



Focus Energia e Sostenibilità

n. 27 – giugno 2023

Sommario

Approfondimenti	2
1. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas	2
2. Crediti di imposta energia: nessun rinnovo della misura nel DL 79/2023	7
3. Trasmesso l'aggiornamento del PNIEC 2023 alla Commissione Europea il 30 giugno 2030	8
4. Adeguamento Misure Energivori Elettrici alle nuove Linee guida COM 2022/C 80/01	10
5. Aggiornamento piattaforma UE acquisti comuni LNG	12
6. Convegno H2 Confindustria: risultati dello studio	12
7. Evento ENEA diagnosi energetiche 14 giugno 2023	18
Principali novità di settore	19
8. Aggiornamento sul processo di riforma del mercato elettrico in sede di Consiglio Europeo: rinviato compromesso della Presidenza svedese	19
9. Fit for 55: in arrivo la nuova Direttiva sull'efficienza energetica	21
10. Consultazione Autoconsumo collettivo	23
Report Mercati energetici e Ambientali	24

Approfondimenti

1. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas

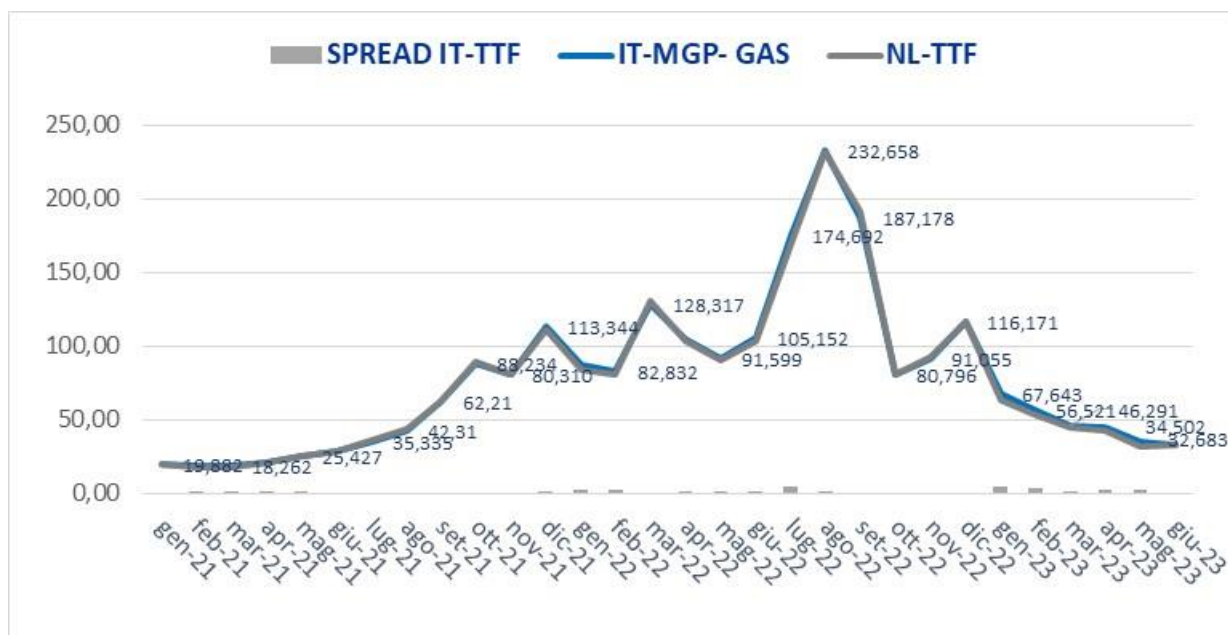
Dopo la fase di “relativa calma” di inizio 2023, nel mese di giugno abbiamo assistito a un brusco rialzo dei prezzi energetici nonostante l'alto livello di riempimento raggiunto dagli stoccaggi gas – che superano già la soglia di riempimento dell'80% in Italia e Germania (con 2 mesi di anticipo rispetto allo scorso anno), l'ampia disponibilità di GNL anche grazie alle nuove infrastrutture di rigassificazione attivate in Germania, Olanda e Italia - e la persistente debolezza della domanda di energia in Europa, in particolare dovuta alla perdurante contrazione dei consumi industriali.

La volatilità sulla piattaforma olandese TTF è ai massimi da otto mesi. Dopo aver toccato il record storico a 340 €/MWh nell'agosto 2022, è cominciata una discesa costante fino ai 23 €/MWh al 1° giugno 2023. Da allora, però, il mercato è entrato in agitazione: lo scorso 15 giugno i prezzi intraday dei *futures Front-Month* hanno sfiorato i 50 €/MWh, per poi chiudere a 41 €/MWh (un balzo dell'80% in due settimane).

Le cause principali di quest'ultimo mini-shock sono dovute a un aumento della tensione sull'offerta gas all'Europa: i) nel breve termine per la riduzione dei flussi gas dalla Norvegia (principale fornitore di gas europeo dopo l'abbandono dell'import dalla Russia) causata dalla chiusura temporanea di tre importanti impianti norvegesi; ii) nel medio-lungo termine, come confermato anche nell'ultimo report di ACER (“2023 Market Monitoring Report”), per le prospettive di un mercato più corto e quindi più caro del GNL: considerando l'effetto congiunto di un aumento del costo di trasporto del GNL sulla rotta atlantica e di una ripresa della domanda cinese e inoltre, iii) nel lungo termine (dicembre 2024 se non prima) desta preoccupazione, la scadenza dell'attuale contratto di transito del gas dell'Ucraina con Gazprom, che, come confermato ufficialmente dal Ministro dell'energia ucraino Galushenko, non vede alcune possibilità di rinnovo.

Il mese di giugno 2023 chiude pressoché in linea con il mese precedente: prezzi medi spot gas TTF a 32,958 €/MWh (- 2% vs maggio 2023, - 68 % vs giugno 2022), MGP-GAS a 32,683 (-5% vs m-1, -69% vs m-12), con abbassamento dello spread PSV/TTF.

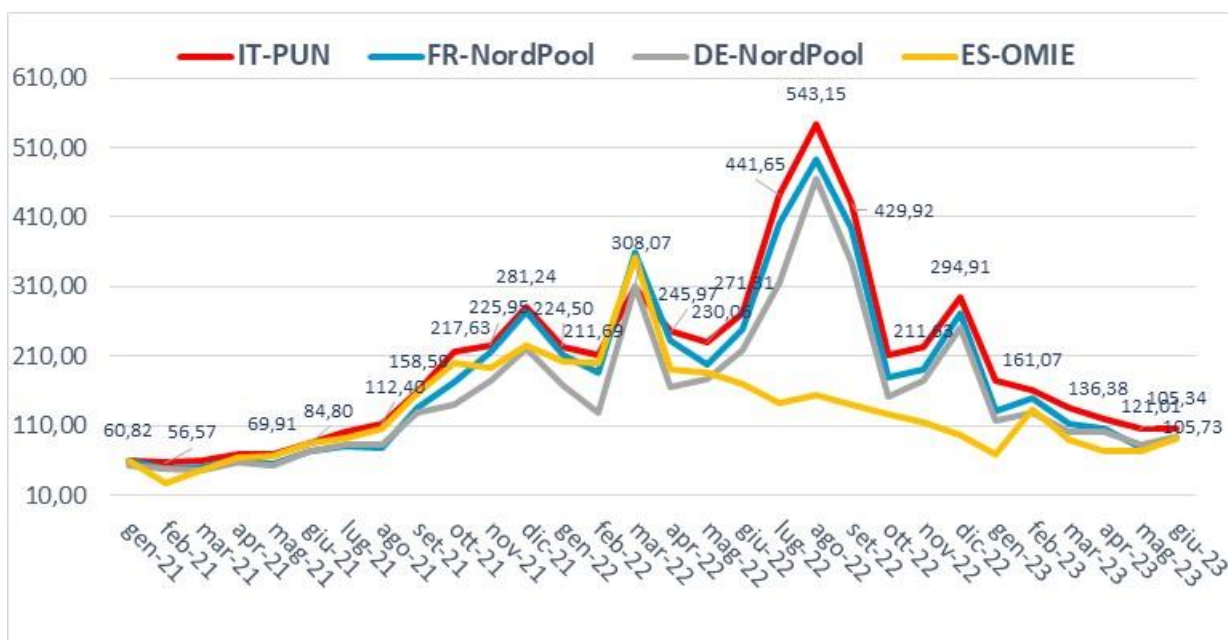
Confronto prezzi medi mensili gas MGP-GAS e TTF - €/MWh



Fonte: GME, EEX

Con riferimento, invece, al prezzo dell'energia elettrica in Italia PUN a 105,34 €/MWh (-0,4 % vs maggio 2023, - 61% vs giugno 2023), Germania EEX a 94,76 €/MWh, Francia EEX a 91,29 €/MWh

Confronto prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh



Fonte: GME, NordPool, OMIE, Powernext

Lo spread Italia/estero, essendo l'Italia strutturalmente importatore netto di energia – il maggiore importatore dell'EU per saldo degli scambi, resta consistente. Nel 2023 (media prezzi mensili fino al mese di giugno) il divario si attesta a: + 23 €/MWh rispetto alla Francia (nonostante i problemi del nucleare francese), + 30 €/MWh rispetto alla Germania e + 45 €/MWh rispetto alla Spagna.

Spread Elettrico €/MWh

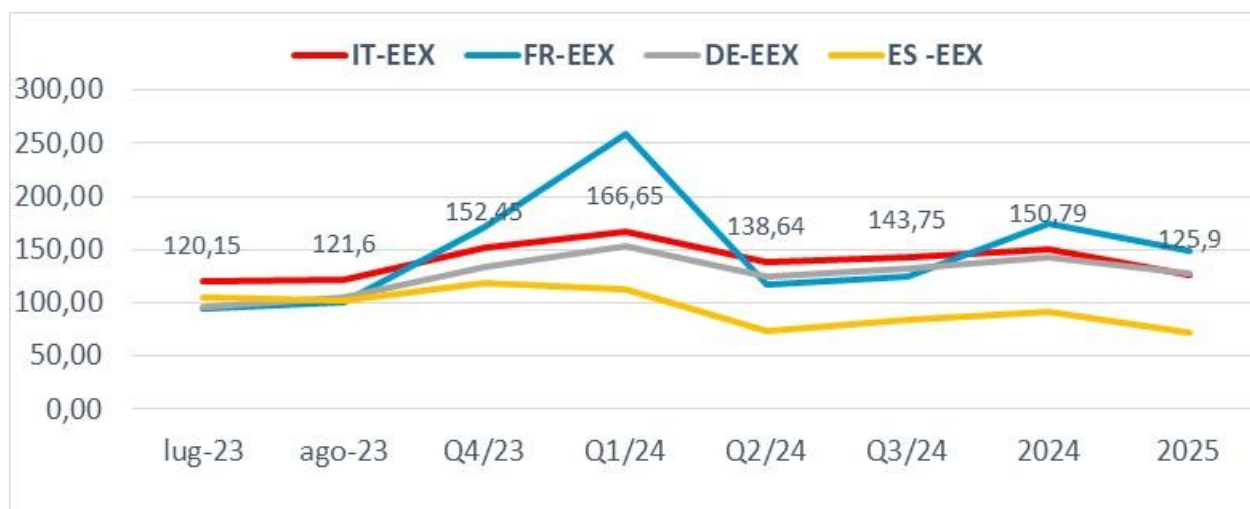


Fonte: GME, NordPool, OMIE, Powernext

I prezzi spot gas e power preconsuntivi di giugno 2023 sono pressoché ancora in linea con il mese precedente ma si registra una ripresa della volatilità delle quotazioni rispetto al mese precedente.

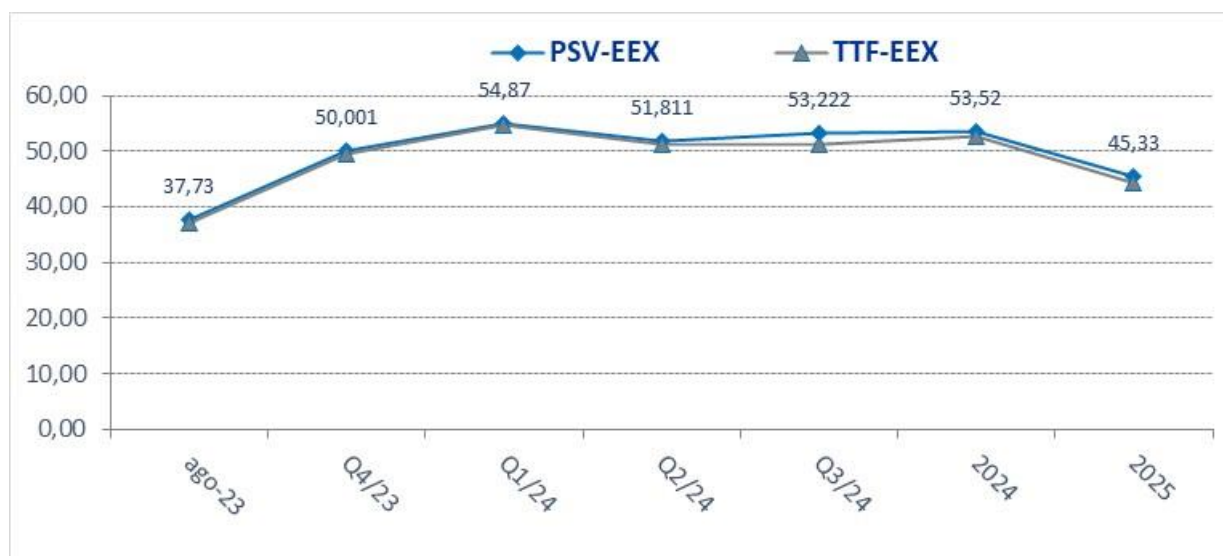
In aumento le quotazioni gas e power 2024 e 2025 rispetto al mese precedente: power Italia Cal24 =150,79 €/MWh; Cal25 =125,9 €/MWh; gas PSV Cal24 = 53,52 €/MWh, Cal25 = 45,33 €/MWh.

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 30 giugno 2023 - €/MWh



Fonte: EEX

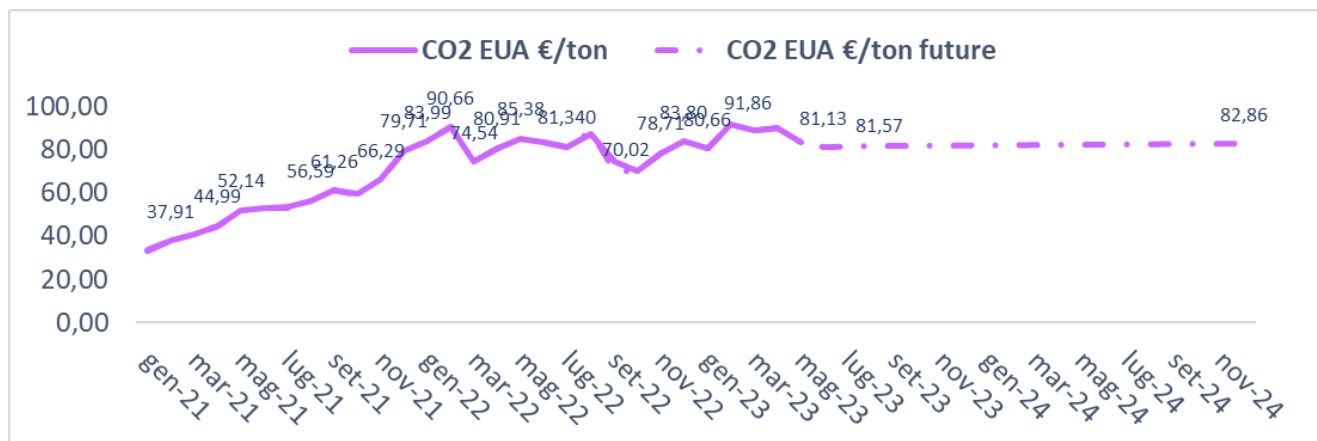
Prezzi futures delle principali borse gas europee al 30 giugno 2023 - €/MWh



Fonte: EEX

In ribasso le quotazioni CO2 EUAs

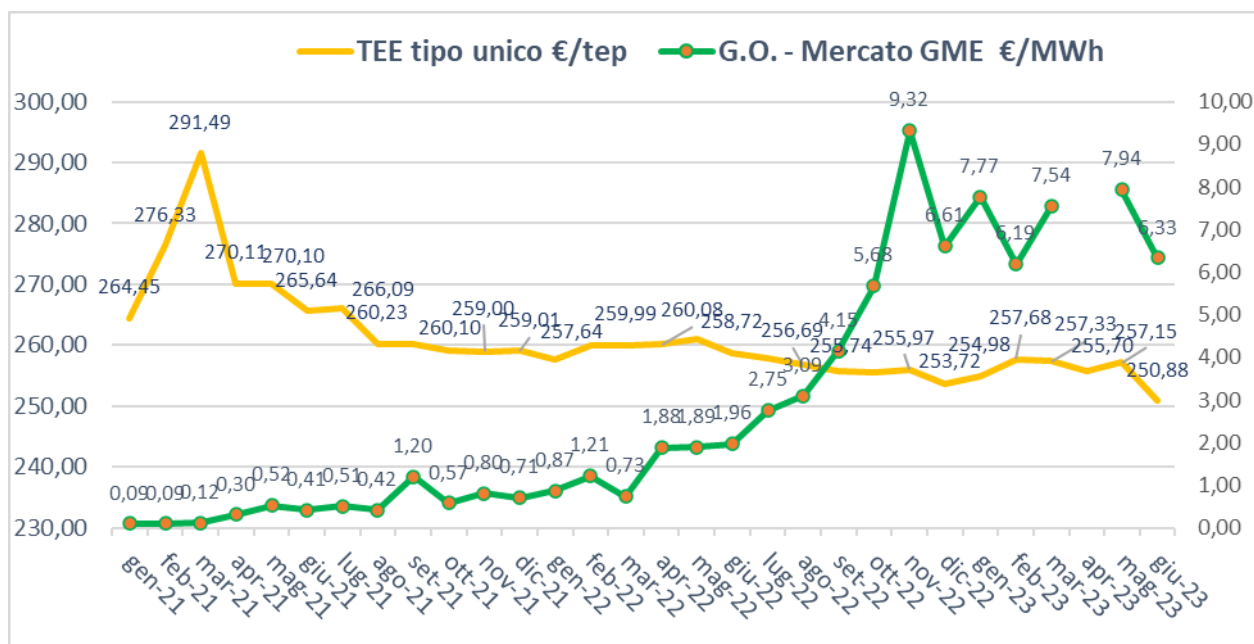
CO₂ EUA valori mensili a consuntivo e future al 30.06.2023



Fonte: dati pubblici EEX

Segnali di ribasso anche per le Garanzie d'Origine – GO per il 2023 e 2024, grazie alla crescita della produzione rinnovabile e per i Titoli di Efficienza Energetica (la domanda di questi certificati da parte delle aziende è strutturalmente in aumento perché collegata agli obiettivi di sostenibilità).

TEE e G.O.



Fonte: GME

2. Crediti di imposta energia: nessun rinnovo della misura nel DL 79/2023

Nonostante i ripetuti appelli di Confindustria al Governo perché si rinnovassero i crediti di imposta per l'energia e il gas anche per il 3 trimestre 2023, l'ultimo provvedimento legislativo in materia, il Decreto-Legge 28 giugno 2023, n. 79, non ha accolto la nostra richiesta.

Come è stato ribadito in più occasioni, forte è l'esigenza di non abbandonare gli strumenti di sostegno delle imprese sul fronte energetico. Per il comparto manifatturiero risulta, infatti, di fondamentale importanza poter contare su un rinnovo dei crediti di imposta considerando anche che, sulla base di calcoli effettuati, il rinnovo non avrebbe un impatto negativo sulle casse dello stato potendosi, come vedremo più avanti, utilizzare gli accantonamenti effettuati per il I e II trimestre 2023.

La necessità di avere ancora la misura dei crediti di imposta deriva proprio dall'attuale evoluzione dei prezzi di cui abbiamo parlato nel primo paragrafo. Considerando lo scenario sopra descritto – e che il Governo francese ha predisposto misure di rilascio dell'energia elettrica a prezzi calmierati (42,6 €/MWh) per i consumatori industriali fino al 2025, mentre il Governo tedesco ha introdotto un cap al prezzo dell'energia elettrica di 60 €/MWh – Confindustria ha sollecitato il Governo ad adottare, al fine di tutelare la competitività del sistema industriale italiano, l'estensione della misura del credito di imposta anche per la seconda metà del 2023.

Per quanto riguarda il fabbisogno finanziario per la misura nella prima parte della tabella che segue sono riportati gli accantonamenti di finanza pubblica previsti dal Governo per l'attuazione della misura del credito di imposta per il primo e secondo trimestre del 2023. Confrontando i valori stanziati per la misura, in particolare nel primo trimestre, con riferimento alla stima del fabbisogno effettivo (grazie alla consistente riduzione del prezzo dell'energia elettrica nella prima parte del 2023) emerge un "avanzo" di circa 4,94 Mld/€.

Nella seconda parte della tabella è stata effettuata una simulazione del fabbisogno necessario di copertura finanziaria per estendere il meccanismo del credito di imposta al settore manifatturiero nel caso di una aliquota unica del 20% (senza distinzione alcuna tra "energivori" e "non energivori" per il settore elettrico e "gasivori" e "non gasivori" per il settore gas). La stima del fabbisogno sulla base dei prezzi *forward* per il terzo trimestre 2023 è pari a 400 Mln/€ per il gas e 840 Mln/€ per l'energia elettrica. La stima del fabbisogno sulla base dei prezzi *forward* per il quarto trimestre 2023 è pari a 530 Mln/€ per il gas e 1.030 Mln/€ per l'energia elettrica. Complessivamente per i due trimestri l'applicazione del credito di imposta al 20% comporta un fabbisogno stimabile in 2.800 Mln/€.

Rinnovo Crediti di imposta Gas ed Eletticità 20% per III e IV Trimestre 2023					
Stima Fabbisogno e relative coperture attraverso stanziamenti non utilizzati Valori in MLD/€					
	Stima Fabbisogno Gas	Stanziamiento a Bilancio per Gas	Stima Fabbisogno Eletticità	Stanziamiento a Bilancio per EE	Saldo
I Trim	1,94	4,43	2,97	5,42	4,94
II Trim	0,54	0,54	0,81	0,81	0
Avanzo I e II Trim					4,94
III Trim 20% Gas ed EE	0,4		0,84		
IV Trim 20% Gas ed EE	0,53		1,03		
Totale Fabbisogno per III e IV Trim 2023	0,93		1,87		2,8
Cdl 20%: Avanzo annuale rispetto a stanziamento effettuato I e II Trimestre 2023					2,14

Considerando l'"avanzo" positivo dei primi due trimestri per 4.940 Mln/€ (rispetto agli stanziamenti a Bilancio) Confindustria ha sottolineato al Governo la sostenibilità dell'estensione del credito di imposta nell'aliquota del 20% per il III e IV trimestre del 2023 in

quanto si determinerebbe, rispetto agli stanziamenti effettuati per il I e II trimestre 2023, un avanzo di 2.140 Mln/€. La stima effettuata è, inoltre, di carattere prudenziale in quanto si basa sull'ipotesi che tutte le imprese usufruiranno del credito di imposta nel periodo di riferimento.

3. Trasmesso l'aggiornamento del PNIEC 2023 alla Commissione Europea il 30 giugno 2030

Lo scorso 30 giugno è stato trasmesso alla Commissione UE, come previsto dal Regolamento sulla Governance dell'Energia (Reg. 2018/1999 e successive modifiche), l'aggiornamento del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima. Il Piano, che dovrà essere approvato entro il 30 giugno 2024, considera anche i nuovi obiettivi di decarbonizzazione introdotti dal pacchetto legislativo 'Fit for 55' considerando anche gli ulteriori obiettivi previsti dal pacchetto *RePowerUE*.

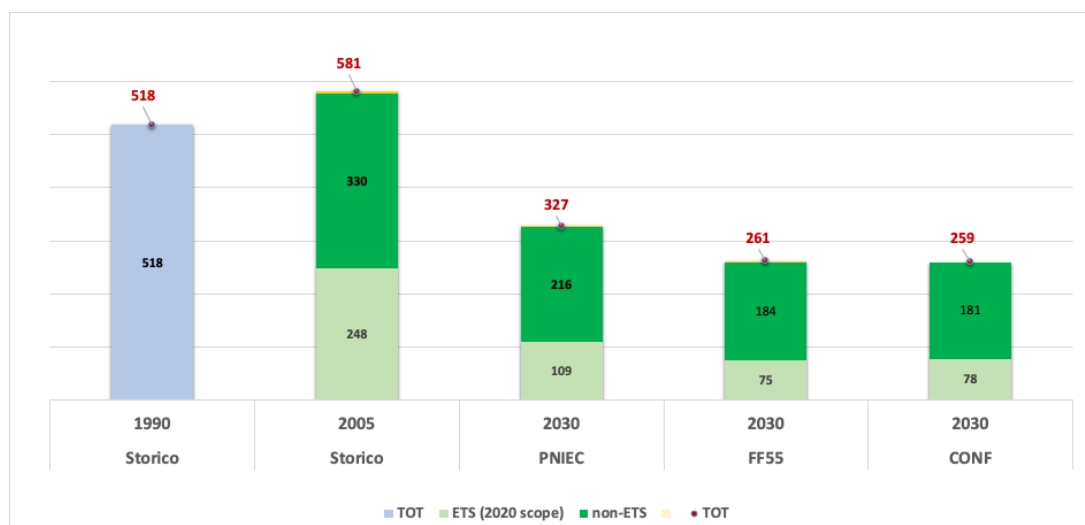
Sulla base dell'*Executive Summary* disponibile, riteniamo utile effettuare una prima valutazione comparativa rispetto ad alcuni macro-numeri contenuti nel testo. Una volta disponibile la versione integrale del Piano, che costituirà l'oggetto di una ulteriore consultazione, sarà possibile una valutazione più approfondita.

Con riferimento alla prima parte del Piano, relativa alla "dimensione della decarbonizzazione" è opportuno ricordare che i target di riduzione per i settori ETS a livello comunitario sono del 62% mentre il Regolamento *Effort Sharing* (Reg. 2023/857) ha attribuito all'Italia un obiettivo del -43,7% di riduzione delle emissioni.

	unità di misura	Dato rilevato 2021	PNIEC 2019		PNIEC 2023: Scenario di riferimento 2030	PNIEC 2023: Scenario di policy ¹ 2030	Obiettivi FF55 RepowerEU 2030
			2021	2030			
Emissioni Gas Serra							
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	%	-47%	-44%	-56%	-55%	-62%	-62% ²
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	%	-17%	-23%	-33%	-28,6%	-35,3% / -37,1%	-43,7% ^{3,4}
Assorbimenti di CO2 - LULUCF (Land Use Land Use Change and Forestry - uso del suolo, cambiamento nell'uso del suolo e foreste) (kt/CO2eq)	MtCO2eq	-27,5			-34,9	-34,9	-35,8 ³

L'elemento più preoccupante per il raggiungimento del Piano riguarda la decarbonizzazione dei settori in *effort sharing*. Infatti, appare evidente che a policy esistenti l'obiettivo del -43,7% sia difficilmente raggiungibile rispetto al precedente obiettivo del -33%.

Le analisi di scenario condotte da Confindustria evidenziavano uno scenario più ottimistico sia per i settori *effort sharing* sia per i settori in ETS.



Naturalmente è necessario approfondire le ipotesi di dettaglio delle simulazioni condotte dal Governo per un confronto più accurato. Sicuramente i settori in *effort sharing* (trasporti e residenziale in primis) richiederanno un importante impegno di risorse per raggiungere l'obiettivo comunitario del -43,7%.

Con riferimento alla dimensione dello sviluppo delle fonti rinnovabili il Piano riporta i seguenti macro-obiettivi.

	unità di misura	Dato rilevato 2021	PNIEC 2019		PNIEC 2023: Scenario di riferimento 2030	PNIEC 2023: Scenario di policy ¹ 2030	Obiettivi FF55 RepowerEU 2030
			2021	2030	2030	2030	2030
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia	%	19%	20%	30%	27%	40,5%	38,4% - 39%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	%	8%	9%	17%	13%	31%	29% ²
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento	%	20%	22%	34%	27%	37%	29,6% ³ - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	%	36%	37%	55%	49%	65%	non previsto
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato dall'industria	%	0%	0%	0%	3%	42%	42% ³

Per quanto concerne la dimensione “Energie Rinnovabili” assume particolare importanza lo sviluppo significativo delle rinnovabili con riferimento alla produzione di idrogeno green. Lo scenario di *policy* al 2030 prevede invece uno sviluppo delle rinnovabili nel settore elettrico nell'intorno del 65%.

Infine, con riferimento alla dimensione efficienza energetica il Piano prevede un obiettivo di consumi finali di energia di circa 100 Mtep al 2030

	unità di misura	Dato rilevato 2021	PNIEC 2019		PNIEC 2023: Scenario di riferimento 2030	PNIEC 2023: Scenario di policy ¹ 2030	Obiettivi FF55 RepowerEU 2030
			2021	2030			
Consumi di energia primaria	Mtep	145	141	125	130	122	112,2 (115 con flessibilità +2,5%)
Consumi di energia finale	Mtep	113	115	104	109	100	92,1 (94,4 con flessibilità +2,5%)
Risparmi annui nei consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	Mtep	1,4	0,9	51,4		73,4	73,4 ³

La realizzazione delle misure comporta un fabbisogno di investimenti diretti nel periodo 2023-2030 pari a 829,6 miliardi di euro per tecnologie, processi ed infrastrutture per l'evoluzione del sistema energetico e circa 69 miliardi di Euro per la produzione di energia elettrica rinnovabile. Si tratta di un flusso di investimenti di circa 112,25 miliardi di euro all'anno fino al 2030.

4. Adeguamento Misure Energivori Elettrici alle nuove Linee guida COM 2022/C 80/01

L'ARERA con la memoria del 28 giugno 2023 (306/2023/I/COM) ha segnalato al Governo Italiano l'urgenza di dare attuazione agli impegni assunti con riferimento alla Comunicazione della Commissione "Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022 - Accettazione da parte di tutti gli Stati membri delle misure opportune proposte dalla Commissione ai sensi dell'articolo 108, paragrafo 1, del trattato sul funzionamento dell'Unione europea" con la quale è previsto che gli stati membri dovranno adeguare entro il 31 dicembre 2023, tutte le misure di agevolazione per le imprese energivore elettriche ai sensi del paragrafo "4.11 Aiuti sotto forma di sgravi da prelievi sull'energia elettrica per gli utenti ad alta intensità energetica" previsti dalla Comunicazione della Commissione (2022/C 80/01) "Disciplina in materia di Aiuti di Stato a favore del Clima dell'Ambiente e dell'Energia 2022".

Nella sua Memoria l'ARERA segnala che dovrà essere adeguato il sistema di agevolazione in termine di riduzione delle componenti parafiscali (ASOS) della bolletta elettrica approvato con la decisione della "Commissione Europea del 23 maggio 2017, C(2017) 3406 e, attuato con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, ex articolo 19 della legge n. 167/17 che, allo stato attuale (annualità 2023), interessa oltre 4.100 imprese per un totale di prelievi di energia elettrica di oltre 60 terawattora."

Vi sono delle principali modifiche introdotte dalla Commissione con le nuove linee guida del 2022 per quanto riguarda il regime di "sgravi" consentiti.

Innanzitutto, rispetto alla situazione vigente, regolata dalla Comunicazione 200/2014/UE, viene ridotta la lista dei settori agevolabili ma tutte le attività "fortemente energivore" sono

ancora previste nella lista allegata alle CEEAG in un unico allegato I (Paragrafo 405 Com 2022/C 80/01). Viene previsto che sarà possibile considerare ammissibile anche un settore o sottosettore che non è incluso nell'allegato I, ma a seguito di un percorso che dimostri che soddisfi i criteri di ammissibilità previsti dalle LG, anche attraverso dati rappresentativi del settore o sottosettore, verificati da un esperto indipendente e basati su un periodo di tempo di almeno tre anni consecutivi che iniziano non prima del 2013.

Vengono inoltre introdotte delle modifiche alle clausole di *grandfathering*: 1) con una “nuova clausola di *grandfathering*” per le imprese che erano energivore e non possono più esserlo (ovvero se il loro settore non è più incluso nella lista allegata alle CEEAG), ma è previsto anche un “percorso di transizione” obbligatorio e predefinito, che riduce progressivamente l'agevolazione a queste imprese in “nuovo *grandfathering*” fino al 2028, per poi annullare la possibilità di concedere “sgravi” dal 2029; 2) è previsto altresì che non potranno più usufruire delle nuove agevolazioni le imprese che avevano usufruito della “prima clausola di *grandfathering*” in quanto non avevano i requisiti previsti dalle precedenti linee guida del 2014 (EEAG), a meno ovviamente che il loro codice prevalente Ateco non sia cambiato e rientrino nella lista dei settori agevolabili.

L'accesso alle agevolazioni non richiede più la verifica degli indici di intensità di costo dell'energia (attualmente è previsto che questi indici siano calcolati rispetto al fatturato e al valore aggiunto).

Con riferimento ai livelli di “sgravio” per le agevolazioni attualmente riferite alla intensità di costo sul fatturato, sono previsti livelli di contributi minimi leggermente più alti di quelli in vigore. Invece, per le agevolazioni attualmente riferite alla intensità di costo sul valore aggiunto, il contributo minimo resta pari allo 0,5% ma è previsto che il contributo minimo non possa essere inferiore a 0,50 euro/MWh.

Una modifica importante (e particolarmente sfidante per le imprese) è quella contenuta nel paragrafo 4.11.3.4 “Audit energetici e sistemi di gestione”. Vengono introdotte delle “*green conditionalities*” che devono essere soddisfatte dalle imprese energivore che usufruiscono delle agevolazioni. Queste condizionalità non sono da verificare ex ante, ma lo Stato membro deve impegnarsi a monitorarne il rispetto (ovvero, ritirare le agevolazioni erogate alle imprese che non sono in grado di dimostrare di averle adempiute). Lo Stato Membro, oltre all'obbligo di audit energetico, deve verificare che si sia verificata almeno una di queste tre condizioni:

- a. le imprese energivore devono attuare le raccomandazioni contenute nella relazione di audit, *“nella misura in cui il tempo di ammortamento degli investimenti in questione non superi i tre anni e il costo dei loro investimenti sia proporzionato”*;
- b. le imprese energivore devono “coprire almeno il 30 % del loro consumo di energia elettrica da fonti che non emettono carbonio”;
- c. le imprese energivore devono investire *“almeno il 50 %, dell'importo dell'aiuto in progetti che comportano riduzioni sostanziali delle emissioni di gas a effetto serra dell'impianto”* determinando un livello di riduzioni *“ben al di sotto del pertinente parametro di riferimento utilizzato per l'assegnazione gratuita nel sistema di scambio di quote di emissione dell'UE”*.

5. Aggiornamento piattaforma UE acquisti comuni LNG

Nel corso del mese di maggio si è tenuto il primo round della piattaforma europea Aggregate EU. Il Vicepresidente Sefcovic ha confermato che in tale round sono stati incrociati 10,9 mld smc con una risposta di circa 13,4 mld smc (25 fornitori) alla domanda aggregata di 11,6 mld smc. L'LNG ha rappresentato il 20% dell'offerta mentre il restante 80% è stato coperto da offerte agli hub. Nonostante i volumi transitati sotto la piattaforma possano sembrare rilevanti, non è stato ancora reso noto il quantitativo di gas effettivamente contrattualizzato tra le parti. Infatti, nella sua attuale formulazione, Aggregate EU si limita esclusivamente ad aggregare la domanda e presentare i diversi fornitori ai consumatori. Le controparti abbinate, secondo manifestazione di interesse non vincolanti, potranno quindi valutare se sussistano le condizioni per la conclusione degli eventuali contratti di fornitura, definendone gli aspetti contrattuali e di pricing. Da questo punto di vista gli operatori di mercato stanno lamentando una potenziale inefficacia della piattaforma, connessa principalmente alle difficoltà dei consumatori di rispondere alle richieste di collaterale avanzate dai fornitori. È noto, infatti, che la gestione del rischio controparte, ancora prima di un eventuale accordo sul prezzo, rappresenta il principale ostacolo del mercato del gas naturale.

Su questo tema la piattaforma non ha al momento apportato alcun elemento di vantaggio rispetto all'ordinamento standard del mercato dell'energia, limitandosi nei fatti a svolgere una mansione esclusivamente di bacheca. Si rende dunque necessaria una attenta riflessione da parte delle istituzioni europee e nazionali relativa all'introduzione di meccanismi di supporto al credito per i consumatori, attraverso forme di affidamento innovative oltre che valutazioni circa l'inserimento di servizi di clearing da parte di una controparte centrale.

6. Convegno H2 Confindustria: risultati dello studio

Il 05 e il 06 giugno 2023 si è tenuto presso la sede di Confindustria il convegno [“Modelli di Business per l'utilizzo dell'H2 e lo sviluppo della Filiera in Italia”](#), promosso da Confindustria e Anima (Confindustria Meccanica Varia), al fine di presentare una panoramica sull'attuale situazione italiana in merito all'**idrogeno rinnovabile**, così da evidenziarne criticità, benefici e avanzare proposte di policy alle Istituzioni italiane ed europee.

Con la due giorni, Confindustria ha inteso riprendere il percorso che aveva avviato nel 2020 con il primo contributo pubblico alla Strategia Nazionale dell'Idrogeno ([Piano d'azione per l'idrogeno ver. 2022 e 2020](#)) insieme alle analisi successive presentate all'inizio del 2021 ([Focus sulle regolamentazione del Mercato](#)).

Nella visione di Confindustria il tema continua ad essere particolarmente rilevante sia in termini di strategia comunitaria di decarbonizzazione e transizione energetica, sia in termini di PNRR, il quale stanziava € 3,11 miliardi allo sviluppo dell'idrogeno rinnovabile. Questo sarà anche utile al fine di avere una solida base per sostenere il dibattito in sede Comunitaria sul pacchetto *“Hydrogen and low Carbon Gases”*.

Nel corso della due giorni sono stati approfonditi i seguenti profili di implementazione dell'idrogeno rinnovabile: *Industriale* (settori hard-to-abate vetro e ceramica); *Feedstock* (raffinerie e bioraffinerie); *Trasporti/Logistica* (stazioni di rifornimento a idrogeno per mezzi pesanti e trasporto pubblico locale (TPL) e hub logistico per carrelli elevatori e/o towing tractors); *Residenziale* (servizi domestici, come caldaie, forni, angoli cottura).

Per ogni settore sono stati sviluppati dei business model reali per valutare il potenziale effettivo ed i relativi costi-benefici dello sviluppo dell'idrogeno.

Infine, è stato sviluppato un approfondimento in merito alla logistica dell'idrogeno, valutando i progetti di sviluppo potenziale delle **Reti di Trasporto e di Distribuzione della Rete Gas**.

Le valutazioni economiche condotte nei business model sono servite ad arrivare ad una stima del **costo di produzione dell'idrogeno rinnovabile ("LCOH"¹)**, che nei business model è stato scelto come il prezzo unitario di vendita a cui corrisponde un ritorno "minimo" del capitale investito, tale da garantire l'effettiva fattibilità economica dell'investimento.

Il valore di LCOH è stato, quindi, scelto in modo da includere tutti i costi che devono essere sostenuti per produrre idrogeno rinnovabile, ossia:

- i costi dell'investimento iniziale ("**CapEx**", incluso costo dell'elettrolizzatore, opere civili, demineralizzatore dell'acqua, trasformatore e opere elettriche, servizi di costruzione, etc);
- i costi operativi ("**OpEx**", come i costi di *operations & maintenance*, gli oneri di rete, l'acqua, etc).

Si specifica che il solo **costo dell'elettrolizzatore è nell'ordine di 1,0 – 2 M€/MW**.

Nei business model sono stati considerati **due scenari economici per la valorizzazione dell'energia elettrica rinnovabile** a servizio dell'elettrolizzatore:

- 1) *scenario con valorizzazione a prezzo di mercato*
- 2) *scenario con valorizzazione all'LCOE*

così da esplicitare l'attuale effetto delle commodities (in particolare del gas naturale) sul prezzo di mercato dell'energia, quindi dell'idrogeno rinnovabile.

È stata assunta una entrata in esercizio dell'impianto al 01/01/2026.

Con riferimento al settore industriale, riportiamo di seguito il grafico che riassume i valori di **LCOH** trovati nel caso dei settori produttivi hard-to-abate della **ceramica** e del **vetro**:

¹ Levelized cost of hydrogen

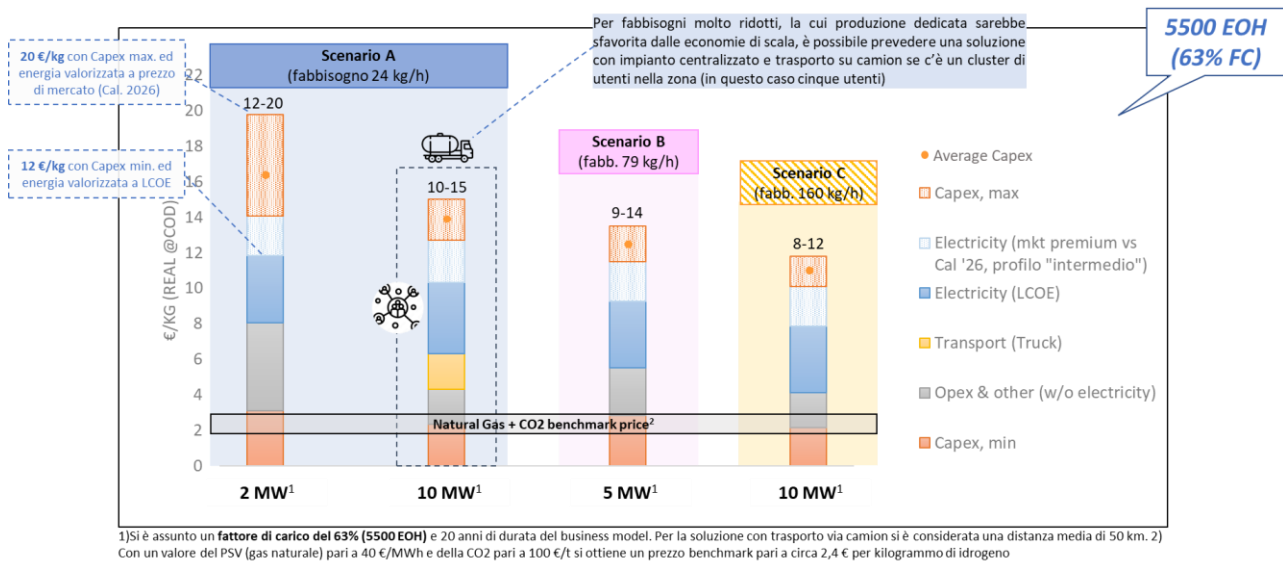


Grafico 1: valori LCOH al variare degli scenari (Scenario A: 200 t/a produzione; Scenario B: 500 t/a produzione; Scenario C: fino a 1000 t/a produzione) con dettaglio sulle componenti di costo

Dal grafico è possibile notare come il **LCOH** dipenda da molte componenti di costo e della taglia della dell'elettrolizzatore: questo fa sì che il prezzo dell'idrogeno rinnovabile **oscilli tra un minimo di 8 €/kg a un massimo di 20 €/kg** nel caso di un suo utilizzo per la generazione di calore nelle imprese hard-to-abate.

La principale voce di costo è rappresentata dell'energia elettrica rinnovabile necessaria al funzionamento dell'elettrolizzatore e dalla sua valorizzazione, che può essere a prezzo di mercato o a costo di produzione industriale (LCOE): dal grafico è possibile notare, infatti, come **la valorizzazione dell'energia elettrica rinnovabile a prezzo di mercato aumenti il costo dell'idrogeno rinnovabile di più di 2 €/kg**.

Come mostrato dal grafico precedente, un'ulteriore leva per ridurre il LCOH è l'incremento di taglia degli impianti ("scale-up"): questo dato ci dice che economicamente più vantaggioso pochi impianti di produzione, ma tutti di taglia molto grande (almeno 20 MW), piuttosto che avere tanti impianti di piccola taglia (~ 1 o 2 MW) costosi da costruire e da mantenere negli anni.

Il LCOH potrebbe essere mitigato accedendo a fondi come quelli del PNRR o ad altri incentivi (ad esempio sugli OpEx), così da raggiungere un range di 6-9 €/kg. Questo dato è particolarmente significativo, in quanto, esplicita che **il costo di produzione dell'idrogeno rinnovabile non raggiunge la cost parity rispetto ai combustibili fossili tradizionali**. Questo penalizza pesantemente l'idrogeno rinnovabile in termini di competitività e rende estremamente difficile la sua diffusione, specie allo stato attuale dove non è possibile sfruttare le dinamiche e gli effetti delle economie di scala.

Tuttavia, non dobbiamo dimenticare i grandi benefici dati dall'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile, prima di tutti la riduzione delle emissioni di CO₂, i benefici ambientali e la riduzione dei consumi di gas del 7-14%.

Il secondo caso analizzato è quello dell'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile come **feedstock**, ossia come *materia prima* dei processi produttivi della raffinazione e bioraffinazione (anch'esse *hard-to-abate*), dove ad oggi rimane ancora molto utilizzato l'idrogeno grigio o quello blu, prodotti principalmente attraverso le reazioni di SMR - Steam reforming del metano (gas naturale), la quale comporta la produzione di CO₂ (catturata nel caso dell'idrogeno blu).

L'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile nel settore feedstock (raffinerie, bioraffinerie, chimica) risulta estremamente importante da raggiungere, in quanto, mentre negli altri settori esistono fonti/vettori energetici da utilizzare al posto dell'idrogeno, nel *feedstock* l'idrogeno è indispensabile per le reazioni chimiche in atto nei processi produttivi (idrodesolforazione, idrotrattamento, ecc.) e non può essere sostituito da altri elementi / molecole / composti chimici. Questo significa che, se nel settore non si avrà una progressiva ma costante sostituzione dell'idrogeno rinnovabile al posto di quelli grigio/blu, non si riusciranno a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione prefissati (l'accordo raggiunto sulla RED III nel trilogio nel marzo 2023 richiede che la percentuale di idrogeno rinnovabile utilizzato nell'industria sia pari al 42% entro il 2030 e pari al 60% entro il 2035).

Per rendere l'idea di come sia la situazione allo stato attuale, basti pensare che delle 514.000 ton/anno di idrogeno prodotte in Italia nel 2018, ben 350.000 ton/anno (~ 70%) sono state prodotte da SMR, con 242.000 ton/anno nel settore raffinazione e 108.000 nel settore della chimica.

Risulta, pertanto, indispensabile procedere con una forte spinta per l'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile (al posto di quelli blu/grigio) utilizzato come *feedstock* nell'industria.

Di seguito vengono riportati i grafici con i valori di LCOH dell'idrogeno verde, insieme ad un confronto diretto con il costo variabile dell'idrogeno grigio ottenuto da *steam methane reforming*, stimato in 3,1 €/kg (ipotizzando un costo del gas (PSV + oneri) di 40 €/MWh ed un costo della CO₂ pari a 100 €/ton).

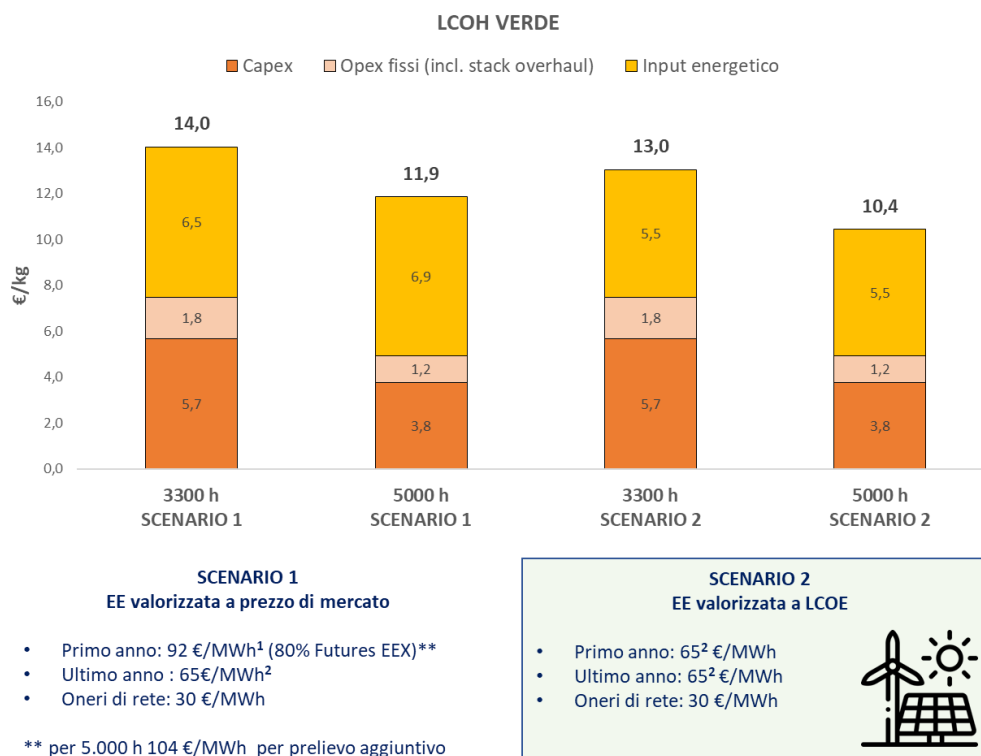


Grafico 3: LCOH con EE valorizzata al prezzo di mercato e all'LCOE per i due scenari di utilizzo considerati: FLH 3300h e FLH 5000h

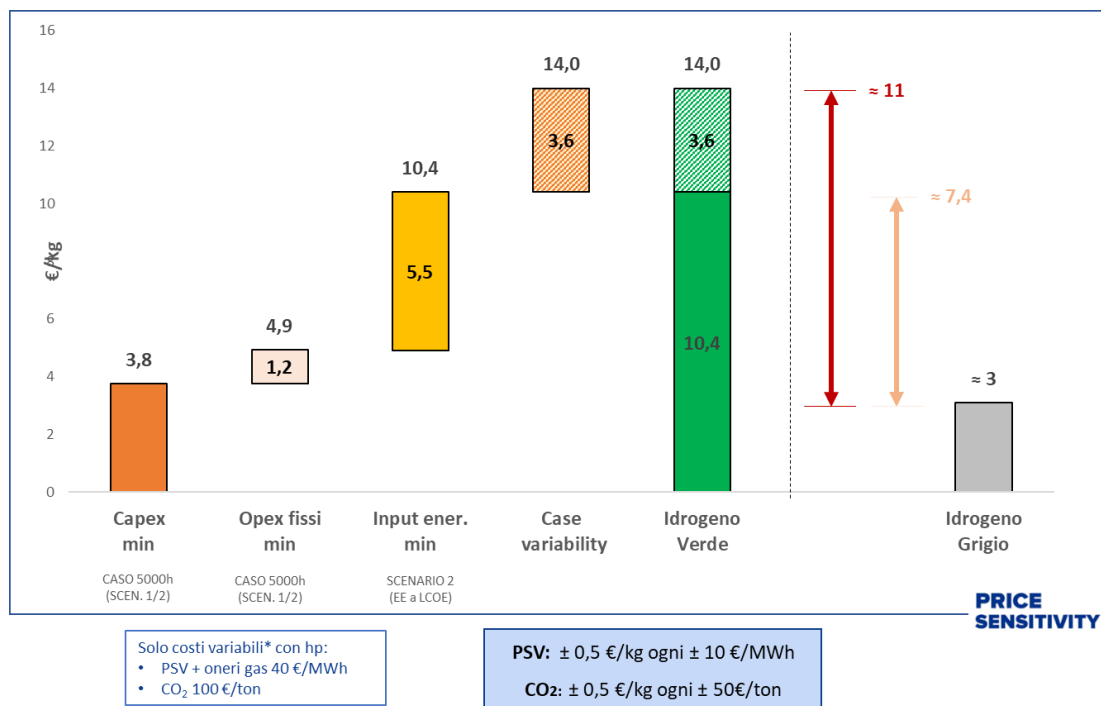


Grafico 4: confronto LCOH rinnovabile e grigio con dettaglio sulle componenti di costo di quello rinnovabile

Anche in questo caso è possibile osservare che le componenti di costo che influenzano notevolmente il LCOH sono i capex (32-44% del costo complessivo) e l'input energetico (43-58% del costo complessivo).

Alla luce dei risultati mostrati, è evidente che il costo dell'energia elettrica rappresenti un importante driver per lo sviluppo di progetti di idrogeno elettrolitico. Anche nel caso del *feedstock* si osserva come **la valorizzazione dell'elettricità all'LCOE abbassi il costo di produzioni di oltre 1 €/kg**, specie nel caso con 5000h di funzionamento. A tal proposito si ritiene utile indicare che, **al variare di 10 €/MWh nel costo dell'energia elettrica, l'impatto stimato sul LCOH è di circa 0,6 €/kg**.

Resta inoltre inteso che, per poter aumentare le ore di funzionamento dell'elettrolizzatore, e quindi ridurre l'incidenza dei costi fissi sarebbe necessario avere a disposizione impianti rinnovabili di grande taglia e combinare più fonti rinnovabili (combinando ad esempio il solare con l'eolico, anche tramite PPA).

In tutti i casi analizzati il gap di prezzo tra idrogeno rinnovabile e grigio è evidente e si aggira intorno attorno ai 7-11€/kg: questo genera, ovviamente anche un fortissimo gap di competitività tra idrogeno grigio e verde/rinnovabile. Un confronto diretto tra l'idrogeno rinnovabile ad un prezzo superiore a 10 €/kg (in un caso 14 €/kg) e l'idrogeno grigio a 3 €/kg rende davvero difficile ipotizzare che il primo possa rimpiazzare nell'immediato il secondo senza grandi ripercussioni economiche.

I risultati ottenuti dallo studio evidenziano, in sintesi, quanto segue:

- l'idrogeno è in grado di favorire e contribuire al percorso di transizione energetica ed ecologica, essendo in grado di ridurre notevolmente le emissioni di CO₂, specie nei settori come raffinazione, del trasporto pesante o altri settori gasivori dove l'elettrificazione (totale o parziale) risulta difficile da realizzare;
- dal punto di vista economico, i costi di produzione dell'idrogeno rinnovabile non sono competitivi rispetto a quelli dell'idrogeno grigio/blu o a quello delle altre fonti fossili usate nei settori hard-to-abate;
- il costo di produzione dell'idrogeno rinnovabile da elettrolisi dipende fortemente dal prezzo dell'energia elettrica (a sua volta strettamente legato alla penetrazione di rinnovabili nel mix di generazione elettrica) e dalla sua valorizzazione;
- essendo il prezzo dell'energia italiano molto più alto di quello di altri Paesi UE, la produzione di idrogeno rinnovabile in Italia è un'ulteriore testimonianza del **gap di competitività tra Paesi come l'Italia e altri Paesi europei** (in particolare del Nord Europa) in cui vi è già un'alta penetrazione di rinnovabili;
- gli Atti Delegati (con particolare riferimento alla Produzione di RFNBO ai sensi dell'Art. 27(3) della RED), causano serie limitazioni alla produzione di idrogeno, a causa della correlazione temporale, la correlazione geografica e l'addizionalità: risulta, quindi, necessario arrivare alla definizione di un **quadro normativo** chiaro e definito e **processi autorizzativi** più snelli e con tempistiche certe e ridotte.

Il lavoro è servito principalmente a svelare e portare alla luce tutte queste problematiche, ma ovviamente in un'ottica costruttiva, così da iniziare sin da subito a pensare a soluzioni concrete e durature da implementare a beneficio di tutti. Nella visione di Confindustria questo sarà un primo passaggio chiave per adempiere agli obiettivi di decarbonizzazione e riduzione della dipendenza delle fonti fossili (fissati dal FF55 e dal PNRR) e per rispettare gli impegni presi dall'Italia in sede europea.

Da non dimenticare mai che il percorso di transizione sarà sicuramente lungo e faticoso da realizzare, ma allo stesso tempo potrà **fare da volano per la crescita economica del Paese**, stimolando **grandi opportunità di investimento, innovazione tecnologica e di adeguamento del sistema industriale nazionale**.

All'interno della [pagina dedicata sul sito di Confindustria](#), è possibile trovare tutte le informazioni e le presentazioni usate durante il convegno e a breve sarà possibile scaricare anche i **volumi contenenti l'intero studio**.

7. Evento ENEA diagnosi energetiche 14 giugno 2023

Si è svolto lo scorso 14 giugno u.s. il Convegno Enea sulle diagnosi energetiche. L'incontro è stato un prezioso momento di confronto con il sistema e l'occasione per Enea di offrire supporto alle imprese obbligate affrontando tutti gli aspetti salienti collegati agli adempimenti previsti dal D.Lgs. 102/2014. Sono state, inoltre, presentati gli ultimi aggiornamenti normativi relativi all'obbligo di diagnosi, anche in relazione alla revisione dell'attuale Direttiva sull'Efficienza Energetica (EED), le novità del portale ENEA Audit102 per la trasmissione delle diagnosi energetiche e gli strumenti che l'Agenzia ha predisposto a beneficio del settore industriale e del settore terziario. Nella pagina dedicata [Atti Convegno Enea diagnosi energetiche 14 giugno 2023](#) è possibile trovare la registrazione completa dell'evento e le presentazioni dei relatori.

Principali novità di settore

8. Aggiornamento sul processo di riforma del mercato elettrico in sede di Consiglio Europeo: rinviato compromesso della Presidenza svedese

L'obiettivo generale delle proposte volte a migliorare il regolamento REMIT e l'assetto del mercato dell'elettricità dell'UE è aumentare la certezza, la prevedibilità e la flessibilità del mercato stesso, accelerando, allo stesso tempo, l'integrazione delle energie rinnovabili e migliorando la prevedibilità della loro produzione. Queste due proposte presentate il 14 marzo 2023 modificherebbero tre Regolamenti esistenti e due direttive. La Commissione ha scelto di attuare queste riforme attraverso un Regolamento di modifica, dato che esse aggiungono solo un numero limitato di nuove disposizioni e ne modificano alcune esistenti. A differenza delle Direttive, i Regolamenti non richiedono un'attuazione nazionale

Il disaccoppiamento dei prezzi del gas e dell'elettricità è un elemento essenziale della riforma. Secondo la Commissione, ciò potrebbe essere ottenuto senza apportare modifiche all'assetto del mercato basato sul sistema dell'ordine di merito. L'aumento degli investimenti nelle energie rinnovabili con un basso costo variabile e uno stoccaggio sufficiente, consentendo anche ai consumatori di spostare la loro domanda, spingerà il gas verso l'esterno del suo posto di generatore marginale. Una maggiore diffusione di tecnologie pulite e di energia rinnovabile porterà, in ultima analisi, a prezzi al dettaglio più bassi per via dei loro bassi costi operativi. Pertanto, l'energia rinnovabile che entra nel mercato e compete con i combustibili fossili potrebbe essere venduta a lungo termine, il che a sua volta creerebbe un cuscinetto tra i consumatori e mercati a breve termine più volatili e contribuirebbe all'eliminazione graduale dei combustibili fossili a un ritmo accelerato.

Le modifiche proposte al Regolamento sul Mercato dell'Energia Elettrica (Reg. UE/2019/943) ne chiariscono il campo di applicazione. Rispondono alle preoccupazioni dei consumatori, dell'industria e degli investitori riguardo all'esposizione a prezzi volatili a breve termine. Le modifiche ottimizzerebbero l'assetto del mercato dell'energia elettrica consentendo agli strumenti a più lungo termine di svolgere un ruolo maggiore sui mercati a breve termine. In questo modo non solo si aiuterebbero i consumatori a beneficiare di contratti a prezzi più fissi, ma si faciliterebbero anche gli investimenti nelle tecnologie pulite. In generale, la revisione mira a rendere più stabile e prevedibile il costo dell'energia.

La revisione mirata della Direttiva sull'energia elettrica (Direttiva UE/2019/944) introduce nuove regole per proteggere e responsabilizzare i consumatori. Gli emendamenti diversificherebbero i tipi di contratti offerti ai consumatori al fine di garantire che possano scegliere in base alle loro circostanze e compiere scelte informate. Propone inoltre di modificare le norme sulla libera scelta del fornitore in modo che i clienti possano avere più di un fornitore. Le nuove proposte includono l'obbligo per gli Stati membri di nominare un fornitore di ultima istanza; questi fornitori sarebbero responsabili dei clienti dei fornitori falliti e della protezione dei clienti vulnerabili dalla disconnessione. Inoltre, la proposta introduce norme sulla copertura per attenuare i rischi. Chiarisce inoltre il ruolo delle autorità di regolazione per quanto riguarda la nuova piattaforma unica di allocazione. Infine, la proposta introduce nuove regole di trasparenza per i gestori dei sistemi di distribuzione in termini di capacità disponibile

per i nuovi allacciamenti alla rete.

Le modifiche proposte aggiornano il regolamento REMIT (Reg. UE/1227/2011) per adattarlo alle circostanze di mercato esistenti e in evoluzione. Rivedono le norme sulla qualità dei dati e sullo scambio di informazioni tra le autorità nazionali e dell'UE, centralizzando la raccolta e il monitoraggio presso l'ACER. La vigilanza si estende ai nuovi mercati di bilanciamento e al market coupling. La proposta introduce inoltre una cooperazione regolare rafforzata e meglio consolidata tra le autorità di regolamentazione dell'energia e quelle finanziarie. Rafforza il mandato dell'ACER per indagare su potenziali casi di abuso di mercato transfrontaliero. Conferisce all'ACER nuovi poteri di vigilanza e di autorizzazione in materia di piattaforme di informazioni privilegiate e meccanismi di segnalazione registrati. La proposta prevede, inoltre, un quadro per l'armonizzazione delle ammende fissate dalle autorità di regolamentazione a livello nazionale.

Le modifiche proposte al regolamento ACER (Reg. UE/2019/942) chiariscono il ruolo e il mandato dell'agenzia conformemente alle modifiche del regolamento REMIT. Aggiornano inoltre il ruolo dell'ACER per adeguarlo alla nuova piattaforma unica di allocazione e alle modifiche introdotte nella direttiva sull'energia elettrica in materia di mercati a termine e schemi di sostegno alla flessibilità.

Le modifiche alla RED II (Direttiva 2018/2001) riguardano l'ambito di applicazione delle norme sui tipi di regimi di sostegno diretto per le fonti energetiche rinnovabili che gli Stati membri possono introdurre.

Lo scorso 19 giugno il Consiglio Europeo avrebbe dovuto trovare un accordo sulle proposte di modifica dei provvedimenti sottoposti all'esame dalla Commissione, rispettando gli impegni a concludere l'iter come aveva annunciato la Presidenza Svedese.

La mancata convergenza sulle posizioni del Consiglio è stata causata da sostanziali contrapposizioni su due temi relativi al Regolamento sul Market Design:

- 1) Art 19.b: criteri generali per lo sviluppo dei Contratti per Differenza (introdotti dalla proposta di regolamento della Commissione lo scorso 14 marzo) quale strumento principale per promuovere lo sviluppo incentivato dei nuovi investimenti in capacità di produzione elettrica rinnovabile e nucleare.
- 2) Art. 64 - 13a (modifica Art. 22 del Regolamento 2019/943 - *Capacity Market*): criteri e deroghe temporanee per consentire ai fini della sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico di considerare elegibili gli impianti con emissioni alla soglia di 550 gCO₂/KWh.

Le caratteristiche delle proposte avanzate possono essere così riassunte:

- 1) Il testo di compromesso prevede l'utilizzo dei CfD per incentivare esclusivamente i nuovi investimenti. Con riferimento ai vecchi impianti è possibile estendere l'utilizzo dei CfD solo nel caso di «repowering» previa verifica dei costi incrementali. Infine, viene data facoltà allo Stato Membro di allocare eventuali revenues ai consumatori finali nel rispetto degli articoli 107 e 108 del Trattato dell'Unione. In altri termini un sistema uguale a quanto avviene già oggi nel contesto italiano ovvero l'utilizzo dei revenues dei CfD per ridurre la componente ASOS a favore dei consumatori e la

relativa ripartizione della stessa tra i consumatori ai sensi delle nuove Linee guida sugli aiuti in materia di energia e ambiente (ex art 39).

2) Il capacity market sembra aprire temporaneamente una estensione anche agli impianti con emissioni superiori ai 550 gCO₂/KWh. Il meccanismo assume all'interno del market design un ruolo strutturale per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico.

3) «Active customers» sono previste utili misure per facilitare la gestione in pool consortile di acquisto e autoproduzione di energia. Purtroppo, i criteri di sharing dell'energia sono limitati (proposta di modifica ex art 15 Dir. 2018/2001) ai soli consumatori domestici, piccole e medie imprese e PA.

Durante il COREPER dello scorso 30 giugno si è cercato un ultimo tentativo di compromesso da parte della Presidenza Svedese, purtroppo fallito, a causa del divario di posizioni tra Stati Membri ancora presente.

9. Fit for 55: in arrivo la nuova Direttiva sull'efficienza energetica

Entro la metà di luglio il Parlamento Europeo è convocato in seduta plenaria per approvare definitivamente la nuova Direttiva Europea sull'Efficienza Energetica che modifica la precedente (Direttiva UE/2018/2002)

L'attuale EED è progettata per soddisfare l'obiettivo esistente del 32,5% di efficientamento entro il 2030. La rifusione dell'EED proposta dalla Commissione richiedeva agli Stati membri di raddoppiare quasi i loro obblighi annuali di risparmio energetico, compiere sforzi esemplari nel settore pubblico, affrontare la povertà energetica e adottare altre misure per ottenere il 9% in più di risparmio energetico rispetto a quanto previsto dalla vigente legislazione dell'UE. Nell'ambito del piano REPowerEU (maggio 2022) la Commissione ha proposto un emendamento mirato che richiede il 13% in più di risparmio energetico entro il 2030.

In Parlamento, il fascicolo è stato deferito alla Commissione ITRE. I negoziati del trilogio si sono conclusi il 10 marzo 2023 con un accordo provvisorio, che fissa una riduzione del consumo di energia primaria e finale dell'11,7% a livello dell'UE entro il 2030, rispetto alle previsioni di consumo energetico formulate nel 2020. Il testo deve ora essere formalmente adottato da ciascuno dei co-legislatori.

La proposta legislativa della Commissione modifica molte disposizioni dell'attuale EED (approvata nel 2012, modificata nel 2018). La Commissione ha optato per una EED rivista che contribuirebbe ad accelerare il ritmo del risparmio energetico e a fissare obiettivi di efficienza energetica più ambiziosi, al fine di ottenere riduzioni molto maggiori delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) dell'UE entro il 2030.

Come detto, il 18 maggio 2022 la Commissione europea ha adottato il piano REPowerEU per porre fine alla dipendenza dell'UE dalle importazioni di energia dalla Russia, continuando a sostenere la transizione verso la neutralità climatica. Il piano comprende una modifica mirata della Direttiva sull'efficienza energetica per garantire che gli Stati membri riducano collettivamente il loro consumo energetico di almeno il 13 % nel 2030, rispetto al 2020 scenario

di riferimento. Con questa nuova proposta, i limiti massimi di FEC e PEC sono fissati rispettivamente a 750 Mtep e 980 Mtep.

Il fascicolo è stato assegnato alla Commissione per l'industria, la ricerca e l'energia (ITRE) del Parlamento europeo, che ha nominato relatore Niels Fuglsang (S&D, Danimarca). Le Commissioni per l'ambiente, la sanità pubblica e la sicurezza alimentare (ENVI), i trasporti e il turismo (TRAN) e i diritti della donna e l'uguaglianza di genere (FEMM) hanno adottato pareri a sostegno. La Commissione giuridica (JURI) ha adottato un parere specifico sull'uso della tecnica della rifusione. Il 13 luglio 2022, la commissione ITRE ha adottato una relazione finale, che ha raccolto il sostegno di tutti i partiti dopo l'accordo sugli emendamenti di compromesso. Il Parlamento ha approvato questa relazione durante la sessione plenaria del settembre 2022.

Dopo un lungo negoziato tra il Parlamento europeo ed il Consiglio è stato raggiunto un accordo provvisorio il 10 marzo 2023 che stabilisce una riduzione del consumo di energia primaria e finale dell'11,7% a livello dell'UE entro il 2030. Ciò si traduce in un limite al consumo di energia finale dell'UE di 763 Mtep e di 992 Mtep per consumi primari. Gli importi fissati dall'accordo preliminare non sono molto lontani dal livello di ambizione proposto dal piano REPowerEU, ovvero una riduzione del 13% dei consumi energetici, limite di 750 Mtep per FEC e per 980 Mtep PEC. Il limite per il consumo finale di energia è vincolante per gli Stati membri collettivamente, mentre l'obiettivo per il consumo di energia primaria è solo indicativo.

Secondo l'accordo, i risparmi energetici annuali degli Stati membri raggiungeranno in media l'1,5% entro il 2030. Inizieranno con una diminuzione dell'1,3% nel periodo fino alla fine del 2025, quindi dell'1,5% entro la fine del 2027 e si sposteranno verso l'1,9% entro la fine del 2030. Per raggiungere questo obiettivo, gli Stati membri possono includere nel calcolo i risparmi energetici realizzati ai sensi della direttiva sul rendimento energetico nell'edilizia attuale e rivista; misure risultanti dall'EU ETS (per gli impianti e per gli edifici e i trasporti); e misure energetiche di emergenza.

Il settore pubblico dovrà ridurre il proprio consumo finale di energia dell'1,9% ogni anno, con la possibilità di escludere i trasporti pubblici e le forze armate. Gli Stati membri dovrebbero inoltre garantire che almeno il 3% degli edifici di proprietà delle pubbliche amministrazioni sia ristrutturato ogni anno in edifici a energia quasi zero o edifici a emissioni zero. L'accordo fornisce una definizione rivista di sistemi di teleriscaldamento efficienti e stabilisce nuovi requisiti volti a una fornitura completamente decarbonizzata per questi sistemi entro il 2050.

L'accordo include la definizione UE di povertà energetica. Le disposizioni concordate mirano a ridurre la povertà energetica e a responsabilizzare i consumatori mediante, tra l'altro, la creazione di sportelli unici. L'accordo incarica la Commissione di valutare l'esistenza di partenariati energetici affrontare adeguatamente l'efficienza energetica e proporre, se necessario, l'istituzione di partenariati settoriali specifici per l'efficienza energetica, come proposto dal PE.

Il testo concordato ora deve essere formalmente adottato nel mese di luglio sia dal Parlamento che dal Consiglio.

10. Consultazione Autoconsumo collettivo

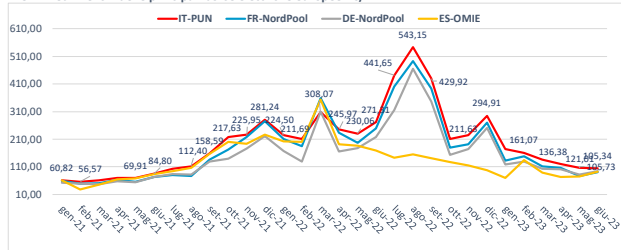
Confindustria ha preso parte alla consultazione del Gestore dei Servizi Energetici che definisce le regole operative relative all'erogazione del servizio di autoconsumo diffuso definito dal Testo Integrato sull'Autoconsumo Diffuso (TIAD) dell'Arera e dal prossimo decreto attuativo di incentivazione definito dal Mase, inviando, lo scorso 19 giugno, le proprie osservazioni in merito all'ammissione al servizio per l'autoconsumo diffuso; all'attivazione del servizio per l'autoconsumo diffuso all'erogazione dei contributi per il servizio per l'autoconsumo diffuso.

Report Mercati energetici e Ambientali

Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

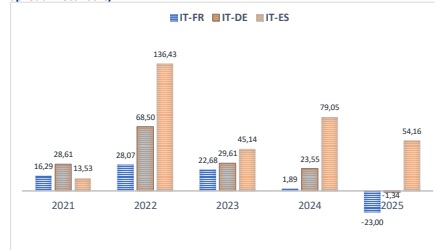
Mercato Elettrico - Spot

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



*Media prezzi giornalieri fino al 30.06.2023

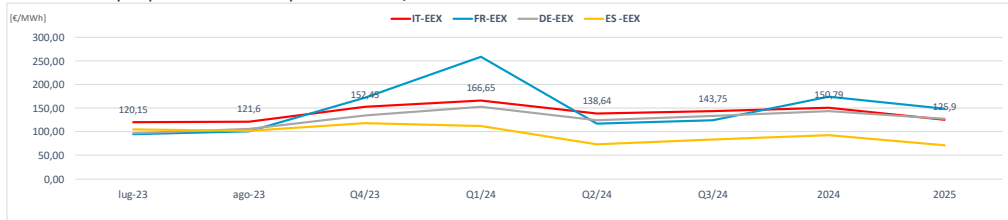
Spread Elettrico €/MWh



* quotazioni future del 30.06.2023

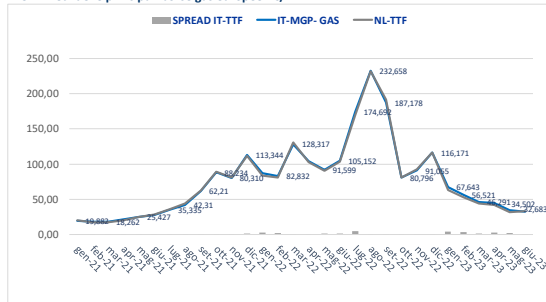
Mercato Elettrico - Future

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 30.06.2023 - €/MWh



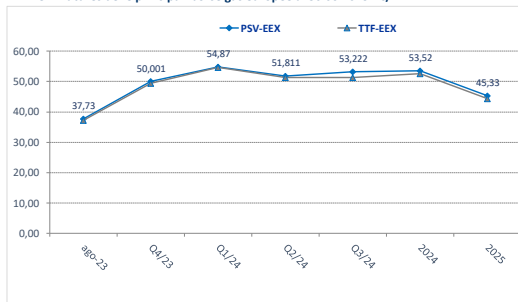
Mercato Gas

Prezzi medi delle principali borse gas europee - €/MWh



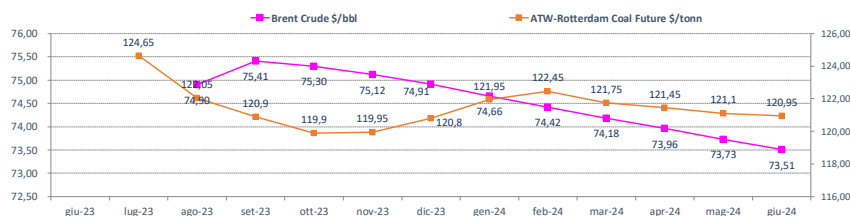
*Media prezzi giornalieri fino al 30.06.2023

Prezzi futures delle principali borse gas europee al 30.06.2023 - €/MWh



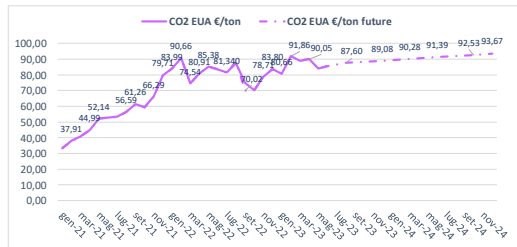
Mercato Commodities

Prezzi future al 30.06.2023

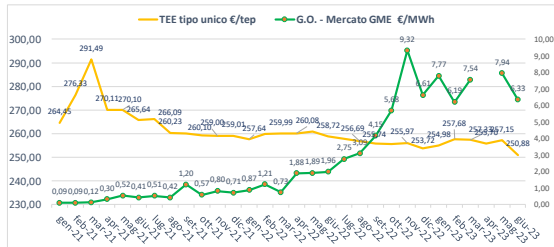


Mercati Ambientali

CO2 EUA valori mensili a consuntivo e future al 30.06.2023



TEE e G.O.



Fonte: dati pubblici EEX, GME, NordPool, OMIE, 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.