



Prezzi zionali dell'energia elettrica: implicazioni per il mercato italiano

Convegno AIEE, 14 luglio 2026



Il quadro normativo e regolatorio di riferimento



Art. 13 Decreto legislativo 210/2021

- Decreto MASE (sentita ARERA e con parere delle Commissioni Parlamentari competenti) per il **passaggio graduale**, nell'ambito del mercato elettrico all'ingrosso, all'**applicazione dei prezzi zonali ai clienti finali**
- Calcolo da parte del GME di un **prezzo di riferimento dell'energia elettrica** scambiata nell'ambito del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, in continuità con il calcolo del PUN
- **Studio RSE** sull'impatto del passaggio ai prezzi zonali nell'ambito del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica



Delibera ARERA n. 304/2024

- Attuazione del **DM MASE del 18 aprile 2024**
- **Da 1/1/2025 passaggio ai prezzi zonali per la valorizzazione delle offerte di acquisto su MGP**
- Introduzione di un **meccanismo di perequazione transitorio** a compensazione dell'eventuale differenziale tra i prezzi zonali e un prezzo di riferimento calcolato dal GME in continuità con il Prezzo Unico Nazionale (PUN Index GME) da applicarsi sino almeno al 31/12/2025
- Adozione dell'indice **PUN Index GME** in luogo del PUN come indice di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul MGP e definito come media dei prezzi zonali ponderata per le quantità acquistate in ciascuna zona di mercato
- Rinvio a successivo procedimento (non ancora avviato) della definizione delle modalità di **superamento del meccanismo di perequazione** secondo tempistiche differenziate per le diverse categorie di clienti finali in ragione del loro diverso contributo alla flessibilità ed all'efficienza del SEN con efficacia non antecedente a 1 anno dalla loro adozione

Il PUN nei mercati elettrici all'ingrosso

1

Introdotta il **1° aprile 2024** contestualmente all'avvio del mercato elettrico all'ingrosso, come prezzo per la valorizzazione delle offerte di acquisto in alternativa ai prezzi zonali (prevista per la valorizzazione delle offerte di vendita)

2

Il PUN è calcolato come **media dei prezzi zonali di MGP ponderata per i volumi di acquisto totali**, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere

3

Il PUN è integrato nell'ambito dello **SDAC** e nell'algoritmo Euphemia di risoluzione dello SDAC

4

È **calcolato contestualmente alla risoluzione del mercato** in modo da evitare offerte paradossalmente accettate o paradossalmente rifiutate

5

È impiegato nella determinazione di **diversi corrispettivi relativi al mercato elettrico all'ingrosso**: corrispettivo di sbilanciamento a programma, corrispettivi di non arbitraggio, corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto relativo a ciascun portafoglio zonale, corrispettivi di compensazione per BRP e BSP

6

È impiegato nella **determinazione delle garanzie che ciascun operatore di mercato è tenuto a prestare nei confronti di GME** a copertura dell'esposizione relativa ai portafogli zonali in prelievo e di **quelle che ciascun BRP e BSP è tenuto a prestare nei confronti di Terna** a copertura dell'esposizione relativa alle unità di prelievo.

Il PUN nei mercati elettrici *retail*

1

Servizio di maggior tutela: elemento PE, a copertura dei costi sostenuti da AU nei mercati a pronti per l'acquisto di energia elettrica, a partire dalla stima del valore atteso del PUN medio per il trimestre di applicazione

2

STG: corrispettivo a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso (CEL, CELM, CELD), determinato sulla base del valore a consuntivo della media aritmetica mensile del PUN Index GME nelle ore appartenenti a ciascuna fascia oraria nel mese

3

Servizio di salvaguardia: corrispettivo riconosciuto all'esercente il servizio di salvaguardia a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica

4

Mercato libero: indicizzazione costo materia prima delle offerte a prezzo variabile e fisso

5

Offerte PLACET a prezzo variabile: prezzo indicizzato al PUN monorario e differenziato per fasce

6

Perdite di rete: valorizzazione delle perdite di rete per la quantificazione della quota dei ricavi derivanti dai corrispettivi per l'energia reattiva da corrispondere alle imprese di distribuzione

Il superamento del meccanismo di perequazione ex Delibera 304/2024

Opzione 1

- Superamento del meccanismo di perequazione per i **clienti finali che scelgono di abilitarsi alla fornitura dei servizi ancillari globali** nell'ambito del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. In tal caso, la richiesta di abilitazione comporterebbe l'automatica esclusione dal meccanismo di perequazione.
- Implicitamente, si tratterebbe di un meccanismo di superamento che coinvolgerebbe in prima battuta i clienti finali di più grandi dimensioni

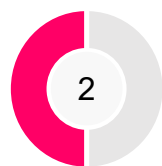
Opzione 2

- **Superamento graduale** del meccanismo di perequazione in virtù:
 - ☐ del livello di tensione della rete a cui sono connessi oppure
 - ☐ della tipologia di cliente, distinguendo i clienti industriali da quelli domestici.

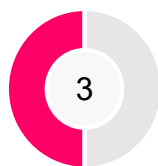
Attuazione non prima di 12 mesi dall'adozione del provvedimento ARERA



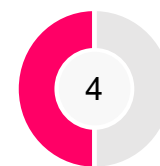
1 Quadro strategico
ARERA



2 Avvio procedimento
ARERA

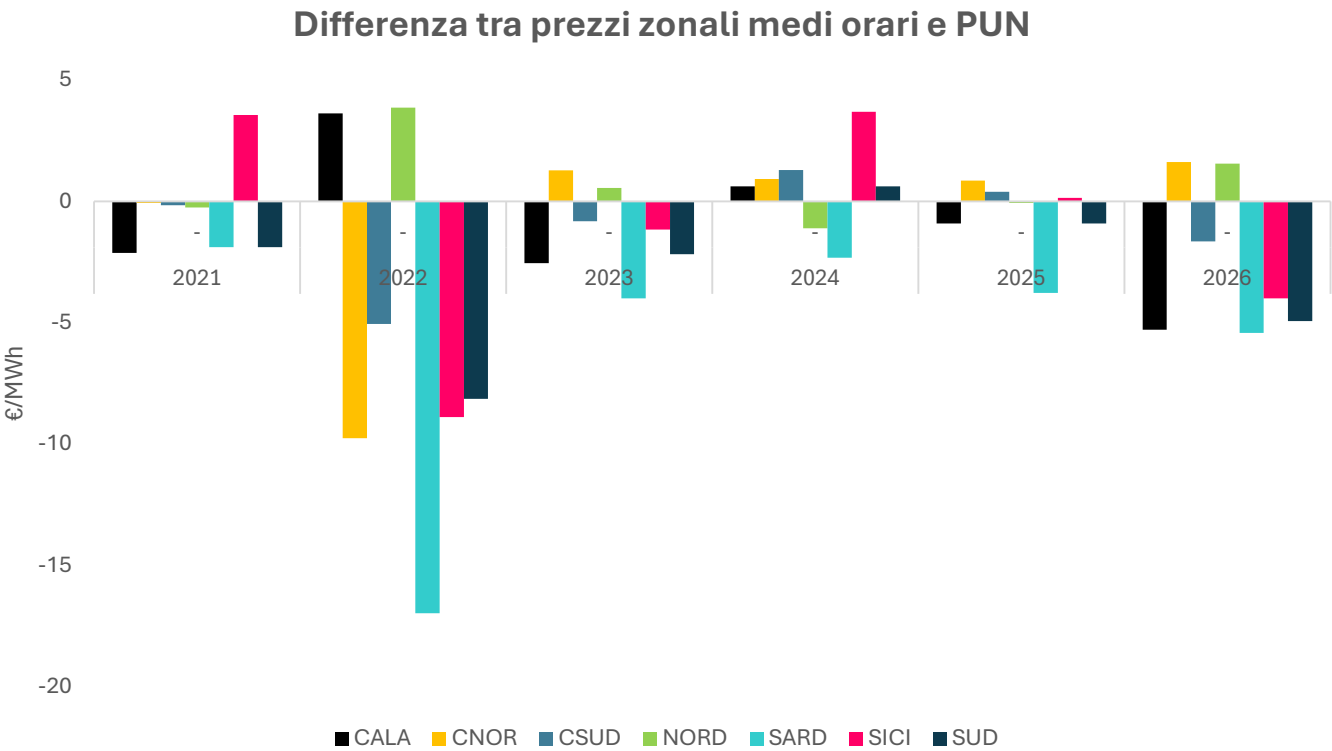


3 Consultazioni
ARERA



4 Decisione ARERA

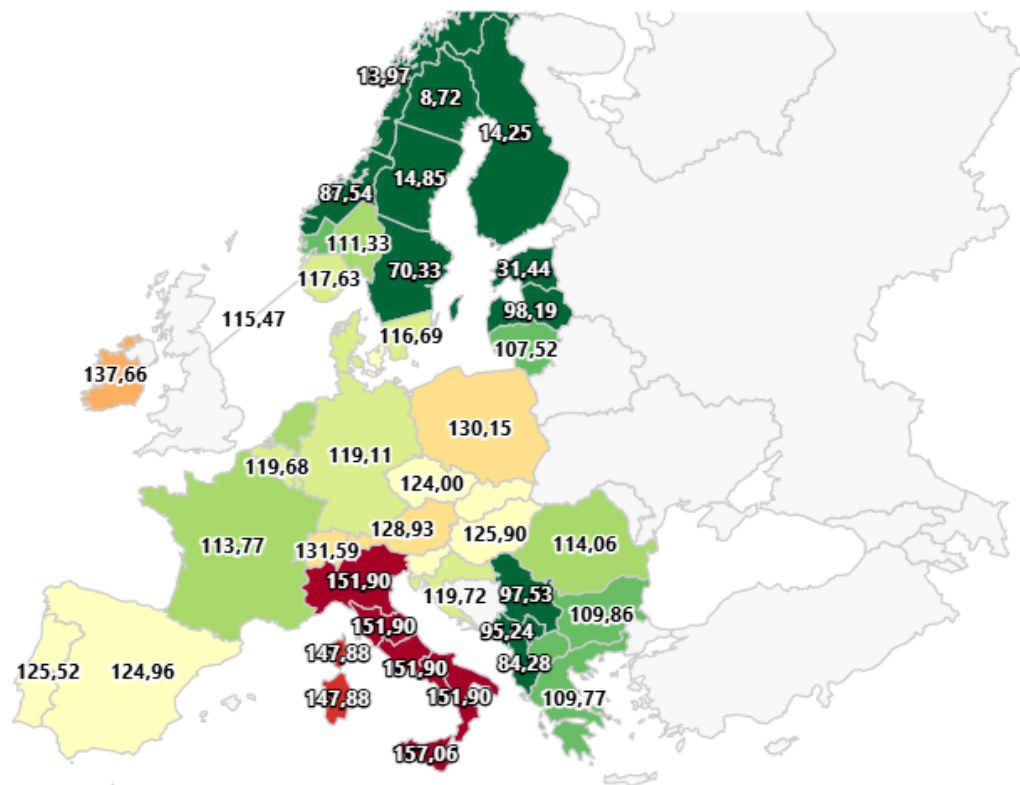
L'evoluzione temporale dei prezzi zionali



Diff vs PUN	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CALA	-2,12	3,63	-2,55	0,61	-0,92	-5,30
CNOR	-0,07	-9,76	1,27	0,92	0,85	1,62
CSUD	-0,17	-5,05	-0,83	1,29	0,38	-1,66
NORD	-0,26	3,86	0,54	-1,12	-0,07	1,56
SARD	-1,89	-16,98	-4,00	-2,33	-3,77	-5,43
SICI	3,55	-8,89	-1,17	3,68	0,13	-4,00
SUD	-1,89	-8,14	-2,18	0,62	-0,91	-4,94

Fonte: GME.

Le configurazioni zionali nei principali Paesi UE



1

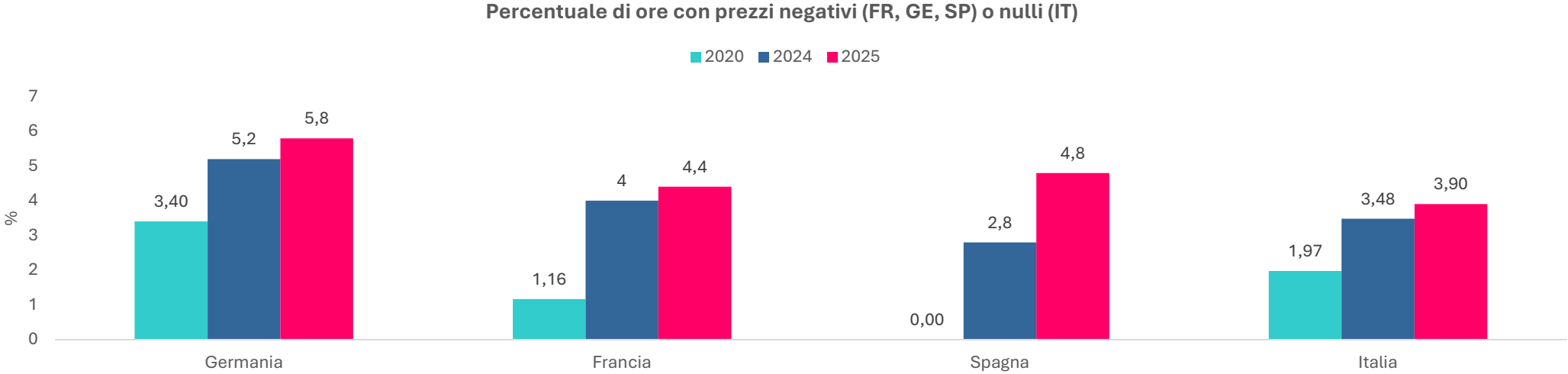
- Zone coincidenti con perimetro nazionale: Francia, Spagna, Germania, Austria, etc.

2

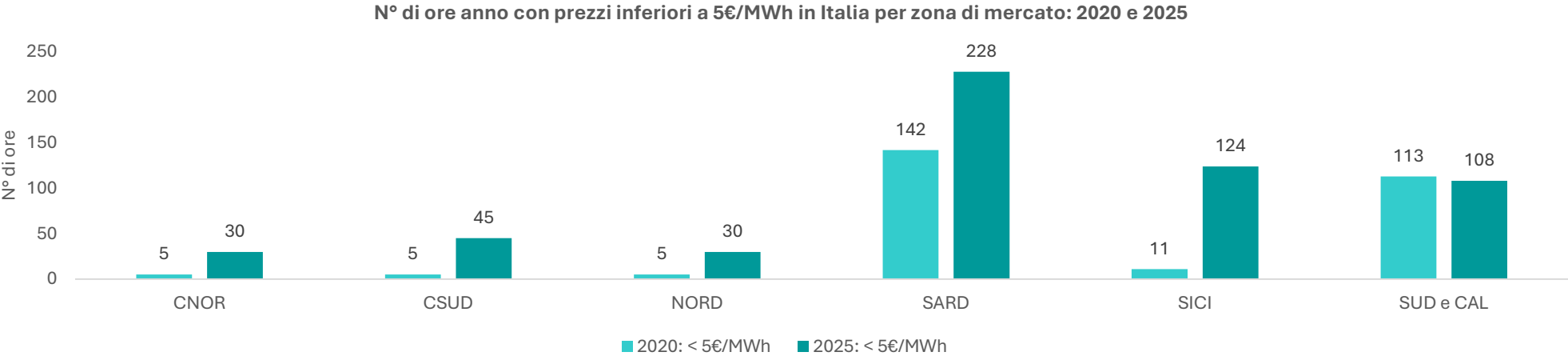
- Zone con perimetro sub-nazionale: p.e. Italia, Norvegia, Svezia

Fonte: ENTSO-E. Prezzi zionali 13 luglio 2026.

Le evoluzioni in atto nei prezzi zonali: i prezzi negativi



Fonte: ACER.



Fonte: GME.

Il passaggio ai prezzi zonal per la valorizzazione delle offerte di acquisto: impatti

1

**Impatto sui
prezzi di
vendita**

Impatto trascurabile rispetto ai prezzi di acquisto (per effetto di variazione in volumi scambiati) in quanto già valorizzate a prezzo zonale (RSE, 2022*)

2

**Impatto sui
volumi
scambiati**

Il passaggio a prezzi zonal modifica anche i volumi di mercato

3

**Impatto sui
prezzi di
acquisto**

L'impatto sui prezzi di acquisto è significativo e differenziato tra zone di mercato in funzione, a parità di altre condizioni, della diffusione e localizzazione delle fonti di generazione FER-E



*RSE, 2022. Rapporto tecnico relativo all'impatto del passaggio ai prezzi zonal lato consumo e della variazione del mix tecnologico di generazione sui mercati dell'energia elettrica (secondo l'art.13 del D.lgs.210/2021)

L'impatto sui prezzi di acquisto del passaggio a prezzi zonali: le simulazioni RSE al 2030* (1/2)

Assunzioni di base



PdS TERNA: Adriatic Link, Thyrrenian Link e SACOI completati



Prezzo gas: 24€/MWh (modello PRIMES, CE)



Capacità FER-X aggiuntiva: +60 GW



Capacità termoelettrica aggiuntiva: +8,5 GW

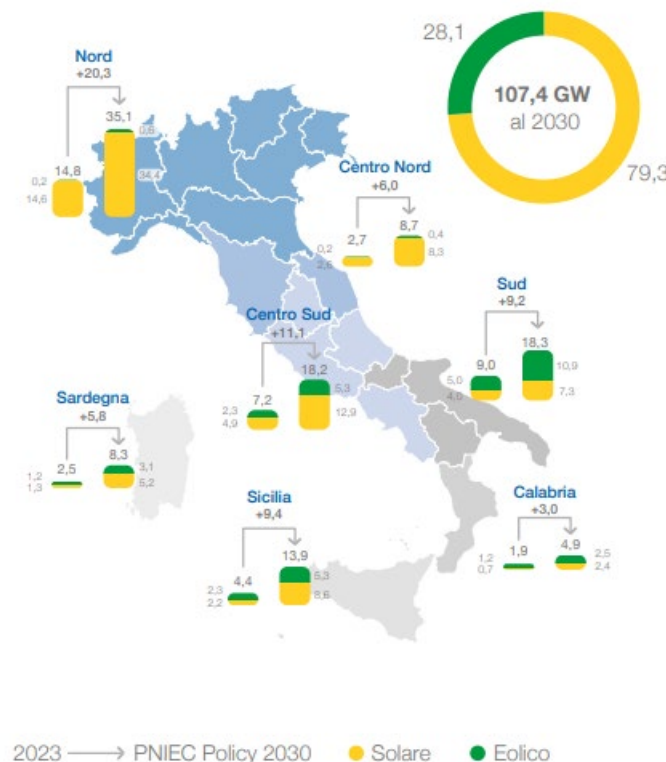


Domanda elettrica: 348 TWh (scenario PNIEC slow, TERNA-SNAM)

- Il modello RSE è stato elaborato nel 2022 e diverse delle ipotesi sottostanti potrebbero essere superate: obiettivi di capacità aggiuntiva FER-X e termoelettrica, prezzi gas, prezzi CO2 etc.
- Inoltre, il modello sembrerebbe non catturare l'endogeneità intrinseca ai comportamenti di offerta degli operatori a fronte del passaggio a una configurazione a prezzi zonali

Scenario considerato per FER-E

Distribuzione FER-E (PV in particolare) prevalentemente a Sud e nelle Isole (scenario B)**



La simulazione RSE considera diversi scenari di localizzazione delle FER-E tra zone del Paese

*RSE, 2022. Rapporto tecnico relativo all'impatto del passaggio ai prezzi zonali lato consumo e della variazione del mix tecnologico di generazione sui mercati dell'energia elettrica (secondo l'art. 13 del D.lgs. 210/2021)

L'impatto sui prezzi di acquisto del passaggio a prezzi zonali: le simulazioni RSE al 2030* (2/2)

Risultati delle simulazioni

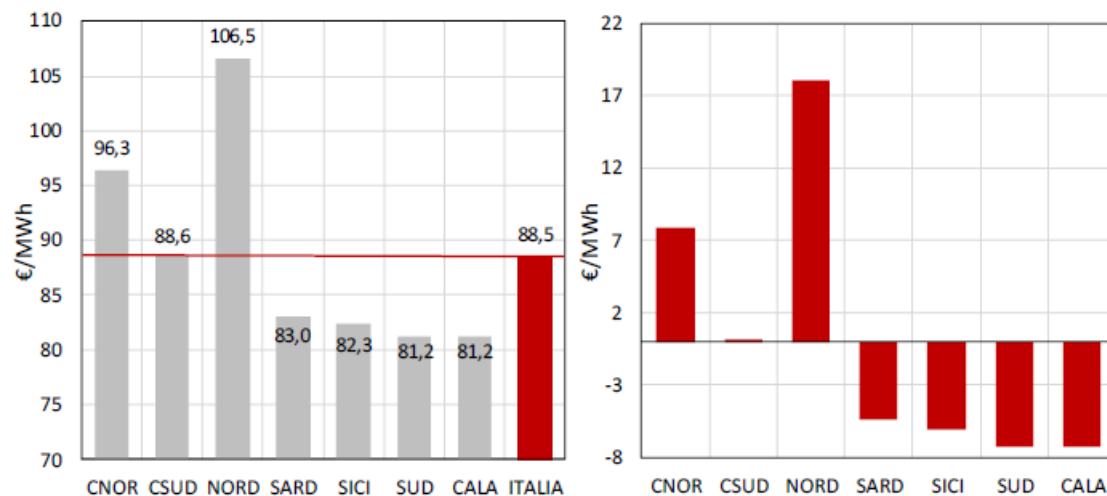


Figura 4.42 – Prezzi zonali e prezzo medio nazionale nello scenario 2030-B (figura a sinistra) e delta tra prezzo zonale e prezzo medio italiano nello scenario 2030-B (figura a destra).

Il **prezzo zonale maggiore** si registra nella zona **Nord**, seguita dalla zona **Centro Nord**

Seguono, in termini di prezzi zonali, la zona **Centro Sud**, le Isole il **Sud** e la **Calabria**

Il **maggiore scostamento, in positivo**, rispetto al prezzo medio nazionale si osserverebbe nelle zone **Nord** e **Centro Nord**

Diversamente, **Calabria** e zona **Sud** si caratterizzerebbero per il maggiore scostamento in negativo rispetto al prezzo medio nazionale

Conclusioni (1/2)

1

Per diversi scenari di localizzazione delle FER-E non programmabili e diverse analisi di sensitività sulle assunzioni di base del modello di simulazione impiegato, le simulazioni RSE (in ottemperanza al DLgs 210/2021) mostrano che **i clienti finali ubicati nella zona NORD e CNORD subirebbero uno svantaggio economico** nel passaggio a una configurazione a prezzi zonali.

2

Analoghe considerazioni per la zona **CSUD**, sebbene **il differenziale tra il rispettivo prezzo zonale e la media dei prezzi zonali nazionali** risulti sostanzialmente trascurabile. Ciò, sempre, a parità di scenari di localizzazione delle FER-E non programmabili e delle analisi di sensitività sulle assunzioni di base del modello di simulazione impiegato .

3

I clienti finali della **zona SUD, CAL, SICI e SARD** **risulterebbero beneficiare, invece, di un vantaggio economico** nel passaggio ai prezzi zonali e i quali si collocherebbero su livelli di valore inferiori alla media dei prezzi zonali nazionali.

4

A parità di altre condizioni, **il divario tra prezzi zonali e tra ciascuno di questi e la media nazionale aumenta all'aumentare della diffusione delle fonti FER-E e della asimmetria di localizzazione delle medesime tra zone meridionali e settentrionali del Paese.**

5

In un contesto caratterizzato da una significativa incidenza di consumi elettrici nella zona NORD e CNOR - in particolare non domestici ed *energy-intensive* - **il passaggio ai prezzi zonali potrebbe determinare ulteriori problematiche in termini di costo dell'energia per tali categorie di utenze.**

6

Tale fenomeno potrebbe essere mitigato attraverso un **incremento della capacità di interconnessione tra zone meridionali e settentrionali del Paese** come da una **maggiore diffusione dei sistemi di accumulo** nelle zone caratterizzate da maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.

Conclusioni (2/2)

7

Tuttavia, **simili interventi andrebbero adeguatamente temperati sia in termini di effetti netti sui prezzi finali dell'energia elettrica** (per effetto di un incremento atteso degli oneri di rete, a parità di altre condizioni) **sia di adeguatezza del SEN**. Ciò per effetto dell'impatto marginale decrescente sull'adeguatezza della diffusione delle BESS.

8

Il passaggio ai prezzi zonali, inoltre, **si fonda sull'ipotesi di una effettiva partecipazione ai mercati della flessibilità delle UC**. Al riguardo, saranno importanti il completamento del quadro regolatorio in materia, la valutazione dei costi opportunità e il superamento delle barriere tecnologiche che potrebbero inibire un **effettivo contributo delle UC alla flessibilità del SEN**.

9

Analogamente, l'eventuale passaggio a prezzi zonali **dovrebbe tenere conti dei costi regolatori del passaggio a un regime a prezzi zonali**. Tra gli altri, infatti, si renderebbero necessari adattamenti del TIDE, della regolazione dei servizi di ultima istanza, di taluni ambiti della metodologia tariffaria delle infrastrutture di rete, delle offerte PLACET, del Codice di Condotta Commerciale etc.

10

Un primo passo verso il passaggio a una configurazione a prezzi zonali sarà rappresentato dal **prossimo quadro strategico di ARERA** che, come annunciato dalla stessa Autorità, dovrebbe includere i primi orientamenti strategici in materia del Regolatore.

11

Alla nuova Autorità anche il **compito di valutare i benefici e aspetti di criticità potenzialmente derivanti** dal superamento del PUN tenendo conto delle evoluzioni nel frattempo intercorse sui mercati all'ingrosso, tra cui la maggiore frequenza di prezzi prossimi a un valore nullo e negativi a tendere, e al dettaglio dell'energia elettrica e del relativo quadro regolatorio di riferimento.



ROMA

Via Gualtiero Serafino, 20
00136 - Roma (RM)

benedettini@raceconsulting.it

RACE Consulting 

RACE
Consulting