

WHITE FOCUS

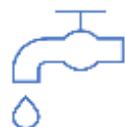
Nuove Reti Gas Biometano e Idrogeno

5 dicembre 2024



Digital services

Soluzioni innovative e digitali create per le aziende del Gruppo Italgas e offerte anche a terzi



Servizio Idrico

Presenza nel settore idrico, in diversi punti della value chain, nelle regioni di Sicilia, Campania e Lazio



Core business: Distribuzione Gas

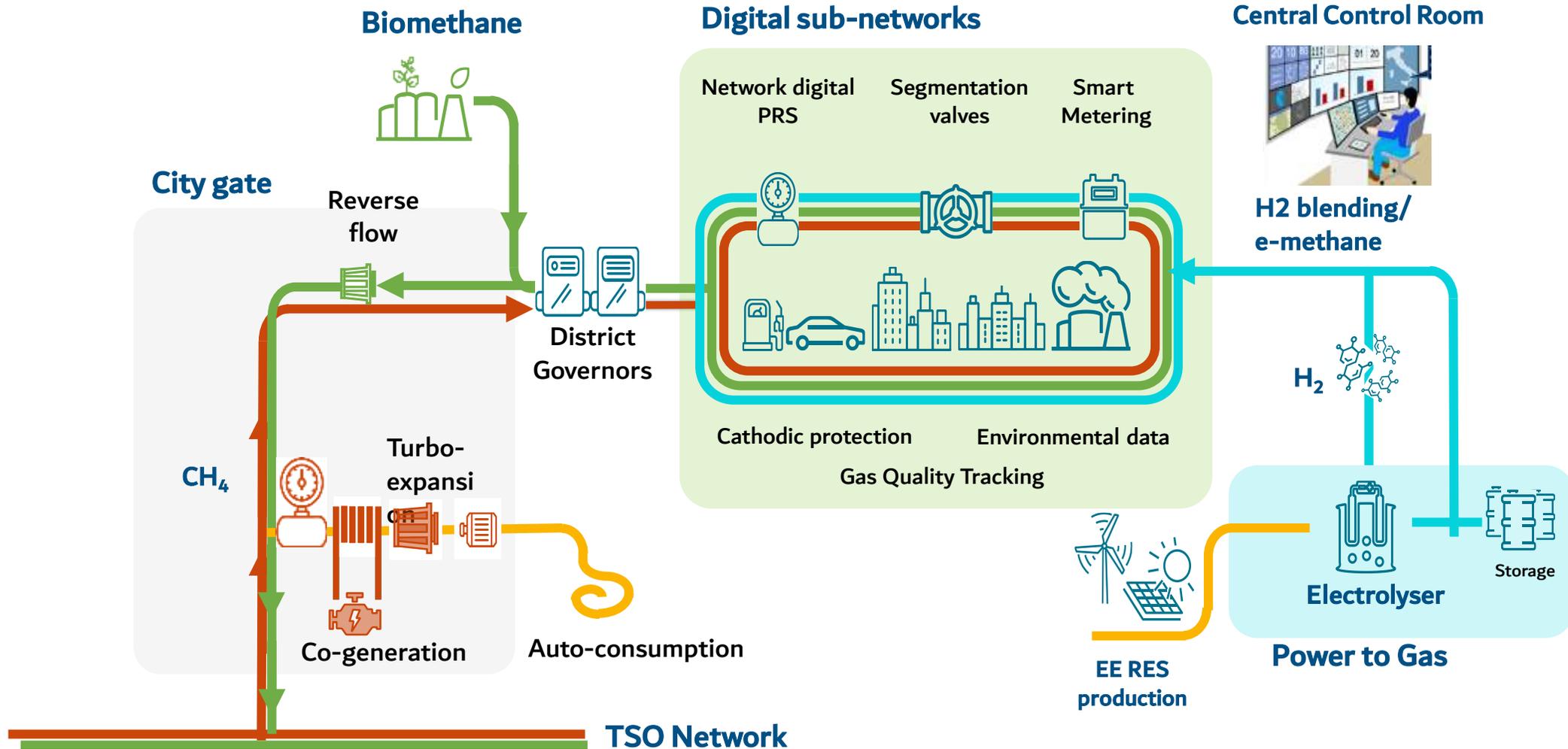
Attraverso società di distribuzione controllate o partecipate: rete di oltre 81.000 km e circa 8 milioni di punti di riconsegna in Italia e dal 2022 in Grecia (circa il 35% della quota di mercato)



Energy services

Soluzioni per l'efficienza energetica nei settori residenziali, industriali e PA

Miglioramento e riconversione della rete combinati con la digitalizzazione per consentire la distribuzione/iniezione di gas verdi, ridurre i costi e aumentare l'efficienza e l'affidabilità

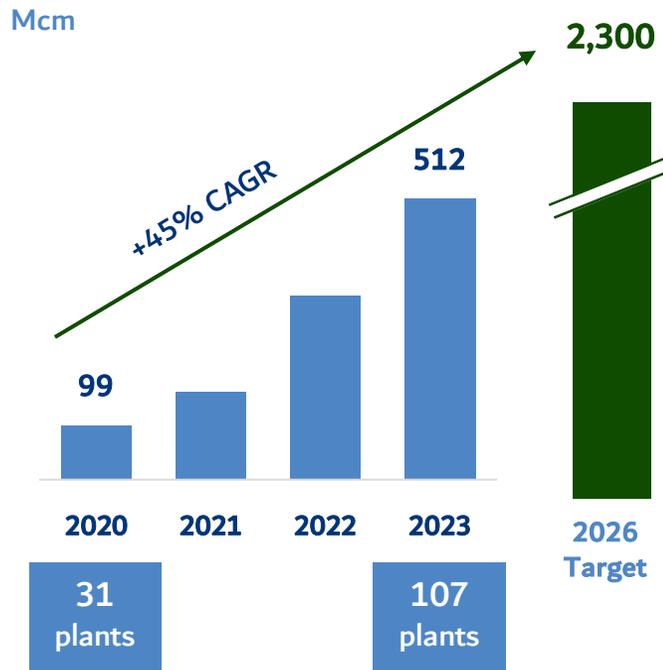


BIOMETANO

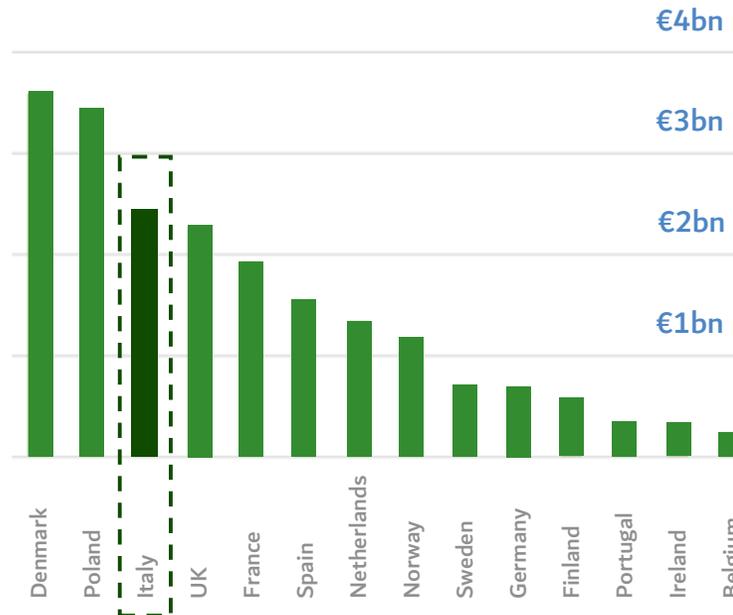
Aspettativa di crescita della produzione di biometano

L'Italia è tra i primi tre paesi in Europa per investimenti pianificati nello sviluppo del biometano fino al 2030.

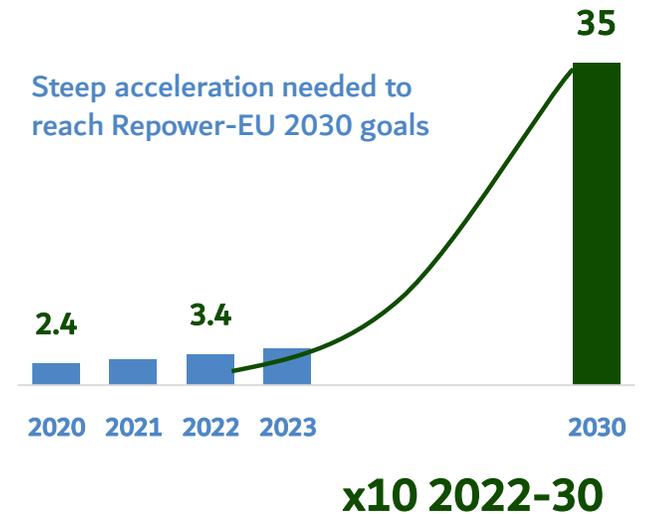
► Produzione biometano in Italia¹



► Investimenti pianificati in Europa²



► Target di produzione di biometano in Europa



Note: (1) Source: Italy's NEPC 2024 update. (2) Source: EBA, 2024 Biomethane Map Presentation

A seguito dei primi 4 bandi risulta non assegnata una capacità complessiva di circa 100.000 smc/h. Ad oggi la capacità produttiva potenzialmente incentivata supera 1.1 Bcm/anno (ca. 133.000 smc/h) con oltre 1 Bcm/anno (circa 123.000 smc/h) di capacità assegnabile nella quinta asta.



~ 122 €/MWh tariffa¹ feed-in

40% CAPEX

15 anni

1.73 B€ fondi PNRR



	Bando 1	Bando 2	Bando 3	Bando 4
1	67,000 Scm/h capacità disponibile	~108,270 Scm/h capacità disponibile	~131,893 Scm/h capacità disponibile	~162,499 Scm/h capacità disponibile
	~30,000 Scm/h capacità assegnata (45%)	~25,880 Scm/h capacità assegnata (24%)	~58,119 Scm/h capacità assegnata (44%)	~62,332 Scm/h capacità assegnata (38%)
	60 progetti ammessi (46 greenfield e 14 conversioni)	51 progetti ammessi (41 greenfield e 10 conversioni)	132 progetti ammessi (72 greenfield e 60 conversioni)	139 progetti ammessi (60 greenfield e 79 conversioni)
	12 progetti esclusi	3 progetti esclusi	5 progetti esclusi	6 progetti esclusi

Note: (1) Revised in December 2023 to take account of inflation (old 110-115). Valid for agricultural plants, 70 €/MWh feed-in tariff for organic waste plants.

Il contingente disponibile inutilizzato evidenzia una serie di problemi che devono essere affrontati nel prossimo futuro per raggiungere gli obiettivi.

Problemi Economici

- **Alti costi di connessione** verso gli operatori di rete (trasporto o distribuzione)
- **Tariffa incentivante fissa** (rischio legato all'aumento dei costi / inflazione)

Problemi tecnici

- **Capacità di assorbimento** della rete
- **Distanza** dalla rete
- **Complessità aggiuntiva** legata alla compressione/unità di upgrading

Problemi regolatori

- **Processo autorizzativo lungo** e differenziato per regione
- **Variazione della dieta** rispetto alla value-chain utilizzata per gli impianti esistenti
- **Persistenza degli incentivi** per la **produzione elettrica da biogas** e futuro incerto rispetto agli impianti esistenti



Potenziali soluzioni



Reverse flow dalla rete di distribuzione alla rete di trasporto (soluzione tecnica matura ma attualmente non regolata)



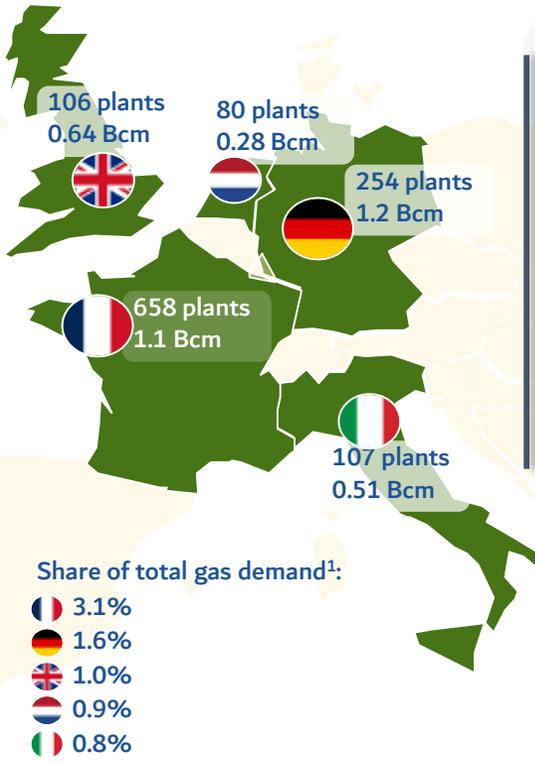
Sviluppo di **interconnessioni di rete** per aumentare la capacità di assorbimento



Revisione della divisione dei costi tra produttori e operatori di rete aumentando la percentuale a carico degli operatori.

Prod DSO TSO

	Regolazione	Costi di connessione	Reverse Flow
	<ul style="list-style-type: none"> ○ Diritto di immissione ○ Tariffa inversamente proporzionale alla taglia dell'impianto 	<p>Impianto: 100% Impianto di proprietà del DSO in leasing al produttore</p> <p>Estensione rete: 40% 60%²</p>	<p>18 impianti attivi</p> <p>100%</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ○ Diritto di immissione ○ No tariffa premio, ricavi da mercato delle GO 	<p>Impianto: 100% Iniezione e odorizzazione misura, qualità</p> <p>Estensione rete: 25% 75% fino a 10 km</p>	<p>Installato nella quasi totalità delle reti</p> <p>100%</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ○ No tariffa premio, ricavi da mercato delle GO 	<p>Impianto e rete: 100% il produttore pagar una tariffa per O&M degli impianti</p>	<p>Preferenza verso interconnessioni</p> <p>100%</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ○ Tariffa premio – 15 anni 	<p>Impianto e rete: 100%</p>	<p>Progetti pilota</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ○ 40% CAPEX PNRR ○ Tariffa premio – 15 anni 	<p>In caso di connessione alla distribuzione</p> <p>Impianto: 100% Consegna e misura</p> <p>Estensione Rete: 80% 20% ricezione iniezione</p>	<p>Progetti pilota</p> <p>Asset non regolato</p>



Note: (1) Percentage referred to total 2023 gas demand (2) 100% in charge of the DSO under the threshold of 4,700 €/m³/h (3) Beyond 10 km, the cost is 100% borne by the producer

Per ottenere uno sviluppo rapido e sostenibile nel settore del biometano, il quadro normativo dovrebbe concentrarsi su tre pilastri

Environment

- Criteri di sostenibilità delle materie prime compatibili con l'attività agricola esistente
- Includere un premio proporzionale alla sostenibilità delle materie prime
- Schema autorizzativo ben definito e coerente

Economics / Policies

Struttura degli incentivi dinamica e focalizzata sullo sfruttamento della catena del valore esistente (eg. biogas)

- Indicizzazione degli incentivi per coprire i rischi legati all'inflazione e ai costi delle materie prime
- Redditività minima per i progetti di riconversione di piccoli impianti biogas
- Incentivi a lungo termine per consentire una crescita sostenibile del mercato ed evitare bolle nella catena del valore dei fornitori

Networks

Trasferire i costi dal produttore agli operatori di rete e aumentare la capacità di assorbimento è fondamentale per lo sviluppo della produzione di biometano

- Introdurre l'approccio del "diritto di immissione"
- Consentire agli operatori di rete di coprire le spese per il collegamento degli impianti di biometano entro soglie definite
- Aumentare l'interconnessione della rete e includere la possibilità del reverse-flow

Il ruolo del Gruppo Italgas per lo sviluppo dei gas verdi e per incentivare l'immissione in rete

Promozione di nuovi collegamenti biometano anche attraverso la collaborazione con attori locali

► Strategia di supporto al biometano completamente integrata nel Piano Strategico

- Semplificare i nuovi collegamenti e sviluppare progetti pilota di reverse flow (operativi nel 1° semestre 2025)
- Riconversione e digitalizzazione della rete per supportare l'iniezione di gas verdi, sfruttando anche il potenziale dell'intelligenza artificiale
- Design to cost applicata per l'ottimizzazione degli impianti di connessione
- Partnership con diversi attori della catena del valore del biometano per condividere conoscenze ed esperienze e promuovere politiche condivise

► In valutazione la possibile partecipazione a progetti di biometano

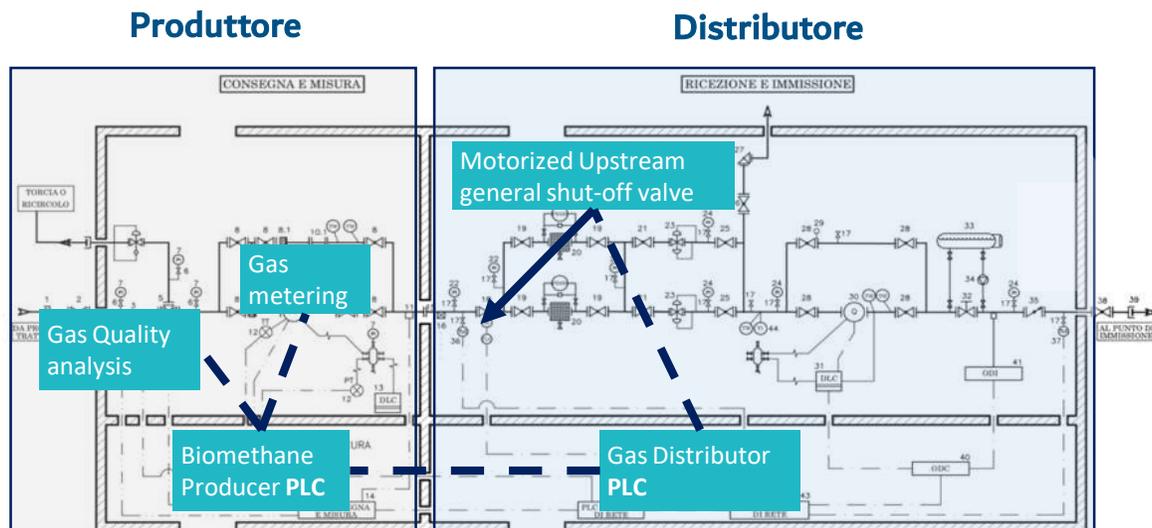


Possibile partecipazione minoritaria a progetti per la produzione di biometano in tutta Italia per sviluppare know-how e favorire la crescita del mercato

Connessione biometano – Layout impianti

Italgas e i produttori di biometano, insieme al TSO, stanno lavorando per definire la migliore soluzione tecnica per ridurre i costi e migliorare l'efficienza delle connessioni della rete degli impianti

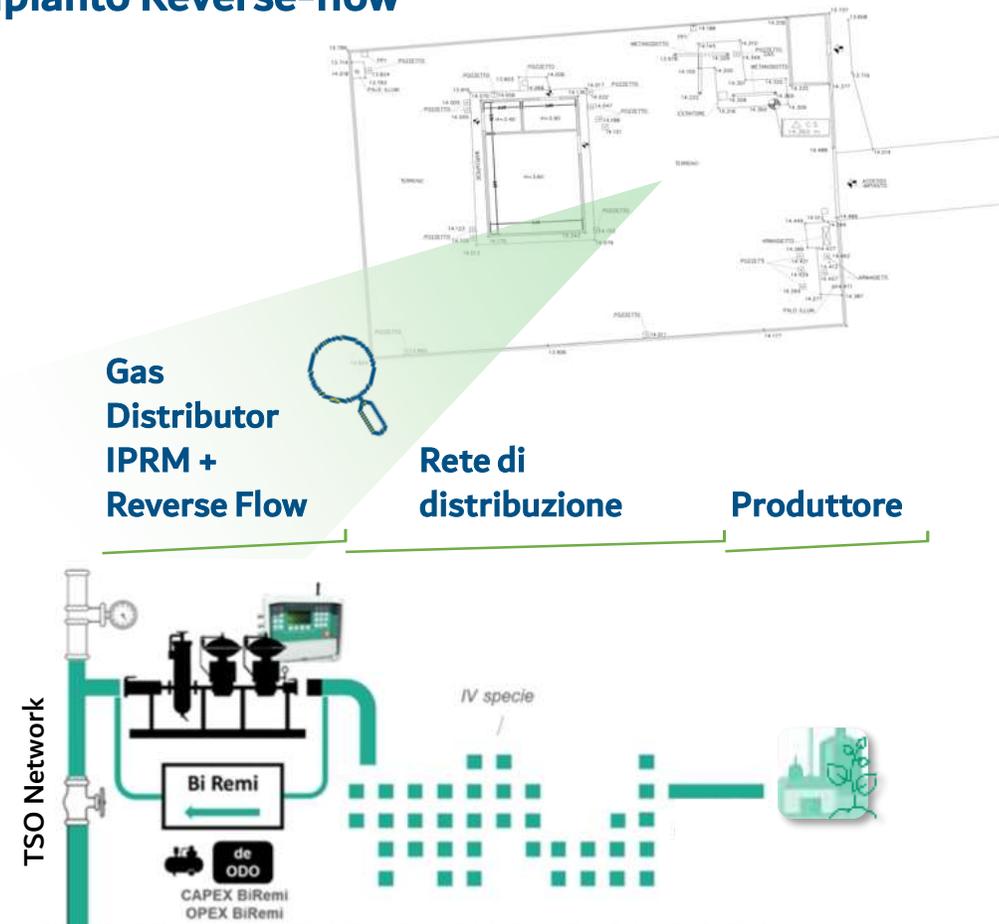
Impianto di immissione



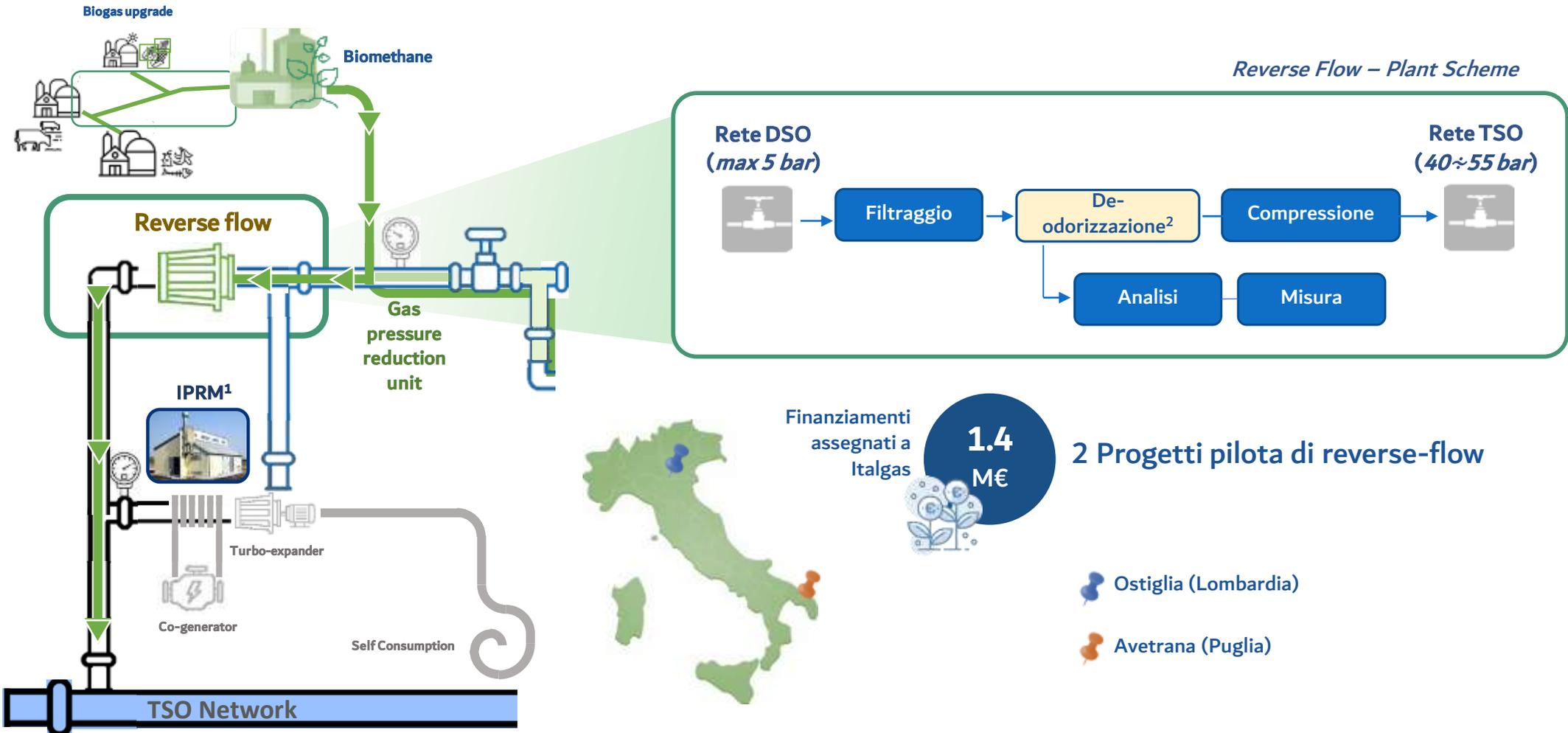
Connection CAPEX allocation between DSO and producer

L'impianto di iniezione può essere realizzato anche in due cabinet separati: uno per il produttore di biometano e uno per il distributore di gas

Impianto Reverse-flow

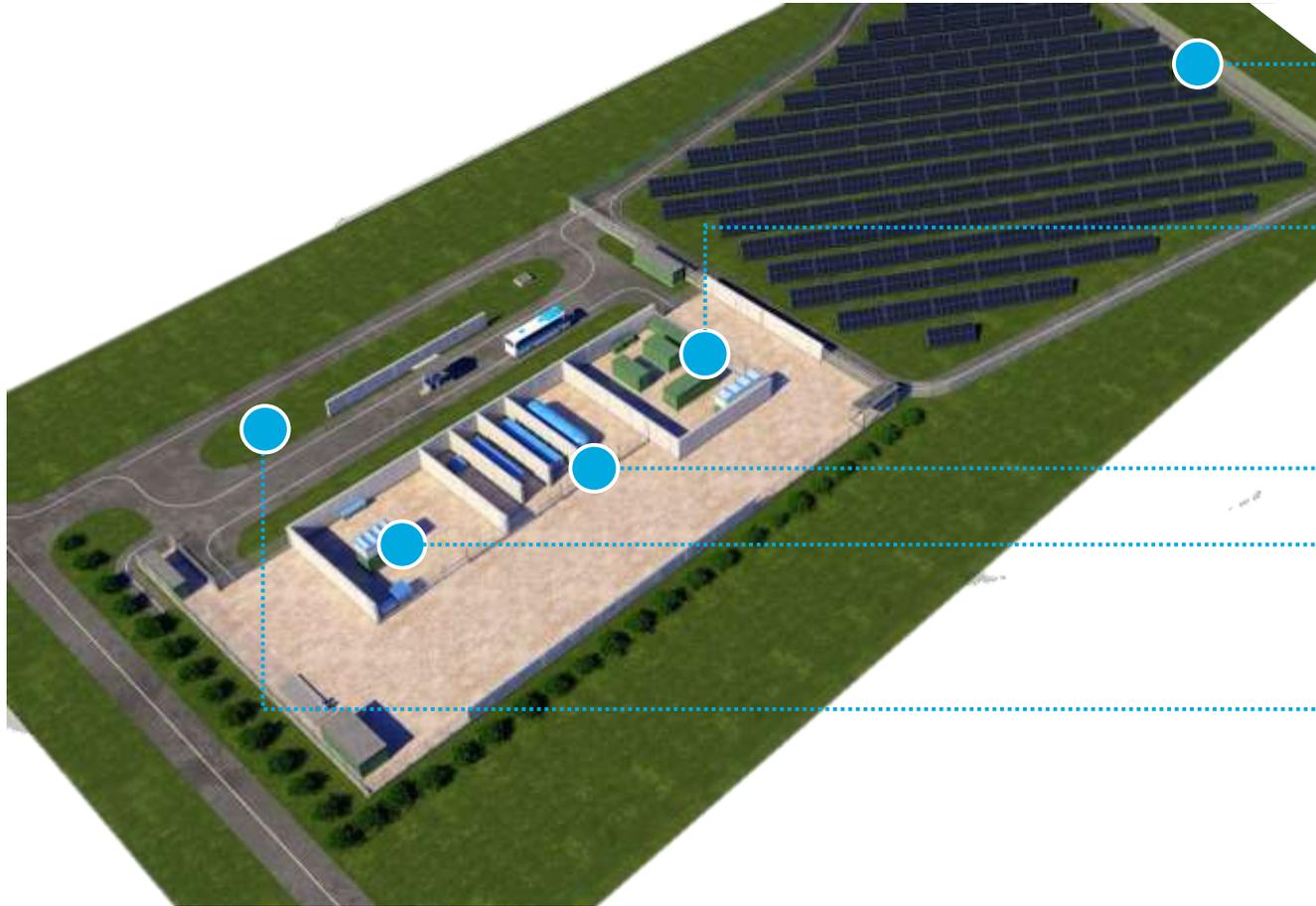


Per superare i limiti di assorbimento, Italgas sta sviluppando progetti pilota reverse-flow per consentire la re-immissioni del biometano in eccesso nella rete a monte

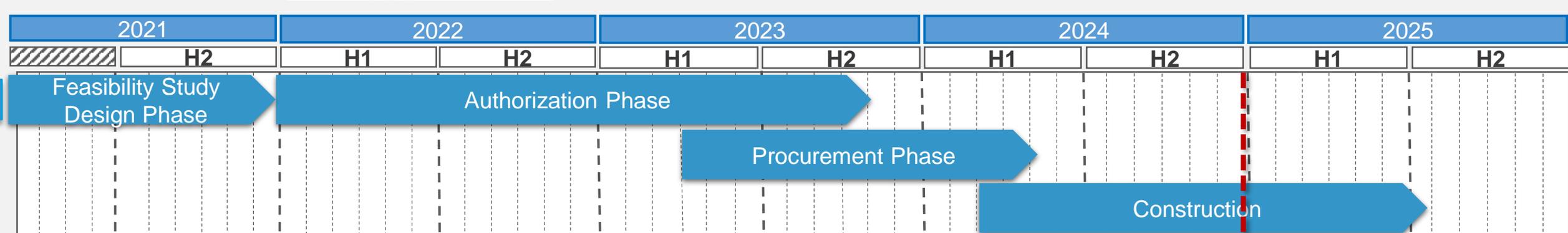


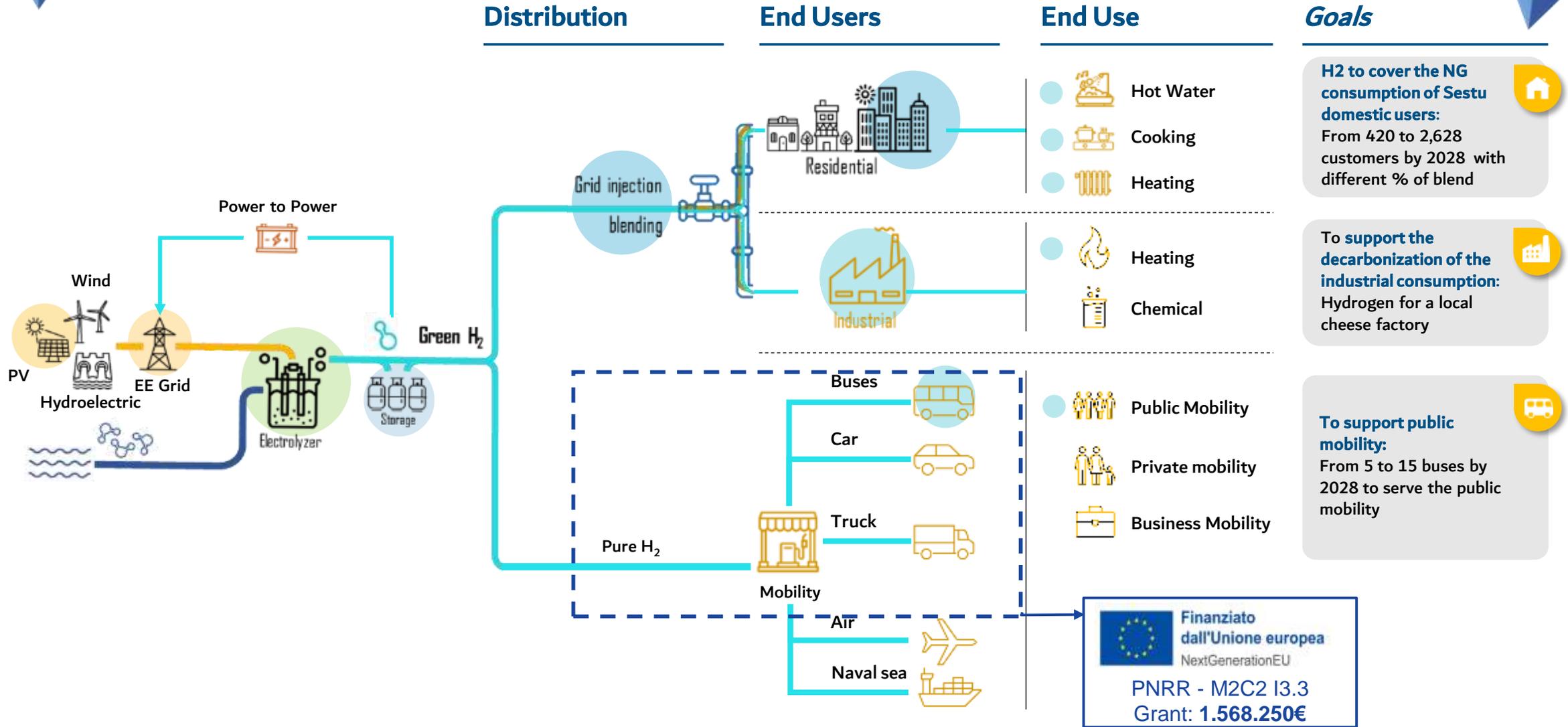
Note: (1) Impianto di Prelievo Riduzione e Misura (2) Equipment to be evaluated with Snam. Considering the volumes of gas involved in the analysis, it may not be necessary to de-odorise the biomethane before entering the transport network (3) ARERA Res. 199/2021 (4) Italian energy and environment Authority

IDROGENO



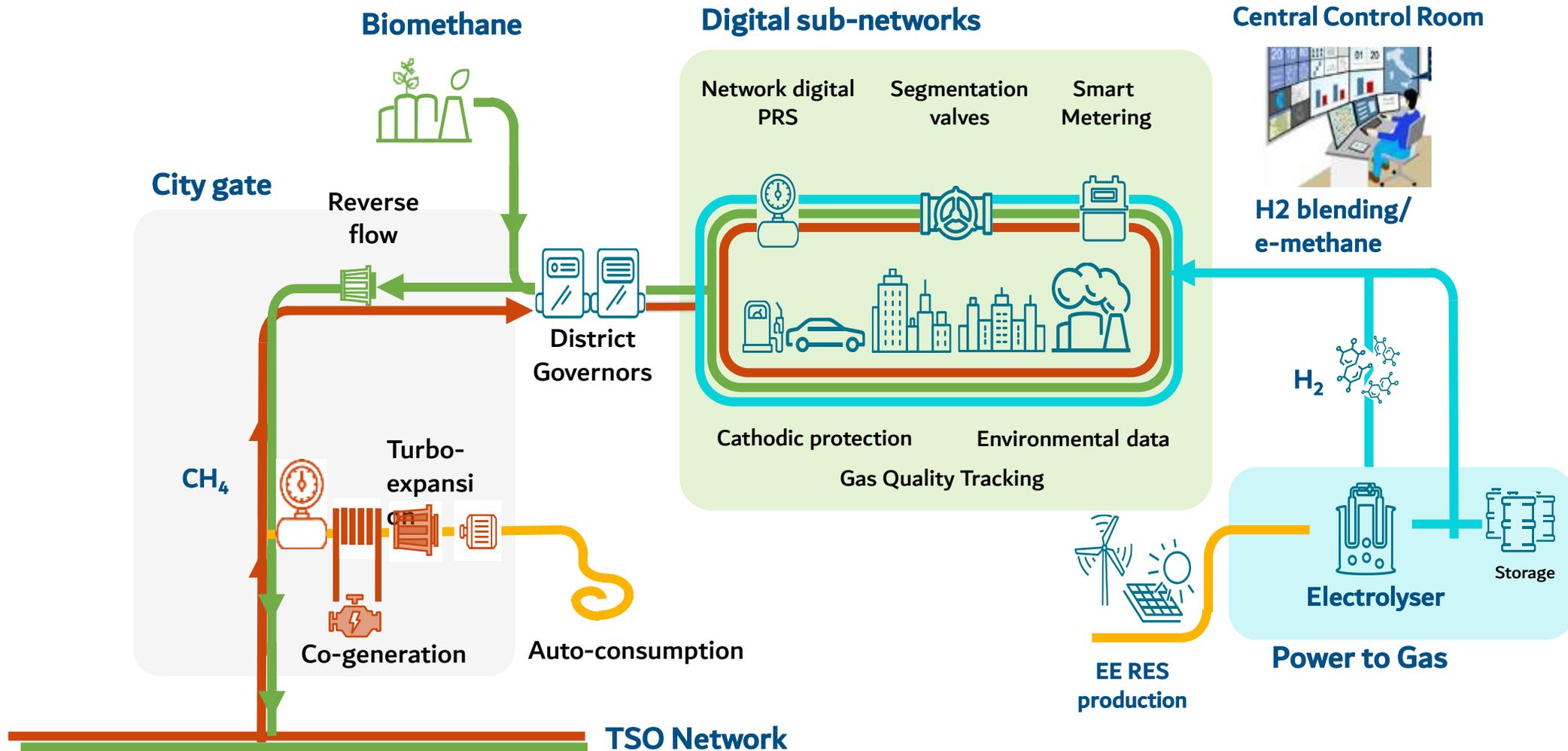
	PV Plant <i>(100% owned by ITG)</i>	1 MW
	Electrolyzer package	0,5MW
	Storage & blending unit package	300 kg at 40 barg
	Refueling Station	300 kg/d







Miglioramento e riconversione della rete combinati con la digitalizzazione per consentire la distribuzione/iniezione di gas verdi, ridurre i costi e aumentare l'efficienza e l'affidabilità





Giorgio Segre

Italgas S.p.A.

Head of Green Gas Development

giorgio.segre@italgas.it