



The European House
Ambrosetti



InnoTech
Hub

THINK TANK | MANAGEMENT CONSULTING | LEADERS' EDUCATION | SUMMIT

IL BIOMETANO IN ITALIA

Prospettive industriali e traiettorie di sviluppo post-PNRR

Community Biometano

14 Aprile 2026, Roma



COMMUNITY BIOMETANO



Community Biometano: Missione e Partner

Chi siamo

Promossa da TEHA Group, la Community Biometano riunisce i protagonisti della filiera per dare impulso agli investimenti che possono rendere il biometano una risorsa chiave per la competitività del Paese e la sua sicurezza energetica. Crediamo nel potenziale di questa tecnologia come soluzione concreta e promettente per la transizione energetica: per questo mettiamo a disposizione piattaforma che unisce conoscenza, innovazione e collaborazione, generando valore duraturo per l'Italia e per l'ambiente.

Missione

Dare forma a un ecosistema collaborativo capace di guidare la transizione energetica, generare valore per l'Italia e creare benefici duraturi per cittadini, imprese e ambiente

PARTNER



ALTRI OPERATORI INVITATI



IMPRESE HARD TO ABATE



Perché una Community per la filiera del biometano?

- **L'obiettivo - Fare un salto di qualità**

Supportiamo il passaggio da singole iniziative locali a un sistema organizzato e connesso. Serve integrare l'eccellenza agricola con competenze gestionali avanzate per operare in mercati complessi e offrire solide garanzie agli investitori.

- **L'approccio - Mutuo vantaggio con le filiere agricole e agroindustriali**

Creiamo una relazione virtuosa tra produttori di biometano e mondo agricolo. Mettiamo al primo posto la competitività della filiera agroalimentare garantendo sostenibilità economica a lungo termine.

- **L'urgenza - Supporto agli energivori**

Il biometano è una necessità urgente per le industrie Hard-to-Abate italiane per raggiungere gli obiettivi climatici. Creiamo sinergie dirette con i consumatori di gas per favorire sviluppo.

- **La sfida - Costruire credibilità e bancabilità**

Promuoviamo un confronto produttivo con le istituzioni, gli operatori di rete e il settore finanziario. L'obiettivo è ridurre le incertezze operative e normative per rendere i progetti pienamente bancabili e sbloccare l'accesso al credito.

- **Il futuro - Ricerca e sviluppo**

Accelerare la R&S è fondamentale per generare valore aggiunto lungo tutta la filiera e cogliere nuove opportunità di crescita per il settore negli ambiti della sostenibilità, come in ambito dei fertilizzanti, carbon farming e tutela della biodiversità.

Obiettivi della riunione

Avviare un **confronto strutturato sugli investimenti futuri nel settore del biometano in Italia**, al fine di contribuire al raggiungimento degli obiettivi del PNIEC, valorizzando il biometano non solo come leva di sostenibilità, ma anche come fattore di convenienza e sicurezza per il Sistema Paese:

- Analizzare le lessons learned del DM 2022
- Promuovere un dialogo di filiera
- Definire le condizioni abilitanti per i futuri investimenti, rafforzando la capacità di attrarre capitali, massimizzando l'efficienza di sistema e minimizzando l'impatto sulle bollette

Agenda della riunione

1. In quale contesto il biometano si inserisce in Italia
2. Scenario di sviluppo e necessità di capitale
3. Raccomandazioni per abilitare gli investimenti nel settore del biometano

1. In quale contesto il biometano si inserisce in Italia

2. Scenario di sviluppo e necessità di capitale

3. Raccomandazioni per abilitare gli investimenti nel settore del biometano

Panoramica del contesto

Ci sono **quattro aspetti principali da considerare** quando parliamo della costruzione e riconversione di impianti per la produzione di biometano



**Obiettivi PNIEC
2030**



ETS



**Volatilità dei
prezzi del gas**



**Competitività
del settore
agricolo**

Il target PNIEC per il biometano

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, il cui ultimo aggiornamento è stato approvato dalla Commissione Europea il 1° luglio 2024, fissa per il 2030 un obiettivo ambizioso relativo alla produzione di biometano

I numeri chiave:

5,7 miliardi

Produzione annua target (Smc)

Rappresentano il 20-25% dei consumi di gas degli HTA in Italia

2030

Orizzonte temporale dell'obiettivo

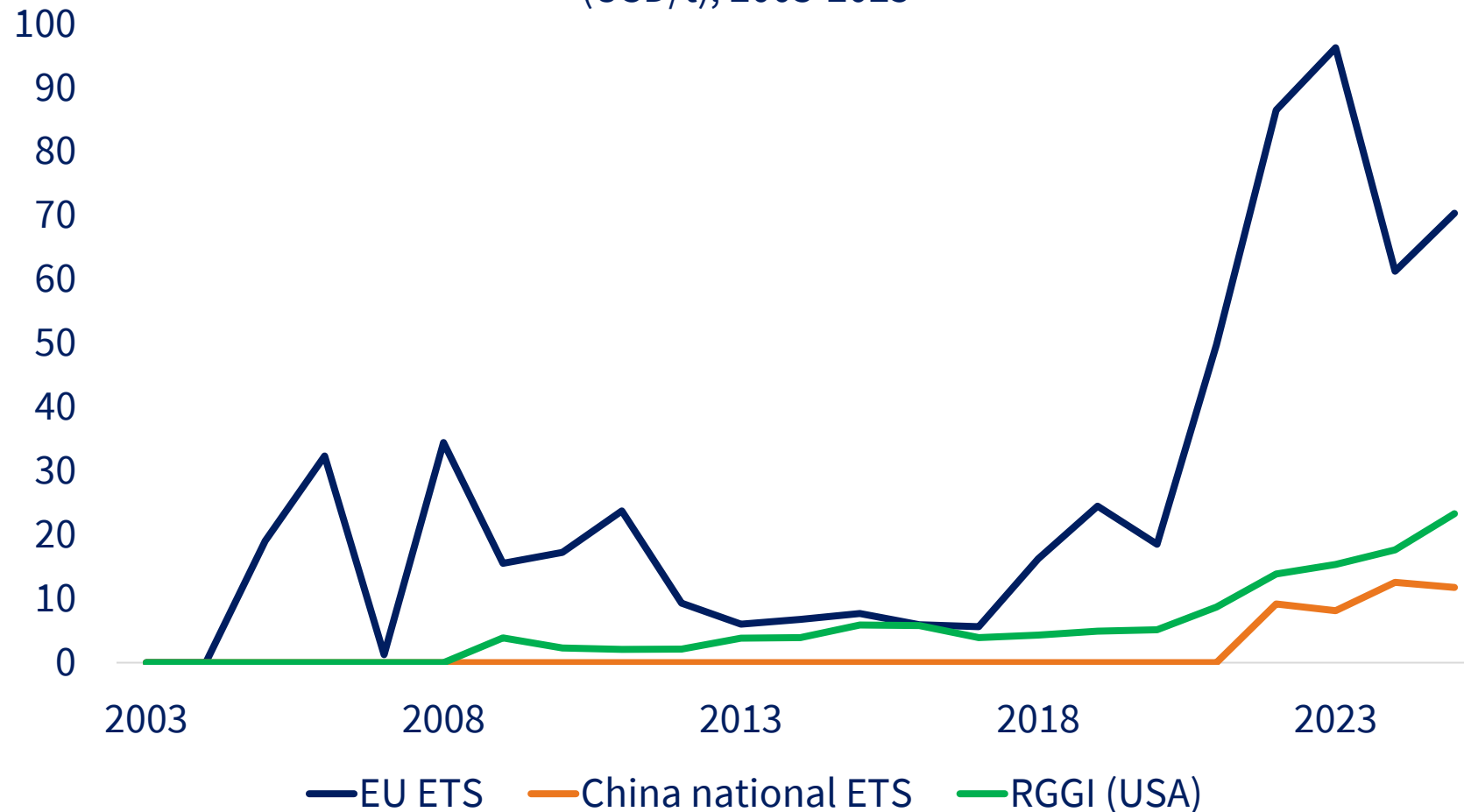
Con il DM 2022 arriveremo a circa 2,6 mld



I prezzi ETS elevati hanno già un impatto sulla competitività industriale europea...

ETS

Andamento dei prezzi ETS, confronto internazionale
(USD/t), 2003-2025



Un divario di costo strutturale:

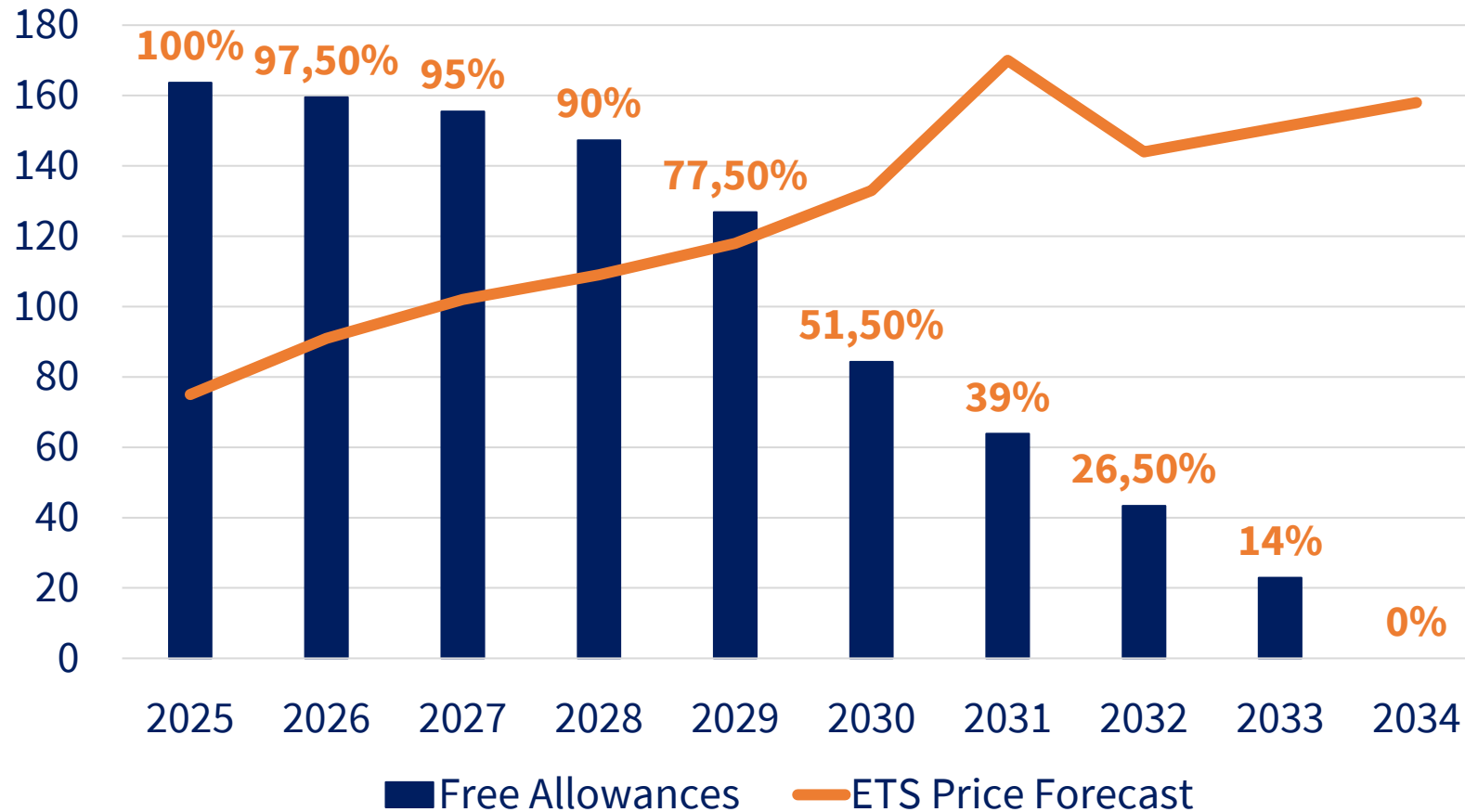
È in corso a livello europeo un dibattito sul futuro dell'ETS

Le incertezze di questo meccanismo incidono anche sulla capacità di attrarre investimenti nel settore del biometano

...e con la riduzione delle quote gratuite ETS sono richieste azioni strutturali e di rapida implementazione

ETS

Proiezione dei prezzi EU ETS [€/tCO₂] e progressivo phase-out delle free allowances, 2025-2034



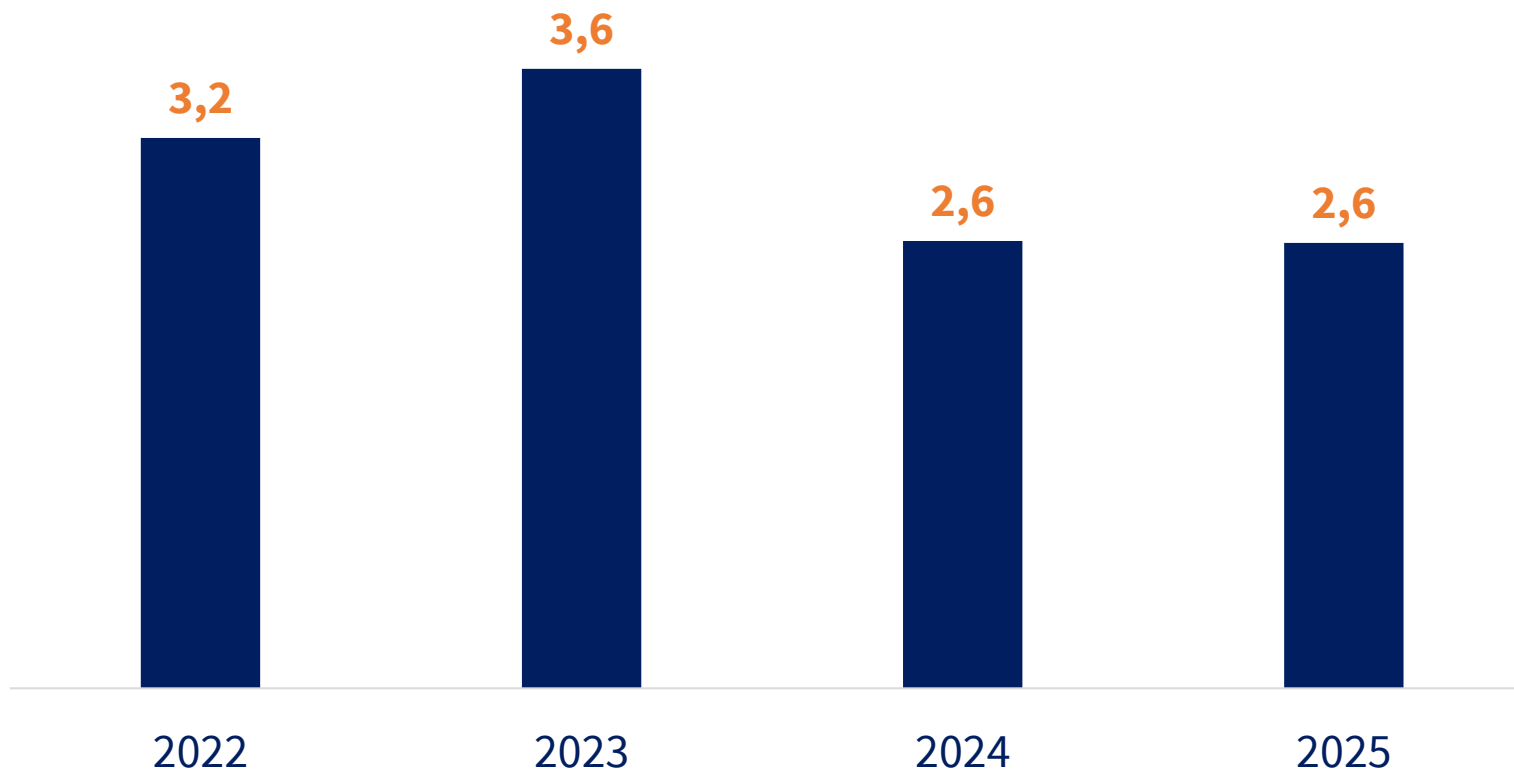
Un prezzo sempre più elevato:

Il biometano si configura come una **leva 'immediata' e plug & play** per l'industria, con un profilo di convenienza particolarmente attrattivo rispetto ad altre soluzioni di decarbonizzazione

Ai prezzi attuali, con 5,7 mld di Smc all'anno, il biometano consentirebbe di risparmiare 840 milioni di euro

ETS

Totale raccolto in Italia da aste ETS
(mld €), 2022-2025



What if: 840 milioni €

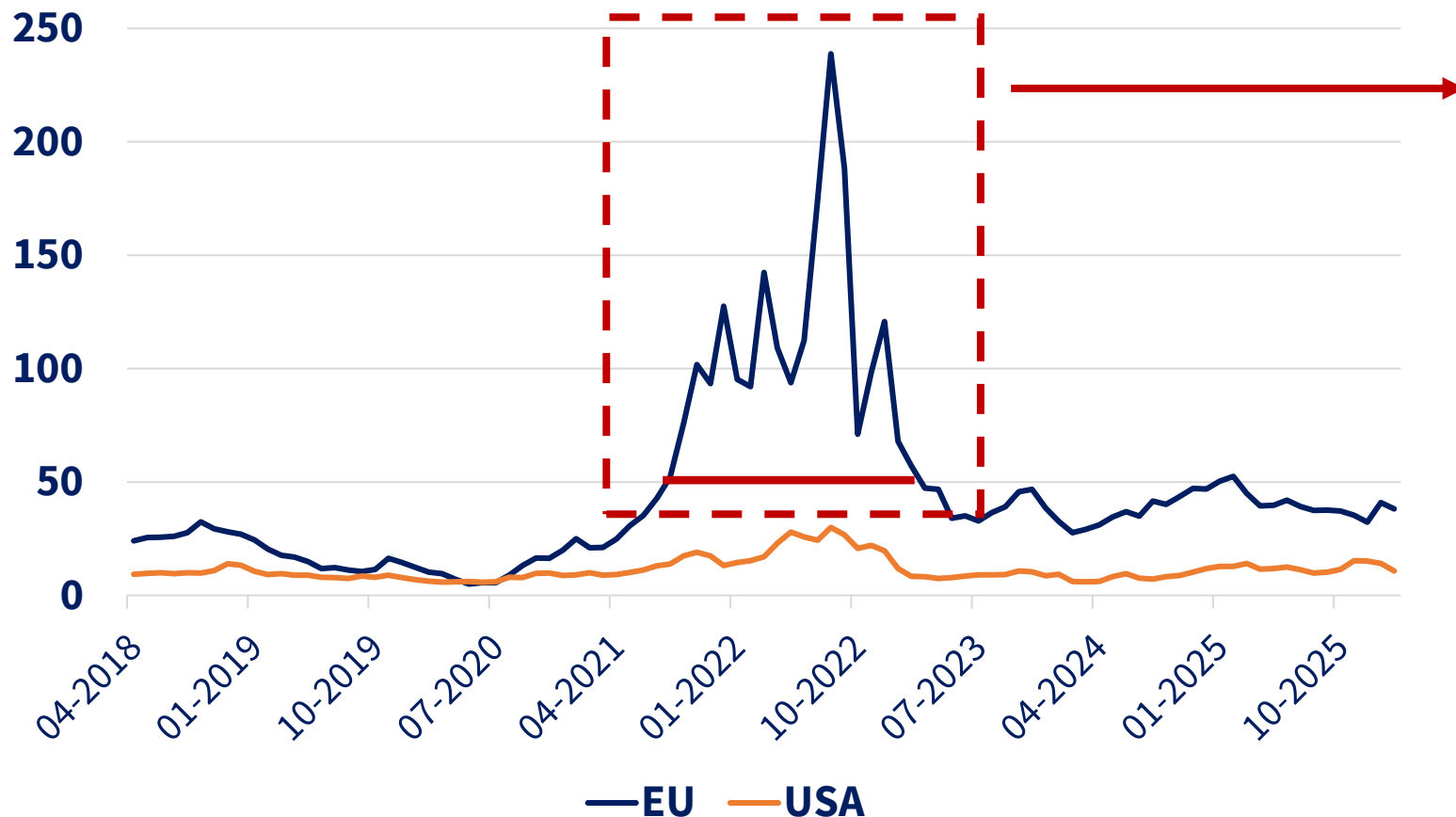
A un prezzo ETS di circa 75 €/tCO₂, 5,7 miliardi di Smc di biometano corrispondono a **un risparmio potenziale per le imprese HTA di circa 840 milioni di euro.**

Il biometano può rappresentare una leva di sicurezza energetica per le imprese HTA?

GAS

Andamento del prezzo del gas in Europa e in USA (Henry Hub)

(USD/MWh), aprile 2018 - febbraio 2026



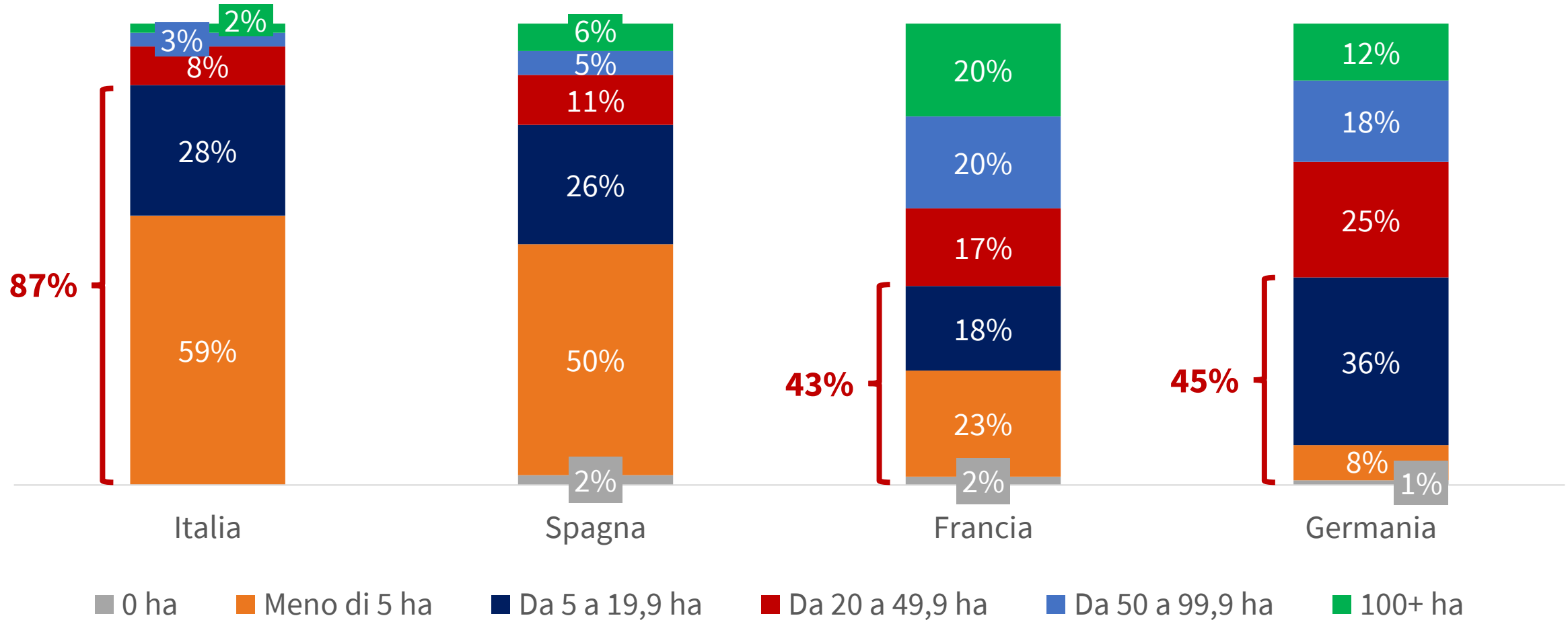
What if: 5,5 miliardi €

Tra agosto 2021 e febbraio 2023, se fossero stati disponibili i **5,7 miliardi di smc/y del PNIEC** a un prezzo fissato di 50€/MWh, le aziende italiane avrebbero risparmiato una cifra pari a **~5,5 miliardi di euro**, evitando l'introduzione di altre misure di tutela.

L'87% delle aziende agricole italiane hanno una dimensione ridotta (<19,9 ha), contro il 43% della Francia e il 45% della Germania

Sett. Agr.

Distribuzione delle aziende agricole per superficie agricola nei Paesi benchmark
(% sul totale), ultimi dati disponibili



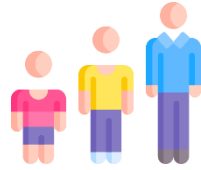
La filiera presenta ostacoli che limitano una maggiore collaborazione lungo l'intero settore agro-alimentare

Sett. Agr.

Ostacoli lungo la filiera agro-alimentare:



Stagionalità delle produzioni agricole e industriali date dalla **variabilità e dalla limitazione temporale delle risorse agricole, dalle colture e dai processi industriali**



Il **75%** delle aziende agricole non riusciranno a effettuare il **passaggio generazionale**, situazione ben diversa rispetto al 2012



Il 70% delle aziende agricole italiane non redige il bilancio, rendendo così **difficile l'accesso a finanziamenti**



Il 50% dei terreni utilizzati per l'agricoltura è **affittato**, una sfida per la stipula di **contratti di lungo termine**

Meno del 25% degli investimenti abilitati dal DM 2022 è riconducibile a imprese agricole stand-alone

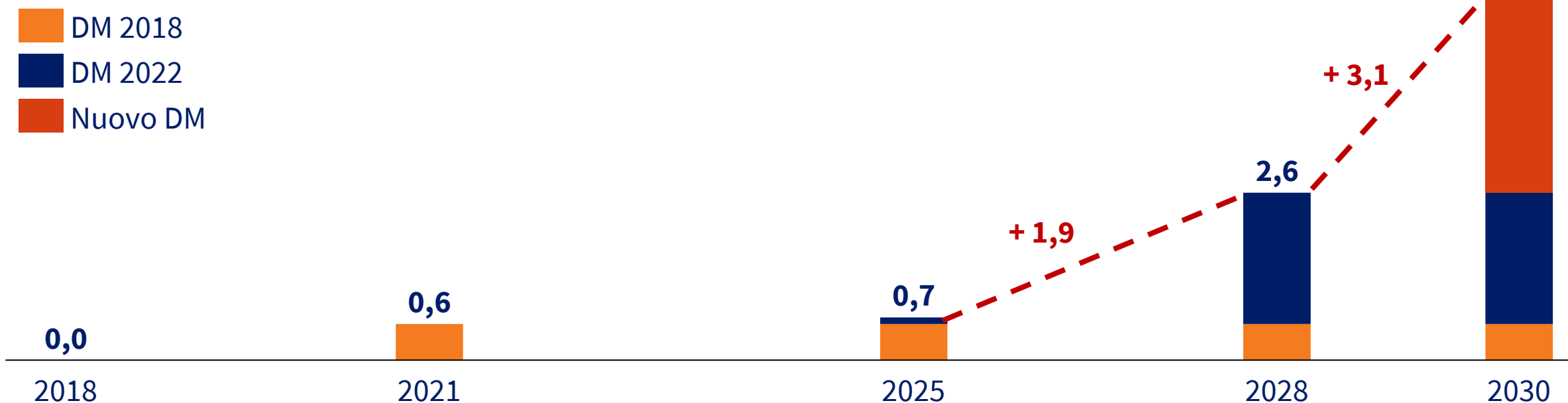
1. In quale contesto il biometano si inserisce in Italia

2. Scenario di sviluppo e necessità di capitale

3. Raccomandazioni per abilitare gli investimenti nel settore del biometano

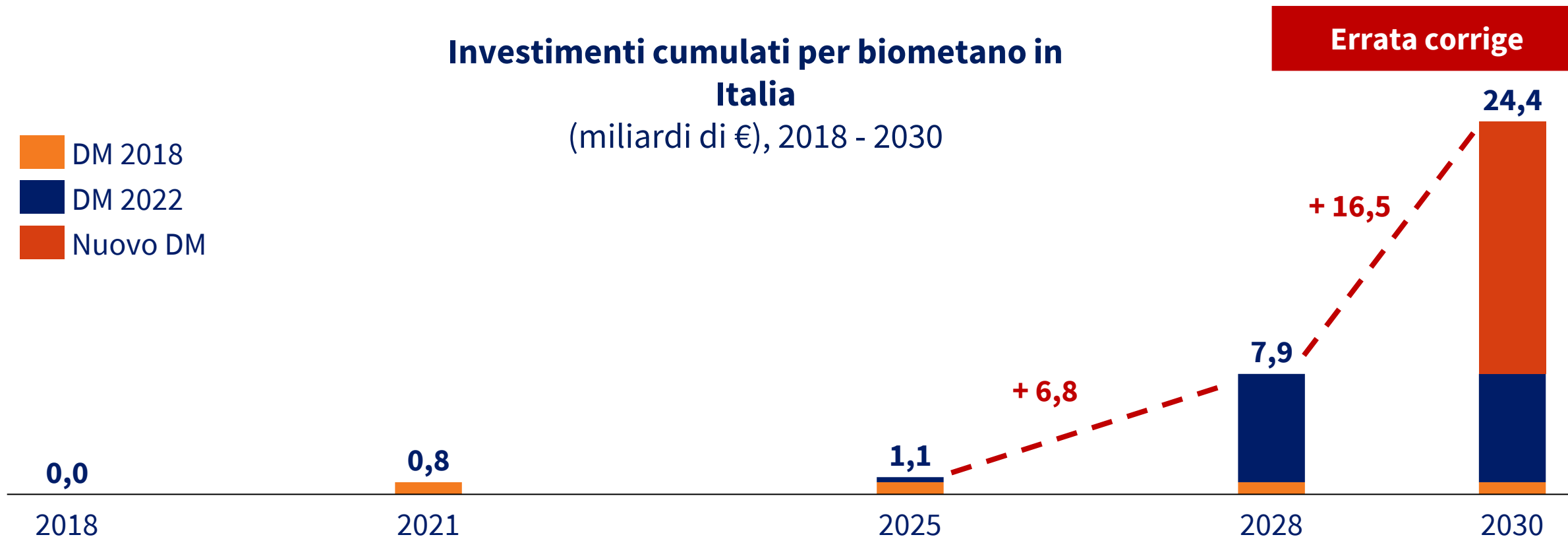
Al concludersi del DM 2022, circa 3 mld smc/y ci separano dagli obiettivi PNIEC

Produzione di biometano in Italia (mld smc/y), 2018 - 2030



La capacità produttiva ottenuta finora **non è sufficiente**, da sola, a **chiudere il gap** al 2030. La traiettoria prospettica implica quindi una fase di **espansione** più intensa e strutturata. È necessario accelerare e una misura più ampia rispetto ai passati decreti.

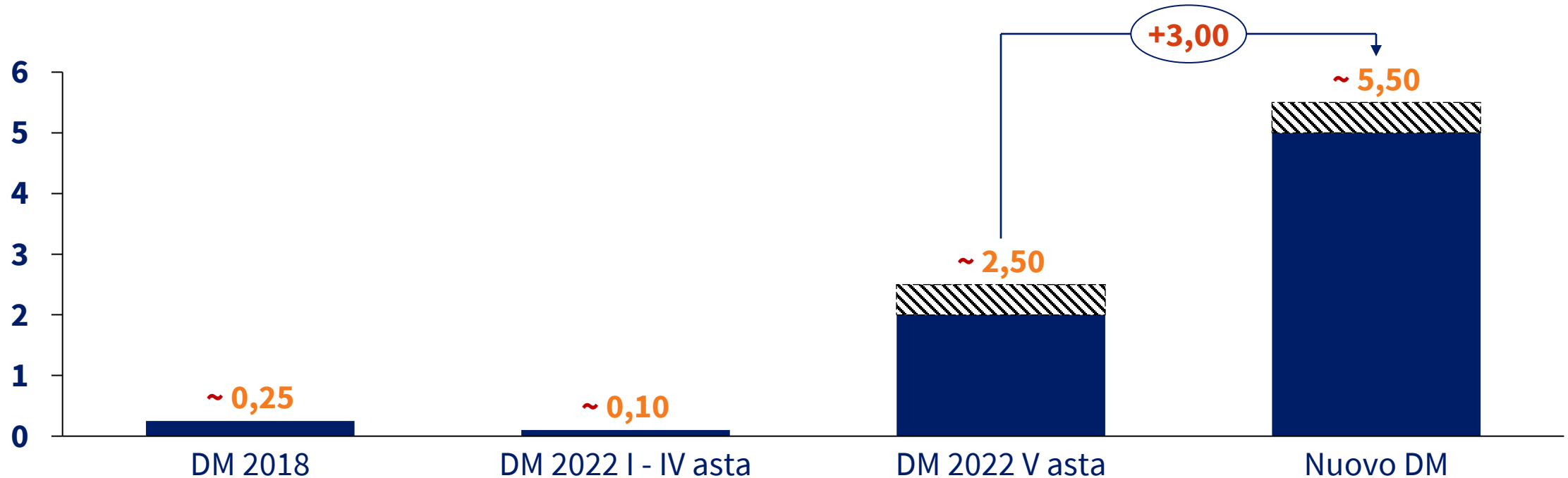
Colmare il gap produttivo al 2030 richiederà una nuova ondata di investimenti



Il fabbisogno di capacità addizionale si traduce in un **fabbisogno di capitale** rilevante. La chiusura del gap richiede un meccanismo in grado di renderne sostenibile il profilo di investimento.

Per centrare gli obiettivi del 2030, l'intensità degli investimenti dovrà raddoppiare rispetto il DM 2022

Investimenti per biometano in Italia annui
(miliardi di €), 2018 - 2030



Il salto di capacità richiesto al 2030 implica un salto ancora più marcato negli investimenti: il nuovo DM dovrà mobilitare **risorse ben superiori** a quelle attivate finora.

Il settore agricolo è in grado di supportare questi investimenti?

Il settore agricolo non può sostenere in autonomia il fabbisogno di investimento richiesto: per colmare il gap al 2030 sarà necessario mobilitare capitale aggiuntivo, oltre il perimetro delle sole risorse disponibili in ambito di credito fondiario.

3 considerazioni sul settore agricolo:

Elevata complessità

Sia tecnologica che gestionale, rappresenta una sfida rilevante per gli agricoltori nella gestione operativa degli impianti

10,6 mld €/y investimenti fissi lordi

Non c'è spazio per assorbire ulteriori 5,5 mld € di investimento nell'ambito del credito fondiario

< 25%

Il numero di impianti biometano sviluppati con il DM 2022 da imprenditori agricoli

La situazione odierna non è paragonabile a quella del 2012

4,7 miliardi di €
in tre anni

Gli investimenti nel triennio,
principalmente nell'ambito del DM
2008.

Ma allora la situazione era profondamente diversa:

L'Italia vantava la
tariffa
onnicomprensiva
più alta al mondo in
ambito biogas
(280 €/MWh)

Tasso di inflazione
vicino allo zero

Prezzo del
feedstock
sensibilmente
inferiore (50% in
meno rispetto al
2025)

Continuità
generazionale

Il futuro decreto deve essere definito per attrarre investitori e fondi internazionali con operatori specializzati

1. In quale contesto il biometano si inserisce in Italia
2. Scenario di sviluppo e necessità di capitale

3. Raccomandazioni per abilitare gli investimenti nel settore del biometano

Raccomandazioni chiave per attrarre capitali nel settore

Al fine di attirare i capitali necessari, un futuro DM dovrà garantire **tre elementi chiave**

Garantire stabilità e visibilità regolatoria in continuità con il modello «DM 2022»

Per permettere una rapida comprensione da parte degli investitori, capitalizzare sul lavoro già svolto e favorire un assestamento efficiente del mercato

Adeguare le tariffe

Tenendo conto delle differenze tra investimenti brownfield e greenfield e delle rispettive dimensioni

Facilitare possibili upside per gli investitori

Agendo su de-risking, cumulabilità e la creazione di sinergie industriali per limitare il peso sulle bollette

Raccomandazioni chiave per attrarre capitali nel settore

Al fine di attirare i capitali necessari, un futuro DM dovrà garantire **tre elementi chiave**

Garantire stabilità e visibilità regolatoria in continuità con il modello «DM 2022»

Per permettere una rapida comprensione da parte degli investitori, capitalizzare sul lavoro già svolto e favorire un assestamento efficiente del mercato

Adeguare le tariffe

Tenendo conto delle differenze tra investimenti brownfield e greenfield e delle rispettive dimensioni

Facilitare possibili upside per gli investitori

Agendo su derisking, cumulabilità e la creazione di sinergie industriali per limitare il peso sulle bollette

Il nuovo DM deve possedere tre requisiti fondamentali

Continuità regolatoria

Preservare l'impianto del DM 2022 e non discontinuare l'ecosistema di operatori, consulenti, finanziatori e investitori costruito sulle regole esistenti.

Visibilità di lungo termine

Definire con chiarezza regole, tempi e traiettoria delle future aperture, così da ridurre l'incertezza e sostenere l'efficienza del mercato, guardando a un orizzonte anche più lungo rispetto al 2030.

Equipollenza fiscale con RES elettriche

Allineare il regime fiscale del biometano a quello delle RES elettriche, introducendo **l'IVA al 10%** per assicurare neutralità tecnologica e maggiore competitività del settore.

Per attrarre investimenti in modo efficiente, il prossimo DM dovrà intervenire sulle principali fonti di incertezza del mercato, tra cui:

- **riaperture successive e riallocazioni di fondi** che hanno ridotto la prevedibilità, penalizzando gli operatori più virtuosi.
- **scadenze ravvicinate e discontinuità regolatorie**, che hanno contribuito ad accrescere costi di sviluppo, riflessi anche in costi EPC italiani superiori rispetto alla Spagna (+20-30%)

Proposte della Community circa il funzionamento delle future aste biometano

- **Superare una logica puramente temporale**, prevedendo la chiusura del meccanismo al raggiungimento del contingente complessivo allocato;
- **Garantire stabilità regolatoria lungo tutto il periodo**, evitando modifiche delle regole tra un'asta e l'altra;
- **Prevedere aste frequenti** (ad es. mensili o, al massimo, bimestrali), per consentire ai progetti autorizzati di accedere rapidamente al sostegno;
- **Evitare la possibilità di ritirarsi dall'asta dopo la partecipazione**, così da migliorare l'efficienza allocativa;
- **Prevedere tempi certi di avvio dei lavori** (ad es. entro 12 mesi dalla pubblicazione degli esiti), con decadenza dell'incentivo e riallocazione del contingente in caso di inerzia.

In questo modo:

- **si rafforza la prevedibilità** del mercato;
- **si accelerano decisioni di investimento e cantierabilità**;
- **si aumenta la certezza di realizzazione dei progetti**;
- **si evita il blocco di contingenti da parte di operatori non pronti**.

Raccomandazioni chiave per attrarre capitali nel settore

Al fine di attirare i capitali necessari, un futuro DM dovrà garantire **tre elementi chiave**

Garantire stabilità e visibilità regolatoria in continuità con il modello «DM 2022»

Per permettere una rapida comprensione da parte degli investitori, capitalizzare sul lavoro già svolto e favorire un assestamento efficiente del mercato

Adeguare le tariffe

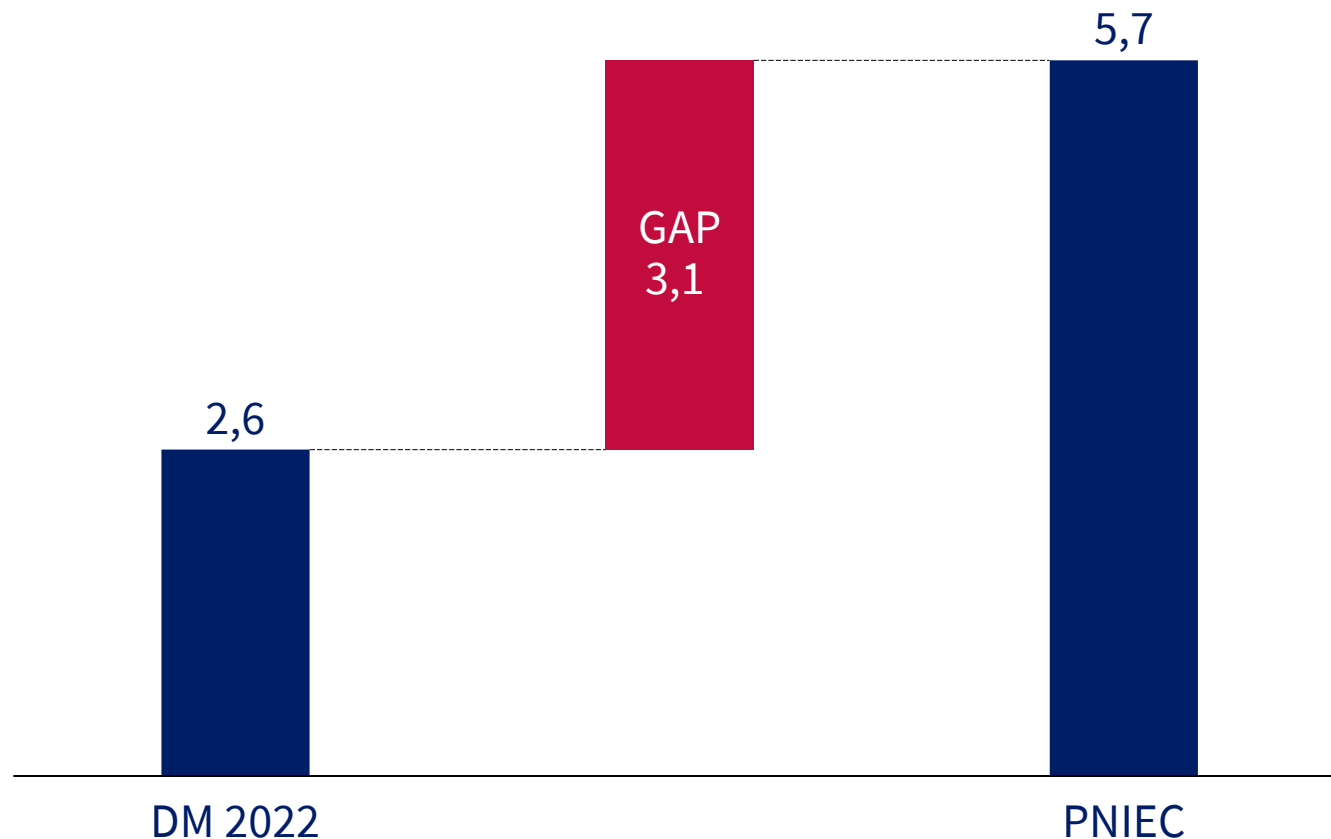
Tenendo conto delle differenze tra investimenti brownfield e greenfield e delle rispettive dimensioni

Facilitare possibili upside per gli investitori

Agendo su derisking, cumulabilità e la creazione di sinergie industriali per limitare il peso sulle bollette

Ad oggi, il divario tra la produzione di biometano in Italia e l'obiettivo previsto dal PNIEC è superiore a 3 mld smc/anno.

Produzione di biometano in Italia (mld smc/anno)



Per coprire il GAP per raggiungere l'obiettivo PNIEC sono disponibili 3 leve

- **Impianti brownfield con potenza da 999 kW**
- **Impianti brownfield con potenza inferiore a 999 kW**
- **Impianti greenfield**

Tali impianti rappresentano modelli operativi e di investimento molto differenti

L'adeguazione di tariffe e condizioni deve tenere conto delle differenze tra impianti

Un framework uniforme rischia di penalizzare alcune categorie di impianti; tariffe e condizioni dovrebbero invece rifletterne struttura di costo, complessità realizzativa e rischio di sviluppo.

**Impianti
brownfield da
999 kW**

**Impianti
brownfield con
potenza
inferiore a 999
kW**

**Impianti
greenfield**

L'adeguazione di tariffe e condizioni deve tenere conto delle differenze tra impianti

Un framework uniforme rischia di penalizzare alcune categorie di impianti; tariffe e condizioni dovrebbero invece rifletterne struttura di costo, complessità realizzativa e rischio di sviluppo.

**Impianti
brownfield da
999 kW**

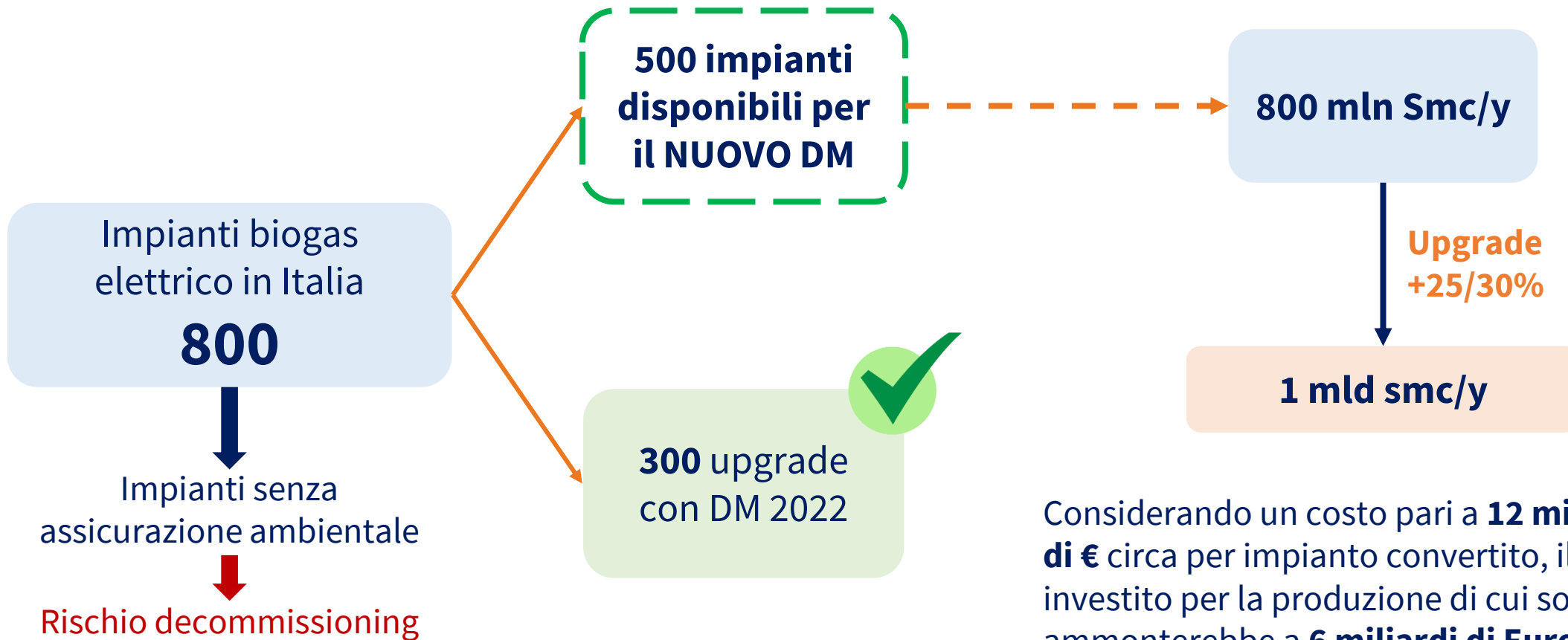
**Impianti
brownfield con
potenza
inferiore a 999
kW**

**Impianti
greenfield**

La necessità primaria è la riconversione degli impianti da 999 kW di biogas

La prima leva è rappresentata dalla riconversione degli impianti biogas da 999 kW presenti sul territorio

Ma quanto si può ottenere da questa riconversione? E quanto può costare?



Considerando un costo pari a **12 milioni di €** circa per impianto convertito, il totale investito per la produzione di cui sopra ammonterebbe a **6 miliardi di Euro**.

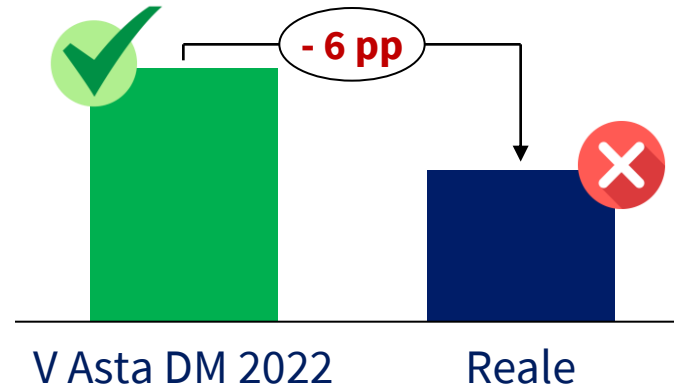
Servono cambiamenti per mantenere l'attrattività dell'investimento

Scenario

Scenario DM 2022

- + 20-30% costi EPC
- Vincoli Decreto Bollette

IRR



Commenti

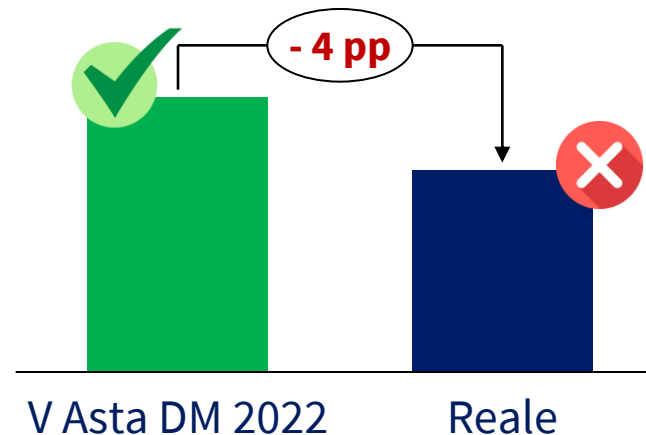
L'aumento dei costi CAPEX, insieme ai vincoli sul prezzo di cessione introdotti dal Decreto Bollette, riduce la convenienza di nuovi investimenti nel quadro regolatorio attuale

Scenario

Scenario AS-IS

- Tariffa DM 2022
- + 20-30% costi EPC
- No CAPEX PNRR
- 30% CAPEX connessione
- 0% OPEX compressione

IRR



Commenti

Il supporto alla connessione e alla compressione, in assenza di contributi CAPEX del PNRR, non è sufficiente a ripristinare l'attrattività degli investimenti

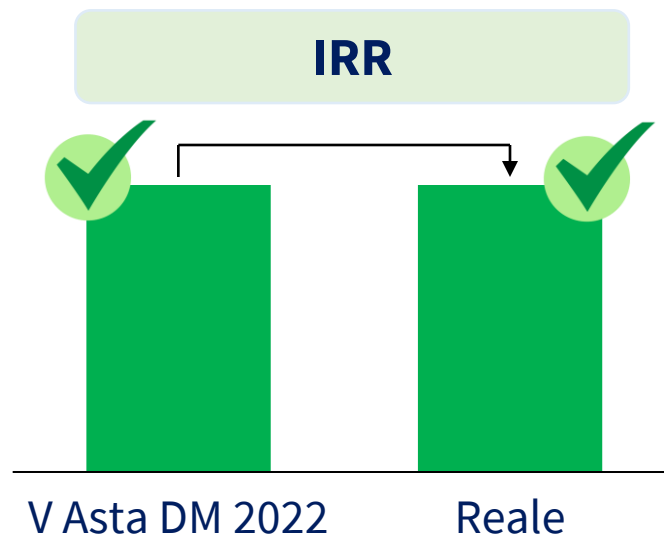
Come incentivare l'investimento senza dover incrementare la tariffa?

Scenario

Proposta 1

- Stesse condizioni Scenario AS-IS
- **Tariffa a 20 anni**

Tariffa DM 2022



Commenti

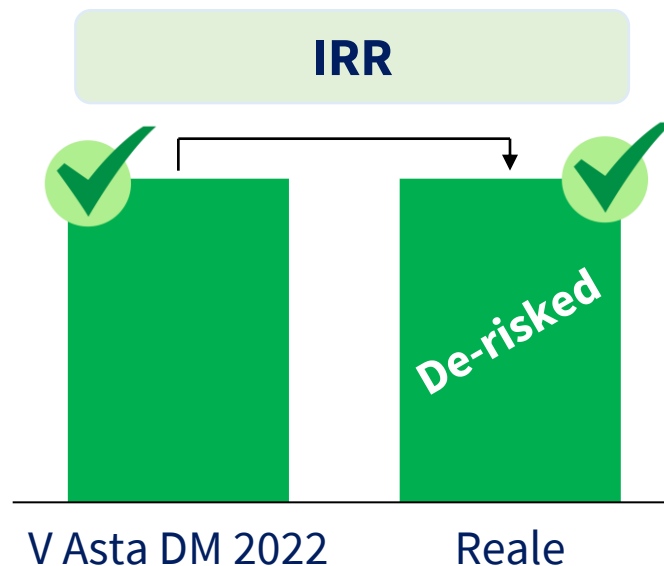
In presenza delle condizioni elencate per lo scenario AS-IS, il prolungamento della tariffa a 20 anni può riportare attrattività all'investimento anche mantenendo la tariffa attuale.

Scenario

Proposta 2

- Stesse condizioni Proposta 1
- **Indicizzazione**

Tariffa DM 2022 -10/15%



Commenti

L'introduzione aggiuntiva dell'indicizzazione della tariffa rappresenterebbe un forte elemento di de-risking in grado di **abilitare possibili riduzioni della tariffa richiesta.**

Per i brownfield da 999kW, la tariffa attuale può già sostenere gli investimenti

In presenza di alcune condizioni abilitanti, **la tariffa attuale può già essere sufficiente ad attrarre investimenti** brownfield, anche senza contributi CAPEX PNRR.

Condizioni già presenti:

- Copertura del 70% dei costi di allacciamento
- Costi di compressione a carico del sistema

Condizioni da garantire:

- Stabilità regolatoria di lungo termine
- IVA equiparata a regime RES
- Durata del regime incentivante a 20 anni

- **Indicizzazione**

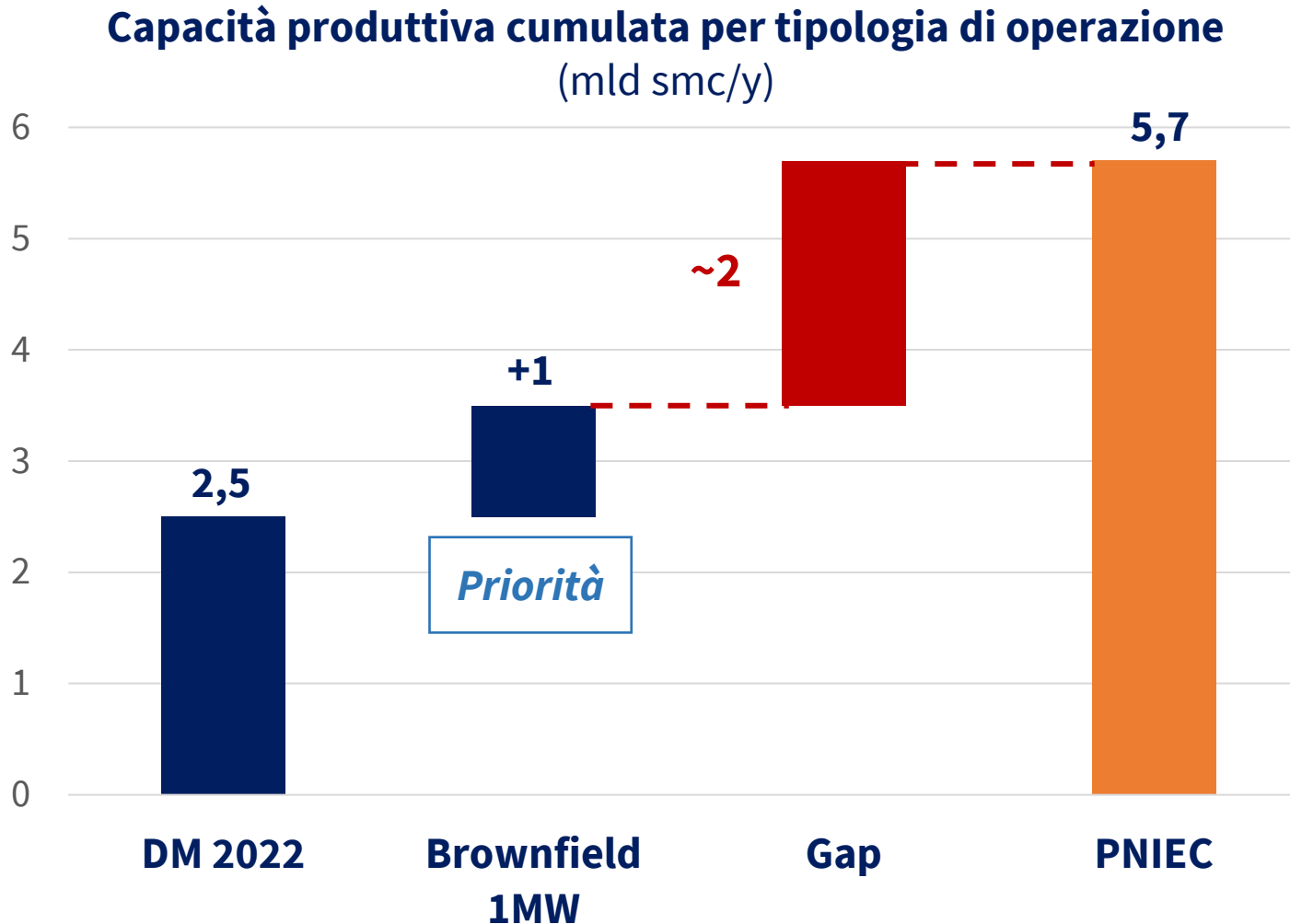
Con queste condizioni, la tariffa attuale di **124 €/MWh** può essere adeguata ad attrarre investimenti brownfield.

Solo garantendo tali condizioni, infatti, sarà possibile mantenere la tariffa sotto una certa soglia anche:

- **in assenza del contributo in conto investimento PNRR**
- **visto l'aumento del costo EPC (+20/30%)**
- **visto l'aumento del costo del feedstock agricolo**

Possibili upside: l'indicizzazione potrebbe portare ad una riduzione della tariffa

L'incremento ottenuto non è sufficiente a raggiungere l'obiettivo PNIEC



Priorità brownfield, ma sono necessarie misure ulteriori:

Nonostante sia possibile avvicinarsi all'**obiettivo PNIEC** del 2030 grazie alla **riconversione** degli impianti biogas da 999 kW (che rimane la **leva prioritaria** per livello di rischio, numero di infrastrutture e prevedibilità operativa), il **gap** resta **elevato (2 bcm/y)**, evidenziando la necessità di **investire anche in altre tipologie di impianto.**

L'adeguazione di tariffe e condizioni deve tenere conto delle differenze tra impianti

Un framework uniforme rischia di penalizzare alcune categorie di impianti; tariffe e condizioni dovrebbero invece rifletterne struttura di costo, complessità realizzativa e rischio di sviluppo.

Impianti
brownfield da
999 kW

**Impianti
brownfield con
potenza
inferiore a 999
kW**

Impianti
greenfield

Qual è il possibile contributo della riconversione di impianti a biogas di potenza inferiore a 999 kW?

Un'altra opzione percorribile è la riconversione anche di impianti con potenza inferiore a 1 MW. Ma quanto è possibile ottenere da questa? E qual è il profilo di rischio di questi impianti?



Qual è la tariffa necessaria per garantirne l'attrattività?

Per l'impianto di riferimento da 999 kW, la tariffa (€/MWh) è stata convenzionalmente scomposta in 45% CAPEX e 55% OPEX (12% fisso, 43% variabile). **Al diminuire della taglia, la composizione percentuale cambia**, poiché le componenti fisse e semirigide incidono su una **base produttiva inferiore**.

$$C_{\text{new}} = C_{\text{base}} \cdot \left(\frac{Q_{\text{new}}}{Q_{\text{base}}} \right)^{0,7}$$

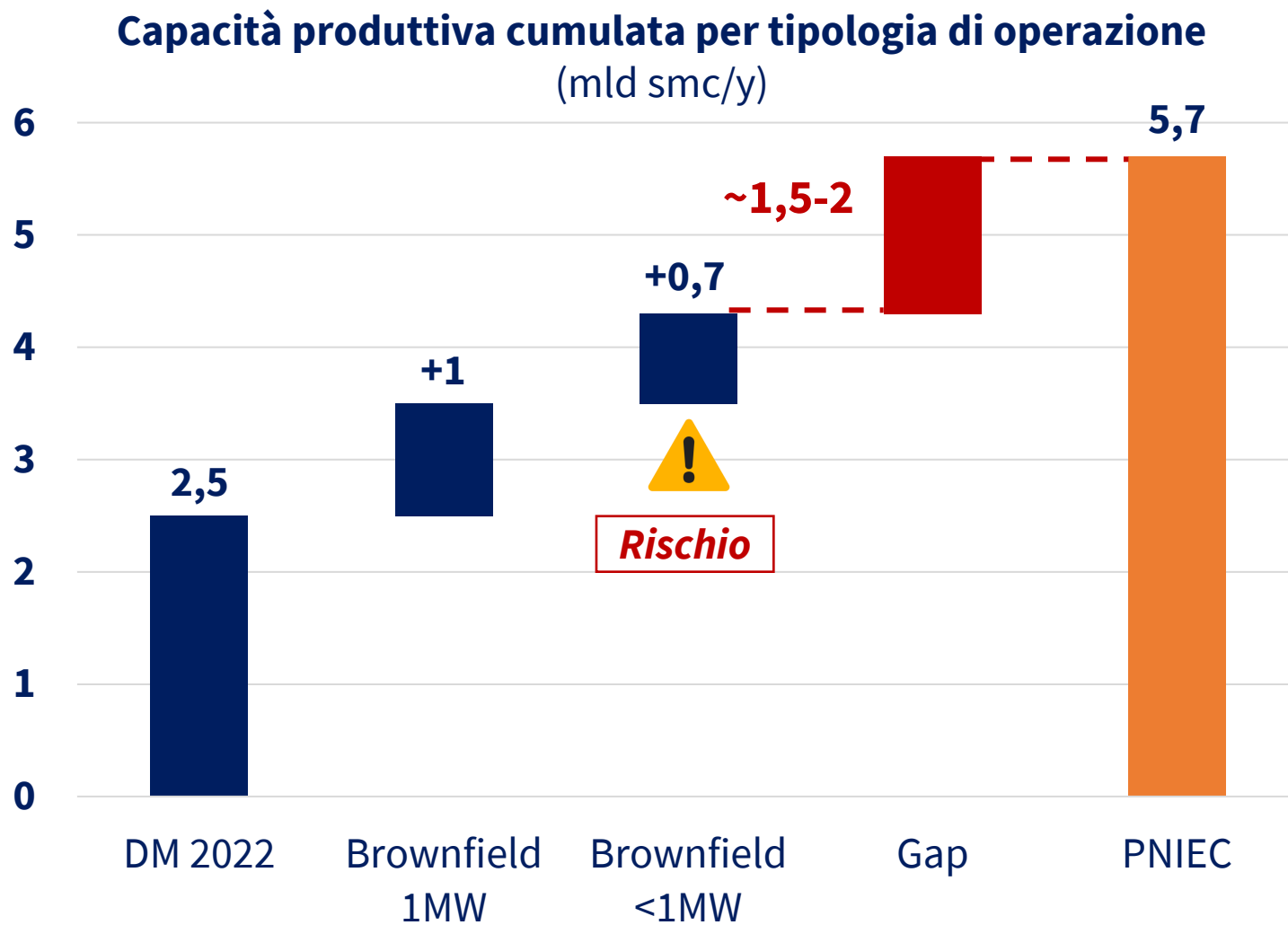
Per semplicità modellistica, sia il CAPEX sia l'OPEX fisso sono stati scalati mediante una **legge costi-capacità** con esponente pari a **0,7***; riflettendo in modo conservativo le **economie di scala** del CAPEX e la parziale scalabilità dell'OPEX fisso.

	999 kW	600 kW	300 kW
OPEX	15	18	24
Feedstock	53	53	53
CAPEX	56	65	80
Tariffa	124	136	157

(*) È stato usato 0,7 invece di 0,6 (coefficiente notoriamente usato in letteratura) per rappresentare in modo più prudente e adeguato il comportamento degli elementi scalabili dell'impianto.

Fonte: elaborazione TEHA Group, 2026

L'incremento ottenuto non è sufficiente a raggiungere l'obiettivo PNIEC



Sono necessarie misure ulteriori:

Nonostante sia possibile avvicinarsi all'**obiettivo PNIEC** del 2030 grazie alla riconversione degli impianti biogas con potenza inferiore a 1MW, il **gap** resta **elevato**, evidenziando la necessità di **investire anche in altre aree**. Va inoltre tenuto conto dell'elevato **profilo di rischio** che caratterizza questo tipo di operazioni.

L'adeguazione di tariffe e condizioni deve tenere conto delle differenze tra impianti

Un framework uniforme rischia di penalizzare alcune categorie di impianti; tariffe e condizioni dovrebbero invece rifletterne struttura di costo, complessità realizzativa e rischio di sviluppo.

**Impianti
brownfield da
999 kW**

**Impianti
brownfield con
potenza
inferiore a 999
kW**

**Impianti
greenfield**

La sola riconversione non basta: servono nuovi impianti per colmare il gap al 2030

Per giungere all'obiettivo dichiarato di produrre 5,7 mld Smc/y entro il 2030 la riconversione di impianti esistenti non è sufficiente: è necessario estrarre una produzione di ulteriori **2 miliardi Smc/y**

Ciò si può ottenere con investimenti **greenfield**:

$$\begin{array}{ccc} \boxed{500 \text{ Smc/h}} & \times & \boxed{500} & = & \boxed{2 \text{ miliardi Smc/y}} \\ \text{C.p. media} & & \text{Numero di} & & \text{Capacità produttiva ottenibile} \\ & & \text{impianti} & & \\ & & \text{necessari} & & \end{array}$$

Il rischio e le opportunità:

La creazione di nuovi impianti Greenfield è per lo più indirizzata alle regioni del **sud Italia**; ciò ha un **duplice effetto** sull'attrattività dell'investimento: da un lato la zona è considerata più **rischiosa** del nord Italia, dall'altro rende possibile la creazione di **sinergie** con i diversi strumenti di supporto agli investimenti in essere.

Per i greenfield, può essere fatto un ragionamento simile a quanto fatto con i brownfield da 1MW

Tuttavia, anche in presenza delle condizioni abilitanti citate, **la tariffa attuale non è sufficiente ad attrarre investimenti** greenfield, ma dovrà subire una **maggiorazione di 10-15 €/MWh**

Condizioni già presenti:

- Copertura del 70% dei costi di allacciamento
- Costi di compressione a carico del sistema

Condizioni da garantire:

- Stabilità regolatoria di lungo termine
- IVA equiparata a regime RES
- Durata del regime incentivante a 20 anni

Con queste condizioni, una tariffa di **135 €/MWh** può essere adeguata ad attrarre investimenti greenfield.

- **Indicizzazione**

- **Possibili upside: l'indicizzazione potrebbe portare ad una possibile riduzione della tariffa richiesta**

Il Greenfield è la chiave per raggiungere l'obiettivo PNIEC 2030

Capacità produttiva cumulata per tipologia di operazione
(mld smc/y)



Con il greenfield è di fatto possibile raggiungere l'obiettivo di 5,7 mld Smc/y.

Nonostante la **priorità** sia la **riconversione** degli impianti biogas da 1MW, il greenfield rappresenta il **focus strategico** su cui è necessario porre l'attenzione del nuovo DM, in quanto, anche visto il **profilo di rischio** dei brownfield con potenza inferiore, sarà necessario **puntare sul greenfield** per ottenere la capacità produttiva richiesta dal PNIEC.

Raccomandazioni chiave per attrarre capitali nel settore

Al fine di attirare i capitali necessari, un futuro DM dovrà garantire **tre elementi chiave**

Garantire stabilità e visibilità regolatoria in continuità con il modello «DM 2022»

Per permettere una rapida comprensione da parte degli investitori, capitalizzare sul lavoro già svolto e favorire un assestamento efficiente del mercato

Adeguare le tariffe

Tenendo conto delle differenze tra investimenti brownfield e greenfield e delle rispettive dimensioni

Facilitare possibili upside per gli investitori

Agendo su de-risking, cumulabilità e la creazione di sinergie industriali per limitare il peso sulle bollette

Per attrarre capitali non basta una tariffa adeguata: serve migliorare il profilo rischio-rendimento dei progetti

Il nuovo DM dovrebbe agire non solo sul livello di remunerazione, ma anche sul profilo di rischio e sulla possibilità di valorizzare ulteriori strumenti di sostegno e di mercato.

Tre leve su cui è possibile agire:

Derisking

Ridurre i rischi che oggi comprimono bancabilità e appetito degli investitori.

Cumulabilità

Consentire il coordinamento con misure fiscali e di investimento che migliorano il ritorno del capitale.

Sinergie industriali

Favorire forme di collaborazione industriale che generino vantaggi sia per i produttori di biometano sia per i settori hard-to-abate.

- Maggiore derisking
- Maggiore sinergia regolatoria
- Maggiore sinergia industriale

Peso minore sulle bollette

Per attrarre capitali non basta una tariffa adeguata: serve migliorare il profilo rischio-rendimento dei progetti

Il nuovo DM dovrebbe agire non solo sul livello di remunerazione, ma anche sul profilo di rischio e sulla possibilità di valorizzare ulteriori strumenti di sostegno e di mercato.

Tre leve su cui è possibile agire:

Derisking

Ridurre i rischi che oggi comprimono bancabilità e appetito degli investitori.

Cumulabilità

Consentire il coordinamento con misure fiscali e di investimento che migliorano il ritorno del capitale.

Sinergie industriali

Favorire forme di collaborazione industriale che generino vantaggi sia per i produttori di biometano sia per i settori hard-to-abate.

Nel biometano, una parte rilevante del rischio è esterna all'impianto e riduce direttamente la bancabilità

Per attrarre capitale privato non basta garantire rendimento: bisogna intervenire sui fattori di rischio che riducono bancabilità e visibilità dei progetti.



Stabilità economica

Ridurre l'esposizione alla **volatilità** dei costi e dei ricavi con l'**indicizzazione** della tariffa



Continuità operativa

Rafforzare la **gestione** industriale di **elementi critici** come il digestato



Certezza esecutiva

Ridurre il rischio legato ai **tempi di connessione**



Certezza autorizzativa

Rendere più **prevedibili** permitting e compensazioni territoriali

Leve chiave per ridurre il rischio dell'investimento | Stabilità economica

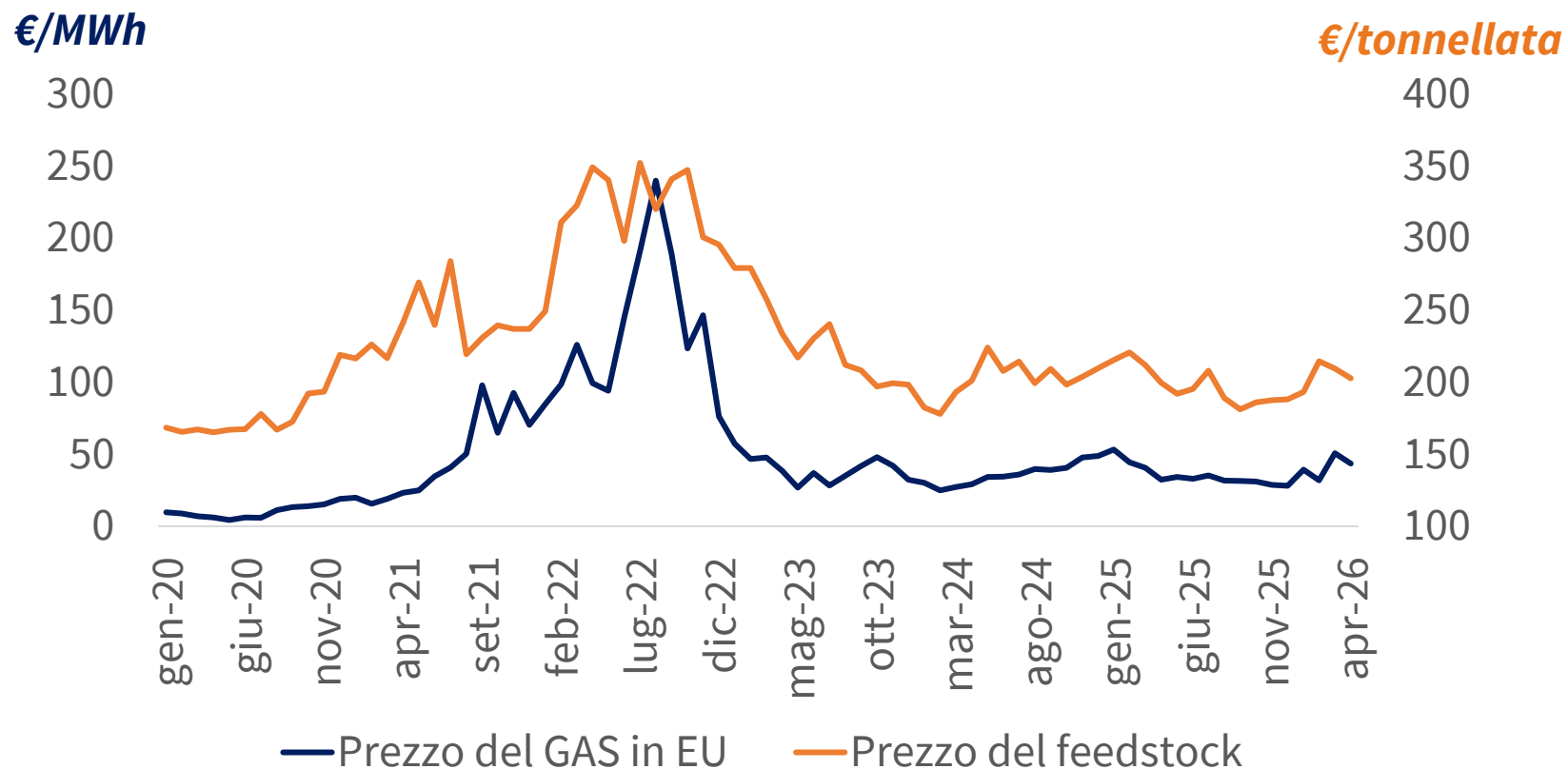


Stabilità economica

Indicizzazione tariffa

Una tariffa interamente rigida espone il progetto alla volatilità dei costi operativi; un meccanismo di indicizzazione può migliorare visibilità dei flussi e bancabilità.

Andamento prezzo del gas in europa e andamento del prezzo del feedstock ultimi 5 anni (€/MWh, €/tonnellata), 2020 – oggi



La correlazione è data dall'urea

Leve chiave per ridurre il rischio dell'investimento | Stabilità economica

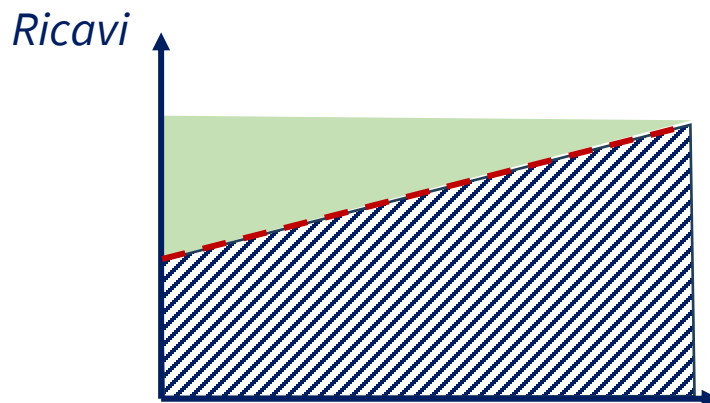


Illustrativa non esaustiva

Stabilità economica

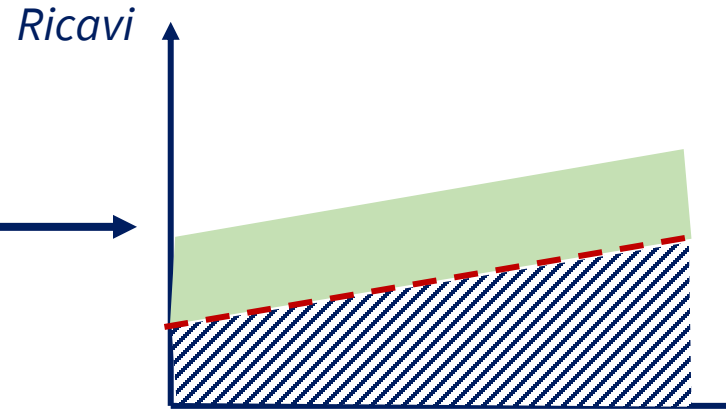
Indicizzazione tariffa

Profilo economico senza tariffa indicizzata



▨ Costi operativi
■ Remunerazione del capitale investito

Profilo economico con tariffa indicizzata



▨ Costi operativi
■ Remunerazione del capitale investito

Ricavi più bassi e costi operativi più bassi
=
Risultato è minore impatto sulla bolletta



Continuità operativa

Digestato

Sono necessarie **tecnologie adeguate e una forte collaborazione industriale.**

Si tratta di un tema che sta ricevendo crescente attenzione sia a livello centrale sia regionale, al quale la Direttiva Nitrati ha fornito solo una risposta parziale.

È una questione che non ha ancora trovato una soluzione pienamente efficace né sul piano tecnologico né su quello di mercato.

Il nuovo decreto potrebbe rappresentare **un'opportunità per valorizzare e premiare soluzioni innovative**, capaci di garantire continuità agli investimenti.

Leve che aumentano la stabilità dei flussi e la continuità operativa riducono il rischio percepito dagli investitori già nella fase di underwriting.



Certezza esecutiva

Allacciamenti

La normativa affronta il tema dei costi, ma lascia ancora scoperta la **prevedibilità dei tempi di connessione**, che resta una variabile critica per lo sviluppo dei progetti.

Le soluzioni, anche temporanee, basate su carri bombolai CNG/LNG risultano significativamente costose e difficilmente compatibili con le tariffe illustrate nel Capitolo 2.

Sul fronte regolatorio, il nodo non è solo il costo: è soprattutto la prevedibilità di tempi, iter e richieste territoriali.



Certezza autorizzativa

Autorizzazioni

Gli investitori scontano un rischio elevato quando il **quadro autorizzativo** viene applicato in modo **disomogeneo** tra territori; servono strumenti che rendano più prevedibile il processo e **strumenti di assistenza** alle PA locali

Compensazioni territoriali

Occorre **chiarire criteri, limiti e basi di calcolo delle compensazioni** per ridurre l'incertezza economica e prevenire richieste discrezionali. Parallelamente, è opportuno definire una 'carta delle compensazioni' che identifichi ex ante gli interventi a maggiore impatto positivo sul territorio

Per attrarre capitali non basta una tariffa adeguata: serve migliorare il profilo rischio-rendimento dei progetti

Il nuovo DM dovrebbe agire non solo sul livello di remunerazione, ma anche sul profilo di rischio e sulla possibilità di valorizzare ulteriori strumenti di sostegno e di mercato.

Tre leve su cui è possibile agire:

Derisking

Ridurre i rischi che oggi comprimono bancabilità e appetito degli investitori.

Cumulabilità

Consentire il coordinamento con misure fiscali e di investimento che migliorano il ritorno del capitale.

Sinergie industriali

Favorire forme di collaborazione industriale che generino vantaggi sia per i produttori di biometano sia per i settori hard-to-abate.

Una cumulabilità ben disegnata può aumentare l'attrattività degli investimenti senza generare doppio finanziamento

Il nuovo DM dovrebbe consentire il coordinamento con misure che non coprono le stesse quote di costo, invece di adottare un divieto troppo ampio.

Problema

Il DM 2022 ha adottato **un'impostazione molto restrittiva** sulla cumulabilità, limitando **l'efficacia** complessiva degli strumenti di supporto.

Principio da chiarire

Non c'è **doppio finanziamento** quando il beneficio aggiuntivo si applica solo alla quota di investimento effettivamente rimasta **a carico dell'impresa.**

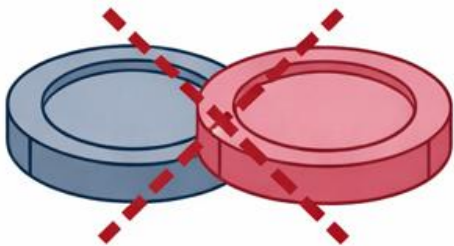
Soluzione

Un modello di **«Cumulabilità Controllata»**. Rispettare i limiti UE, consentire agevolazioni fiscali nazionali e chiarire la netta distinzione tra CAPEX e OPEZ

Proposta normativa: contributo di testo per il nuovo decreto

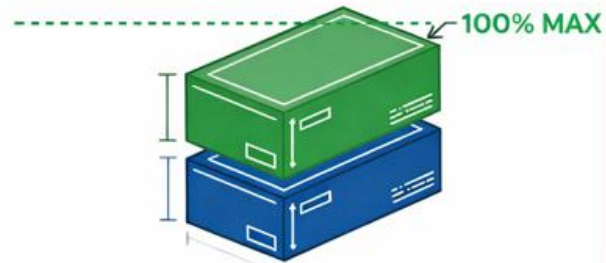
Quadro Europeo (Reg. UE 2021/241)

Falso Mito: Il Doppio Finanziamento (VIETATO)



Finanziare la medesima voce di costo più di una volta con risorse pubbliche.

Realtà UE: La Cumulabilità (CONSENTITA)



Combinare diversi strumenti sul medesimo progetto a condizione che non vi sia sovrapposizione sulle stesse spese e il totale sia $\leq 100\%$ del costo dell'investimento.

Proposta normativa: contributo di testo per il nuovo decreto

«Il contributo in conto capitale... è cumulabile con altre agevolazioni pubbliche, incluse quelle fiscali (ZES, Nuova Sabatini)
... a condizione che **non si verifichi una sovrapposizione sulle medesime voci di costo ammissibile...**
...La base di investimento per le agevolazioni fiscali è **determinata al netto del contributo pubblico...**
... **Non rileva ai fini della cumulabilità la tariffa incentivante (OPEX) sulla produzione...**»

Alcuni esempi di strumenti che possono rafforzare il progetto senza sovrapporsi agli stessi costi

Opportunità di sinergia con altre priorità pubbliche

Sviluppo del sud
ZES Unica

**Digitalizzazione e
automazione**
Transizione 4.0/5.0 e
Nuova Sabatini

Contratti di sviluppo
Invitalia

Per attrarre capitali non basta una tariffa adeguata: serve migliorare il profilo rischio-rendimento dei progetti

Il nuovo DM dovrebbe agire non solo sul livello di remunerazione, ma anche sul profilo di rischio e sulla possibilità di valorizzare ulteriori strumenti di sostegno e di mercato.

Tre leve su cui è possibile agire:

Derisking

Ridurre i rischi che oggi comprimono bancabilità e appetito degli investitori.

Cumulabilità

Consentire il coordinamento con misure fiscali e di investimento che migliorano il ritorno del capitale.

Sinergie industriali

Favorire forme di collaborazione industriale che generino vantaggi sia per i produttori di biometano sia per i settori hard-to-abate.

Le sinergie industriali possono rendere il biometano più attrattivo creando vantaggi concreti per produttori e utilizzatori

Oltre a de-risking e cumulabilità, il nuovo DM può favorire forme di collaborazione tra produttori di biometano e settori hard-to-abate che migliorano il profilo economico e strategico dell'investimento.



Collaborazione industriale

Valorizzare assetti di collaborazione tra produttori e consumatori per evitare una contrapposizione a somma zero.



Reinvestimento ETS

Favorire il reimpiego di una parte delle risorse ETS in investimenti in biometano collegati ai settori hard-to-abate.



Protezione dalla volatilità

Valorizzare il biometano anche come strumento di maggiore stabilità rispetto agli shock dei mercati energetici internazionali.

Per sviluppare il mercato serve una collaborazione industriale ex ante che sia conveniente per entrambe le parti



Collaborazione
industriale

Senza un corretto allineamento degli incentivi, il produttore non ha convenienza ad assumersi i rischi commerciali di un BPA e il valore industriale del biometano rischia di disperdersi.

Problema

In assenza di una **convenienza economica aggiuntiva** (*premium*), il produttore tenderà a **privilegiare la valorizzazione sul mercato spot**, evitando di assumersi oneri e rischi contrattuali ulteriori.

Rischio

Se manca un accordo ex ante, la **GO resta disgiunta dalla commodity** e perde il contratto necessario alla valorizzazione ETS.

Raccomandazione

Serve un modello di collaborazione che renda il **BPA equilibrato, replicabile e conveniente** per entrambe le parti.

Una quota dei proventi ETS può essere reindirizzata verso investimenti in biometano con ricadute industriali dirette



Reinvestimento ETS

Nel 2024 l'Italia ha generato circa **2,6 miliardi di euro** di proventi ETS; l'ultima rendicontazione disponibile mostra però che una **quota rilevante delle risorse non risultava ancora spesa o erogata**.

Punto di partenza

Nel 2024 l'Italia ha generato **2,56 miliardi di euro di proventi** dalla vendita di quote EUA

Dato da evidenziare

Le risorse effettivamente **reimpiegate direttamente per la decarbonizzazione** delle industrie HTA o per misure di compensazione indiretta risultano **limitate** (<500 mln €)*

Raccomandazione

Il biometano può rappresentare una **destinazione rapida e industrialmente coerente** di una quota dei proventi ETS

Orientare una quota dei proventi ETS verso il biometano consentirebbe di rafforzare strumenti già coerenti con i bisogni di decarbonizzazione industriale e con tempi di attivazione più rapidi.

- In tal senso, una **riallocazione mirata** di parte dei proventi ETS aiuterebbe a ridurre la tariffa del nuovo DM: **1 miliardo di euro** di proventi ETS potrebbe **ridurre la tariffa di circa 30 €/MWh**.

Il biometano può costituire una fonte di protezione parziale dalla volatilità dei mercati energetici



Protezione dalla
volatilità

Anche in vista dell'attuale **situazione geopolitica**, una forma di protezione dalle **forti oscillazioni del prezzo del gas** risulta un fattore sempre più fondamentale per la **competitività industriale**.

Punto di partenza

I settori hard-to-abate restano esposti a shock del prezzo del gas e all'instabilità dei mercati internazionali.

Valore del biometano

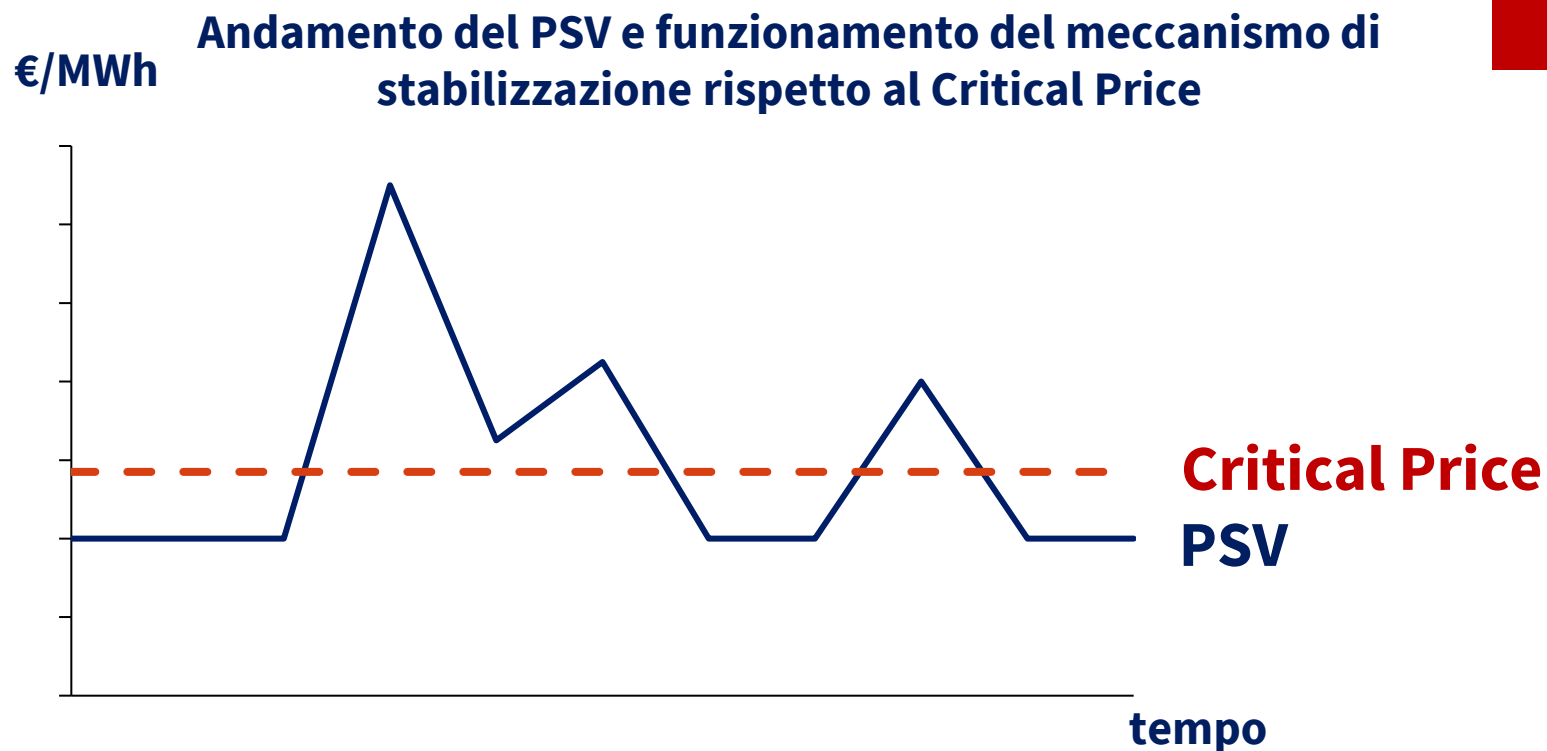
Accordi di più lungo termine sul biometano possono aumentare la prevedibilità dei ricavi per il produttore e ridurre l'esposizione alla volatilità per l'utilizzatore industriale.

Implicazione

Il biometano non è solo una leva di decarbonizzazione, ma anche uno strumento di maggiore stabilità economica e industriale.

Per realizzare questo è necessaria una sinergia più stretta fra struttura del decreto e impostazione dei BPA (vedi slide successiva)

Schema di fornitura a prezzo calmierato con meccanismo di integrazione variabile



Accordo di sistema:

- $CFD = Tariffa - \min(PSV; \text{Critical price})$
- $\text{Prezzo PBA} = \min(PSV + \text{risk premium}; \text{Critical price})$

Illustrativa non esaustiva

Benefici:

- **Produttore:** maggiore prevedibilità dei ricavi
- **Consumatore industriale:** copertura rispetto ai picchi di prezzo per una quota rilevante (20-25%) dei consumi complessivi
- **Sistema Paese:** maggiore competitività industriale e minore ricorso a misure straordinarie

Alessandro Viviani

Associate Partner

TEHA

alessandro.viviani@ambrosetti.eu



Dal 2013 TEHA Group è stata nominata nella categoria "Best Private Think Tanks" - 1° Think Tank in Italia, 4° nell'Unione Europea e tra i più rispettati indipendenti al mondo su 11.175 a livello globale (fonte: "Global Go To Think Tanks Report" dell'Università della Pennsylvania). TEHA Group è stata riconosciuta da Top Employers Institute come una delle 144 realtà Top Employer 2026 in Italia.