Decarbonizzazione e market design: un percorso in evoluzione.

Andrea Tenconi

laboratorio ref.

Webinar
20 luglio 2026

INDICE

1. Il dibattito sul decoupling: principali elementi
2. Gli effetti della granularità quartoraria su MGP
3. Rinnovabili & consumatori finali: quali vantaggi e quando
4. Analisi preliminare del DCO 222/2026

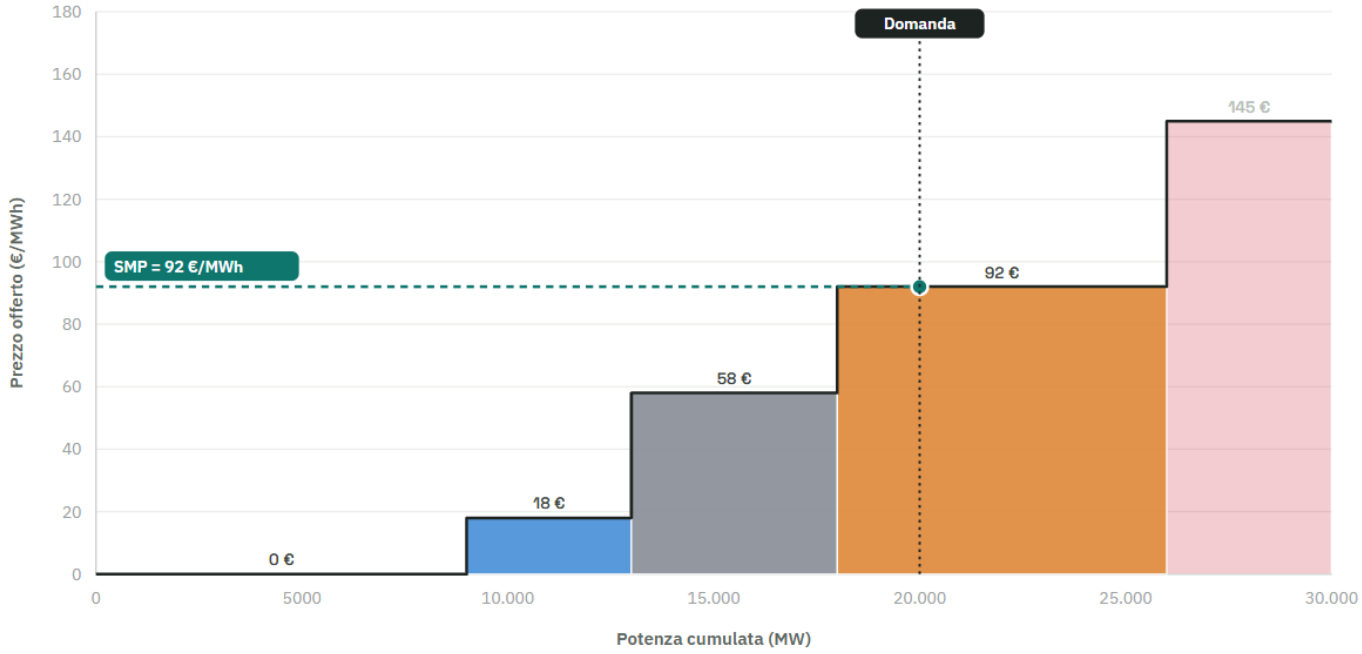
IL DIBATTITO SUL DECOUPLING RIEMERGE AD OGNI INVERNO

IL CASO INVERNO 2025

- Il gas scende da **35 a 31 €/MWh a ottobre**, ma il prezzo elettrico non segue immediatamente, e a novembre sale.
- In media settimanale il legame usuale si **ristabilisce già a dicembre**.
- Possibili concause: domanda **+1,7%** a novembre 2025 rispetto al 2024, idroelettrico debole, maggior peso del termoelettrico sul mix: il legame gas/elettrico va letto attraverso i **fondamentali del mercato** e non attraverso gli shock esogeni

PERCHÉ SONO LEGATI?

Nel *marginal pricing* il prezzo lo fissa l'ultima unità chiamata a produrre.
In **Italia** il gas è la principale tecnologia marginale sul MGP → variazioni trasmesse **quasi integralmente** al PUN.
In **Europa**: Spagna e area scandinava poco legate al gas (rinnovabili dominanti); Francia nucleare, Germania eolico offshore/lignite.



TRE DIVERSI MODI DI INTERVENIRE SUI PREZZI

1 · Interventi tampone

BREVE PERIODO

DL Bollette: **sterilizzazione dei costi ETS** per le centrali a gas

Obiettivo: ridurre il prezzo marginale e gli extra-profitti inframarginali

Rapidi ma **rischiosi**: effetti imprevedibili, beneficio all'estero, contrasto con la UE su ETS

2 · Market design

MEDIO TERMINE

Aste quartorarie **(MTU15)** dal 1° ottobre 2025

Modelli alternativi ipotizzati dalla letteratura scientifica

Modifiche alle regole del mercato, dal carattere **tecnico ma "permanente"**

3 · Trasformazione strutturale

LUNGO PERIODO

Crescita delle **rinnovabili** + contratti **CfD** (FER-X)

Da un sistema OPEX-intensive a uno CAPEX-intensive

Lenta ma **molto più sostenibile**: agisce sui fondamentali del mercato

L'ANALISI ECONOMETRICA

MTU15

IL DATASET E I CONTROLLI

- **~19.000 osservazioni**, oltre 2 anni di dati GME; granularità oraria/quartoraria armonizzata.
- Variabile dipendente: **PUN** (€/MWh). Variabili dipendenti chiave: **PSV** (prezzo del gas), dummy **MTU15**, interazione **PSV×MTU15**
- Controlli: **CO_2** (ETS), mix di generazione (idro, solare, eolico, termoelettrico, import…), dummy mensili e orarie
- I controlli evitano l'*omitted variable bias,* principale limite delle analisi diffuse da terzi

$$\mathbf{PUN = \beta_0 + \beta_1 \cdot PSV + \beta_2 \cdot MTU15 + \beta_3 \cdot (PSV \times MTU15) + controlli + \varepsilon}$$

L'effetto cercato è **β_3**, l'interazione.
La stima di β_2 (effetto diretto) richiederà almeno **12 mesi** di dati (minimo un intero anno termico)

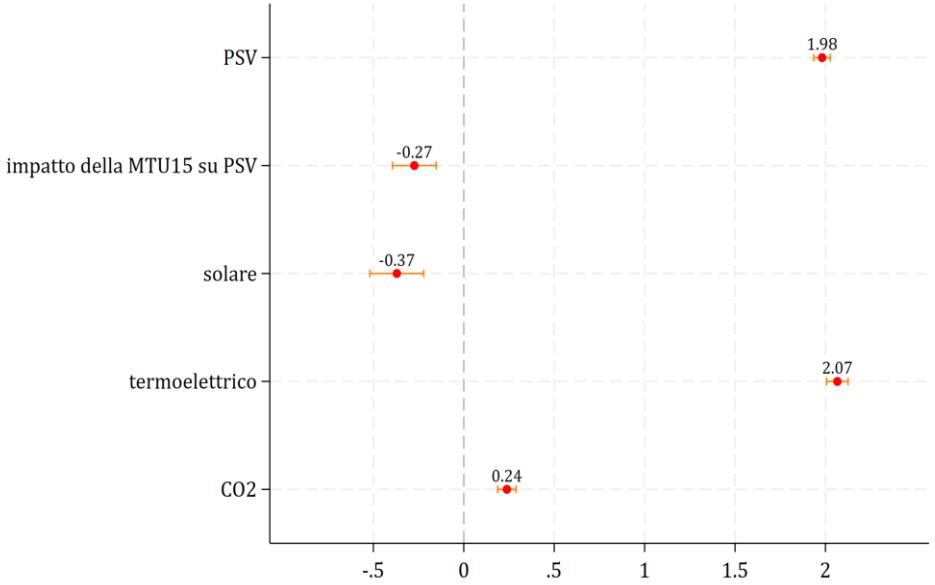
0,84

R^2 del modello
(0,31 senza variabili di controllo)

RISULTATI: IL PASS-THROUGH DEL GAS SI RIDUCE

PRINCIPALI EVIDENZE: COEFFICIENTI SIGNIFICATIVI

Il punto rosso, così come l'etichetta, identificano il coefficiente stimato. Le barre arancio corrispondono all'intervallo di confidenza del 95%.



Fonte: elaborazioni Laboratorio REF

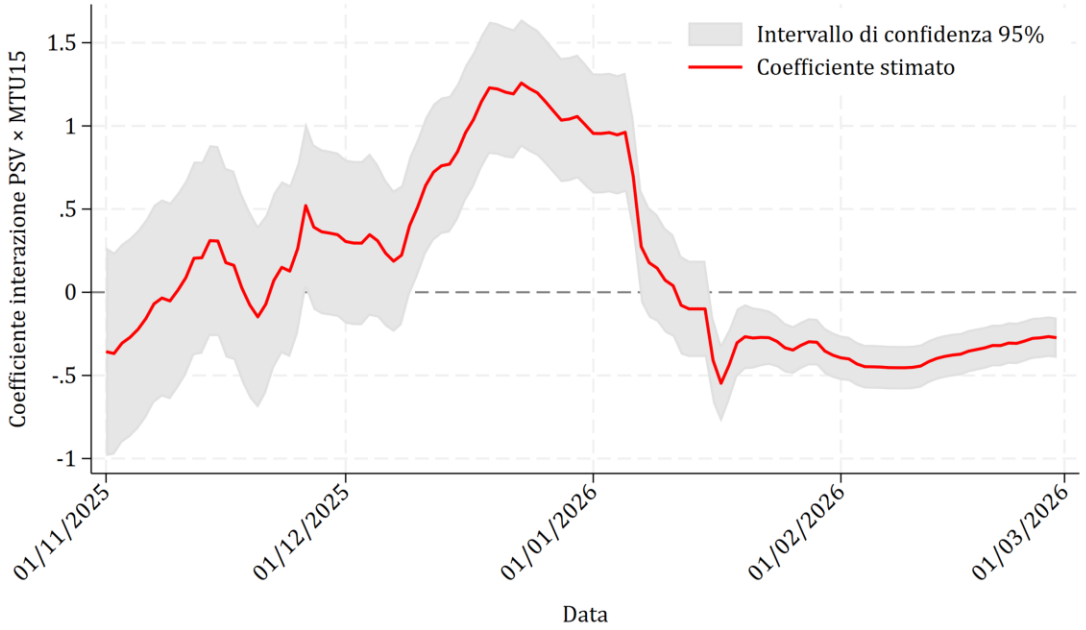
Variabile	Coeff.	Lettura
Prezzo del gas (PSV)	**+1,98**	+1€ di gas → +1,98€ di PUN (rendimento ~50% dei CCGT)
Interazione PSV × MTU15	**–0,27**	Dopo la riforma, il *pass-through* scende a **1,71**
Prezzo CO_2 (ETS)	**+0,24**	I costi di emissione sul prezzo marginale

Produzione solare	**segno –**	Più FV → prezzo più basso (*merit order*)
Produzione termoelettrica	**segno +**	Più gas marginale → prezzi più alti

LA DINAMICA DELL'INTERAZIONE – EXPANDING WINDOW

ANDAMENTO CUMULATO DEL COEFF DI INTERAZIONE TRA PSV E MTU15

Il campione risulta troppo piccolo per operare una stima per i periodi precedenti al 1 novembre 2025



Fonte: elaborazioni Laboratorio REF

ATTENZIONE: Il valore di un giorno è la **media** di tutti gli effetti fino a quel giorno: per questo l'IC si restringe col tempo.

- **Prime settimane:** coefficiente instabile, a tratti positivo; intervallo di confidenza ampio che **include lo zero**
- **Da gennaio:** si stabilizza su valori **negativi e statisticamente significativi**
- **Da fine febbraio:** l'andamento sembra tendere a un riavvicinamento allo zero

Statisticamente robusto ma non definitivo: da ripetere con una o due annualità complete di dati

IL DECOUPLING STRUTTURALE È GIÀ INIZIATO, MA RICHIEDE TEMPO

L'aumento sistematico dei **quarti d'ora a prezzo zero** è il segnale più concreto che i fondamentali stanno cambiando

Ore a prezzo zero per zona dal 2021 al 2024

	2021	2022	2023	2024
CALA	0	3	4	8
CNOR	0	0	0	1
CSUD	0	0	2	2
NORD	0	0	0	0
SARD	70	101	167	263
SICI	0	48	5	12
SUD	0	2	3	8

Tutto ciò in attesa delle installazioni degli impianti assegnatari degli incentivi FER-X 2025 e MACSE 2025…

Ore/quarti d'ora a prezzo zero per zona nel 2025/2026

	NORD	CNOR	CSUD	SUD	CALA	SICI	SARD	SOMMA*
Gennaio 2025	0	0	0	0	0	0	12	12
Febbraio 2025	0	0	0	0	0	0	15	15
Marzo 2025	0	0	0	0	0	9	1	10
Aprile 2025	0	0	0	0	0	0	27	27
Maggio 2025	1	1	1	1	1	1	5	11
Giugno 2025	9	9	11	11	11	11	16	78
Luglio 2025	0	0	0	2	2	2	26	32
Agosto 2025	0	0	0	0	0	0	31	31
Settembre 2025	0	0	0	0	0	0	0	0
Ottobre 2025*	0	0	0	170	177	177	37	140
Novembre 2025*	0	0	0	0	0	0	0	0
Dicembre 2025*	0	0	0	0	0	0	0	0
Gennaio 2026*	0	0	0	0	0	0	0	0
Febbraio 2026*	0	0	7	50	50	72	7	47
Marzo 2026*	0	0	0	69	69	69	31	60
Aprile 2026*	3	3	46	64	64	64	46	73
Maggio 2026*	67	67	67	269	367	367	367	393
Giugno 2026*	6	6	28	46	46	46	51	57
Totale 2025*	10	10	12	57	58	67	142	356
Totale 2026*	19	19	37	125	149	155	126	629

(*) mesi o anni con aste quartorarie

SVOLTA ATTESA DOPO IL 2030

Asos

EFFETTO ASSICURAZIONE

Gli impianti **FER-X** entrano in esercizio dal 2028 in poi.

I **CfD:**

- Fissano la maggior parte dei ricavi degli operatori ex-ante
- Fanno da assicurazione contro gli shock di prezzo, a protezione dei consumatori, in cambio di un *floor* di prezzo

CONTI ENERGIA IN USCITA

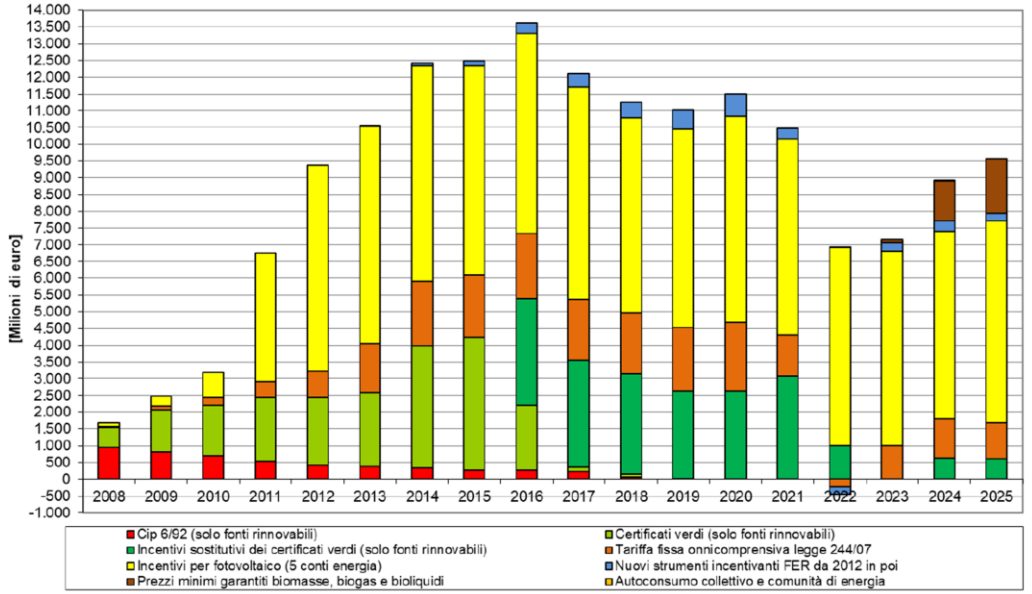
Si esauriscono **entro il 2033**:

- Alleggerimento strutturale della componente **Asos**
- Miglioramento della **«qualità»** degli incentivi

Gli oneri di sistema sono il canale attraverso cui il consumatore avverte il beneficio delle rinnovabili. Il **2030** è lo snodo su più fronti.

COSTO DEGLI STRUMENTI DI INCENTIVAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI – MILIONI DI EURO

I dati 2025 sono previsionali



Fonte: ARERA, relazione 344/2025

TRASFERIRE IL BENEFICIO AL CONSUMATORE FINALE

ALCUNE PROPOSTE:

1. Evitare misure di purO trasferimento intertemporale dei costi dei Conti Energia (ad esempio, proposte di **cartolarizzazione** dei rimanenti oneri legati agli incentivi)
2. Accettabili **proroghe volontarie** di rimodulazione dell'incentivo con finestra di applicazione limitata (esempio: DL Bollette, articolo 2)
3. Aumentare la **frequenza di aggiornamento** della componente Asos rispetto al trimestre: il beneficio arriva prima al consumatore a seguito di shock

PROCESSO DI TRASFERIMENTO DEI COSTI/BENEFICI DELLE RINNOVABILI ALL'UTENTE FINALE

Fonte: elaborazioni Laboratorio REF

4. Possibilità di sostituire i Conti Energia con meccanismi incentivanti CfD a basso costo **al termine della misura** con opzione di **repowering,** evitandone la potenziale uscita dal mercato

L'ARTICOLO 6 COMMA 3 DEL DL BOLLETTE

TOPE IBERICO

Con il DL Bollette del 20 febbraio, il Governo ha richiesto l'applicazione di un meccanismo di sterilizzazione degli oneri ETS per i termoelettrici a gas, al fine di **contenere i prezzi dell'energia elettrica**

Poiché i regolamenti comunitari non permettono modulazioni dell'EU ETS a livello di singolo paese, Arera propone un meccanismo disegnato sul modello del **"tope iberico"** (2022/2023)

Chiamato anche «eccezione iberica», per il suo carattere di eccezionalità:

- Periodo di prezzi elettrici molto **più alti** del periodo attuale (>300 €/MWh)
- Caratteristiche peculiari della penisola iberica in termini di **interconnessioni**

RISULTATI (Pollitt 2026, Energy economics):

- -35,3% del prezzo elettrico all'ingrosso in Spagna, rispetto a uno scenario controfattuale, al lordo dei rimborsi pagati dai consumatori
- Parte dei risparmi (ma non tutti) controbilanciati da sussidio indiretto ai consumatori dei paesi confinanti e aumenti dei prezzi interni per maggior domanda estera
- Inversione dei flussi sistematica con la Francia
- +25% consumo gas in Spagna (aumento emissioni)

L'ARTICOLO 6 COMMA 3 DEL DL BOLLETTE

DCO 222/2026

Il DCO 222/2026 propone un **tetto al costo del gas** incorporato nelle offerte. In breve:

1. Il tetto al costo del gas deve essere fissato in modo tale da non causare inversioni di flusso coi paesi confinanti alla frontiera Nord
2. Tranne negli ultimi sei mesi del meccanismo (in cui il tetto sale gradualmente per convergere al prezzo d'acquisto «reale») il tetto è fissato pari a un prezzo P_0 . Di esso, nel DCO si dice che «***dipenderà dalle interlocuzioni con la Commissione Europea e potrebbe essere un prezzo fisso***»
3. Gli impianti a gas offrono sul mercato tenendo conto del tetto al costo del gas così calcolato
4. Il SMP si abbassa conseguentemente (*Ccgt* spesso tecnologia marginale)
5. Gli impianti a gas ricevono **rimborsi** pari alla differenza tra il tetto del gas e un prezzo «**convenzionale**» di acquisto del gas (SAP)
6. Gli impianti inframarginali non a gas (eg., fotovoltaici) vedono ridursi i ricavi/rendite inframarginali
7. Segue un meccanismo a due step di monitoraggio della congruità delle offerte
8. In più, il riferimento per il prezzo di esercizio del **Capacity Market** è modificato dal SAP al tetto precedentemente citato

GRAZIE PER L'ATTENZIONE

Per approfondire ulteriormente gli argomenti trattati, è possibile scaricare il Position Paper n° 317 del Laboratorio REF
https://laboratorioref.it/decoupling-nel-mercato-elettrico-un-percorso-lento-ma-gia-avviato/

I NOSTRI RIFERIMENTI

Laboratorio Servizi Pubblici Locali REF

www.laboratorioref.it

via Aurelio Saffi, 12

20123 Milano

Email: laboratorio@refricerche.it

Pec: ref@pec.it

Telefono: +39 0287078150

Fax: +39 0287078081

Roberto Bianchini

Email: rbianchini@refricerche.it

Andrea Tenconi

Email: atenconi@refricerche.it

Samir Traini

Email: straini@refricerche.it