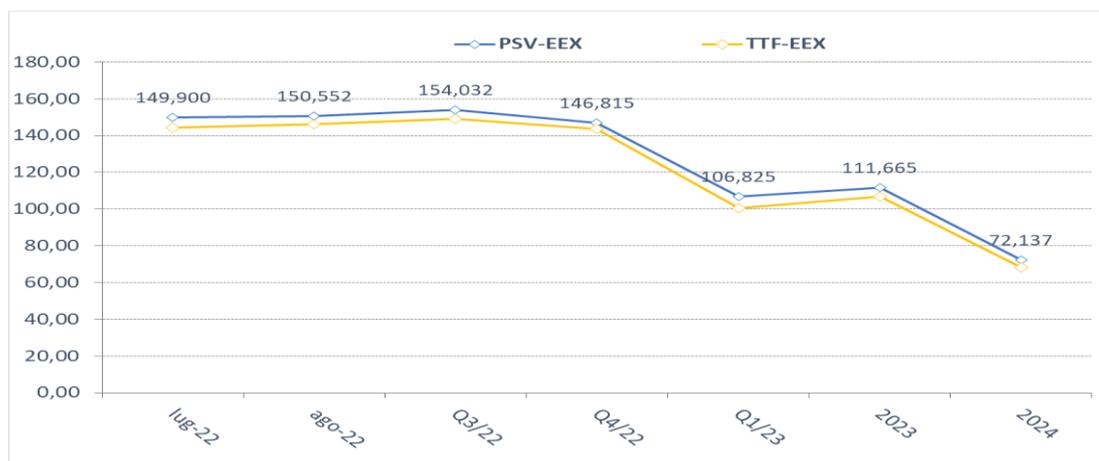
Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 30.06.2022, €/MWh



Le cause della nuova ondata di aumenti dei prezzi è principalmente dovuta alla riduzione dei flussi gas dalla Russia all'Europa, in particolare alla Germania via Nord Stream 1, che ha influenzato anche le forniture all'Italia e ad altri Paesi UE, e che mette in crisi la stagione di iniezione gas in stoccaggio e conseguentemente aumenta il **rischio di scarsità di gas nei mercati europei per il prossimo inverno 22/23**. A questo si aggiunge l'ondata di caldo anomalo che già da alcune settimane sta colpendo vaste aree dell'Europa, con temperature sopra alle medie storiche e una sempre più grave situazione di **siccità estrema** (che impatta direttamente sulla produzione elettrica, con il ridotto apporto delle centrali idro ed anche con le fermate delle centrali lungo il Po con problemi di raffreddamento).

Con questo scenario di tensione lato offerta alle stelle sul breve/medio periodo, i prezzi gas viaggiano intorno a 150 €/mc per i prossimi trimestri.

Prezzi futures delle principali borse gas europee al 30.06.2022 - €/MWh



Per assicurarsi forniture di gas alternative a quelle russe, e anche compensare nei prossimi mesi la possibile riduzione dei flussi GNL da USA (a causa della fermata del terminale texano di Freeport), l'Europa, dopo gli accordi con USA, Qatar, Egitto ed Israele, sigla un nuovo accordo con la Norvegia che si impegna nel 2022 ad aumentare del 9% l'export verso l'Unione rispetto al 2021.

Nelle negoziazioni a livello europeo sulle possibili soluzioni “ponte” alla crisi (da attuare almeno finché non diventi strutturale lo sganciamento dal gas russo), **acquista forza il tema del price cap per tutto il gas importato, discusso anche dai leaders mondiali nel corso del recente G7 in Germania.**

Nel frattempo, diversi Paesi Europei stanno adottando misure per fronteggiare l'emergenza energetica: la Germania ha annunciato programmi per ridurre il consumo di gas dell'industria (che riceverà un premio a fronte della riduzione dei consumi), **per aumentare la produzione elettrica a carbone** (riattivare 10 GW di centrali ferme), **per “forzare” in via amministrata il riempimento degli stoccaggi** (con una specifica linea di credito da 15 mld€ per il TSO). **Anche Olanda e Austria hanno annunciato analoghe misure di ripresa della produzione elettrica a carbone a pieno regime per sopperire ai tagli di Gazprom.**

Per far fronte allo scenario di crisi dei mercati del prossimo inverno, sembrano restare **sul tavolo**, sia a Bruxelles che a Roma, un **numero limitato di opzioni**, da attuare anche congiuntamente: **cap europeo al prezzo del gas, interventi di contenimento della domanda industriale e/o civile, gas-to-coal switching per la generazione elettrica, ricerca di nuove fonti di approvvigionamento, prosecuzione delle misure amministrative per parziale recupero degli extra costi in bolletta da parte di imprese e cittadini.**

1.2 Evoluzione scenario sicurezza gas italiano: aggiornamenti sui dati e sull'audizione di Confindustria presso il CTEM

Il 21 giugno 2022 si è tenuta l'**audizione di Confindustria presso il Comitato Tecnico di Emergenza e Monitoraggio del Sistema del Gas (CTEM) del MiTE** (Ministero della Transizione Ecologica).

La scelta di richiedere un'audizione (anticipata nel precedente numero della newsletter, n.16 – maggio 2022) è stata presa al fine di chiedere esplicitamente al CTEM di valutare tutte le possibili leve di **riduzione dei consumi di gas** e di avviare un'attenta disamina dei cicli produttivi industriali al fine di **predisporre un eventuale piano di intervento** in grado di definire un ordine di merito sulla tempistica e modalità di interruzione del settore industriale nel caso in cui l'offerta di gas non fosse in grado di soddisfare la domanda nel prossimo anno termico.

Durante il corso dell'Audizione, sono state espresse al CTEM tutte le **preoccupazioni del sistema industriale sulla sicurezza del gas e sulla tenuta del sistema energetico nazionale per il periodo di punta invernale 2023**, preoccupazioni aggravate anche dalla recente **crisi idrica**, che sta diventando sempre più grave e che rischia di avere un forte impatto anche sul sistema produttivo nazionale, in particolar modo per quello della produzione di energia elettrica, dove la scarsità d'acqua rischia di compromettere il sistema di raffreddamento delle centrali a ciclo combinato (acqua e gas).

In particolar modo è stato sottolineato al CTEM come i recenti tagli delle forniture di gas da parte della Russia ai danni dell'Italia e di altri paesi europei (da cui importiamo il gas), stiano rendendo sempre più concreta l'ipotesi di una interruzione totale, che comprometterebbe seriamente la capacità del Paese di soddisfare la domanda di gas nel periodo di punta invernale 2023.

Al CTEM è stato altresì ricordato come la **linea di intervento italiana per la sostituzione del gas russo** sia un piano a lungo termine che non verrà completato prima del 2024/25. Parte delle misure predisposte (come il contributo del primo terminale LNG Floating opzionato dall'Italia tramite SRG Spa) non riusciranno ad essere attuate prima di marzo - aprile 2023, perciò successivamente al periodo di punta dei consumi invernali del prossimo anno termico, lasciando aperto e irrisolto il problema degli approvvigionamenti.

Flussi da sostituire considerando blocco Forniture Russia (Mm³/anno)			
Tarvisio (Russia)		29061	38% Import
Passo GRIES (Nord EU)		2170	3% Import
Totale 2021		31231	41% Import
Fonte Sostitutiva Gas Russo e flusso (Mm³/anno)			Gap Sicurezza (Mm³/anno)
Incremento Importazioni Algeria	Fine 2022	3000	-28231
Incremento da Rigassificato Italiani	Fine 2022	1000	-27231
Aumento Produzione Elettrica Carbone	Entro 2022	5000	-22231
Incremento TAP	2022/23	1500	-20731
Primo Rigassificatore (Piombino)	Feb - Apr 2023	5000	-15731
Incremento gas Produzione Nazionale	Fine 2023	2200	-13531
Aumento Importazioni Algeria	Entro 2023	3800	-9731
Secondo Rigassificatore	Entro 2024	5000	-4731
Incremento Algeria	Entro 2024	3000	-1731
Incremento TAP	Entro 2024/2025	10000	+ 8269

Il secondo elemento sottoposto all'attenzione del CTEM è stato quello relativo alla situazione dei siti di stoccaggio, mettendo in risalto come l'Italia abbia finora **riempito i siti di stoccaggio per l'anno termico 2022/23 con un flusso di iniezione medio inferiore del 39,4% rispetto a quello del 2021 (al 17 giugno 2022).**

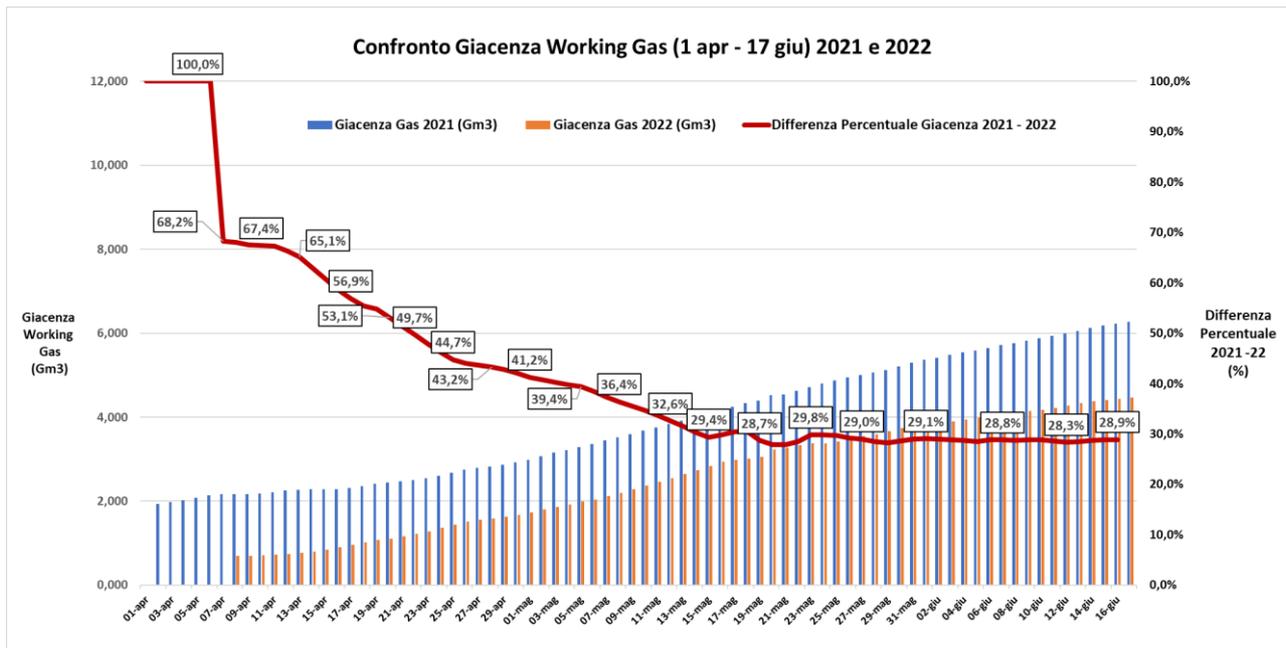


Gráfico 1: distribuzione della Giacenza di Working Gas nel periodo 1° aprile - 17 giugno 2021 e 2022, con dettaglio sulla differenza percentuale tra i due anni (linea rossa). Il valore di 12 Gm³ (val max asse ordinante) rappresenta il volume massimo di Working Gas raggiungibile.

Il grafico precedente, tramite confronto diretto delle giacenze di Working Gas (Riserva Attiva) nei siti di stoccaggio tra i mesi di aprile, maggio e giugno 2021 e 2022, mostra chiaramente come il riempimento dei siti di stoccaggio quest'anno:

- sia iniziato con otto giorni di ritardo rispetto al 2021, portando ad una perdita di circa 104 milioni di m³ di gas all'8 aprile 2022;
- sia partito il 9 aprile 2022 con un flusso di iniezione pari al - 68,2% rispetto a quello del 9 aprile 2021, per poi aumentare al - 27,9% e riscendere al - 28,9%, portando ad una **perdita complessiva di 1,813 miliardi di m³ di gas al 17 giugno 2022.**

Al CTEM è stato specificato come, considerando il trend iniziale, la perdita di 1,813 miliardi di m³ di gas e la nuova diminuzione del flusso di iniezione, risulti difficile senza ulteriori interventi il raggiungimento dei 12 miliardi di m³ di gas stoccabile e funzionale alla punta invernale. Per garantire la sicurezza nel periodo di punta invernale, infatti, bisognerebbe raggiungere un volume totale di Working Gas compreso almeno tra 7 e 8 miliardi di m³, anche se – come proposto dalla Commissione UE con la modifica del Regolamento sulla sicurezza 2017/1938 – bisognerebbe raggiungere un volume di Working Gas non inferiore all'80–90% del volume totale, garantendo così una capacità di erogazione di gas stoccato di 100 - 110 milioni di m³/giorno nel periodo di punta invernale. A tal proposito, nel corso dell'audizione, Confindustria ha proposto al CTEM di identificare (in continuità con gli strumenti di regolamentazione economica dello stoccaggio) un **acquirente di ultima istanza.**

All'attenzione del CTEM è stato anche portato il tema della **Produzione Nazionale di gas**, la quale è risaputo essere diminuita costantemente nel corso degli ultimi 20 anni e che,

senza interventi puntuali, declinerebbe rapidamente sino a scendere al di sotto dei 2 miliardi di m³/anno già nel 2025, rispetto ai 3,5 miliardi di m³/anno del 2021, per poi attestarsi sotto al miliardo di m³/anno negli ultimi anni del decennio in corso. Per questo motivo Confindustria ha richiesto al CTEM un'accelerazione alle misure introdotte dal Governo (art. 16 Legge 34 del 27/4/22), ricordando come lo stesso Consiglio Europeo dello scorso 31 maggio, nelle sue "conclusioni finali" invitava gli stati membri ad **ottimizzare l'uso delle risorse nazionali**. Confindustria ha evidenziato, infatti, che con una serie di interventi finalizzati a **valorizzare la risorsa gas dei titoli minerari esistenti** si potrebbe, nel giro di pochi anni, garantire una produzione tra i 6 e gli 8 miliardi di m³/anno a partire dal 2025. In particolare, occorrerebbe garantire le necessarie **attività di ottimizzazione della produzione delle concessioni attualmente operanti** (sia a terra che a mare) comprese le concessioni Val d'Agri e alcune localizzate nella fascia entro le 12 miglia dalla costa e promuovere lo sviluppo di nuovi progetti già predisposti per i titoli esistenti nel Canale di Sicilia e nel mar Adriatico. Gli interventi necessari e i fattori abilitanti per favorire questo aumento della produzione domestica comprendono, tra l'altro, una **rivisitazione del Piano** per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee - **PITESAI** e di alcuni vincoli normativi da adeguare alle prassi alle innovazioni tecnologiche occorse, oltre che uno **snellimento dei processi autorizzativi**.

Sulla base dei dati storici riferiti alla Domanda e all'Offerta di gas e considerando i problemi relativi all'Offerta sopra discussi, Confindustria ha presentato al CTEM la **stima/proiezione sulla tenuta del Paese in merito al periodo di punta invernale per l'anno termico 2022/23 (16 gen - 15 feb 2023)** valutata per i quattro principali macrosettori di consumo (Civile, Industriale, Termoelettrico, Trasporti) al fine di valutare le possibili ripercussioni sulla tenuta del Paese nel periodo di punta invernale per l'anno termico 2022/23, ossia il periodo statisticamente più freddo dell'anno in cui il consumo di gas è massimo e che desta, quindi, maggiore preoccupazione in merito alla sicurezza gas.

La stima, anticipata nel precedente numero della newsletter, è stata aggiornata utilizzando un confronto tra gli anni 2021 (per la Domanda) e 2022 (per l'Offerta), in quanto, per il 2022 non sono ancora disponibili i dati relativi ai consumi per settore.

DOMANDA di Gas periodo Punta Invernale 2021 (16 gen - 15 feb)	
Macrosettore	Valor Medio Giornaliero (Mm3)
Totale	305,04
Civile	143,06
Industriale	61,58
Termoelettrico	97,13
Trasporti	3,27

(a)

OFFERTA di Gas periodo Punta Invernale 2022 (16 gen - 15 feb)	
Fonte Derivazione Gas	Valor Medio Giornaliero (Mm3)
Disponibilità Totale	315,61
Domanda (Tot immesso nella Rete)	306,74
Import Totale	207,93
Entrata Mazara (Algeria)	62,12
Entrata Tarvisio (Russia)	59,14
Entrata P. Gries (Nord Europa)	26,53
Entrata Melendugno (Arzerbaijan)	22,80
Entrata Gela (Libia)	4,52
Entrata Gorizia	0,07
GNL Panigaglia	0,25
GNL Cavarzere	21,15
GNL Livorno	11,36
Produzione Nazionale	8,57
Sistemi di Stoccaggio	99,11
Esportazioni reti di terzi	6,33
Export	0,90

(b)

Tabella 1: Riepilogo composizione della Domanda (a) e dell'Offerta di Gas (b) nel periodo di punta invernale. In rosso le entrate di gas a rischio.

Nell'eventualità in cui nel periodo di punta invernale 2023 si realizzasse il “**Worse Case Scenario**”, ossia:

- si manifestasse nel periodo considerato la medesima domanda di gas del 2021 (stimata in 305,04 milioni di m³/giorno)
- la quantità complessiva di gas stoccato nel 2022 fosse inferiore del 28,9% rispetto a quella del 2021 (come al 17 giugno 2022): - **28,64 milioni di m³/giorno**

- si verificasse un'interruzione totale alle importazioni dirette ed indirette del gas russo (scenario "Emergenza" - livello 1): - **85,67 milioni di m³/giorno**
- continuasse a diminuire la produzione nazionale di gas

l'Italia potrebbe non essere in grado di soddisfare la Domanda di gas nel periodo considerato.

Le Tab. 1 (a) e (b) mostrano chiaramente come, in un simile scenario, l'Italia si ritroverebbe nel periodo considerato a **far fronte ad una Domanda media di gas di 305,04 milioni di m³/giorno con una disponibilità di circa 192,43 milioni di m³/giorno**, cioè con un **gap di 115 milioni di m³/giorno** rispetto allo stesso periodo del 2022.

Il suddetto scenario diventa sempre più probabile se si considerano i tagli alle forniture di gas russo del 15% avvenute in data 16 giugno 2022 ai danni dell'Italia. Ricordando che il gas russo arriva in Italia anche tramite l'export di altri Paesi europei (anch'essi soggetti al taglio delle forniture) il taglio totale di forniture in Italia arriva al 35% in data 16 giugno 2022 e al 50% in data 17 giugno 2022.

Anche nel caso in cui considerassimo gli elementi che potrebbero attenuare i profili emergenziali relativi all'Offerta di gas come:

- sospensione export di gas: **+ 6 milioni di m³/giorno**
- incremento importazioni di gas dall'Algeria: **+ 15 milioni di m³/giorno**
- incremento gas da rigassificatori italiani: **+ 5 milioni di m³/giorno**
- incremento produzione da centrali a carbone: **25 milioni di m³/giorno**
- miglior utilizzo del sistema dello stoccaggio: **+ 20 milioni di m³/giorno**
- riduzione temperatura interna settore civile: **+ 30 milioni di m³/giorno**

il gap di gas si ridurrebbe a 14 milioni di m³/giorno, ma non sarebbe colmato.

È chiaro che, in un simile scenario, scatterebbero **meccanismi di interruzione del gas**, a seguito dei quali i settori produttivi sarebbero i primi ad essere chiamati a ridurre i consumi con effetti rilevanti sulla crescita economica del Paese. Il meccanismo di interruzione, tuttavia, sul piano della sicurezza, verrebbe attivato solamente al raggiungimento del "livello di emergenza": attualmente l'Italia si trova al "livello di preallarme".

Considerato il pesante impatto economico che questa misura avrebbe, al CTEM è stato chiesto di valutare tutte le possibili leve di riduzione dei consumi, come tra l'altro suggerito anche dalla Commissione EU tramite il "REPowerEU", in cui è stato espressamente chiesto ai paesi membri di attuare sin da subito interventi di **demand side management**, ossia di riduzione dei consumi, ad esempio con una riduzione delle temperature massime degli impianti di riscaldamento centralizzati.

Sulla base dei risultati emersi dalla stima della domanda/offerta, al CTEM - come prima misura di riduzione dei consumi da valutare - è stato proposto di **ridurre di 3°C la temperatura massima ottenibile dai sistemi di riscaldamento centralizzati usati nel settore civile** (che comprende i sottosectori del terziario e del commerciale) così da poter risparmiare fino a 30 milioni di m³/giorno nel periodo di punta invernale.

La scelta di proporre questa misura risiede nel fatto che il consumo di gas nell'arco dell'anno non è costante, ma aumenta/diminuisce in relazione alla temperatura esterna, principalmente per il settore Civile. Quest'ultimo, infatti, durante il periodo di punta invernale risulta essere quello con la Domanda di gas più elevata in termini di Smc/giorno, con consumi stimabili in oltre 143 milioni di m³/giorno, cioè quasi il 50% del totale (mediamente 305 milioni di m³/giorno) e oltre il doppio della domanda industriale (circa 61 milioni di m³/giorno).

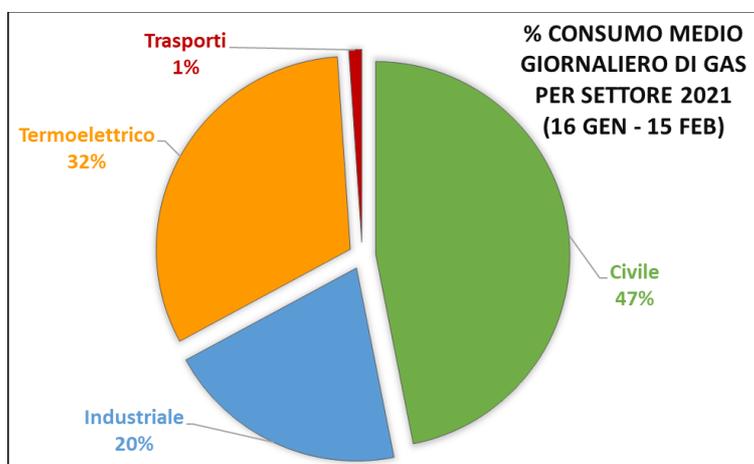


Grafico 3: distribuzione percentuale dei consumi giornalieri di gas per settore nel periodo di punta invernale 2021

Domanda - Consumi Totali 2021	Civile	Industriale	Termoelettrico	Trasporti	TOTALE
Consumo Totale Annuo Netto (Gm3)	24,87	19,02	28,16	1,10	73,15
Domanda Mensile media periodo di punta (Gm3)	4,35	1,87	2,95	0,10	9,28
Domanda Giornaliera media periodo di punta (Mm3)	143,06	61,58	97,13	3,27	305,04

Offerta - Riconsegne Totali 2022	Civile	Industriale	Termoelettrico	Trasporti	TOTALE
Riconsegne Giornaliera medie periodo di punta (Mm3)	143,86	61,93	97,67	3,28	306,75

Tabella 2: riepilogo composizione dei Consumi - Domanda (in alto) e dell'Offerta - Riconsegne di Gas (in basso) nel periodo di punta invernale per macrosettore di consumo e in totale.

La situazione che potrebbe prospettarsi, con le possibili riduzioni di approvvigionamenti che arrivano dalla Russia e dal Nord Europa, renderebbe necessario **diminuire i consumi**

anche per tutelare il riempimento degli stoccaggi: questa fattispecie potrebbe richiedere una riduzione dei consumi per un periodo ben più lungo rispetto alla durata di una criticità climatica. Per questo motivo appare essenziale **non fermare o ridurre la produzione industriale senza aver prima adottato misure volte a contenere i consumi del settore civile**, il quale deve fare la sua parte attraverso la riduzione dei consumi e il corretto utilizzo del sistema di riscaldamento. Confindustria durante l'audizione ha ritenuto necessario evidenziare sia le criticità legate ad eventuali interruzioni (che per alcuni settori risultano difficoltose se non impossibili), sia sottolineare la **necessità di uno spazio temporale congruo per poter pianificare al meglio la produzione ed evitare così importanti perdite economiche.**

In merito all'interrompibilità o meno dei siti, è stata predisposta e inviata al CTEM una **dettagliata analisi settoriale**, richiedendo inoltre di **avviare un'attenta disamina dei cicli produttivi industriali** al fine di predisporre un eventuale piano di intervento in grado di definire **un ordine di merito sulla tempistica e modalità di interruzione del settore industriale.** È importante identificare non solo i settori per i quali risulta impossibile interrompere la fornitura gas per ragioni tecniche legate al ciclo produttivo e di sicurezza e salvaguardia dell'impianto o che necessitano di una rampa di riduzione progressiva, ma anche quelli relativi a produzioni "essenziali" a prescindere dalla loro interrompibilità tecnica.

La descrizione dei livelli di crisi, le azioni da intraprendere e i soggetti interessati erano già stati tutti inseriti nel "*Piano di Emergenza del Sistema Italiano del Gas Naturale*" (aggiornato al 30 settembre 2020) il quale è conforme alle disposizioni dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE) n. 994/2010. D'altro canto, Confindustria ha richiesto al CTEM di procedere, come accaduto nel 2007 e nel 2008, con l'avvio di azioni propedeutiche all'adozione di **un decreto che definisca anche i casi di esonero dal contenimento dei consumi** in ragione del ciclo produttivo dei diversi settori, procedendo con **un censimento delle fabbriche e degli impianti che sarebbero esonerati dalla riduzione effettiva dei consumi** in caso di emergenza.

Tutto questo risulta estremamente importante al fine di **evitare una discontinuità produttiva**, che avrebbe inevitabilmente ripercussioni sulla competitività delle nostre imprese nel contesto internazionale.

Confindustria ha, infine, sottolineato l'importanza di una **comunicazione tempestiva, chiara ed efficiente** da parte del CTEM, affinché tutti i soggetti coinvolti nel funzionamento del sistema gas possano avere costante consapevolezza della situazione generale, senza trovarsi a dover intervenire, in termini di eventuali provvedimenti di interruzione di utenze, nell'arco di poche ore, in assenza di una previa informazione dell'evoluzione della disponibilità di gas.

Il CTEM, terminato l'intervento di Confindustria, ha prima di tutto specificato **l'intenzione del Governo di mantenere il paese ad un "livello di *preallarme*"**, specificando che, a loro avviso, mancano ancora i presupposti per passare al "livello di *allarme*".

In merito alla situazione del sistema di stoccaggio il CTEM ha annunciato che **SRG Spa** era già stata scelta come **acquirente di ultima istanza**, cioè come delegato all'acquisizione di quantitativi di gas complementari rispetto alle quantità immesse dagli operatori di mercato. La decisione è stata successivamente sancita anche da un decreto ministeriale del MiTE (firmato dal ministro Cingolani il 22 giugno 2022), il quale ha ritenuto opportuno adottare ulteriori iniziative finalizzate a **raggiungere l'obiettivo di riempimento di 5,4 miliardi di m³ di gas stoccato entro il 30 giugno**, obiettivo necessario per centrare il target del 90% a fine campagna di iniezione. Il decreto sancisce che sarà in ogni caso l'ARERA a stabilire le modalità e le condizioni di erogazione del servizio, prevedendo il riconoscimento dei costi sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto e tenendo conto dei costi complessivi del servizio, con salvaguardia dell'equilibrio economico-finanziario. Nei mesi successivi a giugno 2022, sarà compito di SRG Spa quello di comunicare al MiTE ogni eventuale scostamento della curva tecnica ottimale di riempimento. Il decreto, inoltre, darà all'ARERA l'autorità di stabilire ulteriori modalità per favorire il riempimento degli stoccaggi nazionali da parte degli operatori di mercato, anche valutando l'estensione del premio giacenza alle allocazioni implicite nonché eventuali perfezionamenti dei contratti per differenza a due vie.

Il 27 giugno 2022 l'ARERA ha stabilito, in particolare, le modalità e le condizioni del servizio e fissato il sistema di riconoscimento dei costi sostenuti dal TSO. Secondo quest'ultime, SRG Spa dovrà reperire il gas nell'ambito del comparto per l'approvvigionamento di gas di sistema del GME (Ags), sulla base della delibera 165/2022/R/gas che ha introdotto il "*premio di giacenza*". Tale premio è esteso alle capacità allocate nei mesi di giugno, luglio, agosto e settembre, tenendo conto dell'andamento del differenziale estate-inverno al fine di limitare i costi per il sistema. Al TSO saranno riconosciuti gli oneri finanziari del servizio nel limite del tasso di debito implicito nel WACC, con la differenza tra il prezzo di acquisto e quello di cessione dei volumi regolata presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) con modalità che saranno definite dal MiTE. **La CSEA potrà erogare a Snam fino a 2 miliardi di euro per l'esecuzione del servizio di riempimento di ultima istanza.** L'Arera, sentita la CSEA, stabilirà entro il 30 settembre 2022 - in base alle esigenze di liquidità che si manifesteranno - le modalità e tempistiche di reintegrazione delle risorse in modo da garantire, in ogni caso, un preavviso non inferiore a 15 giorni a favore del responsabile del bilanciamento. Con l'obiettivo di minimizzare l'onere ricadente sul sistema, l'ARERA ha previsto l'anticipo finanziario di risorse da parte della CSEA a valere sulle proprie giacenze per il tempo e nei limiti di importo per il quale tali giacenze possono essere utilizzate senza incidere sulla regolarità delle erogazioni da parte della Cassa medesima. Se necessario, il meccanismo potrà essere perfezionato al fine di massimizzare la disponibilità di gas da destinare allo stoccaggio, contenendo per quanto possibile i relativi costi di approvvigionamento e nel rispetto del principio di trasparenza. In questo senso, gli operatori di mercato saranno invitati a trasmettere all'Autorità entro il 10 luglio osservazioni e proposte in merito ad eventuali perfezionamenti dei contratti per differenza a due vie e integrazioni

delle modalità di approvvigionamento del gas per il servizio di ultima istanza (SNR Spa ha anche annunciato che dal 7 luglio verranno rilasciate su Jarvis le funzionalità riguardanti la gestione delle aste giornaliere di stoccaggio, con efficacia a partire dall'asta con validità 15 luglio 2022).

Questa misura di intervento ha prodotto dei primi risultati, in quanto venerdì 24 giugno 2022 il gas immesso da Stogit negli stoccaggi è balzato a 85,9 milioni di m³/giorno, contro i 28,4 milioni di m³/giorno del giorno precedente. Il riempimento da parte della controllata Snam ha poi accelerato a 87,6 milioni di m³/giorno sabato per raggiungere nella giornata di domenica i 101,7 milioni di m³/giorno. In questo modo i depositi hanno superato il 56% della capacità.

Il gas acquistato direttamente da Snam per il servizio di ultima istanza è ammontato, tra il 24 e il 27 giugno 2022, a circa 200 milioni di m³.

1.3 Audizione di Confindustria su “Sicurezza dell'approvvigionamento e prezzi dell'energia accessibili: opzioni per misure immediate e in vista del prossimo inverno”

Lo scorso 15 giugno Confindustria è intervenuta, in sede di audizione presso la Commissione X Attività Produttive del Senato. Confindustria ha portato all'attenzione della Commissione una valutazione sulle linee di intervento prioritarie per mitigare gli effetti dell'aumento dei prezzi dell'energia sui settori manifatturieri, considerando lo sviluppo del quadro delle proposte in sede comunitaria (RePowerEU).

È stato, inoltre, presentato lo scenario congiunturale e le previsioni per i prossimi mesi che destano forte preoccupazione in termini di impatto sulla produzione industriale.

Il punto centrale dell'audizione ha riguardato soprattutto la valutazione di Confindustria in merito alle indicazioni sulle linee di intervento proposte dalla Commissione lo scorso marzo, con la Comunicazione 2022/C 131 I/01, in relazione sia alle possibili linee di intervento sul processo di formazione dei prezzi (in particolare del gas), sia in termini di deroga alla disciplina degli aiuti di stato, attraverso l'introduzione di un “quadro temporaneo di crisi per misure di aiuto di Stato a sostegno dell'economia a seguito dell'aggressione della Russia contro l'Ucraina”.

È stato ricordato che, nel mese di marzo, la Commissione aveva identificato tre possibili aree di intervento sull'elevato prezzo dell'energia e la sicurezza degli approvvigionamenti:

- 1) interventi nel “Segmento al dettaglio” in termini di agevolazioni sul cliente finale con misure di natura fiscale (compatibile con il nuovo quadro temporaneo sugli aiuti di stato);

- 2) interventi sul “Segmento all’ingrosso” del mercato ipotizzando una duplice modalità:
 - a) sviluppando il modello di un aggregatore comunitario (sia per il mercato elettrico che per il mercato del gas naturale) in modo tale da rafforzare il potere monopsonistico dell’Europa con riferimento soprattutto alla dipendenza del gas naturale; b) con degli interventi in termini di massimali sul prezzo compensando gli operatori all’ingrosso del gas e gli operatori elettrici per la differenza rispetto al prezzo del mercato internazionale, in relazione agli acquisti di combustibili fossili per la generazione;
- 3) per quanto riguarda la “sicurezza dell’approvvigionamento “, la Commissione indicava l’urgenza di individuare una strategia comune per la ricostituzione delle riserve di gas (stoccaggi) e lo sviluppo di partenariati Comuni con i paesi produttori per ridurre la dipendenza dal gas russo. Su questo la Commissione presentava anche una proposta di modifica del regolamento sulla sicurezza 2017/1938 con la quale gli Stati membri dovevano adottare misure atte a garantire il riempimento delle riserve nella misura dell’80% entro il 2022 e del 90% a partire dal 2023.

Le proposte della Commissione sono state analizzate dal Consiglio UE del 24-25 marzo 2022. Nelle Conclusioni del Consiglio si invitavano gli stati membri ad utilizzare tutti gli strumenti di aiuto per sostenere i clienti finali, si promuoveva lo sviluppo di una piattaforma comune per garantire le riserve di gas ma, nella sostanza, con riferimento ad un eventuale intervento di regolamentazione dei prezzi si rimandava ad ulteriori approfondimenti.

Confindustria ha osservato che, nel periodo aprile - maggio 2022, nonostante gli inviti alla solidarietà contenuta nelle proposte comunitarie, i Paesi più esposti alla dipendenza del gas Russo hanno avviato una corsa autonoma e spesso, concorrenziale, per garantirsi forniture alternative al gas Russo e la disponibilità di rigassificatori mobili (FRSU) il cui prezzo, sul mercato internazionale, è aumentato di oltre il 100%. Esattamente l’opposto della tanto auspicata sussidiarietà orizzontale a livello comunitario.

Confindustria ha inoltre osservato come la strategia della Commissione sia stata modificata nel mese di maggio con la presentazione del piano “REPowerEU”. Rispetto alle linee generali sulla gestione emergenziale prevale un indirizzo strutturale che identifica nell’aumento degli obiettivi di produzione di rinnovabile (+5%) ed efficienza energetica (+4%) la risposta prioritaria alla situazione di emergenza.

Nella complessità del documento emerge che la sostituzione di circa 155 Mld di Smc importati dalla Russia dovrebbe essere risolta con una sostituzione di circa 50 Mld/Smc di approvvigionamenti alternativi, maggiore efficienza energetica e sviluppo della produzione rinnovabile e, infine, interventi di *demand side management* (riduzione dei consumi, ad esempio con una riduzione delle temperature per il riscaldamento). Vale la pena di riprendere anche le considerazioni generali del Regolatore Europeo ACER, il quale con riferimento alla propria valutazione finale - richiesta dalla Commissione Europea - avvertiva della necessità di essere "molto prudenti" nei confronti di un intervento massiccio come potrebbe essere un tetto ai prezzi sul mercato all’ingrosso in "tempo di guerra". Queste

considerazioni hanno di fatto portato la Commissione a “rallentare” un possibile intervento coordinato a livello comunitario sul prezzo del gas lasciando agli Stati membri la possibilità di intervenire (previa notifica alla Commissione) con un Cap nazionale anche in relazione ad eventuali misure di riduzione dei consumi.

Il quadro di riferimento delle azioni istituzionali a livello Comunitario si completa con le Conclusioni del Consiglio Europeo dello scorso 31 maggio nel quale - nonostante la richiesta esplicita del Governo italiano a intervenire con un tetto al prezzo del gas europeo – la proposta veniva rimandata a ulteriori approfondimenti come di fatto era accaduto nel precedente Consiglio di marzo.

Confindustria sin dal mese di marzo ha pienamente condiviso la richiesta del Governo italiano di adottare un’azione coordinata a livello comunitario per mitigare il prezzo del gas. Tuttavia, considerando anche le reazioni degli altri Stati membri riteniamo che un intervento efficace debba essere considerato sia sul piano congiunturale che strutturale:

- 1) sul piano congiunturale riteniamo che vada perseguita da parte del Governo la richiesta di un’azione coordinata sul prezzo del gas;
- 2) sul piano strutturale che in tempi rapidi si arrivi al completamento del mercato Europeo del Gas sviluppando un mercato del gas regolamentato con prodotti fisici e finanziari a termine in sostituzione degli attuali prodotti di riferimento del prezzo gas.

Confindustria ha portato all’attenzione della Commissione come l’Italia sia un mercato pienamente interconnesso, grazie ai collegamenti fisici (gasdotti) e ad una regolazione comunitaria declinata in coerenti regolamenti domestici. In questo contesto, i prezzi nazionali si influenzano reciprocamente, con un ruolo fondamentale giocato dall’hub olandese TTF, che è divenuto sempre più un riferimento di prezzo a livello europeo. Appare quindi auspicabile ed urgente, a tutela dei cittadini europei e delle imprese europee, intervenire in modo coordinato tra i diversi Stati Membri UE per calmierare i prezzi all’ingrosso e per garantire, al contempo, l’approvvigionamento dei volumi di gas necessari ed il completo riempimento degli stoccaggi.

Confindustria sostiene la linea di intervento *market friendly* proposta dal Governo italiano la quale richiede necessariamente un’azione degli Stati membri coordinata in modo unitario. In termini semplificati si tratterebbe di introdurre un price Cap di riferimento per i contratti di fornitura degli approvvigionamenti UE. L’efficacia di questa misura dipende dalla possibilità da parte del fornitore di sostituire l’acquirente UE con altri acquirenti del mercato internazionale disposti a pagare prezzi più elevati. In linea teorica, questo effetto di sostituzione risulterà, nel breve periodo, più problematico per le forniture via pipeline (circa il 74% a livello UE). Potrebbe risultare meno efficace rispetto alle forniture LNG (il 26%). Sempre in linea teorica, se il potere di monopsonio UE viene esercitato efficacemente, l’intervento pubblico potrebbe produrre effetti positivi sui prezzi con riferimento alle importazioni (Russia inclusa) via pipeline ed eventualmente potrebbe richiedere un

intervento di finanza pubblica comunitario per coprire l'eventuale differenza di prezzo di importazione rispetto al Cap introdotto, connessa alle importazioni via LNG.

È evidente che tale copertura con strumenti di finanza pubblica o altre misure di socializzazione, andrebbe estesa anche a copertura dei differenziali di prezzo, rispetto al Cap regolato, nel caso in cui non si ottenga dai fornitori un *rebate* rispetto al prezzo regolato (applicabile, ad esempio, con *entry fee*). La sua applicazione sul piano strutturale richiederebbe che la Commissione assuma un ruolo di "controparte negoziale virtuale" ipotizzando implicitamente che gli importatori europei - in via temporanea - assumano la qualifica di soggetti economici regolamentati all'interno di un unico hub del gas Europeo. Superata la fase di crisi si dovrebbero rimuovere i vincoli di regolazione del prezzo e restituire il mercato alla sua normalità di funzionamento.

Come peraltro evidenziato anche dalla recente Comunicazione della Commissione Europea sugli interventi sul mercato dell'energia, adottata nel contesto del pacchetto *REPowerEU*, misure operanti a livello puramente nazionale possono infatti essere efficaci, e non distorsive degli scambi transfrontalieri, solo nel caso di contesti poco interconnessi come quello iberico, nel quale la misura recentemente introdotta mira a ridurre il prezzo elettrico attraverso un contributo diretto ai produttori termoelettrici che interviene per colmare la differenza di prezzo tra il costo del gas a mercato e un valore predeterminato dello stesso.

Questo meccanismo può essere esteso in modo più limitato agli approvvigionamenti di gas per costituzione delle riserve di stoccaggio anche se in questa fase sono prevalse linee di azione autonome da parte degli Stati membri.

Confindustria ha portato all'attenzione della Commissione anche delle prime valutazioni sul piano dei costi. Gli interventi sul prezzo dovranno essere valutati attentamente *ex ante* in relazione al prezzo obiettivo del Cap e al prezzo di mercato, con una adeguata analisi di sensitività sia sul piano UE sia sul piano nazionale:

- 1) ad esempio, se nel caso comunitario il Cap risultasse efficace come misura di moral suasion nei confronti degli approvvigionamenti via pipeline e dovesse coprire un differenziale limitatamente all'approvvigionamento del consumo di LNG per circa 130 Mld/Smc per anno si potrebbe stimare un costo da socializzare a livello europeo pari a circa 15 Mld/€ per ogni 10€ di differenza tra il Cap ed il prezzo del mercato internazionale;
- 2) In modo analogo se consideriamo un'ipotesi di Cap nazionale sul volume complessivo importato in Italia - che importa circa 70 Mld/Smc - si sosterebbe a copertura del maggior onere degli importatori "regolati" circa 7,6 Mld/€ per ogni 10 € di differenziale tra il Cap ed il prezzo internazionale del gas.

Sul piano strategico l'opzione di una strategia di regolazione comunitaria potrebbe essere più efficace per due ragioni: 1) l'Europa potrebbe esercitare maggiore potere di mercato nei confronti delle importazioni via pipeline rispetto alle quali i paesi produttori hanno minore

elasticità di sostituire i clienti; 2) inoltre, il differenziale da socializzare sarebbe probabilmente circoscritto al solo approvvigionamento via LNG. Segnaliamo come i prezzi attuali dei mercati UK, Spagna, Francia e asiatici, fortemente dipendenti dalle quotazioni del LNG, stiano registrando livelli significativamente inferiori rispetto a quelli con scarsa capacità di import LNG (Germania, Italia).

Con riferimento al punto 2) le considerazioni sul processo di formazione del prezzo del gas a livello comunitario hanno evidenziato le gravi lacune di un processo di integrazione dei mercati europei del gas naturale verso una piattaforma unica regolamentata. Il dibattito sugli indicatori di prezzo quali il TTF e le relative dimensioni speculative ha portato alla luce un quadro comunitario frammentato e poco integrato con lo sviluppo di mercati OTC che hanno riempito il vuoto pneumatico prodotto dal fallimento di un mercato unico del gas naturale comunitario.

Nei mercati europei esistono diverse borse regolamentate su cui gli operatori scambiano gas spot e prodotti derivati futures. La principale, per il mercato spot, è PEGAS, su cui viene scambiato oltre al TTF anche il prezzo tedesco, francese e austriaco. Tale borsa utilizza come clearing house la società ECC, a sua volta adottata dalle borse elettriche spot Epexspot e futures EEX, su cui sono negoziati contratti con consegna in tutta Europa. I prodotti spot per l'Italia sono invece negoziati sulle borse del GME. Presso l'Exchange The ICE vengono scambiati prodotti futures con sottostante TTF, che è per dimensione di mercato considerato ad oggi il benchmark.

Il quadro attuale denota la mancanza di un'unica piattaforma di borsa europea, con soluzioni autonome per paese, come nel caso italiano, del tutto svincolate dalle altre. D'altra parte, basta chiedersi come mai se l'Europa è stata in grado di promuovere un regolamento sul Market Design Elettrico non sia riuscita a fare altrettanto sul Mercato Gas.

Per questa ragione Confindustria ritiene che, se a livello comunitario si continua a mantenere riserve sulla Proposta italiana di una regolamentazione coordinata del mercato, l'unica alternativa sia quella di richiedere formalmente la costituzione di una Piattaforma Europea di mercato regolamentata. Tale piattaforma avrebbe il pregio di regolare i flussi fisici ai punti di ingresso europei in base a criteri economici, tali da porre in concorrenza i flussi extra UE tra loro. Inoltre, permetterebbe di regolare le *entry fee* delle rotte di approvvigionamento extra UE in base a criteri legati anche ai diversi contributi che le singole rotte di adduzione portano alla sicurezza del sistema europeo. Del resto, le stesse conclusioni dei Consigli UE di marzo e maggio hanno più volte evocato il richiamo ad affrontare la crisi con una maggiore integrazione del mercato europeo dell'energia.

La lezione di questa crisi ci porta all'esigenza di progettare da subito una Piattaforma Europea del gas che potrebbe superare la parcellizzazione dei mercati regionali ed over the counter garantendo prodotti fisici e finanziari con segnali di prezzo a breve e lungo termine a beneficio di una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti europei. Per garantire la forza e la liquidità di un mercato comunitario sarebbe sufficiente richiedere:

1. Borsa obbligatoria per gli importatori, i produttori e i consumatori, che si assicurano il diritto al dispacciamento in base a merito economico e dunque in base agli esiti della borsa.
2. Sessioni giornaliere in asta, in cui sono assegnati i diritti di dispacciamento di cui al punto 1, e successive sessioni continue di aggiustamento.
3. I flussi in import sarebbero dunque autorizzati in base ad una competizione pan-europea.
4. I flussi interni sarebbero definiti in base agli esiti dell'asta, che dunque stabilirebbe anche le eventuali rendite di congestione e supererebbe il *pancacking* tariffario.
5. Si formerebbe in questo modo un prezzo maggiormente indicativo, utilizzabile in una seconda piattaforma di prodotti derivati futures, unico europeo qualora non si verificassero congestioni (come spesso avviene).
6. Tale prezzo sarebbe utilizzabile quale sottostante per alimentare una seconda piattaforma di futures, in cui potrebbe essere scambiato il prezzo europeo unico, oltre agli spread regionali dei diversi hub rispetto a tale prezzo riducendo sensibilmente fenomeni speculativi.

2. Principali novità di settore

2.1 DL Bollette (DL Taglia Prezzi 2)

È stato approvato nella sera del 30 giugno in via definitiva dal Consiglio dei Ministri e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 151 del 30 giugno, il Decreto-Legge 30 giugno 2022, n. 80 recante “Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale per il terzo trimestre 2022 e per garantire la liquidità delle imprese che effettuano stoccaggio di gas naturale”.

In sintesi, le misure contenute nel DL Bollette prevedono per il 3° trimestre 2022:

- l'azzeramento anche per il 3° trimestre degli oneri generali di sistema per le utenze domestiche e non domestiche in bassa tensione, oltre che per le utenze con potenza disponibile superiore a 16,5 kW o per usi di illuminazione pubblica o di ricariche pubbliche di veicoli elettrici; sono assoggettate a Iva al 5% le somministrazioni di gas metano per usi civili e industriali e sono mantenute al livello del secondo trimestre le aliquote relative agli oneri generali di sistema per il gas naturale;
- la previsione di un meccanismo di acquisti di ultima istanza di gas per le iniezioni in stoccaggio da parte del GSE, direttamente o tramite controllate dello Stato anche in modo indiretto, e in stretto coordinamento con Snam, il tutto per una spesa prevista di 4 miliardi di euro da finanziare con fondi residui della misura di sostegno all'economia nel quadro dell'emergenza Covid disciplinata dall'art. 27 comma 17 del DL 34/2020;
- l'estensione delle garanzie SACE all'acquisto di gas da parte degli operatori del settore ai fini del riempimento degli stoccaggi.

Tabella le misure adottate dal Governo per contrastare il “caro energia”

Sintesi Misure Fiscali “Caro Energia” per imprese primo e secondo trimestre 2022							
	Credito Imposta Componente Materia Prima Elettrica		Credito Imposta Componente Materia Prima Gas		Azzeramento Oneri di Sistema Gas Elettricità	Riduzione IVA Gas	Valore Misura
	Energivore	Non Energivore	Gasivore	Non Gasivore	Tutte le imprese	Non rilevante per le imprese	
I Trim	20% (art. 15 L. 25 28/3/22) 540 Mln		10% (art. 4 DL Aiuti 50/22) 427,1 Mln		Azzeramento Oneri di Sistema Gas Elettricità [Elettricità -Q1 art. 14 L. 25 28/3/2022 1200 Mln Gas-Q1 art. 1co507 L. 234 30/12/21 Stima 130 Mln]	5%	1870-2297,1 Mln
II Trim	a) 20% (art. 4 L. 34 27/4/22) 700 Mln b) Modificato 25% (art. 5 L. 51 del 20/5/22) 930 Mln	a) 12% (art. 3 L. 51 20/5/22) 836,56 Mln b) 15% (art. 2 DL Aiuti 50/22) 1079,45	a) 15% (art. 5 L. 34 27/4/22) 522,2 Mln b) Modifica 20% (art. 5 L. 51 del 20/5/22) 752,26 Mln c) Modifica 25% (art. 2 DL Aiuti 50/22) 987,5 Mln	a) 20% (art. 4 L. 51 20/5/22) 237,78 Mln b) Modifica 25% (art. 2 DL Aiuti 50/22) 297,23 Mln	Azzeramento Oneri di Sistema Gas Elettricità [Elettricità -Q2 art. 1.2 L. 34 27/4/2022 1200 Mln Gas-Q2 art. 2.3 L. 34 27/4/22 Stima 130 Mln]	5%	4086,62-4624,18 Mln
III Trim					Azzeramento Oneri di Sistema Gas Elettricità [Elettricità -Q3 art. 1.2 DL 80 6/2022 1200 Mln Gas-Q3 art. 2.3 DL 80 30/6/22 Stima 130 Mln]		1330 Mln
Valore Misura	1.470 Mln	836,56-1079,45 Mln	752,26-1414,6 Mln	237,78-297,23 Mln	3.990 Mln		7286,62-7621,28 Mln

(Rifetimento Normativo)

Attuate

Da Attuare

Range Valore Misura varianza tra misure attuate e misure da attuare

2.2 Circolare Agenzia delle entrate crediti di imposta costi gas

Lo scorso 16 giugno l'Agenzia delle entrate ha pubblicato la circolare 20/2022 contenente i primi chiarimenti sulle Aliquote IVA e crediti d'imposta nel settore del gas.

Il decreto Energia ha introdotto, per il secondo trimestre 2022, un contributo straordinario pari al 15% della spesa sostenuta, poi elevato da ultimo al 25% dal decreto Aiuti, sotto forma di credito d'imposta, a favore delle imprese "gasivore", per garantire loro una parziale compensazione dei maggiori oneri sostenuti a causa dell'eccezionale innalzamento del prezzo del gas naturale. Il credito d'imposta è utilizzabile esclusivamente in compensazione e non concorre alla formazione del reddito d'impresa né della base imponibile Irap. Il decreto Aiuti ha di recente esteso l'agevolazione anche al primo trimestre 2022 nella misura del 10%.

Per poter fruire del beneficio è necessario che le imprese abbiano subito un incremento del prezzo di riferimento del gas naturale, calcolato, rispettivamente, per quanto riguarda le spese sostenute nel primo trimestre 2022, come media riferita all'ultimo trimestre del 2021, superiore al 30% del corrispondente prezzo medio riferito all'ultimo trimestre del 2019 e, per le spese sostenute nel secondo trimestre 2022, come media del primo trimestre 2022, superiore al 30% del corrispondente prezzo medio del primo trimestre 2019. Alle imprese che soddisfano questo requisito spetta un credito d'imposta pari al 10% delle spese sostenute per la componente gas acquistata ed effettivamente utilizzata nel primo trimestre 2022 e del 25% delle stesse spese relative al secondo trimestre 2022. Per le imprese "non gasivore" laddove abbiano subito un incremento del prezzo di riferimento del gas naturale, calcolato come media del primo trimestre 2022, superiore al 30% del corrispondente prezzo medio del primo trimestre 2019, è previsto un credito d'imposta pari al 25% della spesa per l'acquisto del gas consumato nel secondo trimestre dell'anno in corso.

2.3 Nuove disposizioni UE: ETS, CBAM e STOP motore endotermico nel 2035

ETS, CBAM e obiettivi sostenibilità "Fit for 55" - Package: stato dei lavori

Lo scorso 22 giugno, durante la sessione plenaria del Parlamento EU, sono state presentate le relazioni sui due provvedimenti più rilevanti per il sistema industriale: **ETS** e **CBAM**. Entrambe le relazioni sono state approvate a larga maggioranza ed è stato assegnato al relatore il compito di avviare i negoziati interistituzionali con Commissione e Consiglio EU in sede di trilogia. Mentre su ETS il risultato può essere considerato positivo, su CBAM è passata la linea del relatore:

- in merito alla **Traiettoria di riduzione delle quote gratuite/introduzione di CBAM** (ETS e CBAM), come da attese, è stato approvato il compromesso raggiunto da S&D, PPE e Renew che prevede l'inizio della riduzione delle quote nel 2027, con termine nel 2032. La timeline approvata due settimane fa (2028-2034) rappresentava il

migliore compromesso per proteggere le imprese dal rischio di *carbon leakage*. Oltre ad una maggiore gradualità del *phase out* delle quote gratuite ETS, si prevedeva, infatti, un periodo di test per valutare l'efficacia di CBAM, che Confindustria non ha riscontrato nel testo del nuovo compromesso. Tuttavia, la nuova timeline proposta (2027-2032) risulta più consona rispetto a quanto proposto dalla Commissione ENVI.

- In merito all'**Export rebate** (ETS e CBAM), è stato approvato l'accordo dei partiti di maggioranza che assicura l'estensione delle quote gratuite alle esportazioni fino alla presentazione da parte della Commissione di un report e di uno strumento legislativo dedicato e compatibile con le regole OMC per evitare la perdita di competitività delle imprese europee nei mercati terzi. Tuttavia, il testo dell'accordo fa un ulteriore riferimento alla necessità di tenere in considerazione in particolare il 10% delle imprese più efficienti nel momento dell'introduzione da parte della Commissione di una soluzione per l'export. Tale formulazione introduce una limitazione rispetto a quanto era stato da noi auspicato, risulta di difficile interpretazione e crea incertezza normativa.
- In merito al **Rebasing e benchmark** (ETS), sono stati confermati gli elementi positivi che erano già stati approvati in occasione del voto precedente (**Rebasing**: riduzione delle quote spalmata invece che one off; **Benchmark**: esclusione dei tre migliori e dei tre peggiori impianti per il calcolo del benchmark per le quote gratuite). In entrambi i casi, si tratta di posizioni migliorative rispetto a quanto presentato sia dalla Commissione europea che dalla Commissione ENVI.
- In merito al **Campo di applicazione** (CBAM), contrariamente alla nostra linea, è stata approvata l'estensione immediata del campo di applicazione dello strumento a sostanze chimiche organiche di base e polimeri, senza un adeguato studio d'impatto e un periodo di valutazione dell'effettiva efficacia del meccanismo. Inoltre, è stata approvata l'estensione automatica a tutti i settori coperti dal sistema ETS entro il 2030.

STOP dell'EU al motore endotermico nel 2035: criticità e aggiornamenti

La decisione del Parlamento Europeo di bloccare completamente dal 2035 la vendita di nuove auto e nuovi veicoli commerciali leggeri ad alimentazione termica (benzina, diesel, ma anche GPL, metano e mild-hybrid), concedendo comunque alle case produttrici di continuare a produrre furgoni e veicoli da trasporto commerciale leggeri fino al 2040, ha alimentato sin da subito forti dubbi e preoccupazioni nel mondo politico, in quello industriale e nell'intera opinione pubblica.

Se da una parte, infatti, la misura mira a raggiungere più rapidamente gli obiettivi del "Fit for 55", cioè la riduzione del 55% delle emissioni di CO₂ entro il 2030, dall'altra rischia di

compromettere seriamente il comparto Automotive del Paese con il rischio – concreto – di forte crisi per il settore e conseguente perdita di posti di lavoro.

La reazione dei Governi dei paesi membri dell'UE non si è fatta attendere: il Ministro delle Finanze tedesco, Christian Lindner, ha subito proposto un emendamento per bloccare la misura, emendamento appoggiato anche dal Ministro Cingolani. Quest'ultimo, durante il Consiglio Ambiente EU, ha sottolineato la difficoltà che riscontrerebbero molte famiglie dei diversi Paesi membri dell'EU nell'acquisto di un'auto elettrica (specialmente nei paesi con il PIL più basso), sottolineando come nei Paesi Ue il Pil pro-capite vari da 6.000 a 80.000 euro. Lindner, Cingolani e altri hanno evidenziato come **si possano raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione anche utilizzando il principio di neutralità tecnologica** e, cioè, **diversificando i carburanti** in uso nei motori, **puntando** – ovviamente – **su quelli “climaticamente neutri”**, o meglio, **sintetici**.

La richiesta di puntare su questo tipo di carburanti e lo stop al 2040 chiesto ufficialmente da Italia, Portogallo, Bulgaria, Romania e Slovacchia non sono stati approvati, anche se è stata approvata la **proroga di cinque anni** dell'esenzione dagli obblighi di CO₂ concessa ai produttori di auto di lusso, quelli che producono meno di 10mila veicoli all'anno, fino alla fine del 2035. La clausola, nota come *'emendamento Ferrari'*, andrà proprio a beneficio in particolare dei marchi del lusso. Il Consiglio EU propone di porre fine al meccanismo di incentivi normativi per i veicoli a zero e basse emissioni (Zlev) a partire dal 2030 ma, su richiesta di alcuni Paesi, tra cui Germania e Italia, ha deciso di non chiudere definitivamente la porta alle tecnologie alternative. Viene prevista la possibilità di considerare un futuro via libera per l'uso di **biocarburanti**, **carburanti sintetici** o **ibridi plug-in**, se capaci di raggiungere la completa eliminazione delle emissioni di gas serra. Nel 2026 la Commissione valuterà i progressi compiuti verso il raggiungimento dei target di riduzione delle emissioni del 100%: riesaminare tali obiettivi tenendo conto degli sviluppi tecnologici, anche per quanto riguarda le tecnologie ibride plug-in, risulta di estrema importanza per una transizione praticabile e socialmente equa. In realtà questa previsione era già nel **testo approvato dal Parlamento EU che, però, non includeva i carburanti sintetici per i quali il Ppe aveva presentato delle proposte ad hoc**, bocciate poi in plenaria. Dunque, ora la porta viene lasciata aperta, anche se resta un grosso punto interrogativo per i costruttori che avevano chiesto indicazioni precise sulle tecnologie su cui investire.

In risposta alla scelta della Commissione, il Comitato europeo delle regioni (CdR) ha lanciato il 30 giugno 2022 l'*Alleanza delle Regioni europee per il settore automobilistico (Automotive Regions Alliance)*, che punta a “sostenere una transizione giusta e socialmente equa dell'industria automobilistica e della sua filiera” in vista della radicale trasformazione del settore. L'Alleanza, costituita in occasione della plenaria del CdR, alla presenza del commissario Ue all'Occupazione Nicolas Schmit, è composta da 20 Regioni di Italia, Austria, Francia, Germania, Slovacchia, Spagna e Olanda. Per il nostro Paese sono presenti Abruzzo, Lombardia, Piemonte e Veneto. Le principali richieste della Automotive Regions Alliance sono:

- l'istituzione di un nuovo meccanismo di sostegno con bilancio dedicato;

- la realizzazione di valutazioni d'impatto territoriale, lo stanziamento di fondi per la riqualificazione;
- l'aggiornamento dei lavoratori e l'introduzione di linee guida più flessibili in materia di aiuti di Stato.

Il passaggio dall'attuale sistema a quello totalmente *elettrico richiede tempo e serve gradualità. Se da un lato la tutela dell'ambiente è fondamentale, dall'altro occorre salvaguardare un importante settore produttivo e tutti i posti di lavoro che genera in Europa.* Secondo l'Alleanza, infatti, l'eliminazione brusca e diretta dei motori a combustione per le nuove autovetture e il conseguente passaggio diretto all'elettrico entro il 2035, rischierebbe di travolgere la filiera automobilistica e con essa la crescita economica delle singole Regioni.

2.4 Esiti Consiglio Europeo 31 maggio, 23, 24 e 27 giugno

Nell'ultimo mese si sono tenuti tre vertici del Consiglio europeo nei quali i leader dei 27 hanno proseguito le valutazioni sulla necessità di una risposta pronta contro Putin e trovare delle soluzioni per quanto riguarda le forniture di petrolio e gas naturale.

Come abbiamo ricordato nelle precedenti edizioni del "Focus energia e Sostenibilità" sin dal vertice del 24 e 25 marzo era avanzata la proposta di un intervento sul prezzo del gas europeo.

Nel vertice di fine maggio l'unica intesa raggiunta in materia energetica all'interno del sesto pacchetto di sanzioni si è ridotta in modo consistente rispetto alla proposta presentata dalla Commissione. L'embargo del petrolio entrerà in vigore solo tra sei mesi, con eccezioni che riguardano gli oleodotti ma anche alcune specifiche deroghe. Il divieto di fornire assicurazioni e altri servizi alle petroliere che trasportano petrolio dalla Russia sarà applicato solo tra sei mesi e sono saltati il divieto per le navi europee di trasportare greggio russo, così come la vendita di beni immobili nell'Ue per i cittadini russi. Ad aver avuto la meglio sul piano negoziale sono stati l'Ungheria e la Germania. In particolare, Budapest ha ottenuto l'esenzione totale dall'embargo sul petrolio russo, grazie a una deroga per gli oleodotti che, in teoria, dovrebbe essere temporanea ma che potrebbe essere permanente, la garanzia di ricevere petrolio dagli altri Stati membri, o di poterlo importare via mare qualora ci fosse un'improvvisa interruzione delle forniture da parte di Mosca.

Berlino invece ha ottenuto un'entrata in vigore del pacchetto tra sei mesi, in modo da non modificare i piani del Governo secondo cui la Germania potrà non dipendere più dal petrolio russo a partire dal 2023, ma soprattutto l'esenzione di tutto l'oleodotto Druzhba.

La proposta iniziale, infatti, era di esentare solo la sua parte Sud, che rifornisce Ungheria, Slovacchia e Repubblica ceca, ma il Cancelliere Scholtz ha insistito per includere anche la

parte Nord, che trasporta greggio russo in una raffineria della Rosneft e Schwedt che rifornisce benzina e gasolio a Berlino e a tutta la regione attorno alla Capitale.

In contropartita, Italia, Paesi Bassi, Belgio, Grecia e paesi Baltici hanno insistito per inserire garanzie giuridiche che il petrolio via Druzhba non sia raffinato e rivenduto nel resto del mercato interno, in modo da evitare gravi distorsioni competitive. Sul fronte energetico il Consiglio dopo aver analizzato il Piano *REPowerEU*, nelle sue conclusioni ha adottato un indirizzo politico lungo quattro direttrici principali:

- Dare priorità nel breve periodo alla diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento, garantendo al contempo un approvvigionamento energetico a prezzi accessibili. Nello specifico, oltre ad incoraggiare il rapido utilizzo della piattaforma di acquisto di energia dell'UE, rileva l'importanza di promuovere l'utilizzo di fonti energetiche interne all'UE e dà mandato al Consiglio di dare seguito alla strategia di impegno energetico esterno dell'UE, presentata lo scorso 18 maggio. Invita, altresì, la Commissione ad esplorare con partner internazionali le modalità per contenere l'aumento dei prezzi dell'energia, inclusa la possibilità di introdurre tetti temporanei ai prezzi.
- Accelerare la diffusione delle energie rinnovabili, velocizzando le procedure di rilascio dei permessi per i progetti di energia rinnovabile e sostenendo lo sviluppo rapido di un cluster industriale volto a migliorare l'innovazione, la capacità produttiva, le competenze e le catene di approvvigionamento per l'energia solare ed eolica, l'idrogeno, la bioenergia, le pompe di calore e le materie prime.
- Migliorare ulteriormente l'efficienza energetica, ove possibile, e promuovere il risparmio energetico.
- Investire e completare i progetti infrastrutturali esistenti e nuovi, incluse interconnessioni elettriche innovative e interconnessioni gas compatibili con l'idrogeno.

Tra le conclusioni, inoltre, il Consiglio, oltre ad accogliere favorevolmente il raggiungimento dell'accordo interistituzionale sulla regolamentazione d'emergenza concernente i livelli di riempimento degli stoccaggi, incoraggia gli Stati membri a concordare rapidamente accordi bilaterali di solidarietà auspicando la definizione di un piano d'emergenza europeo da attuare in caso di gravi interruzioni dell'approvvigionamento. Invitano, inoltre, la Commissione europea a proseguire i lavori sull'ottimizzazione del funzionamento del mercato europeo dell'energia elettrica.

Nel Consiglio del 23 e 24 giugno è proseguita l'analisi dell'emergenza gas europeo. Di fronte all'uso del gas come arma da parte della Russia, il Consiglio europeo invita la Commissione a proseguire con urgenza gli sforzi volti ad assicurare l'approvvigionamento energetico a prezzi accessibili. La proposta italiana di introdurre un tetto Europeo al prezzo del gas è stata rinviata per ulteriori approfondimenti.

In merito al pacchetto “*Fit For 55*” nel Consiglio europeo del 27 giugno ha adottato le sue posizioni negoziali (orientamenti generali) su due proposte che affrontano gli aspetti energetici della transizione climatica dell'UE nell'ambito del pacchetto:

- revisione della direttiva sull'efficienza energetica
- revisione della direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili

Secondo la Commissione “la produzione e l'uso dell'energia rappresentano il 75% delle emissioni dell'UE e gli obiettivi più ambiziosi concordati oggi costituiranno un importante contributo verso il conseguimento dell'obiettivo generale dell'UE di ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990”.

In merito alla *Decarbonizzazione*, la presidenza ha presentato una relazione sui progressi compiuti in merito a una proposta sulla prestazione energetica nell'edilizia, considerato che a livello dell'UE, gli edifici rappresentano il 40% del consumo energetico e il 36% delle emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra associate all'energia. I ministri hanno, inoltre, preso atto di una relazione presentata dalla presidenza sui progressi compiuti in merito a una proposta volta a **ridurre le emissioni di metano nell'UE**. Il metano è un gas a effetto serra che ha un impatto significativo sui cambiamenti climatici e le riduzioni più efficaci sotto il profilo dei costi possono essere conseguite nel settore energetico. Questa direttiva è uno strumento essenziale per conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione dell'UE fissati per il 2030 e il 2050.

In merito allo *Stoccaggio del gas*, il Consiglio ha adottato un regolamento sullo stoccaggio del gas teso a garantire che gli impianti di stoccaggio del gas dell'UE siano riempiti prima dell'inverno e possano essere condivisi tra gli Stati membri in uno **spirito di solidarietà**, già espresso nell'ambito del *REPowerEU*.

In merito alla ***Situazione energetica nell'UE nel contesto della guerra in Ucraina***, i ministri hanno proceduto a uno scambio di opinioni e ad una discussione politica sugli attuali **sviluppi nel settore del gas naturale**, condividendo informazioni sul livello di preparazione del loro paese per il prossimo inverno. Gli stessi hanno, inoltre, discusso ulteriori azioni da prevedere al fine di rafforzare la preparazione comune dell'UE in caso di interruzione totale alle forniture di gas. In tale contesto, i ministri hanno accolto con favore il piano *REPowerEU*, presentato dalla Commissione nel maggio 2022, e la creazione della piattaforma dell'UE per l'energia, che avrà il compito di lavorare con i fornitori internazionali e di gestire gli acquisti volontari di gas.

2.3 PNRR – M2C2: aggiornamenti su investimenti e attuazione degli stessi

Negli ultimi sei mesi la seconda componente della Missione 2 del PNRR (***M2C2 - Energia Rinnovabile, Idrogeno, Reti e Mobilità Sostenibile***) ha iniziato ad essere concretamente

attuata a seguito di alcuni Decreti ministeriali di tipo attuativo che hanno dato il via libera a parte degli investimenti.

OBIETTIVI GENERALI:

M2C2 - ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE

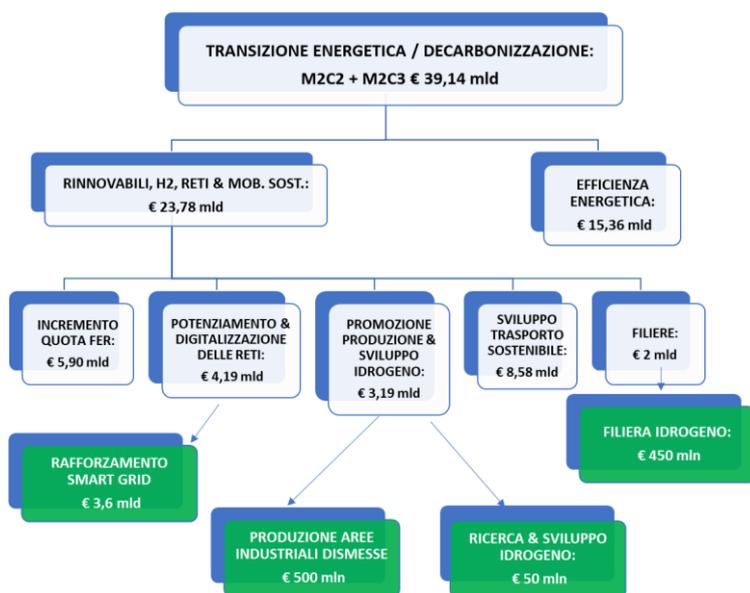
- Incremento della quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile (FER) nel sistema, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione
- Potenziamento e digitalizzazione delle infrastrutture di rete per accogliere l'aumento di produzione da FER e aumentarne la resilienza a fenomeni climatici estremi
- Promozione della produzione, distribuzione e degli usi finali dell'idrogeno, in linea con le strategie comunitarie e nazionali
- Sviluppo di un trasporto locale più sostenibile, non solo ai fini della decarbonizzazione ma anche come leva di miglioramento complessivo della qualità della vita (riduzione inquinamento dell'aria e acustico, diminuzione congestioni e integrazione di nuovi servizi)
- Sviluppo di una leadership internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione

Fonti di Energia Rinnovabili

Idrogeno Rinnovabile

Mobilità Sostenibile & Potenziamento delle Infrastrutture

La Missione 2 (*RIVOLUZIONE VERDE E TRANSIZIONE ECOLOGICA*), lo ricordiamo, può contare su un totale di € 59,47 miliardi, di cui **€ 23,78 miliardi per la componente 2 (M2C2)** e altri € 15,365 per la componente 3 (M2C3 – *Efficienza energetica e Riqualificazione degli Edifici*).

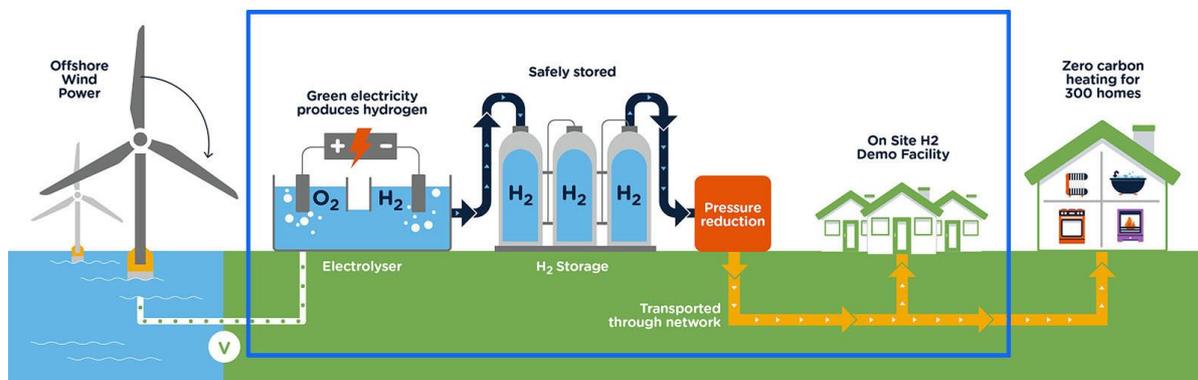


Come è possibile osservare dal precedente schema riassuntivo, **per la M2C2 sono già stati stanziati dal MiTE € 2,7 miliardi** (in verde nello schema).

Idrogeno Rinnovabile (M2C2M2 & M2C2M5I2)

IL PNRR prevede anche l'adozione di soluzioni basate sull'idrogeno, in linea con la Strategia europea. Si tratta di **idrogeno "rinnovabile" o "verde"**, ossia idrogeno prodotto tramite

processi come l'elettrolisi dell'acqua, in cui l'acqua viene scissa in ossigeno e idrogeno per mezzo di una corrente elettrica prodotta, in genere, da impianti fotovoltaici o attraverso biomasse, ossia utilizzando energia elettrica derivante da fonti rinnovabili (non si emettono gas serra durante le fasi di produzione). Lo stesso è pensato per essere un'ulteriore fonte di energia ad uso civile ed industriale.



Il **15 dicembre 2021** il Ministro della Transizione Ecologica ha emanato un Avviso pubblico al fine di dare attuazione all'**investimento 3.1** "Produzione in aree industriali dismesse" che, con una dotazione finanziaria di **€ 500 milioni**, si prefigge di individuare le aree industriali dismesse per la creazione delle **Hydrogen Valleys**, ossia aree industriali con economia in parte basata su idrogeno (1-5 MW per sito).

L'Avviso pubblico ha la finalità di individuare le Regioni e le Province autonome interessate ad avviare, nei propri territori, una procedura di selezione finalizzata al finanziamento di progetti di investimento che prevedano la riconversione di aree industriali dismesse per la creazione di centri di produzione e distribuzione di idrogeno verde, prodotto cioè utilizzando unicamente fonti di energia rinnovabili.

Il **23 dicembre 2021** il MiTE ha emanato un Decreto Ministeriale al fine di dare attuazione all'**investimento 3.5**, "Ricerca e sviluppo sull'idrogeno", prevedendo la stipula di un Accordo di programma con ENEA affinché svolga nelle annualità 2022-2025 le attività di ricerca dettagliate nel "Piano Operativo di Ricerca" (POR). Il piano, che verrà predisposto da ENEA stesso, avrà un contributo massimo pari a **€ 110 milioni**, così ripartiti: ENEA: € 75 milioni; CNR: € 20 milioni; RSE: € 15 milioni.

L'investimento mira a sostenere le attività di ricerca e sviluppo incentrate sull'idrogeno nelle seguenti tematiche:

- produzione di idrogeno clean e green;
- tecnologie innovative per lo stoccaggio e il trasporto dell'idrogeno e la sua trasformazione in derivati ed e-fuels;
- celle a combustibile per applicazioni stazionarie e di mobilità;

- sistemi integrati di gestione intelligente per aumentare la resilienza e l'affidabilità delle infrastrutture intelligenti a idrogeno.

Il **23 marzo 2022** vengono pubblicati gli Avvisi pubblici per la selezione di progetti di ricerca nel settore dell'idrogeno (produzione, tecnologie innovative per lo stoccaggio e il trasporto dell'idrogeno, celle a combustibile, ecc.):

1. **Bando A: € 20 milioni** (di cui il 40% alle regioni del sud) destinati alle università e agli enti di ricerca;
2. **Bando B: € 30 milioni** (di cui il 40% alle regioni del sud) destinati alle imprese.

Il **29 aprile 2022** il Ministro della Transizione Ecologica ha firmato il Decreto Ministeriale che darà attuazione all'**investimento 5,2**, "*Filiera Idrogeno (verde)*", con il quale vengono stanziati **€ 450 milioni** per finanziare progetti finalizzati allo sviluppo della filiera dell'idrogeno verde, così ripartiti:

- **€ 250 milioni** a progetti IPCEI (Importanti Progetti di Comune Interesse Europeo) per la realizzazione di impianti per la produzione di elettrolizzatori
- **€ 200 milioni** ad ulteriori progetti finalizzati alla realizzazione sia di ulteriori impianti per la produzione di elettrolizzatori, sia di impianti per la produzione di componenti a servizi degli elettrolizzatori stessi.

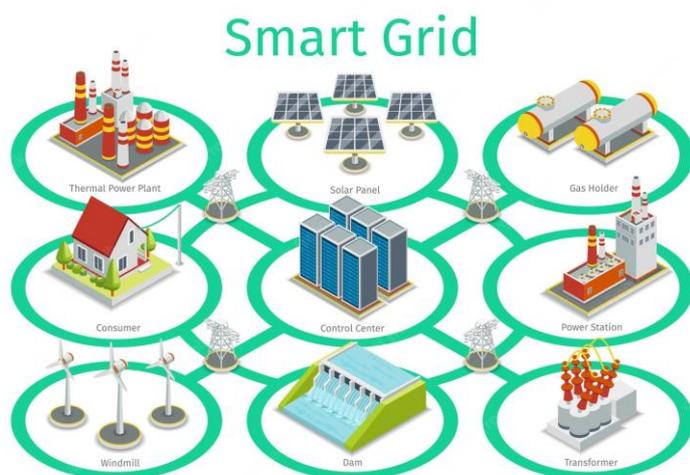
Il Decreto, in fase di registrazione presso la Corte dei Conti, ripartisce le risorse del PNRR tra le diverse linee progettuali individuate per la realizzazione di impianti per la produzione di elettrolizzatori, i macchinari che consentono di scomporre le molecole di acqua in ossigeno e idrogeno, utilizzando energia pulita da fonti rinnovabili.

L'obiettivo dell'Investimento 5.2 è di realizzare entro giugno 2026 una filiera tutta italiana con stabilimenti che producano elettrolizzatori e componenti associati, per una potenza complessiva annua di almeno **1 GW**, che consentirà di soddisfare la domanda di idrogeno verde.

Smart Grid (M2C2M3I1)

La Misura 3 dell'M2C2 si pone l'obiettivo di potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete per accogliere l'aumento di produzione da fonti rinnovabili, aumentando la qualità e la

potenza del sistema elettrico nazionale, con riduzione di probabilità e di durata di interruzioni di corrente in caso di stress derivante da fenomeni climatici estremi.



Le infrastrutture di distribuzione di energia elettrica costituiscono, infatti, un fattore decisivo per la **transizione energetica** perché dovranno essere in grado di governare un sistema di generazione radicalmente diverso dal passato e flussi di energia distribuita da parte di una molteplicità di impianti. Sarà, quindi, necessaria una rete di distribuzione di energia elettrica pienamente resiliente, digitale e flessibile (**smart grid**) tale da garantire sia una gestione

ottimizzata della produzione di energia rinnovabile che l'abilitazione della transizione dei consumi energetici verso il vettore elettrico.

Il **6 aprile 2022** il Ministero della Transizione Ecologica ha pubblicato il decreto recante i criteri e le modalità per la realizzazione dell'**investimento 2.1 "rafforzamento smart grid"**, il quale stanZIA **€ 3,6 miliardi** (di cui il 45% per Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia) ai concessionari del servizio pubblico di distribuzione (DSO) di energia elettrica sull'intero territorio nazionale, nella forma di contributo a fondo perduto, fino al 100% dei costi ammissibili per la realizzazione di interventi sia sulla rete elettrica, che sui suoi componenti software necessari per la trasformazione delle reti di distribuzione e la relativa gestione, al fine di creare le condizioni per l'affermarsi di nuovi scenari energetici in cui possano svolgere un ruolo attivo anche consumatori e *prosumer*.

In particolare, sono ammissibili al finanziamento gli interventi finalizzati a:

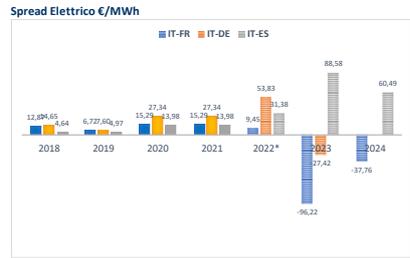
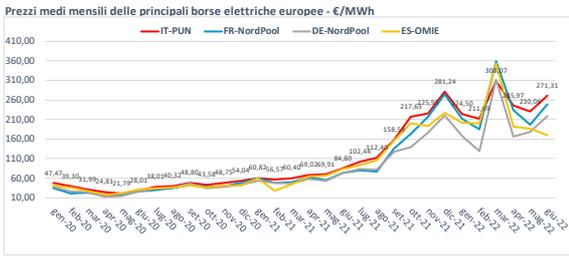
- a) incrementare la *hosting capacity* (**€ 1 miliardo**), intesa come capacità di ospitare e integrare ulteriore generazione distribuita da fonti rinnovabili per **4.000 MW** attraverso interventi di "smart grid" (rafforzamento infrastrutturale e digitalizzazione);
- b) aumentare la potenza a disposizione di almeno 1.500.000 abitanti per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici (**€ 2,6 miliardo**).

Il **22 giugno 2022** la Direzione Generale Incentivi Energia del MiTE pubblica un Avviso con il quale intende selezionare e finanziare i progetti in grado di soddisfare gli obiettivi dell'investimento 2.1 (coerente con il Green Deal europeo (COM/2019/640 final) il Piano nazionale per l'energia e il clima in vigore).

3. Report Mercati energetici e Ambientali

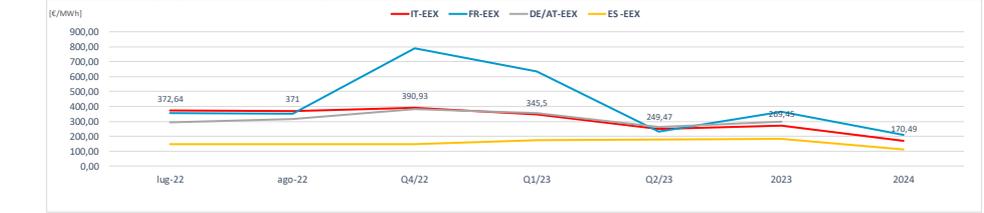
Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

Mercato Elettrico - Spot

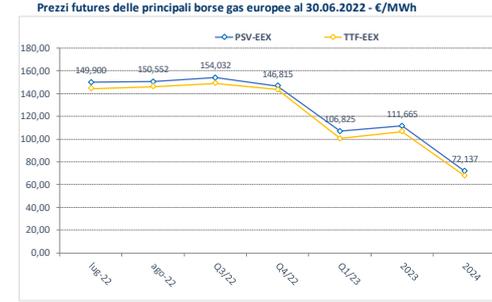
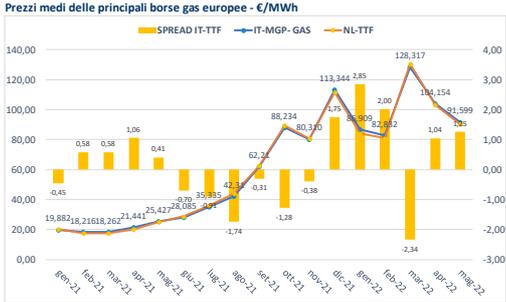


*Media prezzi giornalieri fino al 31.05.2022
* quotazioni al consultivo fino al giorno corrente

Mercato Elettrico - Future

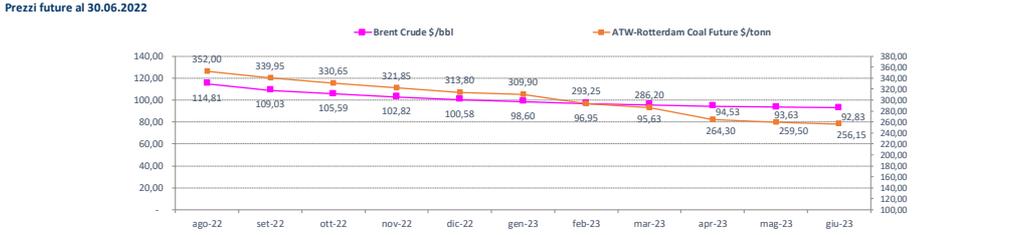


Mercato Gas

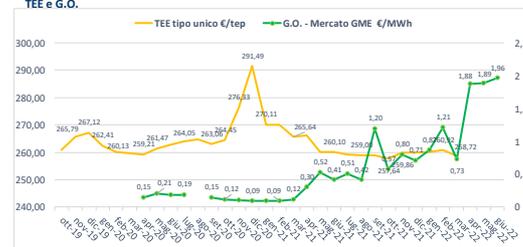
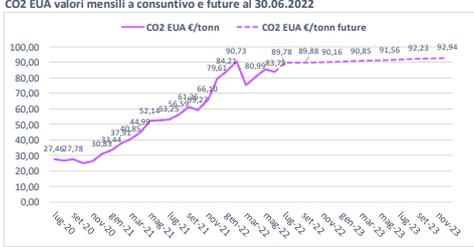


*Media prezzi giornalieri fino al 23.05.2022

Mercato Commodities



Mercati Ambientali



Fonte: dati pubblici EEX, Epex, GME, NordPool, OMEI, Powernext, The ICE

Tutti i diritti sono di Confindustria e ad essa riservati. È vietato pubblicare, riprodurre, memorizzare, trasmettere in forma elettronica o con altri mezzi, creare riassunti e/o estratti, distribuire, commercializzare e/o comunque utilizzare, in tutto o in parte il contenuto, per qualunque finalità. In ogni caso deve essere citata la fonte "Confindustria". Confindustria non è responsabile per eventuali danni derivanti dall'utilizzo del contenuto e non garantisce la completezza, aggiornamento e totale correttezza dello stesso né di quello tratto da fonti esterne