



Focus Energia e Sostenibilità

n. 16 - maggio 2022

Sommario

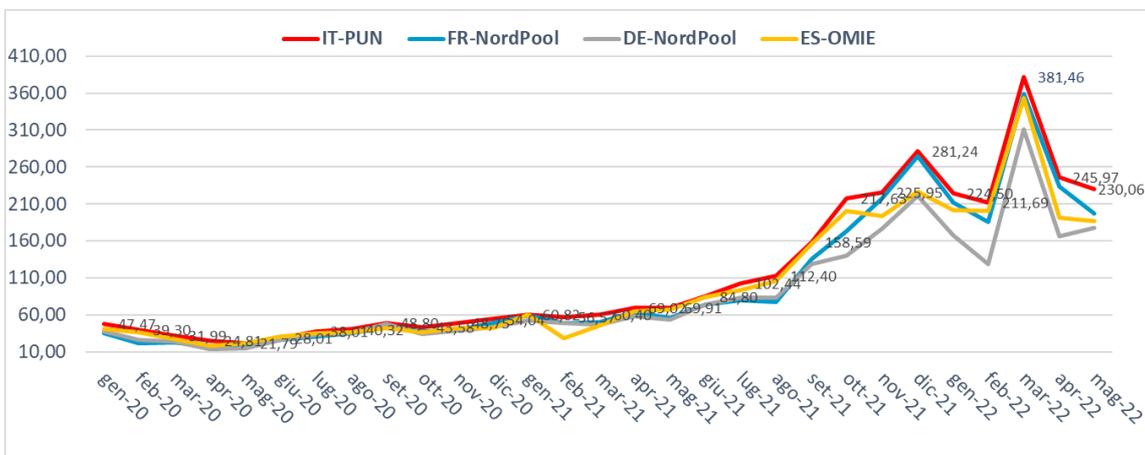
1.	Approfondimenti	2
1.1	Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e gas	2
1.2	Le proposte della Commissione EU: REPower EU	5
1.2.1	REPower EU: Focus Risparmio Energetico	7
1.2.2	REPower EU: Focus diffusione Fonti di Energie Rinnovabili	10
1.2.3	REPower EU: Focus regolamentazione prezzo gas e misure per la sicurezza	16
1.3	Evoluzione scenario sicurezza gas italiano	20
2.	Principali novità di settore	28
2.1	Aggiornamenti Missione 2 PNRR	28
2.2	Circolare Agenzia delle entrate crediti di imposta costi energia	29
2.3	Sintesi provvedimenti sul "caro energia"	30
3.	Report Mercati energetici e Ambientali	32

1. Approfondimenti

1.1 Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e gas

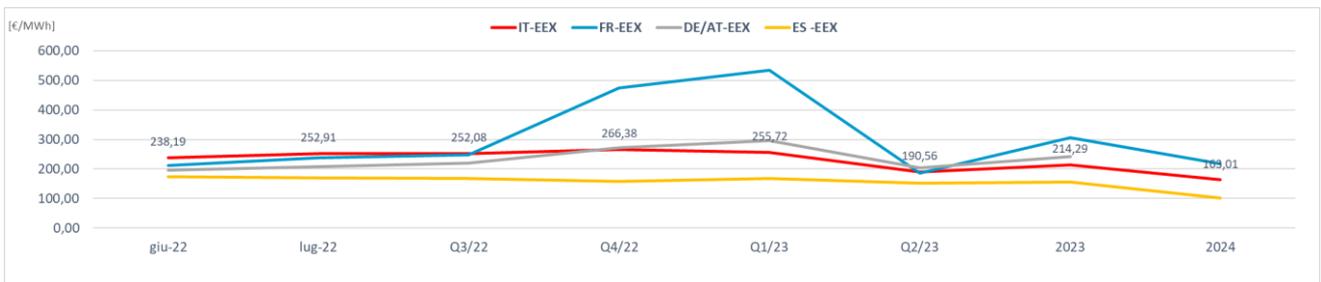
A maggio il prezzo elettrico italiano (Pun), pari a 230,06 €/MWh, registra una riduzione mensile, confermandosi tuttavia su uno dei valori più elevati di sempre (-6,5 % su aprile e +229% sul 2021), dinamica analoga a quella registrata sulle principali borse elettriche europee e in linea con l'andamento osservato sui mercati dei combustibili. Il livello del Pun riflette ancora le quotazioni del gas, quasi cinque volte superiori ad un anno fa, che registrano ancora livelli molto elevati, ma in calo dal picco di marzo.

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



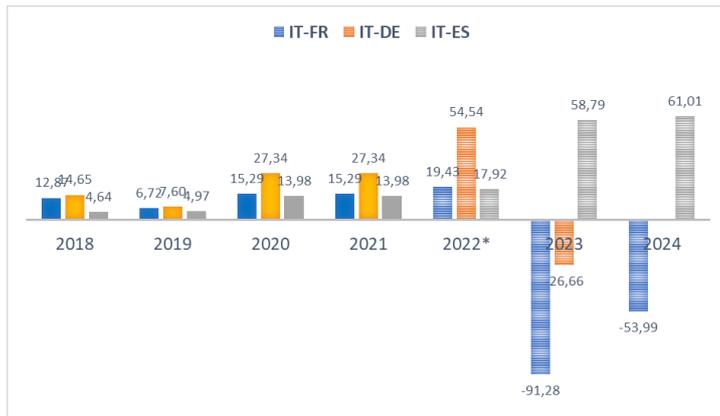
Il Pun italiano resta il più alto, seguito a distanza dalle quotazioni di Francia (197,43 €/MWh), Spagna (187,13 €/MWh) e Germania (177,48 €/MWh). I mercati elettrici futures indicano quotazioni più elevate degli attuali livelli spot per i prossimi mesi.

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 31.05.2022, €/MWh



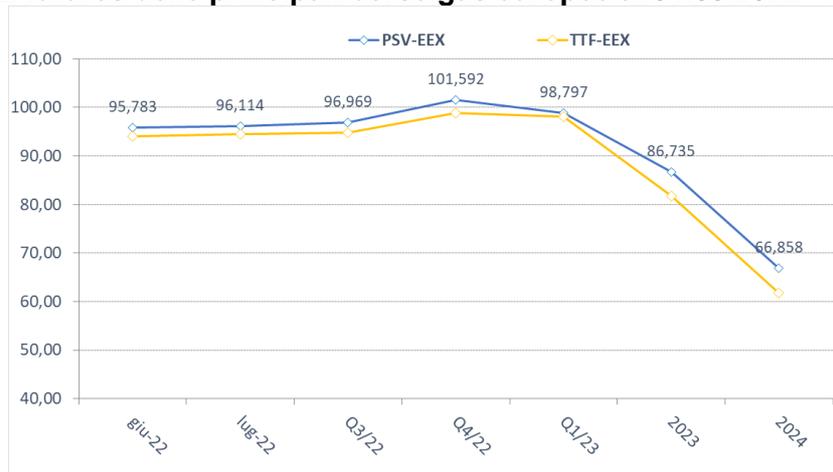
Il power Ita Cal23 = 214,29, Cal24 = 163,01€/MWh; Il delta prezzo power Italia - Germania e Italia - Francia per il Cal23 resta al momento a premio sull'Italia rispettivamente del +11% e +30%. In Francia pesano previsioni di ridotto apporto del nucleare dopo ultimo rapporto ASN che definisce il sistema "fragile".

Spread Elettrico €/MWh



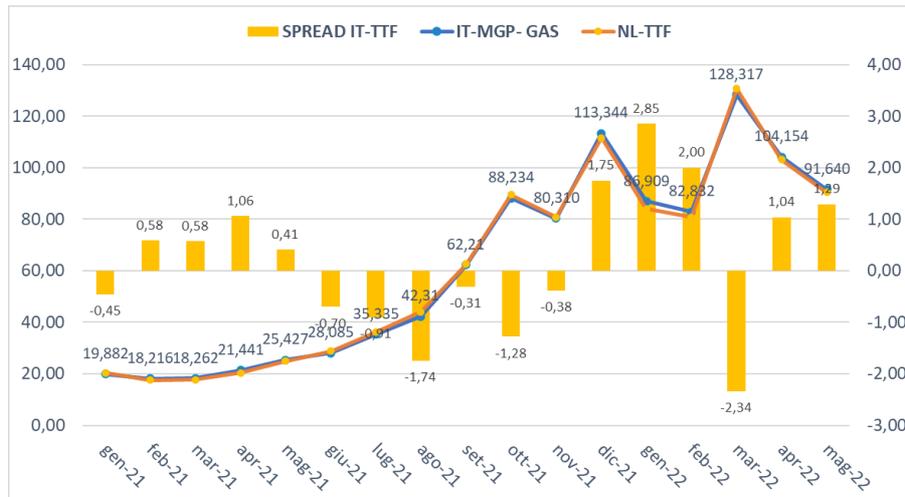
I prezzi future gas 2023 e 2024 in visibile calo: PSV Cal23 =86,735 €/MWh, TTF Cal23 =81,735 €/MWh, TTF Cal24 = 61,858 €/MWh.

Prezzi futures delle principali borse gas europee al 31.05.2022 - €/MWh



Il prezzo spot gas di maggio MGP-GAS (91,64 €/MWh) si consolida in discesa rispetto al mese precedente (104,154 €/MWh) grazie soprattutto alla stagionalità: rispetto ad aprile, gas TTF/PSV -12%.

Confronto andamento prezzi medi MGP-GAS e TTF, €/MWh



A mantenere alta la tensione sui mercati energetici contribuisce anche il **possibile embargo al petrolio di Mosca** (accesso il dibattito a Bruxelles nell'ambito del sesto pacchetto di sanzioni) e **l'introduzione di un price cap comune europeo al prezzo dell'oil e/o del gas** (seguendo l'esempio di Spagna e Portogallo che hanno introdotto un cap temporaneo di 1 anno al costo del gas usato nella generazione elettrica, di cui restano però da quantificare i costi).

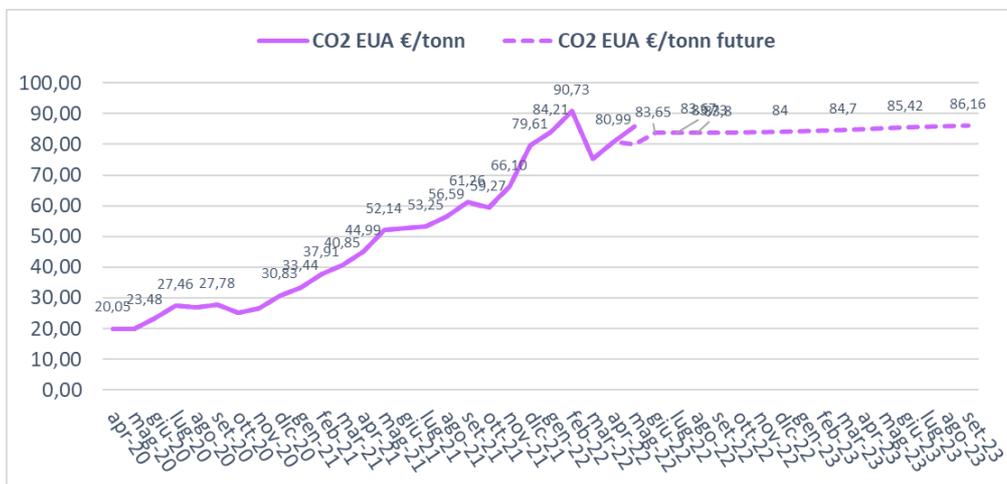
Mentre appaiono ancora molto lontane le possibilità di una soluzione negoziale al conflitto russo-ucraino, **sembra attenuarsi il rischio di interruzioni dei flussi gas russi causate dal meccanismo di pagamento in rubli da parte dei compratori** europei: la Commissione UE ha fornito i necessari chiarimenti per sciogliere il nodo della conformità della procedura con le sanzioni, e le aziende europee si starebbero quindi apprestando al pagamento del gas secondo il nuovo meccanismo. Eni, sentito il Governo, avrebbe aperto due conti presso Gazprom Bank per la conversione della valuta di pagamento del gas a Gazprom Export.

Continua l'accelerazione nel riempimento degli stoccaggi europei; **L'Europarlamento e il Consiglio Europeo hanno confermato l'obbligo di riempimento al 80% entro il 1/10/22 (che salirà al 90% entro 1/10/23)**. Non così favorevole invece la situazione in Italia, dove il riempimento stoccaggi procede più a rilento (si rimanda per i dettagli al paragrafo dedicato).

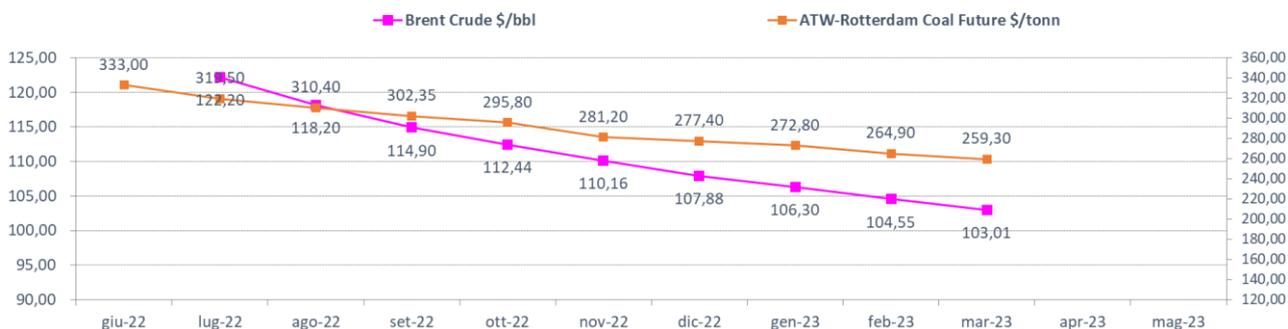
Nel pacchetto di misure REPowerEU recentemente pubblicato dalla Commissione EU per raggiungere l'indipendenza dal gas russo entro il 2030 (si rimanda agli approfondimenti nei paragrafi successivi) viene specificato che "l'Europa deve interrompere la dipendenza da un fornitore così inaffidabile. Tra le misure a breve termine a livello comunitario, l'avvio della piattaforma di acquisti europei di gas e LNG (EU Energy Platform) e la possibile introduzione di un tetto temporaneo al prezzo del gas (EU price cap) da attivare però solo in caso di una effettiva emergenza lato offerta, insieme alle riduzioni forzate dei consumi (per approfondimenti si rimanda al paragrafo dedicato).

Le quotazioni CO2 EUA sempre sull'altalena, a maggio il prezzo sale a 85,99 €/tonn (+ 6% rispetto ad aprile 2022).

CO2 EUA valori mensili a consuntivo e future al 31.05.2022



Sul mercato petrolifero quotazioni oil Brent che restano sopra 100 \$/bbl.

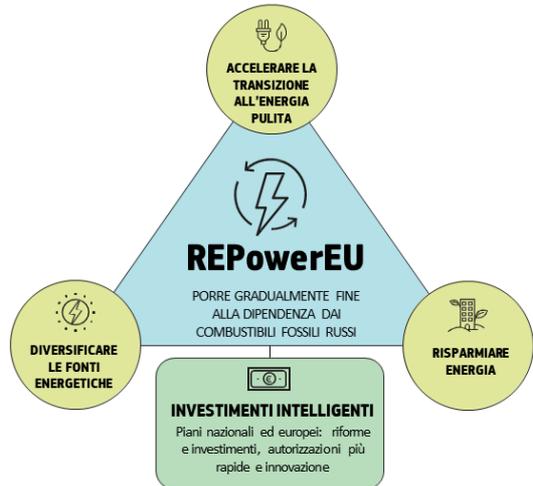


1.2 Le proposte della Commissione EU: REPower EU

Il conflitto in Ucraina e la recente situazione geopolitica hanno messo in evidenza la forte dipendenza dell'Italia e dell'intera Unione Europea dall'importazione di gas, ma anche di carbone e petrolio dalla Russia, sollevando anche nel resto dell'Unione il **problema della sicurezza degli approvvigionamenti**. La necessità di ripristinare la sicurezza energetica, contenere l'aumento dei prezzi e rispettare gli obiettivi di decarbonizzazione del "Fit for 55" ha portato la Commissione Europea ad elaborare e rilasciare ufficialmente il 18 maggio 2022 il "**REPower EU**", ossia il pacchetto di proposte atte a fronteggiare le difficoltà e perturbazioni causate dall'invasione dell'Ucraina da parte della Russia al mercato mondiale dell'energia.

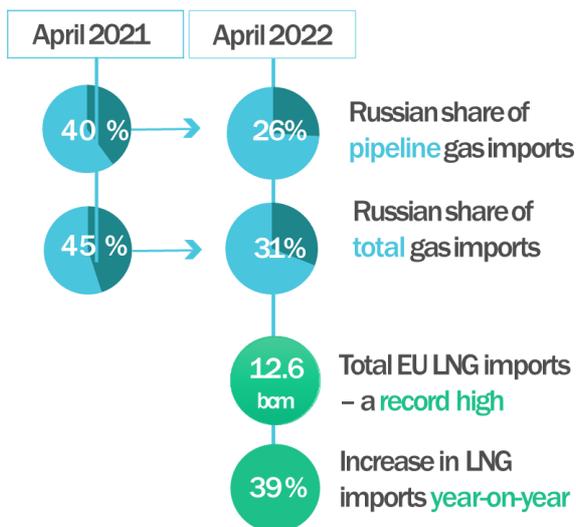
Il REPower EU parte dalla **volontà degli Stati membri di affrancare gradualmente l'Europa dalla dipendenza dalle importazioni di energia dalla Russia**, così da limitare (insieme alle sanzioni) i ricavi economici che la stessa potrebbe utilizzare per finanziare il conflitto in Ucraina (l'export di combustibili fossili in Europa vale per la Russia più di € 100 miliardi / anno). Oltre a questo punto saldo, il REPower EU si basa su altri tre punti cardine:

1. **Risparmio Energetico**
2. **Rapida diffusione delle Fonti di Energie Rinnovabili (FER)**
3. **Diversificazione approvvigionamento energetico**



il tutto combinando **investimenti e riforme intelligenti**, pensate per rafforzare la crescita economica, la sicurezza e intraprendendo azioni concrete per il clima.

Dalla volontà di “svincolare” l’EU dalla dipendenza energetica russa, scaturisce e prende forma la *Linea di Intervento Europea per la Sostituzione del Gas russo*, finalizzata alla più ampia diversificazione degli approvvigionamenti, alla sicurezza ed alla affidabilità degli stessi. La linea (di seguito schematizzata) rischia, però, di innestare **processi inflattivi** preoccupanti per l’intero continente, per i motivi che saranno di seguito discussi.



LNG

- EU-US Joint Statement and Task Force on European Energy Security
- EU Energy Purchase Platform
- Trilateral agreement with Egypt and Israel
- Increased imports via Japan, Korea, Qatar
- Untapped potential in sub-Saharan Africa



Pipelines

- Norway
- Algeria
- Azerbaijan



1.2.1 REPower EU: Focus Risparmio Energetico

Se il principio *'Energy Efficiency first'*, ribadito nei precedenti pacchetti europei sull'energia e il clima, era una priorità concreta e perseguibile, con ricadute dirette per i consumatori europei di energia, dai cittadini alle industrie, con il piano REPowerEU la Commissione Europea è netta: *"Il risparmio energetico è il modo più rapido ed economico per affrontare l'attuale crisi e ridurre le bollette"*. Per questo motivo la Commissione, con la Proposta di Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio (COM (2022) 222 final) all'interno del RePowerEU propone la modifica della Direttiva (UE) 2012/27/UE sull'efficienza energetica indicando di rafforzare le misure di efficienza energetica a lungo termine, compreso un aumento dal 9% al 13% dell'obiettivo vincolante di efficienza energetica previsto nell'ambito del pacchetto "Fit for 55" della legislazione sul Green Deal europeo.

ACCELERARE L'EFFICIENZA ENERGETICA CON MISURE A MEDIO-LUNGO TERMINE

Nell'ambito del pacchetto "Pronti per il 55%", nel luglio 2021 la Commissione ha proposto di incrementare del 9% l'obiettivo di efficienza energetica dell'UE entro il 2030. **Adesso è necessario fare ancora di più.**

Obiettivo di efficienza energetica dell'UE entro il 2030

 9% →  13%

Infatti, l'articolo 4, paragrafo 1, della proposta di rifusione della Direttiva sull'efficienza energetica adottata il 14 luglio 2021 nell'ambito del Fit for 55 aveva già innalzato l'obiettivo dell'Unione in materia di efficienza energetica per il 2030 portandolo al 9% rispetto alle proiezioni dello scenario di riferimento 2020. Tuttavia, dati i prezzi elevati dell'energia e un cambiamento radicale delle condizioni di mercato che porta a una maggiore efficacia in termini di costi delle misure di efficienza energetica e la necessità per l'Unione di superare la sua dipendenza dai combustibili fossili e dalle importazioni di energia dalla Russia, è necessario aumentare ulteriormente l'obiettivo 2030 per l'efficienza energetica al 13% per garantire che questo obiettivo e gli obiettivi di decarbonizzazione siano raggiunti in modo rapido ed economico.

Nel 2021 la Commissione ha anche intrapreso uno studio¹ sui potenziali di risparmio energetico delle misure di efficienza energetica, dal quale è emerso che il potenziale di risparmio economico per il 2030 potrebbe raggiungere il 13% della FEC (752 Mtep) se l'UE intensificherà i finanziamenti e gli sforzi per l'efficienza energetica. Secondo lo stesso studio il potenziale tecnico di risparmio energetico potrebbe raggiungere il 19% della FEC (696 Mtep).

Sebbene principalmente concepita per sostenere la decarbonizzazione dell'economia dell'UE, la proposta contenuta del Fit for 55 implica anche altri vantaggi sostanziali come

¹ <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/511bb328-f8b9-11eb-b520-01aa75ed71a1/language-en>

una maggiore sicurezza energetica e minori emissioni di gas a effetto serra, misure contro l'inquinamento atmosferico e l'esaurimento delle risorse naturali.

Risparmiare energia, cioè ridurre il consumo energetico attraverso segnali di prezzo, misure di efficienza energetica o sforzi volontari può essere il modo più economico, sicuro e più pulito per ridurre la nostra dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili dalla Russia. Inoltre, l'utilizzo di meno energia favorisce la sicurezza dell'approvvigionamento, facilita i requisiti di stoccaggio e sostiene la transizione verso l'energia pulita. Secondo la Commissione, dunque, risparmiare energia ora ci aiuterà a prepararci per le potenziali sfide e per affrontare eventuali difficoltà del prossimo inverno.

E proprio al fine di rafforzare le misure sull'efficienza, sottolineandone dunque l'essenzialità nel processo di trasformazione del sistema energetico europeo, la Commissione ha pubblicato anche una "Comunicazione sul risparmio energetico" dove vengono descritti i cambiamenti comportamentali a breve termine che potrebbero ridurre la domanda di gas e petrolio del 5% e incoraggia gli Stati membri ad avviare campagne di comunicazione specifiche rivolte alle famiglie e all'industria. Gli Stati membri sono inoltre incoraggiati a utilizzare misure fiscali incentivanti per promuovere il risparmio energetico, come aliquote IVA ridotte su sistemi di riscaldamento efficienti dal punto di vista energetico, isolamento degli edifici, elettrodomestici e prodotti efficienti.



Per migliorare il risparmio energetico e l'efficienza nel settore dei trasporti e la transizione verso i veicoli a emissioni zero la Commissione prenderà in considerazione un'iniziativa legislativa per aumentare la quota di veicoli a emissioni zero nei parchi auto pubblici e aziendali al di sopra di una determinata dimensione. La comunicazione sul risparmio energetico comprende anche molte raccomandazioni rivolte alle città, alle regioni e alle autorità nazionali che possono aiutare a sostituire i combustibili fossili nel settore dei trasporti.

Nel contesto di REPowerEU, dunque, gli Stati membri possono rafforzare il quadro normativo per l'efficienza energetica a breve termine e realizzare maggiori risparmi energetici a medio e lungo termine attraverso varie azioni. Tra queste:

- Aumentare l'ambizione dell'obbligo nazionale di risparmio energetico.

- Introdurre obblighi per garantire che nei settori chiave l'efficienza energetica sia aumentata
- Promuovere le tecnologie per le energie rinnovabili e sviluppare rapidamente le tecnologie e le attrezzature per il risparmio energetico
- Rafforzare l'attuazione dei risultati dell'audit energetico per garantire che siano attuate misure efficaci in termini di costi e che le imprese (in particolare le PMI) e altri enti come gli enti pubblici che non sono soggetti all'obbligo dell'audit energetico siano incentivati a intraprendere tali audit e a realizzare i relativi interventi

Sempre la Proposta di Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio (COM (2022) 222 final) all'interno del RePowerEU propone di modificare la proposta di rifusione della EPBD (2018/844/UE *Energy performance of buildings directive*) contenuta nel Fit for 55 introducendo una chiara base giuridica per far fronte all'attuale incertezza giuridica, ed è già possibile, nell'ambito del quadro legislativo esistente, portare avanti tali misure che sono già state introdotte da diversi Stati membri.

Tra queste:

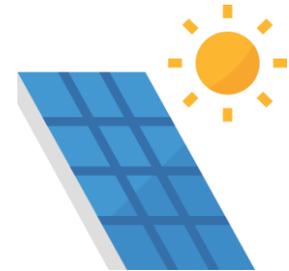
- Introdurre ulteriori Standard Minimi di Prestazione Energetica per gli edifici per potenziare le ristrutturazioni che comprendano anche i sistemi di riscaldamento/raffrescamento, con tempistiche sufficientemente ambiziose e definendo un percorso per la riqualificazione degli edifici con le peggiori prestazioni nella certificazione energetica "classe G" fino alla "classe D"
- Eliminare gradualmente le sovvenzioni degli Stati membri per le caldaie a combustibili fossili negli edifici almeno a partire dal 2025
- Rafforzare i requisiti energetici nazionali (e di efficienza delle risorse) dei nuovi edifici attraverso i requisiti del sistema di riscaldamento e l'introduzione di standard a emissioni zero prima del 2030 (prima del 2027 nel caso degli edifici pubblici)
- Inasprire i requisiti del sistema di riscaldamento nazionale per gli edifici esistenti affrontando importanti ristrutturazioni e sostituzioni di caldaie creando collegamento a sistemi di teleriscaldamento efficienti in aree densamente popolate. Ciò funzionerebbe di pari passo con la definizione di limiti di progettazione ecocompatibile più rigorosi per i sistemi di riscaldamento a livello dell'UE e il parallelo ridimensionamento delle etichette energetiche che porterà caldaie e altri apparecchi a combustibili fossili a finire nelle classi energetiche più basse.

1.2.2 REPower EU: Focus diffusione Fonti di Energie Rinnovabili



La Commissione propone di aumentare dal 40% al 45% l'obiettivo principale per il 2030 per le rinnovabili nell'ambito del pacchetto "Fit for 55" che passerà dall'attuale 33% al 67% della capacità elettrica installata UE a fine decennio e saranno stimulate attraverso le numerose iniziative contenute nel pacchetto.

Si prevede una **Solar Strategy** (COM(2022) 221 final) che punta a **più che raddoppiare la potenza totale installata FV** nei 27 Stati membri, arrivando a **320 GW nel 2025** (erano circa 136 GW alla fine del 2020) e poi **600 GW nel 2030**. Si tratta di installare in media **ogni anno circa 45 GW** di nuovi impianti fotovoltaici, evidenzia la comunicazione di Bruxelles.



La nuova strategia include la **Solar Rooftop Initiative**: obiettivo è rendere gradualmente **obbligatorie le installazioni** di pannelli solari sui tetti dei **nuovi edifici pubblici e commerciali**, con superficie utile superiore a 250 metri quadrati, **entro il 2026**; per gli edifici pubblici e commerciali esistenti, tale obbligo scatterà entro il 2027, mentre **dal 2029** si dovranno installare impianti fotovoltaici sui tetti dei **nuovi edifici residenziali**. Tali obblighi saranno implementati attraverso la modifica della **Direttiva EPBD** (2018/844/UE *Energy performance of buildings directive*) così come previsto dalla Proposta di Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio (COM (2022) 222 final) all'interno del RePowerEU.

Inoltre, la Commissione con la medesima Proposta di Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio (COM (2022) 222 final) propone di modificare la Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili introducendo le cosiddette **aree "go to"**: aree particolarmente idonee alla realizzazione di nuovi impianti a fonti rinnovabili, con bassi rischi ambientali, dove si utilizzano **procedure accelerate** per le **autorizzazioni** di nuovi parchi eolici e fotovoltaici. Si propone una modifica mirata della direttiva sulle **energie rinnovabili** affinché queste ultime siano riconosciute **di interesse pubblico prevalente**. Gli Stati membri dovrebbero poi stabilire **scadenze** chiaramente definite, accelerate e quanto **più brevi possibili per tutte le fasi** per le **autorizzazioni** a costruire e gestire progetti di energia rinnovabile, specificando i casi in cui tali scadenze possono essere prorogate e in quali circostanze". Dovrebbero anche stabilire **scadenze massime vincolanti** per tutte le fasi pertinenti della procedura di valutazione di impatto ambientale", mentre la durata delle procedure per installare impianti solari in strutture artificiali dovrebbe essere limitata a un **massimo di tre mesi**.

Si raccomanda, inoltre, di creare un singolo **procedimento unificato** per richiedere tutte le autorizzazioni; e si dovrebbe consentire ai richiedenti di **aggiornare le specifiche tecnologiche** dei loro progetti nel periodo compreso tra la domanda di autorizzazione e la costruzione dei progetti, in modo da facilitare lo sviluppo di tecnologie più innovative.

Altra raccomandazione è quella di attuare **procedure semplificate** per il rilascio delle autorizzazioni alle **comunità energetiche rinnovabili**, anche per la connessione alla rete di impianti posseduti dalle comunità, e ridurre al minimo le procedure e i requisiti per le licenze di produzione, anche per gli autoconsumatori di energia rinnovabile.

Infine, si raccomanda ai singoli Stati membri di **limitare al minimo necessario le zone di esclusione** in cui non si possono installare impianti FER. Queste restrizioni dovrebbero essere basate su informazioni chiare e trasparenti, con una giustificazione motivata sulle restrizioni relative alla distanza dagli alloggi e dalle zone di aviazione militare o civile.

Bruxelles ha poi pubblicato delle **raccomandazioni** e linee guida sulle soluzioni per sviluppare da subito le rinnovabili, con un focus sui **contratti pluriennali** di acquisto di energia elettrica 100% green (**PPA**, *Power purchase agreement C(2022) 3219 final*).

HYDROGEN ACCELERATOR

Per raggiungere l'obiettivo di 10 milioni di tonnellate di produzione interna di idrogeno rinnovabile e di 10 milioni di tonnellate di importazioni entro il 2030 si propone un "**Hydrogen accelerator**" che, come delineato nel documento di lavoro della Commissione: [Investment needs, hydrogen accelerator and bio-methane plan](#), prevede una serie di misure per accelerare la produzione di idrogeno rinnovabile nell'UE; incentivare lo sviluppo di infrastrutture dedicate in Europa; e intensificare il dialogo e la cooperazione con i partner internazionali.



Accelerare la produzione di idrogeno rinnovabile nell'UE

Sul lato della domanda, il focus è sulle applicazioni nei settori hard-to-abate dell'industria e del settore dei trasporti. In particolare, secondo la modellizzazione della Commissione europea, la produzione di idrogeno da gas naturale dovrebbe essere sostituita da produzione di ammoniaca e dall'uso di idrogeno nelle raffinerie entro il 2030, accelerando al contempo il passaggio dall'uso del coke all'idrogeno nell'industria siderurgica. Inoltre, la quota di idrogeno e di carburanti derivati nel settore dei trasporti dovrebbe aumentare fino a superare il 5%. In termini generali, secondo le stime, l'adozione di maggiori volumi di idrogeno rinnovabile nei settori prioritari individuati dal Fit-for-55 si traduce in quote più elevate di idrogeno rinnovabile e di combustibili rinnovabili di origine non biologica nel settore industriale, passando dal 50 a oltre il 75%.

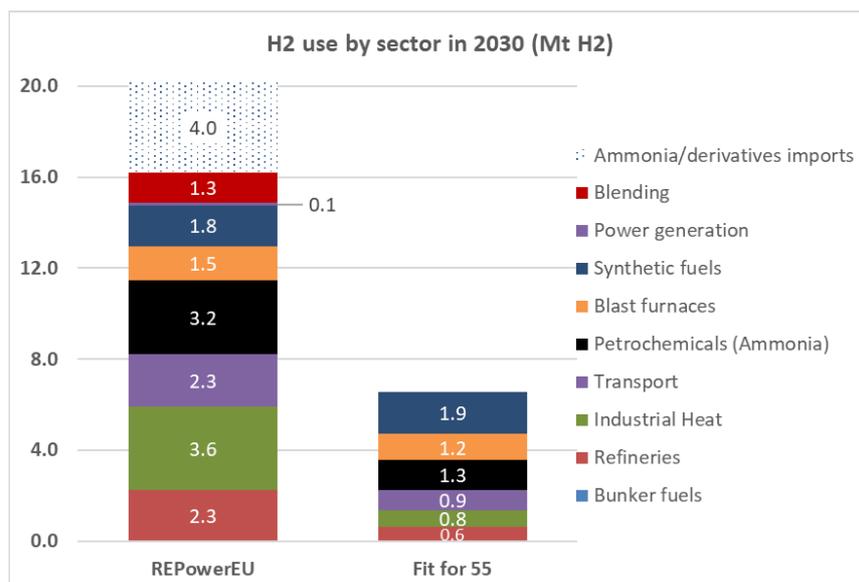


Figure 1: Hydrogen use by sector in 2030

Source: Modelling by the European Commission using PRIMES.

Per raggiungere l'obiettivo, si legge nel documento, un ruolo chiave verrà svolto dalle **hydrogen valley**, il cui sviluppo dovrebbe essere ulteriormente promosso, specialmente in aree vicine ai cluster industriali, al fine di raddoppiarne il numero entro il 2025. Essenziale sarà anche il **blending di idrogeno con il gas naturale**: la miscelazione fino a circa il 3% in volume di idrogeno rinnovabile nella rete gas potrebbe assorbire circa 1,3 tonnellate di idrogeno e rimpiazzare 4,5 milioni di metri cubi di gas naturale. Per monitorare il percorso di sviluppo, la Commissione europea si impegna a redigere, in collaborazione con gli Stati membri e l'**Hydrogen Energy Network**, a partire dal 2025, un report periodico sulla produzione, trasporto e diffusione di idrogeno nei differenti settori. Inoltre, programma di sviluppare standard armonizzati per la qualità dell'idrogeno.

Sul lato dell'offerta, per raggiungere le ambizioni, che richiedono circa 500TWh di addizionale produzione di energia rinnovabile al 2030, si stima siano necessari investimenti totali compresi tra i 335 e i 471 miliardi di euro, con 200-300 miliardi da destinare alla produzione di energia elettrica rinnovabile. Da aumentare anche la capacità produttiva di elettrolizzatori, il cui scaling up necessiterebbe di 2 miliardi di euro. A tal proposito, la Commissione propone di delineare un quadro regolatorio favorevole, di facilitare l'accesso alla finanza e di promuovere un efficiente value chain, supportando al contempo gli investimenti attraverso il Fondo di innovazione e le norme sugli aiuti di Stato (inclusi gli IPCEI). Infine, oltre alla specifica proposta legislativa e relativa raccomandazione per accelerare gli iter autorizzativi, la Commissione si impegna a valutare la preparazione di un ulteriore documento orientativo con un focus sui progetti di idrogeno rinnovabile. Sempre sul tema, l'Alleanza europea per l'idrogeno pulito sta elaborando raccomandazioni e raccogliendo best practices.

Incentivare lo sviluppo di infrastrutture dedicate in Europa

Per incentivare lo sviluppo di infrastrutture energetiche dedicate per l'idrogeno – pipelines, terminali GNL adattati e stoccaggio -, la Commissione europea intende lavorare con gli stakeholders per individuare le possibili sfide. Nello specifico, sulla base del Regolamento TEN-E, a partire dal prossimo autunno, insieme agli Stati membri, alle autorità di regolazione nazionali, all'ACER, all'ENTSOG e agli operatori economici, discuterà delle infrastrutture trans-europee necessarie per soddisfare i bisogni dell'Unione europea. Seguirà una valutazione dei progetti specifici, che dovranno essere presentati entro gli inizi di ottobre prossimo, così da avere, entro marzo 2023, una mappatura chiara delle infrastrutture da implementare. La Commissione riconosce, inoltre, l'importanza del repropousing per incentivare lo sviluppo del mercato europeo dell'idrogeno.

Dal punto di vista finanziario, si stima che gli investimenti al 2030 ammontino a 50-75 miliardi per gli elettrolizzatori, 28-38 miliardi per i gasdotti e 6-11 miliardi per lo stoccaggio.

Intensificare il dialogo e la cooperazione con i partner internazionali

Per raggiungere l'obiettivo di importare 10 milioni di tonnellate di idrogeno verde, la Commissione europea intende intensificare la cooperazione con i partner internazionali, privilegiando gli Stati di vicinato e stabilendo partnership con potenziali fornitori nei Paesi dell'area del mediterraneo meridionale, dell'Africa sub-sahariana, del Medio Oriente, del Golfo, oltre che con Cile, Stati Uniti e Australia.

A tal proposito, la Commissione europea propone di facilitare un'azione comune europea, in collaborazione con l'industria, per sviluppare entro il 2030 tre grandi corridoi di importazione di idrogeno: dall'Africa settentrionale, dal Mare del Nord e, non appena le condizioni lo permetteranno, dall'Ucraina. Inoltre, per facilitare la creazione di un quadro regolatorio per le partnership sull'idrogeno rinnovabile, facilitare la cooperazione europea su progetti internazionali e incentivare la produzione europea e globale, la Commissione intende stabilire una Global European Hydrogen Facility, con l'obiettivo di garantire sicurezza d'investimento e generare opportunità di business, e una Green Hydrogen Partnership volta a promuovere l'importazione di H2 verde da Stati terzi e incentivare la decarbonizzazione dei sistemi energetici dei Paesi partner.

BIOMETANO

Per raggiungere l'obiettivo di 35 miliardi di metricubi di produzione annua di biometano entro il 2030, la Commissione europea delinea, come si legge nel documento di lavoro della Commissione: [Investment needs, hydrogen accelerator and bio-methane plan](#), un piano d'azione articolato lungo cinque direttrici: promuovere la produzione e l'uso sostenibile di biogas e biometano a livello europeo e nazionale/regionale e l'immissione diretta di quest'ultimo



nella rete gas; fornire incentivi per la trasformazione del biogas in biometano; sviluppare infrastrutture dedicate, e adattare quelle esistenti; incrementare gli investimenti in ricerca, sviluppo e innovazione; e facilitare l'accesso al credito.

Promuovere la produzione e l'uso sostenibile di biogas e biometano a livello europeo e nazionale/regionale, e l'immissione diretta di quest'ultimo nella rete gas

La Commissione europea intende istituire un partenariato/forum industriale, piattaforma di discussione strategica tra gli stakeholders della value chain per supportare l'elaborazione di politiche a sostegno di una maggiore produzione di biogas e biometano e favorire l'incontro tra domanda e offerta. Propone anche l'elaborazione di strategie nazionali, strettamente legate ai Piani nazionali per l'energia e il clima, al fine di individuare per ciascun Stato membro, il potenziale di produzione di biogas e biometano e l'effettiva integrazione di quest'ultimo nella rete gas, oltre a delineare la traiettoria per raggiungere gli obiettivi intermedi al 2030 e al 2050. Secondo quanto sostenuto dalla Commissione, le strategie nazionali dovrebbero concentrarsi in primis sulle modalità sostenibili di produzione, partendo dai rifiuti e, successivamente, valutare i prerequisiti per promuovere ulteriormente il potenziale della biomassa sostenibile, individuando al contempo le barriere alla produzione e immissione, sia a livello nazionale che regionale, e le relative azioni di mitigazione.

La Commissione si impegna anche a valutare un allargamento delle destinazioni d'uso del biometano nell'ambito della Direttiva sulle energie rinnovabili – attualmente limitato al settore dei trasporti - e a lanciare campagne informative e di sensibilizzazione. Programma, inoltre, di valutare la possibilità di elaborare una strategia UE per la transizione energetica delle aree rurali, integrando i numerosi impianti biogas decentralizzati di piccole dimensioni nel mix complessivo di energie rinnovabili attraverso l'utilizzo di infrastrutture locali esistenti, strutture cooperative tra agricoltori e comunità energetiche. Si propone, infine, di ridurre la burocrazia e velocizzare la fase del permitting per garantire una diffusione generalizzata di biogas e biometano, ad esempio prevedendo l'istituzione di sportelli unici o scadenze rigide. Attenzione viene data anche alla necessità di cooperare con i Paesi del vicinato e quelli candidati all'UE per stimolare la produzione e l'importazione.

Incentivare la trasformazione del biogas in biometano

La Commissione europea intende esaminare le modalità per ridurre i costi che gli operatori devono sostenere per l'upgrading del biogas e promuovere un potenziamento degli schemi di supporto nazionali per la produzione di elettricità da biogas, considerando incentivi volti a garantire benefici di lungo termine alle centrali a biogas convertite in biometano e ai nuovi impianti.

Sviluppare infrastrutture dedicate, e adattare quelle esistenti

La Commissione propone l'elaborazione di una valutazione, a livello regionale, sullo sviluppo infrastrutturale, combinato all'aumento potenziale della produzione di biogas e biometano previsto dalle strategie nazionali. Tale assessment dovrebbe essere condotto dai gestori dei sistemi di distribuzione (DSO), in coordinamento con i TSO e le autorità nazionali di regolamentazione. Questi sono chiamati anche ad esaminare le potenziali sfide di investimento per aumentare l'upgrade del biometano e collegare i siti di produzione decentralizzati con i centri di consumo su grandi distanze, oltre a calcolare la capacità e il costo potenziale dell'iniezione di biometano nella rete. Inoltre, nell'ambito del Regolamento TEN-E, dovrebbero identificare e valutare i progetti candidati per la futura lista dei Progetti di interesse comune.

Infine, la Commissione propone di aggiornare le norme CEN sugli standard della qualità del gas al fine di garantirne una applicazione simmetrica e, quindi, assicurare costanti flussi transfrontalieri di biometano.

Incrementare gli investimenti in ricerca, sviluppo e innovazione

La Commissione europea intende continuare a supportare lo sviluppo di tecnologie innovative per la produzione di biogas e biometano, alimentata da gassificazione dei residui e dei rifiuti biogenici di tutti settori e industrie, dagli effluenti e rifiuti biogenici di CO₂, dalle parti organiche delle acque reflue industriali e dei fanghi municipali, nonché da materie prime provenienti da terreni marginali e contaminati attraverso la fitodepurazione. Propone, inoltre, di sostenere tecnologie innovative, small-scale e non commerciali, per l'upgrading di biogas, inclusa la conversione biologica o catalitica della CO₂ biogenica del biogas in biometano. Attenzione dovrebbe essere data anche a tecnologie per realtà di scala ridotta per migliorarne l'efficienza tecnologica e la redditività, così come a studi per identificare gli ostacoli e i fattori abilitanti alla diffusione del biometano.

Infine, la Commissione pianifica di estendere il catalogo delle materie prime per la biomassa sostenibile, identificando le regioni in cui la produzione di biometano può essere incrementata in modo sostenibile, tra l'altro, attraverso materie prime secondarie di provenienza locale (residui di colture, letame, rifiuti organici), biomassa aggiuntiva prodotta da colture sequenziali o inerbimento, o biomassa proveniente da terreni marginali e contaminati.

Facilitare l'accesso al credito

La Commissione suggerisce agli Stati membri di utilizzare i fondi europei esistenti e di sfruttare, in particolare, le opportunità fornite della corrente e futura programmazione della politica agricola comune e della politica di coesione per estendere il supporto alla produzione e diffusione di biogas e biometano.

Propone, inoltre, utilizzare in finanziamenti del Fondo per l'innovazione e di aumentare i fondi di Horizon Europe, destinando le risorse, liberate dalla mancata partecipazione dei

partner britannici ai bandi, ai temi legati al biometano, nonché di garantire accesso ad ulteriori strumenti di finanziamento, come ad esempio quelli messi a disposizione dalla Banca europea per gli investimenti con il supporto di InvestEU.

1.2.3 REPower EU: Focus regolamentazione prezzo gas e misure per la sicurezza

Nel momento in cui molti Paesi UE sono alla ricerca nel mercato internazionale del gas naturale di quantitativi per sostituire il gas russo, sta emergendo in modo chiaro che accanto al tema delle forniture alternative, nel prossimo anno termico 2022/23 dovranno essere adottate nuove **misure cautelative** che prevedono anche il ricorso alla **riduzione dei consumi**, con particolare riferimento al periodo di punta invernale (in cui si ha il consumo massimo di gas). Inoltre, per quanto tutti si augurino una rapida conclusione del conflitto Russo-Ucraino, una corretta gestione del rischio, non può esimere gli stati membri dall'identificare dei **piani di intervento** nel caso di rischio tenuta invernale. A priori, infatti, non possiamo escludere che, in analogia a quanto adottato nel Consiglio UE di questi giorni con il Sixth-Package con riferimento al mercato petrolifero nei confronti della Russia, non possa accadere anche alle importazioni di gas naturale nel caso di un inasprimento del conflitto in corso, mettendo ancora più a rischio la sicurezza degli approvvigionamenti.

Il gas naturale è la commodity energetica più rilevante per i processi industriali e rappresenta il combustibile con il quale, in molti mercati elettrici, si alimentano le tecnologie price maker delle borse elettriche. Il **prezzo del gas naturale** nel continente Europeo assume quindi un effetto determinante anche nella valorizzazione del vettore energetico chiave del processo di decarbonizzazione e dei nuovi obiettivi comunitari Fit for 55%: l'energia elettrica.

Con riferimento ai profili "**regolamentazione del prezzo**" e "**sicurezza**" del mercato del gas è opportuno ricostruire il percorso con le quali sono state identificate a livello Comunitario le principali proposte di intervento. Il REPowerEU, infatti, era stato anticipato nelle linee generali da un primo documento di proposta della Commissione lo scorso 8 marzo. In tema di sicurezza la Commissione aveva accompagnato la sua analisi da una proposta di modifica legislativa con la quale si introduceva l'obbligo per gli istati membri di adottare misure (regolazione economica incentivante quali, ad esempio, i contratti per differenza) per garantire il riempimento delle infrastrutture di stoccaggio per almeno l'80% nel 2022 e di almeno il 90% per il 2023 (modifiche Regolamento UE (2017/1938)). Con la proposta la Commissione invitava gli stati a coordinare le operazioni sia in termini di iniziative per acquisti condivisi sia sul piano di eventuali accordi di solidarietà.

Sul fronte delle misure per contenere i costi del gas naturale, la Commissione prevedeva accanto ai consueti strumenti fiscali di aiuto (normati parallelamente dal Temporary Framework in deroga alla disciplina Aiuti di Stato) la possibilità di promuovere acquisti in pool da parte degli stati membri. Non erano specificatamente previste misure di intervento per una regolamentazione del prezzo del gas naturale. Nemmeno nella riunione informale dei Capi di Stato di Versailles dello scorso 10/11 marzo si trova una traccia esplicita di un accordo per una eventuale regolamentazione del prezzo del gas naturale. Solamente con

la riunione del Consiglio Europeo del 24 e 25 marzo si afferma in modo esplicito l'impegno del "...Consiglio e della Commissione di raggiungere con urgenza i soggetti interessati del settore dell'energia ed esaminare se e in che modo le soluzioni a breve termine presentate dalla Commissione (sostegno diretto ai consumatori mediante buoni, sgravi fiscali o ricorso a un "modello aggregatore/acquirente unico", aiuti di Stato, fiscalità (accise e IVA), massimali di prezzo, misure regolamentari come contratti per differenza) contribuirebbero a ridurre il prezzo del gas e affrontare il relativo effetto di contagio sui mercati dell'energia elettrica, tenendo conto delle circostanze nazionali....".

Nel periodo intercorso tra i mesi di marzo e maggio 2022 abbiamo potuto assistere ad una corsa affannosa da parte dei principali Paesi UE per trovare forniture alternative al gas russo e ad una corsa per trovare le poche navi rigassificatrici disponibili sul mercato internazionale quale strumento principale per la soluzione delle emergenze di breve periodo di shortage-gas.

Su insistenza dell'Italia comunque prende avvio un processo di approfondimento delle **misure di intervento di regolamentazione del prezzo del gas naturale**. L'insoddisfazione generale era dettata dal fatto che il prezzo del gas comunitario è prevalentemente indicizzato all'indice TTF (Title Transfer Facility) preso a riferimento dalla maggioranza degli operatori che operano nel mercato UE. Si tratta di un mercato virtuale sviluppatosi nei Paesi Bassi che - in una logica di vuoto pneumatico causato dall'incapacità Comunitaria di creare una Borsa del gas regolamentata del gas - si è progressivamente imposto quale principale riferimento. Come tutti i prodotti finanziari che hanno un limitato ancoraggio agli scambi fisici effettivi, l'indice (o il prezzo del gas) ha risentito in modo significativo delle aspettative degli operatori e delle opportunità colte dalla speculazione finanziaria, registrando incrementi significativi nonostante nel periodo considerato i flussi fisici dei transiti Europei non registrassero (nonostante il conflitto Russo-Ucraino) significativi shocks domanda-offerta.

Se osserviamo le diverse linee di intervento della proposta finale REPowerEU della Commissione, il tema delle possibili **linee di intervento sul prezzo europeo del gas naturale sembrano fortemente ridotte**. La Commissione, infatti, ritiene che la direttrice principale per uscire dalla crisi gas sia rappresentata dall'innalzamento degli obiettivi di produzione RES (+5% a livello UE) e degli obiettivi di efficienza energetica (stimabili dal +4% al + 9%) con l'intento (mai esplicitato lungo tutti i documenti) di voler innalzare implicitamente gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 dal -55% a circa -65%. Delle modifiche ai target di RES ed efficienza ci occuperemo negli altri contributi.

Tornando al gas, è interessante approfondire l'evoluzione della proposta Comunitaria per quanto riguarda i possibili **interventi di regolamentazione del prezzo**. Nel testo della Comunicazione "*Short term energy market intervention...*" la Commissione richiama le analisi condotte dal ACER (regolatore UE dell'energia) dello scorso 26 aprile, con la quali si conferma che i mercati europei di gas ed elettricità hanno funzionato correttamente e, si sottolinea, che eventuali interventi sui prezzi di breve periodo potrebbero danneggiare i corretti segnali di prezzo dei mercati e le relative coperture contro il rischio prezzo.

Ciò premesso, la Comunicazione nel paragrafo 3 (*Short term intervention*) identifica sulla regolamentazione del prezzo del gas naturale le seguenti misure:

- 1) l'invito agli Stati Membri di aderire volontariamente all'**EU Energy Platform** per sviluppare acquisti condivisi con maggiore forza contrattuale di gas naturale. La Commissione individua quindi in un rafforzamento del potere di acquisto della domanda lo strumento principale per mitigare il costo del gas e garantire la disponibilità dello stesso per le infrastrutture di stoccaggio;
- 2) la deroga agli stati membri la possibilità di adottare (previa approvazione della Commissione) una "**regolamentazione del prezzo di vendita**" (si veda il caso di Spagna e Portogallo). In altri termini, ogni stato membro deve assumersi la responsabilità degli eventuali effetti che un cap al prezzo del gas potrebbe determinare sulla garanzia dei flussi di approvvigionamento;
- 3) misure di supporto alla liquidità con riferimento ai traders e alle imprese energetiche, considerati i costi dei margini di copertura dei contratti dato l'elevato prezzo del gas;
- 4) con riferimento al TTF, la commissione si limita ad evidenziare l'eccessiva volatilità, paventando ipotetiche misure nelle regole interne di funzionamento per ridurre la volatilità di breve termine;
- 5) la possibilità di adottare misure temporanee per "sussidiare" il costo del gas per la produzione di energia elettrica. Queste misure devono essere approvate dalla Commissione, non devono distorcere il funzionamento del mercato interno e non possono determinare un incremento significativo della CO₂.

Ad ogni modo, per quanto riguarda il **prezzo del gas le conclusioni evidenziano l'assenza di un accordo**. Si esorta, quindi, la Commissione ad approfondire la tematica con gli Stati Membri. D'altro canto, risulta positivo l'invito agli stati membri di ottimizzare la disponibilità di riserve nazionali di energia per fronteggiare l'attuale crisi.

Sul piano delle decisioni Consiglio Europeo del 30/31 maggio, le uniche sanzioni adottate con il Sixth Package in materia energetica hanno riguardato il petrolio russo importato via nave, con una deroga per quanto riguarda le importazioni via pipeline. Con riferimento alle misure di intervento a breve termine, le linee adottate dal Consiglio EU non sono diverse da quelle dei vertici precedenti:

- a) l'invito ad utilizzare la piattaforma "EU Energy Purchase Platform" per sviluppare politiche di approvvigionamento gas in Comune;
- b) un invito a sviluppare una strategia di geopolitica più aperta.

Contestualmente, il documento individua delle proposte di intervento per "**prepararsi**" ad un eventuale blocco delle forniture di gas Russo. Tra queste troviamo:

- 1) Meccanismi di solidarietà tra Stati Membri: queste misure consistono in un rafforzamento del coordinamento nella gestione dei flussi di gas tra la Commissione e gli Stati Membri creando un Gas Coordination Group. La solidarietà si esplicita in misure di supporto tra Stati Membri con riferimento alla proposta di revisione del Regolamento sulla sicurezza 2017/1938. Sono da identificare anche ulteriori linee di intervento quali:
 - a. l'identificazione condivisa a livello comunitario delle categorie di consumatori che non sono protetti in caso di interruzione gas;
 - b. l'adozione di criteri comuni in tutti gli stati membri per la definizione di piani di emergenza.

- 2) Sono, inoltre, previsti nel caso in cui si pervenisse al livello di massimo rischio (livello 3 - "Emergenza") anche misure con le quali gli stati membri Membri possono combinare misure di riduzione dei consumi ed interventi in termini di regolamentazione dei prezzi. La Commissione, tuttavia, richiama l'attenzione anche sugli effetti che i Cap sul prezzo potrebbero determinare:
 - a. da una parte il rischio di compromettere le forniture di gas via LNG, in quanto si tratta di una modalità di offerta di gas fortemente elastica al prezzo internazionale del gas;
 - b. la Commissione evidenzia che il prezzo calmierato non concorre a ridurre la domanda di gas aumentando, di fatto, il gap domanda - offerta.

Concludendo, dall'evoluzione del dibattito istituzionale Comunitario, con riferimento alla crisi gas, emerge chiaramente che il tema del "tetto" al prezzo del gas non rappresenta un argomento condiviso nonostante gli sforzi del Governo Italiano. Sul piano della sicurezza degli approvvigionamenti l'unico strumento esistente è una piattaforma volontaria. Sul piano delle linee di intervento sembra invece emergere una preoccupazione per il rischio concreto della interruzione del gas Russo sul quale emerge con chiarezza l'esigenza di trovare delle procedure di emergenza condivise a livello comunitario.

Positivo il riferimento a valorizzare le riserve nazionali (di gas) che dovrebbe costituire un ulteriore impulso a dare adozione alle misure di "gas release" previste dall'art. 16 del DL 1° marzo 2022 n. 17.

1.3 Evoluzione scenario sicurezza gas italiano

Lo scenario di preoccupazione, crisi economica ed energetica fin ora descritto ha portato Confindustria a richiedere formalmente un'audizione al *Comitato Tecnico di Emergenza e Monitoraggio del Sistema del Gas (CTEM)* del MITE (Ministero della Transizione Ecologica) al fine di valutare attentamente tutte le possibili leve di riduzione della domanda e dei consumi di gas naturale. Ricordiamo, infatti, che nel caso in cui dovessero scattare dei meccanismi di interruzione del gas, 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 viene attivato solamente al raggiungimento di un livello di emergenza di grado 3: attualmente l'Italia si trova ad un livello di preallarme, ossia al livello 1.

La descrizione dei livelli di crisi, le azioni da intraprendere e i soggetti interessati sono 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.

Nell'analisi che segue presentiamo brevemente una sintesi del processo di sostituzione del gas proveniente dalla Russia in termini di quantitativi annuali.

Successivamente, presentiamo una **prima stima dei profili di sicurezza per l'anno termico 2022/23**: ricordiamo che il profilo di sicurezza del sistema di dispacciamento gas deve essere valutato con riferimento alla relazione tra domanda e offerta nel periodo di punta invernale.

La possibile interruzione delle forniture di gas da parte della Russia ha sin da subito portato a valutare le possibili alternative allo stesso. Bisogna ricordare che "*sostituire il gas russo*" significherebbe sostituire non solo le importazioni dirette dalla Russia, ma anche quelle indirette che arrivano dal Nord Europa.

Al fine di valutare le possibili soluzioni per la **sostituzione del gas russo** in caso di interruzione delle forniture sono stati utilizzati i dati relativi al 2021. È stato calcolato che nell'eventualità in cui questo avvenisse, andrebbero sostituiti circa **31,231 miliardi di m³/anno (41% dell'import totale)** di gas naturale. Nella colonna di sinistra della tabella seguente vengono riportate tutte le misure al vaglio per la sostituzione del gas importato dalla Russia e dal Nord Europa.

Secondo i dati disponibili, l'Italia potrà essere in grado di sostituire il gas importato (direttamente ed indirettamente) dalla Russia entro il 2025, colmando il gap di sicurezza e riuscendo anche ad aumentare la quantità di gas naturale disponibile: circa 8,296 miliardi di m³/anno in più.

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

Nonostante i dati commentati nella tabella precedente possano sembrare rassicuranti, è importante sottolineare che la Linea di Intervento per la Sostituzione del Gas Importato dalla Russia è un piano a lungo termine che, come sopra citato, sarà realizzato non prima del 2024/2025.

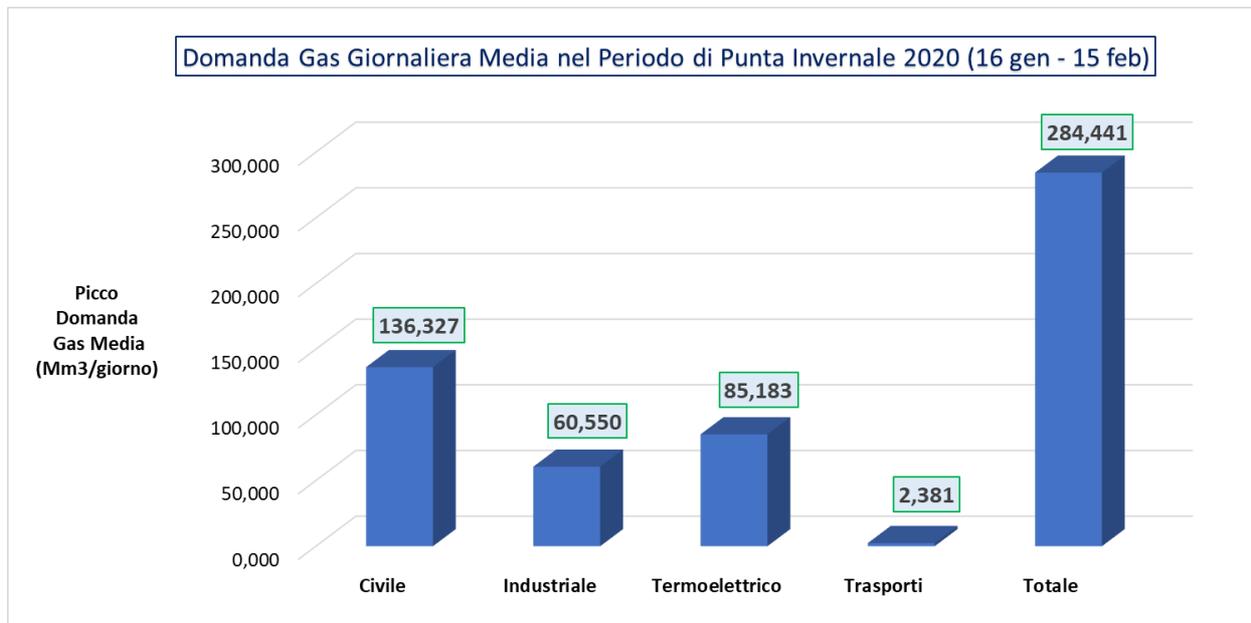
La gestione della sicurezza gas richiede tuttavia un approccio di carattere contingente che deve valutare la capacità del sistema gas di garantire la domanda di punta, la quale statisticamente si verifica ogni anno tra la metà di gennaio e la metà di febbraio.

Di seguito riportiamo i primi risultati di un lavoro di valutazione del rischio sicurezza per il prossimo inverno 2022/23, che considera nel periodo 16 gennaio -15 febbraio 2023 la possibile relazione Domanda / Offerta di Gas come media giornaliera del periodo.

L'analisi è stata condotta sulla base dei dati storici relativi al consumo totale annuo del 2020.

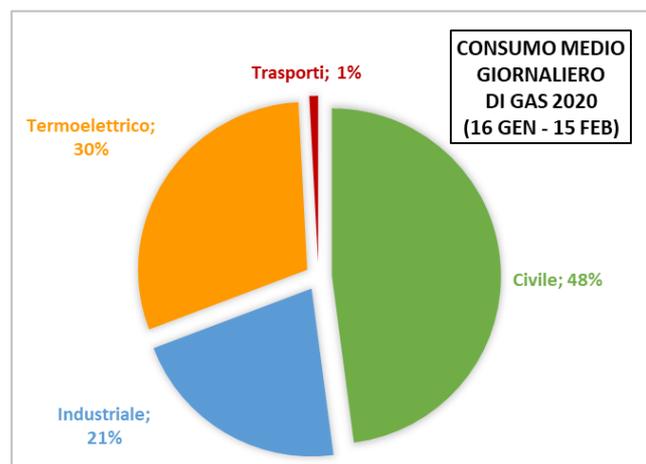
Non disponendo dei dati puntuali mensili e giornalieri, si è risaliti agli stessi costruendo una media ponderata mensile/giornaliera che tenesse conto della reale Domanda di gas, la quale nell'arco dell'anno non è costante, ma aumenta/diminuisce in relazione alla temperatura esterna, principalmente per il settore Civile.

A tal scopo nel calcolo è stato utilizzato il “*Load Factor*” (lett. *Fattore di Carico*, ossia il coefficiente adimensionale che tiene conto della reale quantità di gas che attraversa i tubi della rete nei diversi mesi dell’anno) il quale ha permesso di risalire al picco di domanda mensile e giornaliera.



Su un consumo totale di circa 68 miliardi di m³/anno, il picco della Domanda media di gas nel 2020 è stato di 8,6 miliardi m³/mese (nel mese di gennaio) e **284,4 milioni di m³/giorno**.

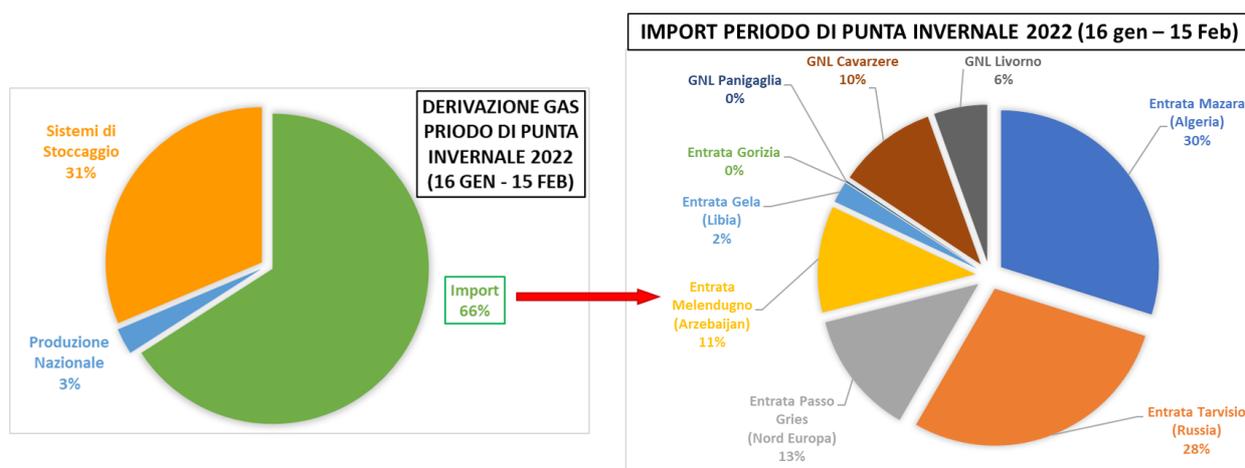
Nonostante a livello di consumo totale annuo sia stato il settore Termoelettrico a richiedere e consumare più gas nel 2020, la distribuzione evidenzia come sia stato, invece, il settore Civile quello con la Domanda di gas più elevata nel periodo di punta invernale, avendo richiesto e consumato mediamente 136 milioni di m³/giorno, cioè quasi il 50% del totale.



Per valutare l’Offerta di Gas sono stati utilizzati i dati relativi al periodo di punta invernale (16 gen - 15 feb) 2022. Nel periodo considerato sono stati immessi mediamente 315,6 milioni di m³/giorno di gas, di cui **306,8 milioni di m³/giorno** (97,2 % del totale) utilizzati per soddisfare il fabbisogno nazionale.

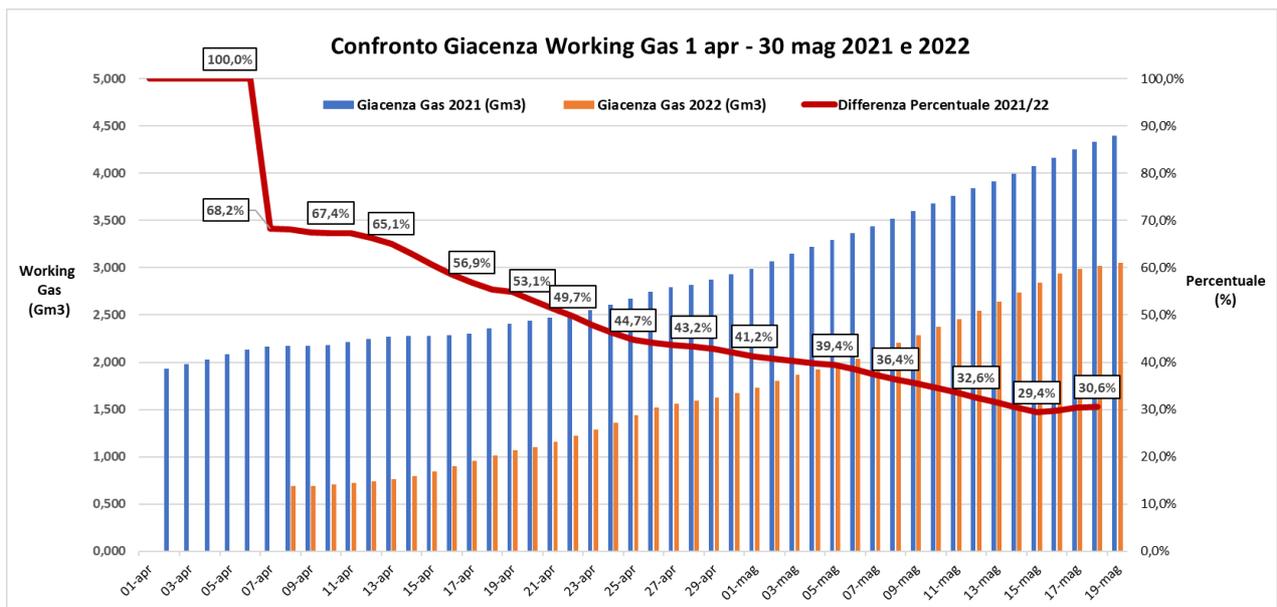
Di questi:

- il 66% (208 milioni di m³/giorno) è rappresentato dal gas importato da altri paesi, di cui il 28% (59 milioni di m³/giorno) direttamente dalla Russia;
- l'8% (8,6 milioni di m³/giorno) rappresenta il risultato della produzione nazionale;
- il 31% (99 milioni di m³/giorno) deriva dai siti di stoccaggio



Come si osserva dal grafico, nel periodo di punta invernale 2022 le importazioni dirette ed indirette (Nord Europa) del gas russo hanno rappresentato complessivamente il 41% dell'import totale (85,7% milioni di m³/giorno in media).

In merito all'Offerta di gas, oltre al problema della sostituzione del gas russo, si aggiunge anche il **problema dello Stoccaggio**, in quanto, a causa dei problemi sopra citati l'Italia ha riempito fin ora i siti di stoccaggio per l'anno termico 2022/23 con un **flusso di iniezione medio pari al 45,4% rispetto a quello del 2021** (si ricorda che lo stoccaggio avviene normalmente tra il 1° aprile e il 30 settembre, cioè nei mesi più caldi dell'anno, quando si consuma mediamente meno gas).



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

- sia iniziato con otto giorni di ritardo rispetto al 2021, portando ad una perdita di circa 104 milioni di m³ di gas;
- sia partito con un flusso di iniezione pari al 68,2% rispetto a quello del 2021, per poi diminuire al 28,5%, portando ad una perdita complessiva di 1,342 miliardi di m³ fino al 23 maggio.

Se il trend iniziale fosse continuato, avrebbe potuto compromettere il raggiungimento dei 12 miliardi di m³ di gas stoccato funzionale alla punta invernale. L'aumento continuo del flusso di iniezione, tuttavia, ha evitato lo scenario peggiore anche se bisogna prestare attenzione all'andamento del flusso nei prossimi mesi.

Sulla base dei dati riferiti alla Domanda e all'Offerta di gas (riportate di seguito nelle tabelle) e considerando i problemi relativi all'Offerta sopra discussi (in rosso le entrate a rischio), è stata prefigurata una possibile **proiezione** sulla tenuta del Paese in merito al periodo di punta invernale per l'anno termico 2022/23 (16 gen - 15 feb 2023).

DOMANDA di Gas periodo Punta Invernale 2020 (16 gen - 15 feb)	
Macrosettore	Picco di domanda media giornaliera (Mm3)
Totale	284,441
Civile	136,327
Industriale	60,550
Termoelettrico	85,183
Trasporti	2,381

OFFERTA di Gas periodo Punta Invernale 2022 (16 gen - 15 feb)	
Fonte Derivazione Gas	Valor Medio Giornaliero M(m3)
Import Totale	207,932
Entrata Mazara (Algeria)	62,115
Entrata Tarvisio (Russia)	59,136
Entrata Passo Gries (Nord Europa)	26,526
Entrata Melendugno (Arzerbaijan)	22,803
Entrata Gela (Libia)	4,516
Entrata Gorizia	0,075
GNL Panigaglia	0,253
GNL Cavarzere	21,149
GNL Livorno	11,360
Produzione Nazionale	8,566
Sistemi di Stoccaggio	99,109
Totale Immesso	315,607
Domanda (Riconsegne Snam Rete Gas)	306,745
Produzione Nazionale	8,566
Esportazioni reti di terzi	6,332
Export	0,900

Nell'eventualità in cui si realizzasse il “**Worse Case Scenario**”, ossia:

- si manifestasse nel periodo considerato la medesima domanda di gas del 2020 (stimata in 284,4 milioni di m³/giorno);
- il flusso di iniezione dei siti di stoccaggio continuasse ad essere mediamente dimezzato rispetto al 2021;
- si verificasse un'interruzione totale alle importazioni dirette ed indirette del gas russo (scenario “**Emergenza**”);
- continuasse a diminuire la produzione nazionale di gas;

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

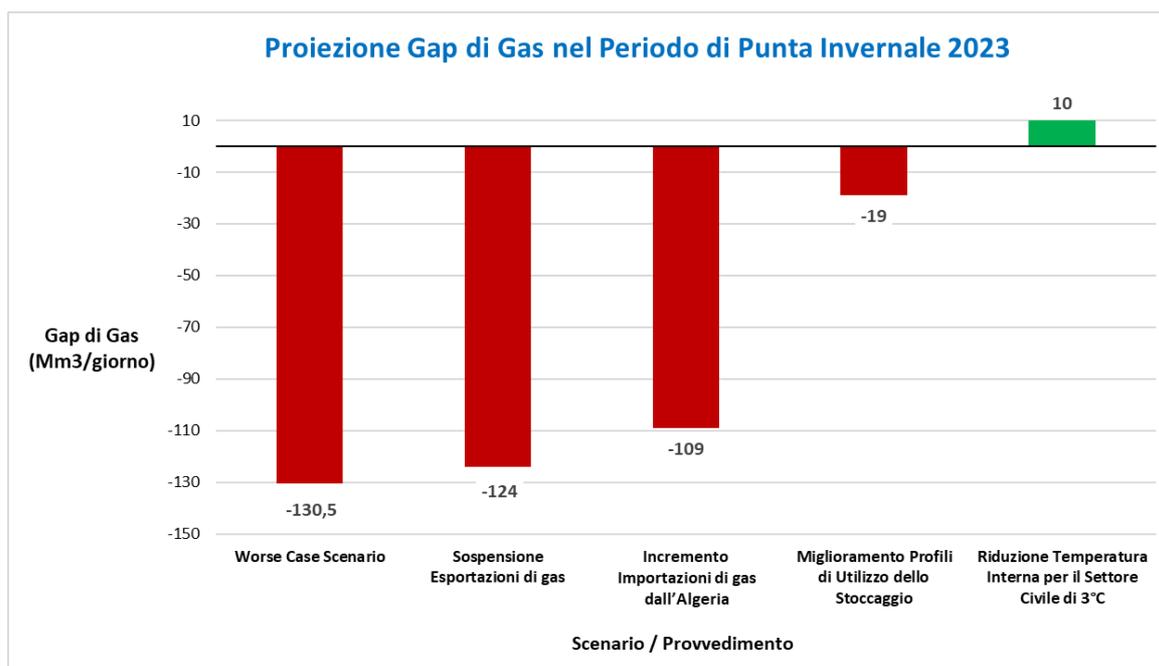
Le tabelle mostrano come, in un simile scenario, l'Italia si ritroverebbe nel periodo considerato a far fronte ad una Domanda media di gas di 284,4 milioni di m³/giorno con una disponibilità di circa 175,53 milioni di m³/giorno, cioè con un gap di circa 130,47 milioni di m³/giorno rispetto allo stesso periodo del 2022.

Vanno, tuttavia, considerati anche i seguenti elementi che potrebbero **attenuare i profili emergenziali** relativi all'Offerta di gas e portare, quindi, l'Italia in uno scenario in cui sia possibile soddisfare la Domanda di gas nel periodo considerato:

1. **Sospensione Esportazioni di gas:** questa alternativa potrebbe far recuperare nel periodo di punta invernale più di 6 milioni di m³/giorno di gas. Il gap di gas sopra citato si ridurrebbe a 124,14 milioni di m³/giorno.

2. **Incremento Importazioni di gas dall'Algeria:** L'incremento contrattuale delle forniture di gas dall'Algeria (misura al vaglio tra quelle per la sostituzione del gas russo) potrebbe portare ad un incremento di 3 miliardi di m³/anno di gas, che si tradurrebbero in circa 15 milioni di m³/giorno di gas in più nel periodo considerato. Il gap di gas si ridurrebbe a 109,14 milioni di m³/giorno.
3. **Miglioramento Profili di Utilizzo del Sistema dello Stoccaggio:** Un miglioramento dei profili di utilizzo del Sistema dello Stoccaggio e una revisione della curva contrattuale di erogazione, in aggiunta ad altre misure, potrebbero portare al raggiungimento di un volume totale di Working Gas compreso tra 7 e 8 miliardi di m³, che si tradurrebbero a loro volta in una disponibilità nel periodo di punta invernale di circa 90 milioni di m³/giorno di gas in più nel periodo considerato. Il gap di gas si ridurrebbe a 19,14 milioni di m³/giorno.
4. **Riduzione Temperatura Interna per il Settore Civile:** L'ultima misura al vaglio per colmare il gap di gas funzionale al periodo considerato è quello di ridurre la temperatura massima ottenibile attraverso gli impianti di riscaldamento centralizzati collocati nelle abitazioni, negli uffici, negli esercizi commerciali... ecc. Statisticamente si può affermare che all'aumento/diminuzione di 1°C della temperatura per il settore civile corrisponde un consumo/risparmio di circa 10 milioni di m³/giorno. Diminuire, quindi, la temperatura per il settore civile di 3°C porterebbe ad un risparmio di circa 30 milioni di m³/giorno di gas in più nel periodo considerato.

L'utilizzo combinato di queste leve potrebbe consentire di affrontare lo shortage di gas con riferimento alla punta invernale del prossimo anno termico come riportato dal grafico seguente.



Lo scenario, in corso di perfezionamento, rappresenta il punto di partenza che Confindustria intende considerare ai fini dell'audizione presso il Comitato sicurezza gas. Riteniamo, infatti, che sia importante, prima di ricorrere all'interruzione della domanda industriale di gas, **utilizzare tutte le leve che consentono di raggiungere gli obiettivi di sicurezza senza ridurre l'attività economica del Paese.**

2. Principali novità di settore

2.1 Aggiornamenti Missione 2 PNRR

Lo scorso 26 maggio è stata pubblicata la *Relazione al Consiglio dei Ministri del Sottosegretario alla Presidenza Roberto Garofoli* nella quale sono contenuti lo stato di attuazione del piano e gli obiettivi per il mese di giugno 2022.

In merito alla Missione 2 (**M2**), ossia quella relativa alla Rivoluzione verde e Transizione Ecologica, la relazione definisce la **strategia nazionale dell'economia circolare** e il **programma nazionale per la gestione dei rifiuti**. Nella relazione vengono, inoltre, aggiudicati i contratti per la costruzione di impianti di produzione degli elettrolizzatori (una filiera industriale importante per la produzione di idrogeno verde) e definiti:

- il decreto ministeriale di approvazione della Strategia Nazionale Economia Circolare sarà adottato entro il 17 giugno;
- il bando per la realizzazione dei contenuti per la piattaforma Cultura e consapevolezza su temi e sfide ambientali sarà aggiudicato entro l'8 giugno e l'avvio della piattaforma web avverrà entro il 21 giugno;
- è stato concluso un accordo di programma con Enea ed entro il 24 giugno saranno concluse le procedure di aggiudicazioni dei bandi rivolti a imprese e istituti di ricerca relativi ai progetti di ricerca sull'idrogeno;
- in base a quanto previsto dal DL n. 36/2022, entro il 17 giugno verrà adottato il decreto ministeriale che individua le modalità di attuazione degli incentivi fiscali per promuovere la competitività dell'idrogeno;
- il traguardo che prevede l'aggiudicazione dei contratti per la costruzione di uno stabilimento industriale per la produzione di elettrolizzatori verrà conseguito entro il 10 giugno con l'assegnazione delle risorse agli interventi IPCEI (Importanti progetti di interesse comune europeo) relativi agli elettrolizzatori;
- il decreto ministeriale che approva il Programma nazionale per la gestione dei rifiuti sarà adottato entro il 24 giugno 2022.

Il 27 maggio il Presidente Draghi ha sottolineato come il ritardo dell'Italia sul PNRR sia evidente, ma ha anche garantito il Governo recupererà terreno e rispetterà tutte le scadenze concordate al 30 giugno con la Commissione Europea. Nonostante il Governo abbia adottato un nuovo decreto-legge (il DL PNRR 2) per velocizzare l'attuazione delle misure legate al Piano di Ripresa, ad oggi sono stati raggiunti solamente 18 obiettivi dei 45 in scadenza al primo semestre dell'anno.

2.2 Circolare Agenzia delle entrate crediti di imposta costi energia

Il 13 maggio u.s. l'Agenzia delle Entrate ha pubblicato la circolare contenente i primi chiarimenti sul riconoscimento del contributo straordinario, sotto forma di credito d'imposta, a parziale compensazione dei maggiori oneri sostenuti per l'acquisto di energia elettrica relativi al primo e al secondo trimestre 2022, per imprese "energivore" e "non energivore" previsto dal DL 4/22, dal DL 17/22 e dal DL 21/22

La circolare fornisce precisazioni in merito all'ambito applicativo delle agevolazioni fiscali previste, a sostegno delle imprese, in relazione alle spese sostenute per l'energia elettrica consumata soffermandosi sull'aspetto soggettivo, su quello oggettivo e sull'utilizzo del credito di imposta.

Per quanto concerne le imprese energivore possono beneficiare del contributo in esame le imprese:

- 1) che siano qualificabili come "imprese a forte consumo di energia elettrica" ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017 (di seguito "DM");
- 2) i cui costi medi per kWh della componente energia elettrica riferibili all'ultimo trimestre 2021 abbiano subito un incremento in misura superiore al 30% del costo relativo al medesimo trimestre dell'anno 2019.

Con riferimento al requisito *sub* 1), l'AE precisa che, per fruire del credito d'imposta è necessario che le imprese risultino regolarmente inserite nell'elenco "energivore" istituito presso la CSEA.

Con riferimento al requisito *sub* 2), l'AE precisa che, ai fini del calcolo del costo medio per kWh della componente energia elettrica, si tiene conto dei costi sostenuti per l'energia elettrica (incluse le perdite di rete), il dispacciamento (inclusi i corrispettivi relativi alla copertura dei costi per il mercato della capacità o ai servizi di interrompibilità) e la commercializzazione, ad esclusione di ogni altro onere accessorio, diretto e/o indiretto, indicato in fattura diverso dalla componente energetica. Diversamente, non concorrono al calcolo del costo medio sopra indicato, a titolo esemplificativo, le spese di trasporto, le coperture finanziarie sugli acquisti di energia elettrica, né, per espressa previsione normativa, le imposte inerenti alla componente energia. Il costo medio così calcolato va ridotto, inoltre, dei relativi sussidi (qualsiasi beneficio economico, fiscale e non fiscale, conseguito dall'impresa energivora, a copertura totale o parziale della componente energia elettrica e ad essa direttamente collegata). L'AE precisa, inoltre, che imposte e sussidi rilevano esclusivamente ai fini del calcolo del costo medio della componente energia elettrica, relativo all'ultimo trimestre del 2019 e del 2021. Non rilevano, invece, per il calcolo del credito d'imposta parametrato alle spese agevolabili sostenute nel primo trimestre 2022.

Il credito di imposta inoltre non incide sul calcolo della quota di interessi passivi deducibile dal reddito d'impresa e non rileva ai fini della determinazione della quota di spese e altri componenti negativi diversi dagli interessi passivi, deducibile dal reddito d'impresa.

Infine, l'AE conferma che il credito d'imposta è utilizzabile esclusivamente in

compensazione e non può essere chiesto a rimborso. È utilizzabile entro il 31 dicembre 2022, e cedibile solo per intero, dalle imprese beneficiarie ad altri soggetti, senza facoltà di successiva cessione. Tuttavia, al fine di uniformare la cessione dei predetti crediti a quella prevista con riferimento ai bonus fiscali nel settore dell'edilizia, è fatta salva la possibilità di effettuare due ulteriori cessioni, successive alla prima, solo a favore di banche, intermediari finanziari e imprese di assicurazioni.

In relazione a questa circolare sono poi stati richiesti ulteriori chiarimenti all'AE, ai quali l'Agenzia risponderà tramite FAQ, su alcuni aspetti quali, ad esempio, la componente energia, il calcolo in caso di autoconsumo e di pluralità di POD, i sussidi e le coperture finanziarie.

Alla data in cui si scrive (31/05/22) siamo in attesa della pubblicazione della circolare relativa agli aspetti applicativi del credito di imposta nell'ambito dei consumi gas.

2.3 Sintesi provvedimenti sul “caro energia”

Nel 2021, con i primi segnali della perturbazione dei mercati dell'energia all'indomani dei primi aumenti dei prezzi del gas, il Governo è intervenuto con due provvedimenti legislativi contenenti le prime misure di sostegno ai cittadini e alle piccole imprese attraverso il DL Sostegni (41/21) convertito in Legge 21 maggio 2021 n.69 che prevedeva la riduzione degli oneri delle bollette elettriche residenziale e industriali sotto i 16,5 kW prorogati poi dal successivo DL Sostegni bis (73/21) convertito in Legge 23 luglio 2021 n. 106.

Stante il perdurare della crisi energetica e l'inasprirsi del conflitto **nel 2022** il Governo è intervenuto più volte introducendo nuove misure a sostegno dell'industria.

Più in particolare:

1) DL Sostegni ter (4/22) convertito in Legge 28 marzo 2022 n. 25 contenente l'azzeramento degli oneri generali di sistema nel 1° trimestre 2022 per tutte le utenze; l'introduzione del credito di imposta per le **energivore elettriche**; la disciplina dell'energia prodotta da impianti FER.

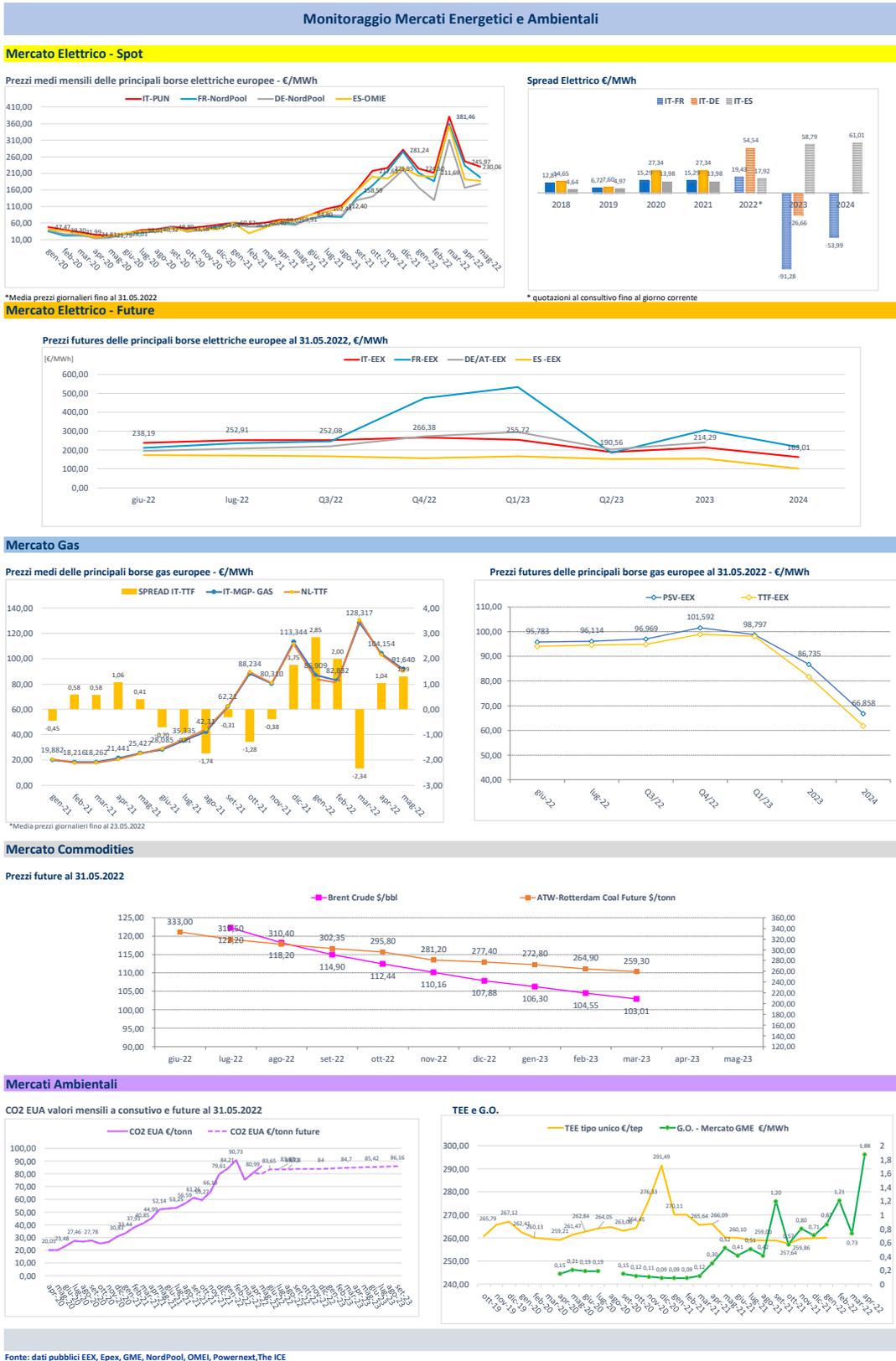
2) DL Sostegni quater – Energia 1 (17/22) convertito in legge 27 aprile 2022 n. 34 contenente l'azzeramento delle aliquote relative agli oneri generali nel 2° trimestre 2022; l'estensione del credito di imposta per le **energivore elettriche anche** al 2° trimestre; l'introduzione del credito di imposta per le imprese **gasivore**; l'introduzione di due importanti misure per il sistema industriale: la Gas release e la electricity release.

3) DL Taglia prezzi - Energia 2 (21/22) convertito in legge 20 maggio 2022 n. 51 contenente l'estensione del credito di imposta alle aziende **NON energivore** e **NON gasivore**; la cedibilità dei crediti di imposta riconosciuti alle energivore e gasivore.

4) DL Aiuti (50/22), in attesa di conversione, contenente il rafforzamento dei crediti d'imposta (**gasivore** per il 1° trim 2022 del 10% e per il 2° trim 2022 dal 20% al 25%; **NON**

gasivore per il 2° trim 2022 dal 20% al 25%; **NON energivore elettriche** per il 2° trim 2022 dal 12% al 15%; autotrasportatori per il 1° trim 28% per l'acquisto di gasolio). E' stato introdotto, inoltre, il procedimento unico con nomina commissari straordinari per l'incremento della capacità di rigassificazione e realizzazione di nuove unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione. Infine, sono state introdotte ulteriori semplificazioni per la realizzazione di nuovi impianti e individuazione di ulteriori aree idonee nel campo delle rinnovabili e delle fonti fossili per le quali sono state anche previste misure per incrementarne temporaneamente la produzione.

3. Report Mercati energetici e Ambientali



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