

Integrazione delle FER nel mercato elettrico: il ruolo del biogas

Rimini, 6 novembre 2019

C. Valli



Contesto



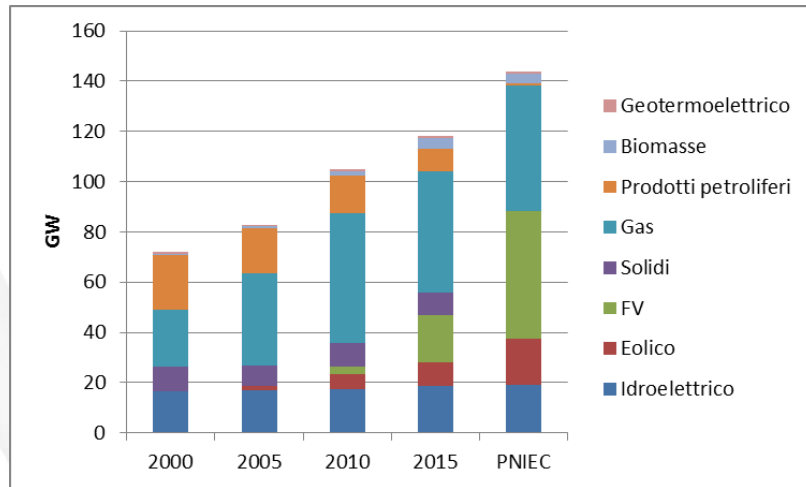
L'Italia, come tutta l'Europa e gran parte del mondo, è impegnata nella lotta ai cambiamenti climatici

Principale azione: **ridurre l'uso dei combustibili fossili**, attraverso

- Utilizzo di fonti rinnovabili di energia (32% entro 2030, a partire dalla produzione elettrica, ma ormai in estensione ai settori calore, raffrescamento, trasporti)
- Maggiore efficienza negli usi finali (-32.5% dei consumi di energia primaria rispetto alle proiezioni 2030 degli scenari di riferimento del 2007- dir.UE 2018/2002 dell'11/12/2018)
- La Strategia Energetica Nazionale ed il nuovo PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) sono, nel loro insieme, coerenti con questi obiettivi, e li perseguono con convinzione, assieme a quelli di:
 - costi ragionevoli
 - sicurezza di approvvigionamento
 - ridotto impatto ambientale



Il sistema elettrico: uno scenario al 2030



- Scomparsa del carbone e dei derivati del petrolio
- Potenza installata e produzione da gas e idro sostanzialmente costanti
- Forte incremento di eolico e fotovoltaico (+ 200 %)

- Basso utilizzo degli impianti a gas → probabile dismissione di una parte di essi (poco remunerativi)

CRITICITA'

Adeguatezza (capacità strutturale del sistema di soddisfare il fabbisogno, inclusa la situazione di «punta di carico», nel rispetto dei requisiti di sicurezza e qualità del servizio)

Flessibilità (capacità di incrementare o ridurre la produzione negli impianti di generazione o il consumo nei carichi)

Adeguatezza: quanta capacità?

Secondo l'analisi riportata nel Rapporto Adeguatezza Italia 2019 di Terna, al 2030, con una penetrazione delle FERNP di +39 GW rispetto al 2018, «la capacità termoelettrica necessaria per garantire un sistema adeguato (LOLE = 3h) risulta pari a circa 55 GW»

Servirà:

- sostituire la capacità produttiva a carbone e derivati dal petrolio con capacità gas
- Utilizzare il termoelettrico in maniera sempre più flessibile (poche ore di funzionamento/anno)



Ma c'è spazio per altre tecnologie di tipo programmabile, fra cui biomasse/biogas

Adeguatezza del sistema (segue)



Esigenza di una strategia per consentire il mantenimento di un'adeguata capacità. Tra cui il Capacity Market, adottato recentemente (DM 28 giugno 2019).

«Energy only»:

- i produttori offrono **energia**, ad esempio su MGP
- i costi fissi sono remunerati dai margini sul prezzo
- Remunera solo l'energia prodotta.

Adeguatezza a volte non assicurata (gli operatori non investono/disinvestono).



«Capacity Market»:

- si fanno aste di capacità programmabile, su un arco pluriennale (ora 1, poi 3 anni)
- è di fatto un incentivo a mantenere in servizio gli impianti (tende a coprire i costi fissi) e/o a realizzare impianti nuovi, con limitazione sulle emissioni GHG.



La flessibilità



Il sistema «de-carbonizzato» ha sempre più potenza non programmabile (sole e vento) e ha bisogno di flessibilità.

Occorre attivare tutte le risorse di flessibilità possibili, in una logica di rispetto dell'ambiente e secondo un ordine di merito economico:

- Sfruttare e migliorare la flessibilità degli impianti termoelettrici esistenti (soluzione meno costosa, ma attenzione alle emissioni di CO₂)
- Coinvolgere le FER programmabili per fornire servizi al sistema
- Coinvolgere la domanda
- Introdurre nuovi accumuli

Sono risorse limitate e, in diversa misura, costose.

Mercato dei Servizi di Dispacciamento: quali servizi?

Riserva secondaria



Riserva terziaria Pronta o di Sostituzione

Bilanciamento

Risoluzione congestioni

Nel regime sperimentale derivante dalla del. 300/2017, per tutti i servizi si può offrire anche solo a salire o a scendere

Mercato dei Servizi di Dispacciamento: chi può partecipare?

produzione		consumo	
Rilevante (≥ 10 MVA)	Non rilevante		
programmabile	non programmabile		
			

La **delibera 300/2017, integrata dalla 422/2018**, consente a titolo sperimentale la partecipazione di altre risorse:

- Fonti non rilevanti e rilevanti non programmabili
- Carichi
- Accumuli

anche come aggregazioni di più unità (**UVAM**), sufficienti a raggiungere una determinata «potenza minima di controllo» complessiva (1 MW)

TERNA ha pubblicato il regolamento UVAM il 25/9/2018

Adeguatezza e Flessibilità

Di fatto, adeguatezza e flessibilità costringono a protrarre l'uso delle fonti fossili (soprattutto gas naturale).

MA

Una fonte rinnovabile programmabile, che può contribuire ad adeguatezza e flessibilità, **ESISTE**

biomassa / biogas



Biomasse/biogas



- 😊 Fonte **rinnovabile**, riduzione utilizzo fonti fossili
- 😊 **Basse emissioni di gas serra** sul ciclo di vita
- 😊 Affidabilità e **Continuità**: un impianto a biogas può operare oltre 8000 ore/anno
- 😊 Possibilità di **cogenerazione** → sfruttamento pressoché completo della fonte, con ulteriore riduzione di emissioni climalteranti
- 😊 **Manovrabilità/Flessibilità**: un motore alimentato a biogas si può avviare/fermare o può modificare l'output nel giro di minuti.
- 😞 **Costo variabile ≠ zero**: la fonte primaria ha un costo di produzione/trasporto/trattamento. Riesce ancora difficile un equilibrio costi/ricavi senza incentivi. (Si tratta di ottimizzare lo sfruttamento della fonte -maggiore uso del calore- e di valorizzare meglio alcuni punti di forza -continuità, affidabilità, flessibilità-)
- 😞 Emissioni: la combustione genera **problemi di qualità dell'aria** (NOx, anche polveri nel caso di biomasse solide). (Superabile con il miglioramento tecnologico)

Il parco a biogas esistente

Dati TERNA 2018

Sono attivi 2009 impianti

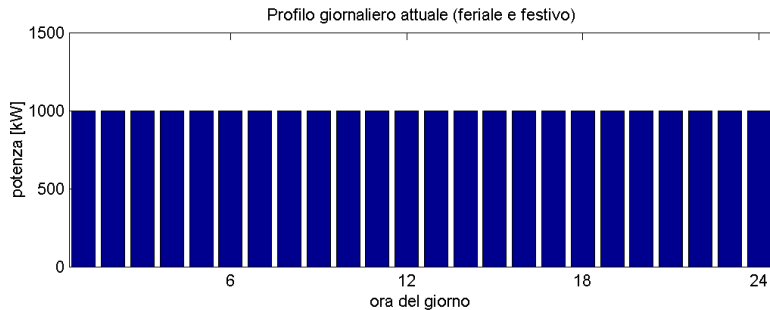
Potenza installata 1448 MWe

Produzione 8,3 TWh (prevalentemente biogas da attività agricole e forestali)

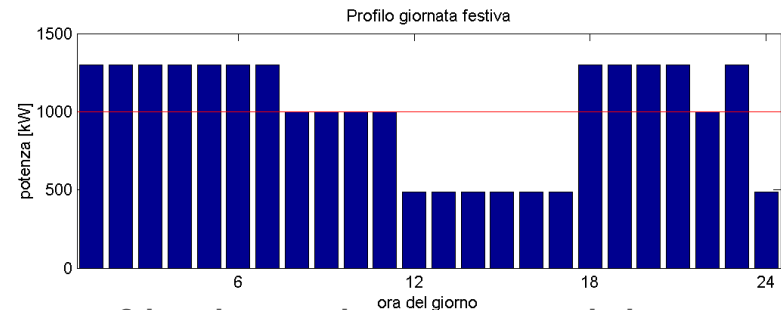
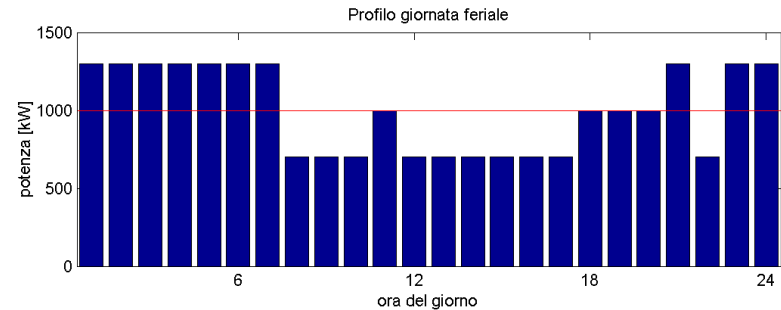


Come può un impianto a biogas partecipare al mercato del bilanciamento?

Profilo giornaliero di produzione di un impianto incentivato alimentato a biogas
oggi **domani?**



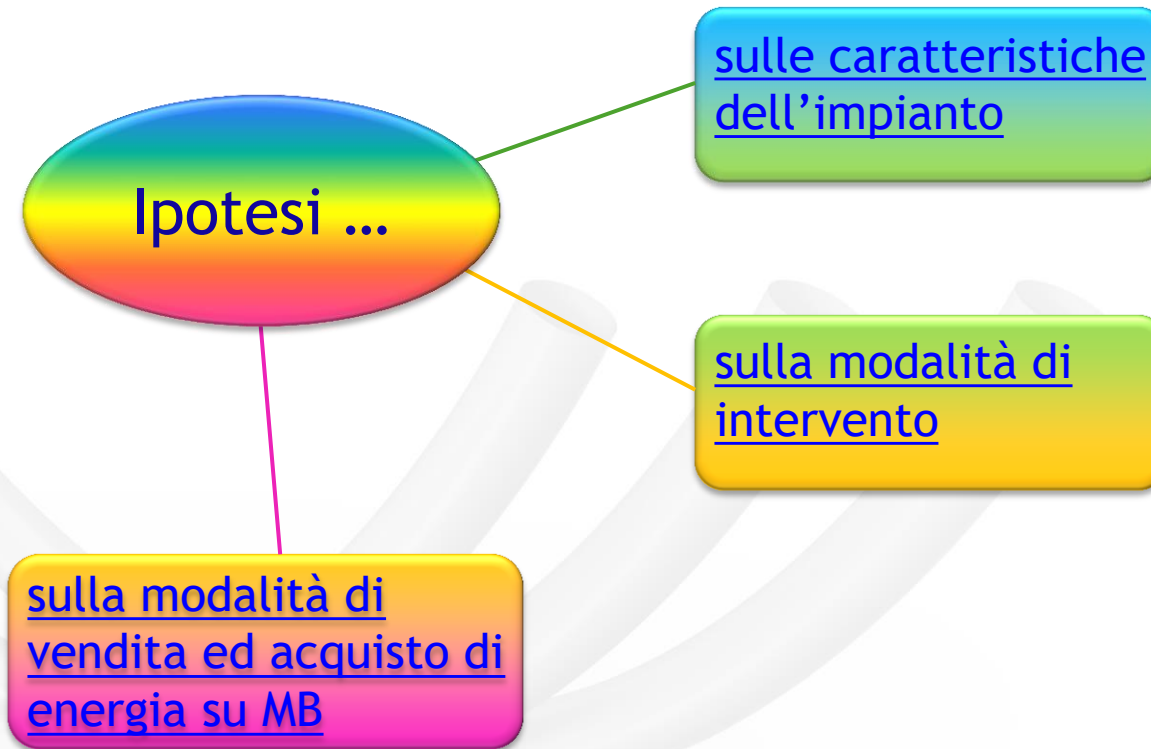
Il profilo di produzione piatto consente il conseguimento del massimo beneficio economico in relazione alla vigente normativa che regola l'accesso alle tariffe incentivanti



Un profilo di produzione modulato potrebbe, nel rispetto della quantità di energia incentivata immessa in rete (su base giornaliera, settimanale, ...) consentire l'offerta di servizi ancillari ed il conseguimento di ulteriori benefici economici per il titolare dell'impianto

Partecipazione di un impianto a biogas al Mercato del Bilanciamento

Quanto potrebbe rendere offrire sul Mercato del Bilanciamento la propria disponibilità a modificare il profilo di produzione?
Lo abbiamo valutato con una simulazione ...



Partecipazione di un impianto a biogas al Mercato del Bilanciamento

Quanto potrebbe rendere offrire sul Mercato del Bilanciamento la propria disponibilità a modificare il profilo di produzione?

Lo abbiamo valutato con un



sulla modalità di
vendita ed acquisto
energia su MB

sulle caratteristiche dell'impianto:

- l'impianto, nominalmente della potenza di 1 MW, sia in grado di offrire un certo margine di ulteriore potenza (nel caso esaminato: 300 kW);
- l'impianto sia dotato di una capacità aggiuntiva di accumulo del biogas (4 ore) che ne consenta l'esercizio modulato che si intende realizzare;
- le variazioni di carico che si prevede di eseguire non comportino significative perdite di rendimento (verificato)

Partecipazione di un impianto a biogas al Mercato del Bilanciamento

Quanto potrebbe rendere offrire sul Mercato del Bilanciamento la propria disponibilità a modificare il profilo di produzione?

Lo abbiamo valutato con una simulazione



sulla modalità di
vendita ed acquisto di
energia su MB

sulla modalità di intervento:

- pur variando il profilo giornaliero di produzione, il valore giornaliero di energia è immutato e coerente con 1000 kW medi;
- giornate feriali:
 - 10 ore a 1300 kW
 - 10 ore a 700 kW
 - 4 ore a 1000 kW
- giornate festive:
 - 12 ore a 1300 kW
 - 7 ore a 485 kW
 - 5 ore a 1000 kW

Partecipazione di un impianto a biogas al Mercato del Bilanciamento



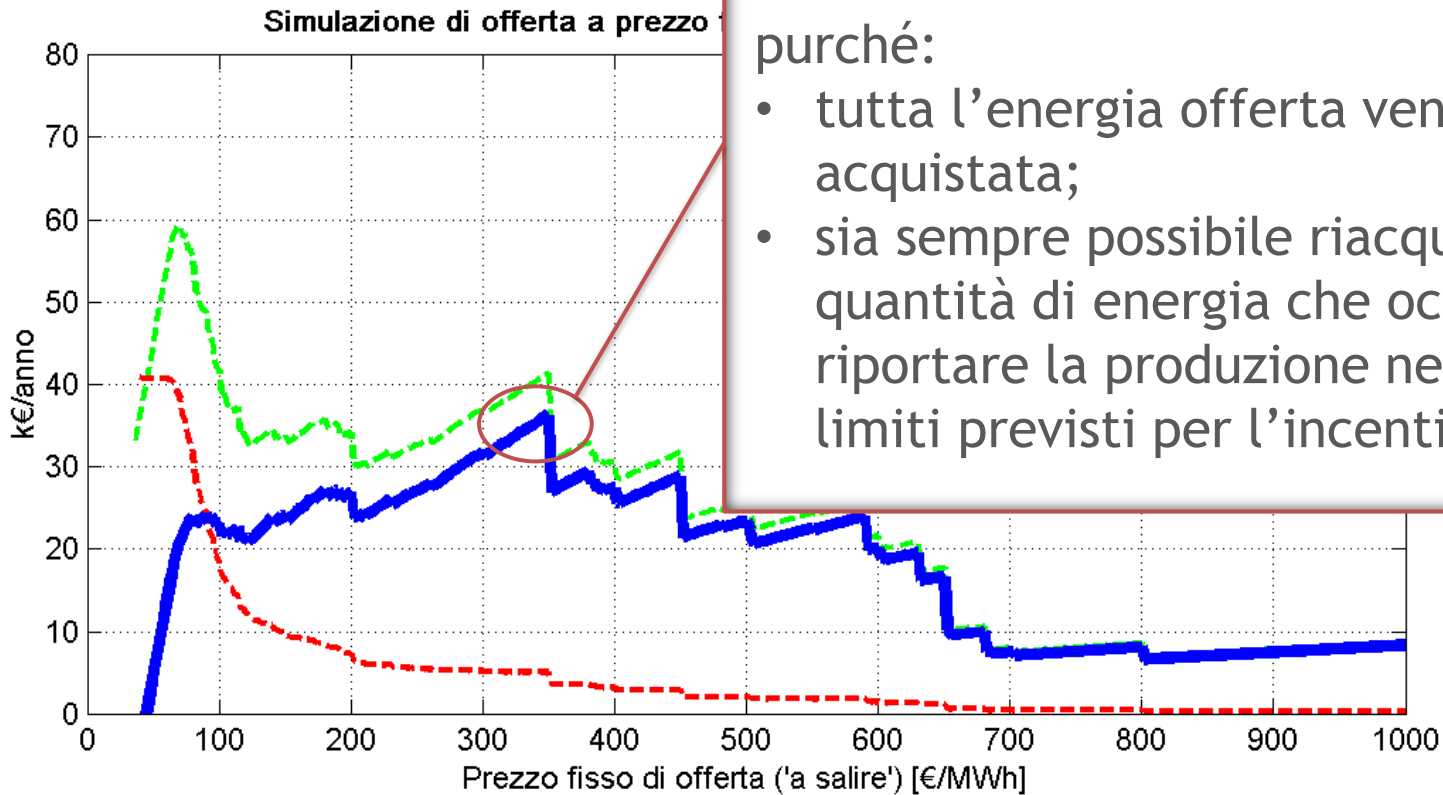
Quanto potrebbe rendere offrire sul Mercato del Bilanciamento la propria disponibilità a modificare il profilo di produzione?

Lo abbiamo valutato con una simulazione ...

sulla modalità di vendita e di acquisto dell'energia su MB:

- gli scostamenti “a salire” rispetto alla produzione standard (1000 kW costante) vengono offerti sempre allo stesso prezzo, il cui valore viene scelto stimando - sulla base di esiti storici del mercato - la soluzione che consente di conseguire il massimo profitto annuo;
- gli scostamenti “a scendere” vengono riacquistati a prezzo relativamente elevato (35.95 €/MWh, nella simulazione eseguita, pari al valor medio annuo dei prezzi massimi a scendere) per garantirsi di compensare la sovrapproduzione e non perdere quote di incentivo

Partecipazione a MB: risultati



Offrendo 'a salire' al prezzo di 350 €/MWh, nell'anno preso come esempio si sarebbe avuto un utile di circa 36600 €, purché:

- tutta l'energia offerta venga acquistata;
- sia sempre possibile riacquistare la quantità di energia che occorre per riportare la produzione netta entro i limiti previsti per l'incentivo

Perché non si fa?



Gli impianti a biogas sono, in gran parte, già tecnicamente adatti per capacity market e MSD.

Per modulare la produzione servono, al più, piccole modifiche e investimenti modesti.

- Un impianto biogas ha, tipicamente, un gasometro con possibilità di accumulo di 2-3 ore (eventualmente incrementabile con un piccolo investimento)
- La modulazione di un cogeneratore a biogas può, di norma, essere effettuata modulando fra il 50% e il 100%

Ma allora perché non si fa?

Le barriere regolatorie Capacity Market



- L'art. 4 della «DISCIPLINA DEL SISTEMA DI REMUNERAZIONE DELLA DISPONIBILITÀ DI CAPACITÀ PRODUTTIVA DI ENERGIA ELETTRICA» e l'art. 5 (Divieto di cumulo) del DM. 28/6/2019, sanciscono il requisito di non godere di incentivi in conto capitale né conto energia. **Chi partecipa a Capacity Market si deve impegnare a rinunciare agli incentivi erogati da GSE** relativamente alla capacità impegnata ed all'intero periodo di consegna, *senza diritto di recupero da parte del beneficiario degli incentivi.*

Inoltre...

Non è immediato stimare un prezzo di questo mercato. In ogni caso ARERA ha definito un tetto per il premio:

- Cap per nuova capacità 75.000 €/MW/anno
- Cap per capacità esistente 33.000 €/MW/anno

(poco, se confrontato con incentivo elettrico)

Le barriere regolatorie MSD



- DM 6 luglio 2012: accesso alla Tariffa Omnicomprensiva solo per impianti di potenza < 1 MW. Molti impianti hanno motori di taglia superiore, ma se superano anche per brevi periodi i 1000 kW rischiano la perdita dell'incentivo (elevato). Di fatto si scoraggia un utilizzo flessibile
- Regolamento UVAM: le unità di produzione aggregate non devono essere inserite nel contratto di dispacciamento del GSE (gli impianti a biogas con TO lo sono)

Queste barriere decadranno a fine incentivo, ma perché aspettare?

Gli impianti a biogas metterebbero a disposizione circa 1000 MW di potenza controllabile, di cui il sistema ha bisogno.

- Basterebbe dire che i **1000 kW sono non il valore istantaneo ma la media ad es. su un anno**: non riduce la produzione da rinnovabili e non genera un aumento degli oneri in bolletta

Oggi cosa si può già fare?



Nelle PROCEDURE OPERATIVE Dic. 2017 del GSE per FER no PV è previsto il **Potenziamento non Incentivato**: possibilità di incrementare potenza impianto oltre 1%.

- GSE fissa un «cap» all'energia incentivata
- Eventualmente, aggiorna il meccanismo di incentivazione.

La quota di energia non incentivata è valorizzata a prezzo di mercato.

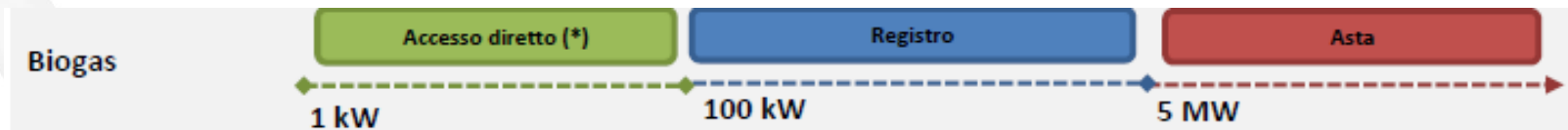
Se l'impianto gode di TO → l'energia è di GSE

Ma...

Oggi cosa si può già fare?

Se l'impianto gode di tariffa incentivante (no TO) →

- ✓ Impianto con sistema incentivazione DM 18/12/2008:
 - Potenziamento fino a $W < 1000$ kW
- ✓ Impianto con sistema incentivazione DM 6/7/2012 (FER) e succ.:
 - W non deve superare le “soglie” che hanno definito la modalità di accesso (diretto/Registro/Procedura d'Asta). Ad esempio, per impianto da 300 kW, $W_{max} = 5$ MW



In questi casi, l'energia non incentivata è del titolare dell'impianto che può decidere di far parte di un'UVAM e partecipare a MSD

Circa 300 impianti hanno taglie nominali fra 300 e 700 kW, per una potenza complessiva di circa 140 MW (10 % del totale, come potenza). Se sono in TO possono passare a tariffa incentivante e rientrare nei casi precedenti.

Altre opzioni?

Il DM 5 dicembre 2013 ha aperto la strada alla produzione del biometano in Italia

- Vettore energetico equivalente al gas naturale
- Adatto a tutti gli utilizzi tradizionali per il gas naturale: riscaldamento, cottura, cogenerazione, impieghi nell'industria, autotrazione

Il DM 2 marzo 2018 affina e modifica il precedente e si incentiva il biometano immesso in rete con destinazione specifica nei trasporti.

Migliora il trattamento per la riconversione di impianti che già godono di incentivo elettrico



Conversione a biometano di Impianto esistente



Principali assunzioni:

- Alimentazione: scarti agricoli + zootecnici
- Incentivi in accordo a DM 2 marzo 2018
- Taglia impianto: ~170 Sm³/h di biometano (≈ 600 kW elettrico)
- Materie prime: 6 €/t
- Biogas avanzato (alimentazione come da parte A dell'allegato 3 del DM 10 ottobre 2014), con ritiro dedicato
- Funzionamento per 8500 h/anno
- Prezzo del gas naturale sul mercato a pronti 0.19 €/Sm³
- Impianto esistente
- Investimento (upgrading+accessori): ~ 1.3 M€

Alimentazione: scarti agricoli/zootecnici impianto riconvertito



COSTI (k€/anno)	
Personale	54.5
Alimentazione	303.3
Costi operativi	359.8
Accantonamenti, altri oneri	23.8
Totale Costi	741.4
RICAVI (€/anno)	
Ritiro BM	267.8
CIC (maggiorato x 10 anni)	907.1
Totale Ricavi	1175
PBT (anni)	3.3

Conversione a biometano di Impianto esistente

In apparenza il caso è favorevole ma, se convertito a biometano...

- Perdo incentivo elettrico ($280 \text{ €/MWh} \times 600 \text{ kW} \times 8500 \text{ ore} \cong 1.4 \text{ M€/anno}$)
- Investo circa 1 M€
- Ricavo circa 1.2 M€

la riconversione non conviene se c'è un incentivo elettrico 

Il Decreto 2 marzo consente di farla entrando in servizio appena prima della scadenza dell'incentivo: in quel momento è conveniente, anche se, per essere certi di entrare in servizio in tempo utile, si dovrà rinunciare, ad es., a 6 mesi di produzione elettrica $\approx 0.7 \text{ M€}$

Conversione a biometano di Impianto esistente



- C'è anche la possibilità di ottenere l'incentivo per il biometano **senza rinunciare a quello elettrico** (su una quota di produzione elettrica \leq del 70 % di quella media degli anni precedenti) se la riconversione parziale avviene almeno 3 anni prima della scadenza dell'incentivo elettrico
- In questo caso è possibile:
 - Offrire servizi (ad es. «a salire») al sistema elettrico
 - Avere un utilizzo proficuo del biogas anche in caso di impossibilità di immissione in rete di biometano
 - Generare due vettori energetici diversi, con prezzi in buona misura indipendenti

Quindi, concludendo?



SERVIZI ALLA RETE ELETTRICA:

- Tecnicamente, gli impianti a biogas (incentivati e non) hanno la capacità di offrire servizi ancillari compatibili con le delibere 300/2017 e 422/2018 e regolamenti TERNA UVAM
- Ciò non comporterebbe significative perdite di produzione
- Il contributo ai fabbisogni di riserva e bilanciamento sarebbe significativo
- Ritorno economico (per produttore + aggregatore) modesto ma non trascurabile
- Minore ricorso a impianti a gas naturale → meno CO₂
- Esistono barriere regolatorie, ma superabili

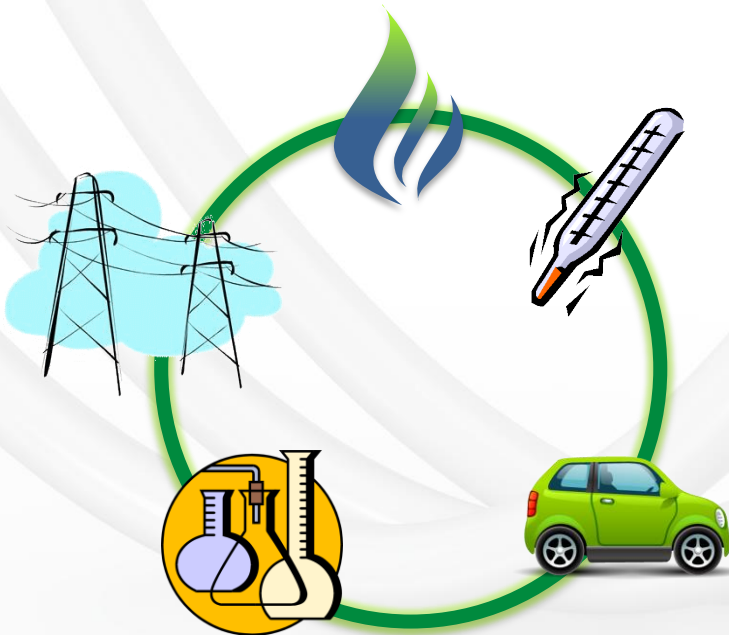
CONVERSIONE A BIOMETANO:

- Un impianto biogas incentivato ha interesse a riconvertirsi, ma non subito. Ma
- Una riconversione parziale può essere una scelta interessante: maggiore flessibilità per il produttore, possibilità di partecipare ai servizi alla rete

E dopodomani?

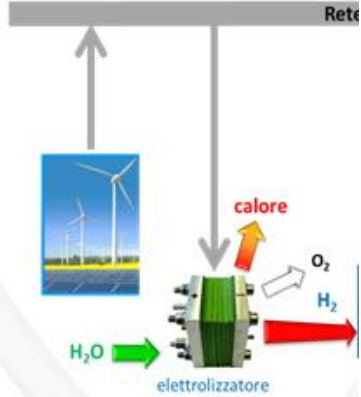
Con una forte penetrazione delle rinnovabili non programmabili, la gestione ottimale della volatilità della generazione elettrica dovrà necessariamente coinvolgere l'intero sistema energetico (elettricità, gas, calore, ...), promuovendo l'impiego di tecnologie in grado di accoppiare i diversi settori energetici.

Tipicamente, il settore di partenza è quello elettrico → **Power to X (P2X)**.



La tecnologia **Power to Gas (P2G)** consente di connettere il sistema elettrico con il sistema gas, sfruttando le grandi capacità di accumulo della rete del gas naturale per immagazzinare l'energia intermittente prodotta dalle rinnovabili non programmabili.

Il Power to Gas: come funziona?

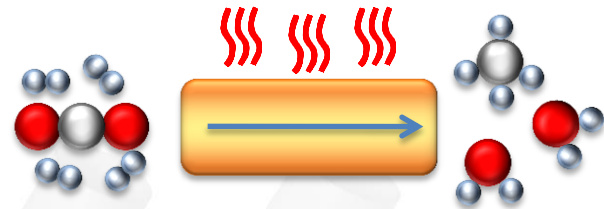


- Si converte il surplus di energia elettrica immessa in rete, in idrogeno (tramite elettrolisi). Questo può essere utilizzato tal quale (per l'industria, l'autotrazione, etc...) oppure,

- Si trova una fonte di CO₂
- Si convertono H₂ e CO₂ in metano e acqua (metanazione-processo Sabatier)



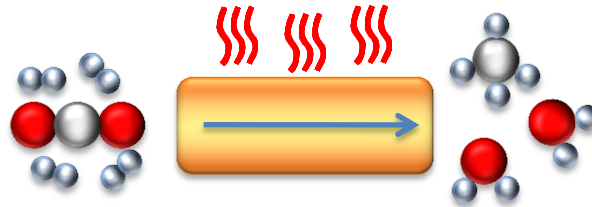
- Si immette il metano nella rete gas esistente, che si configura così come un grande sistema di accumulo e di distribuzione dell'energia accumulata



Poco efficiente ($\eta = 70\%_{\text{PCL}}$ idrolisi x $78\%_{\text{PCL}}$ metanazione = 55%) ma perfetto per grandi accumuli (equivalente ai pompaggi).

L'efficienza migliora se si recuperano calore e ossigeno (prodotto dall'idrolisi)

La metanazione



catalizzatore chimico

- Tipicamente base nichel (meno costoso)
- T 300-550 °C
- P 1-100 bar
- Pbs avvelenamento
- Criticità funzionamento dinamico
- Impianto complesso

catalizzatore biologico

- Microorganismi metanogeni idrogenotrofi (dominanti)
- T < 80 °C
- P 1-10 bar
- Pbs avvelenamento delle
- Criticità funzionamento dinamico
- Impianto semplice

Ottimo accoppiamento con impianto biogas come fonte di CO2

Il Power to Gas e l'impianto biogas



Un impianto P2G accoppiato al digestore

- Permetterebbe di valorizzare la CO_2 del biogas, massimizzando la produzione di biometano (incentivabile) a pari biomassa in ingresso ($40\% \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4$)
- Consentirebbe all'impianto di fornire servizi alla rete elettrica (utile per il sistema)
- Consentirebbe di incrementare i ricavi (\uparrow produzione di metano e si partecipa a MSD)

P2G: proviamo a fare due conti...



Principali assunzioni:

- Alimentazione: scarti agricoli + zootecnici
- Incentivi biometano in accordo a DM 2 marzo 2018
- Taglia impianto: $\sim 320 \text{ Sm}^3/\text{h}$ di biogas/biometano ($\approx 600 \text{ kW}$ elettrico)
- Materie prime: 6 €/t
- Biogas avanzato (alimentazione come da parte A dell'allegato 3 del DM 10 ottobre 2014), con ritiro dedicato
- Funzionamento sistema metanazione 8500 h/anno
- Prezzo del gas naturale sul mercato a pronti 0.19 €/Sm³
- Prezzo EE (escluso elettrolisi) 0.18 €/kWh
- Impianto biogas esistente
- Investimento metanazione: $\sim 10 \text{ M€}$ (costo elettrolizzatore: $\sim 7 \text{ M€}$!!!)
- Partecipazione MSD a salire: spengo per 8 ore a notte (0.115 €/kWh)
- **P2G come accumuli → no oneri su elettricità usata per elettrolisi**

Alimentazione: scarti agricoli/zootecnici

COSTI (k€/anno)	
Personale	54.5
Alimentazione	303.3
Costi operativi	2285
Accantonamenti, altri oneri	111.9
Totale Costi	2755
RICAVI (€/anno)	
Ritiro BM	509
CIC (maggiorato x 10 anni)	1724
Servizi alla rete	1647
Totale Ricavi	3880
PBT (anni)	11

Se si esclude l'ipotesi di non pagare oneri su EE per elettrolisi
→ investimento improponibile

P2G: conclusioni



- Il P2G è uno strumento importante nella transizione ad un nuovo sistema energetico dominato dalle rinnovabili non programmabili ma, ad oggi, la produzione di metano sintetico non è competitiva ne' con il biometano ne', tantomeno, con il gas naturale.
- I costi dell'elettrolizzatore (più del 50% dell'investimento) sono ancora molto elevati. **Diminuiranno in futuro**
- Il maggior contributo ai costi d'esercizio è da ascrivere ai consumi elettrici dell'elettrolizzatore ed ai servizi e ammortamenti a lui connessi (circa 40% del totale). **L'efficienza degli elettrolizzatori migliorerà**
- Il solo incentivo (CIC, double counting) per l'immissione in rete del metano prodotto non è sufficiente a creare un profitto adeguato.
- Il pagamento degli oneri sull'elettricità consumata è fortemente penalizzante → **necessità di modificare il quadro regolatorio (P2G = accumulo)**

Grazie per
l'attenzione !

Carmen.valli@rse-web.it
www.rse-web.it