

# Gas naturale - biogas - power-to-gas

## Potenzialità, limiti, necessità di ripristino



© GLOBAL WARMING IMAGES / WWF

### Sintesi degli aspetti principali

Entro il 2038 al massimo, in Svizzera non si potranno più bruciare petrolio né gas naturale<sup>1</sup>, altrimenti l'obiettivo dell'Accordo di Parigi sul clima per evitare catastrofici sconvolgimenti climatici sarà difficilmente raggiungibile. Per la rete del gas elvetica, ciò significa uno smantellamento quasi totale entro due decenni, dato che i gas rinnovabili (biogas e gas sintetici basati su energie rinnovabili) non saranno disponibili in quantità sufficienti a sostituire il volume di gas naturale attualmente necessario per il riscaldamento degli edifici e dell'acqua.

Il biogas *nazionale* può arrivare al massimo a coprire un quarto delle attuali vendite di gas naturale fossile. Il biogas importato rappresenta meramente una soluzione sostenibile limitata, perché i Paesi europei dovranno utilizzare il loro potenziale di biogas per decarbonizzare i rispettivi settori

energetico e industriale. La produzione di gas sintetici grazie all'elettricità (power-to-gas, abbreviazione: PtG) ha un rendimento basso, che la rende significativamente più costosa rispetto al consumo diretto di elettricità (pompe di calore, mobilità elettrica), e creerebbe una domanda aggiuntiva molto elevata di elettricità rinnovabile.

Nel settore dell'edilizia, i mezzi da scegliere sono pertanto la riduzione della domanda di energia, l'uso diretto di energie rinnovabili (solare termico, geotermia profonda, legname), le reti di calore a rinnovabili e la pompa di calore. Il gas sintetico andrebbe invece impiegato principalmente dove *non* è possibile utilizzare direttamente l'elettricità (ad es. nel traffico aereo). Non risulta ancora chiara l'eventuale necessità del PtG per lo stoccaggio stagionale dell'elettricità. Anche se così fosse, la rete di distribuzione del gas nella sua forma attuale *non* sarebbe richiesta.

In Svizzera la vendita di vettori gassosi diminuirà massicciamente nei prossimi 10-15 anni, con conseguenze

<sup>1</sup> Il presente documento si concentra sui vettori energetici gassosi, ove cioè il dibattito nella società è solo in nuce. Per il WWF Svizzera, anche l'uso del petrolio (e del carbone) deve essere immediatamente ridotto sulla base del bilancio svizzero del CO<sub>2</sub>. Il presente documento *non* delinea una strategia climatica completa per tutti i vettori e i settori energetici, necessaria per una visione d'insieme.

per i proprietari e i gestori delle reti del gas, ossia per i fornitori di gas, le città e i comuni. Questi ultimi devono urgentemente adeguare i periodi di ammortamento, i prezzi e la pianificazione della manutenzione, e soprattutto predisporre lo smantellamento delle loro reti del gas; se ciò non accadrà, rischiano di non essere più in grado di ammortizzare i loro investimenti.

I comuni e le città hanno una grande responsabilità: con una pianificazione energetica compatibile con il clima e strategie di proprietà per i loro fornitori di gas possono orientare questo settore verso la direzione necessaria. Città come Winterthur, Zurigo e Basilea lo stanno già facendo: se gli altri comuni non seguiranno il loro esempio, rischieranno di mandare in bancarotta i loro fornitori di gas e al contempo per la Svizzera diventerà più difficile raggiungere l'obiettivo dello zero netto.

## Come e per cosa si impiega il gas naturale oggi?

Poco più del 15% del consumo finale di energia nella Confederazione è coperto dal gas naturale: questo vettore occupa pertanto il terzo posto dietro petrolio e elettricità; dal 2019 il gas naturale ha superato il petrolio come combustibile più importante<sup>2</sup>. Mentre in termini assoluti negli ultimi tempi il consumo di gas naturale è rimasto pressoché costante (circa 37.700 GWh nel 2021), la sua quota sul consumo totale (in calo) è in costante aumento. Il consumo di quasi due terzi del gas naturale è da ricondursi al riscaldamento degli edifici e dell'acqua, mentre un buon terzo all'industria (calore di processo). Nei trasporti e nella generazione di elettricità svizzera, i vettori gassosi svolgono un ruolo secondario. Tutto il gas naturale della Svizzera è importato, principalmente dall'UE, dalla Russia e dalla Norvegia<sup>3</sup>.

La rete di condutture della Svizzera (allacciamenti domestici esclusi) si estende per circa 20.000 km, la maggior parte dei quali (circa 17.500 km) è costituita da reti di distribuzione regionali. Sebbene la rete elvetica sia piuttosto piccola nel confronto internazionale, tra il 2008 e il 2017 ha registrato una forte crescita, pari a quasi il 2% annuo; da allora, l'espansione è rimasta stagnante. La rete nazionale non è progettata per lo stoccaggio di grandi volumi di gas: a causa delle variazioni di pressione, la rete di tubature di per sé riesce a immagazzinare solo 28 GWh; vi sono poi gli impianti di stoccaggio giornalieri, con una capacità complessiva di 49

GW: ciò significa che il consumo di gas in Svizzera può essere coperto per sole 18 ore. Inoltre, il nostro Paese non dispone di grandi impianti di stoccaggio di gas naturale.

### Approvvigionare il gas in tempi di crisi

Per tutelarsi da eventuali interruzioni dell'approvvigionamento, la Svizzera si è assicurata l'accesso all'impianto di stoccaggio sotterraneo di Etrez, in Francia, tramite un trattato internazionale. La capacità totale di stoccaggio di gas naturale giuridicamente garantita ammonta a 1.510 GWh<sup>4</sup> e copre il consumo svizzero per 15 giorni. A seguito dell'attacco russo all'Ucraina, Gaznat e GVM, le società di gas svizzere che detengono quote dell'impianto di stoccaggio di Etrez, hanno effettuato pagamenti supplementari al fine di incrementare la capacità di stoccaggio per l'inverno 2022/2023 a 3.000 GWh. Inoltre, i fornitori di gas hanno speso 500-800 milioni di franchi per i cosiddetti contratti di opzione, per garantire le forniture in caso di emergenza, i cui costi sono sostenuti dai clienti dell'erogazione del gas<sup>5</sup>. Ciononostante, rispetto all'approvvigionamento durante l'inverno 2022/23 il quadro è rimasto incerto; si è fatto leggermente meno teso in virtù degli sforzi di austerità di tutti i Paesi europei, che hanno permesso loro di ben riempire gli impianti di stoccaggio di gas nell'estate del 2022, procacciandosi rapidamente gas da fonti alternative e grazie a un inverno mite, con un consumo di gas inferiore. A lungo termine, è in valutazione la costruzione di un impianto di stoccaggio sotterraneo di maggiori dimensioni in Svizzera<sup>6</sup>.

## Qual è la rilevanza del gas naturale per la tutela climatica?

La combustione del gas naturale produce CO<sub>2</sub>, un gas serra. Il gas naturale ha un impatto ancora maggiore sul clima se *non* viene bruciato bensì rilasciato direttamente nell'atmosfera, poiché il metano ha un potenziale di riscaldamento globale significativamente maggiore rispetto al CO<sub>2</sub>. Per motivi di tutela climatica, il gas naturale dovrebbe in ogni caso rimanere inutilizzato sotto la superficie terrestre, per quanto possibile<sup>7</sup>.

La combustione del gas naturale nelle caldaie provoca emissioni pari a 230 g CO<sub>2eq</sub> per kWh di energia utile (tenendo conto dell'estrazione e del trasporto in Svizzera<sup>8</sup>).

<sup>2</sup>Questi e altri dati comparabili elaborati dall'UFE. Statistica globale dell'energia 2021 e ASIG. Statistica annuale. 2022. Confronto tra i combustibili: UST. Consumo finale di energia per vettore. 2022. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/energie/verbrauch.assetdetail.23104756.html>, consultato in data 27/2/2023

<sup>3</sup>Stato: 2021. A causa dell'attacco russo all'Ucraina, le forniture e gli acquisti di gas sono diminuiti costantemente nel corso del 2022 e sono stati sostituiti da forniture provenienti da altre fonti.

<sup>4</sup>HSR. Capacità di stoccaggio del gas naturale in Svizzera. 2017

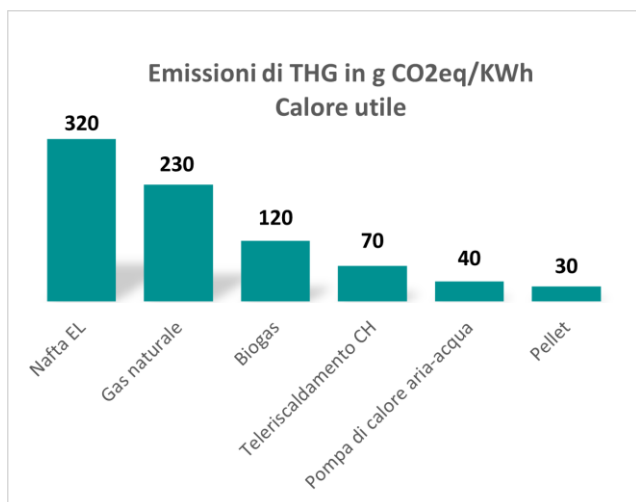
<sup>5</sup>Watson. So will der Bundesrat die Gas- und Strom-Versorgung sichern. <https://www.watson.ch/schweiz/wirtschaft/219703050-energie-schweiz-sichert-sich-zusaetzliche-gas-speicher>, consultato in data 20/2/2023

<sup>6</sup>UFE. Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung. 2022.

<sup>7</sup>Ci sono altre buone ragioni per abbandonare il gas naturale fossile, come dimostra in modo impressionante la situazione attuale: indipendenza dalle importazioni, sicurezza dell'approvvigionamento, geopolitica, creazione di valore a livello nazionale; queste non costituiscono però l'obiettivo principale di questo documento.

<sup>8</sup>Secondo alcuni studi le perdite di metano in sede di estrazione e trasporto sono significativamente sottostimate: in altre parole, le emissioni effettive sono superiori a quelle dichiarate; si veda ad es. Jungbluth et. al. Updated LCI for the supply of oil and gas considering all methane releases. 2022.

Le emissioni specifiche risultano pertanto inferiori di un quarto rispetto a quelle della nafta, ma significativamente superiori a quelle del biogas (120 g CO<sub>2eq</sub> per kWh) e oltre sette volte superiori a quelle dei pellet di legno<sup>9</sup>.



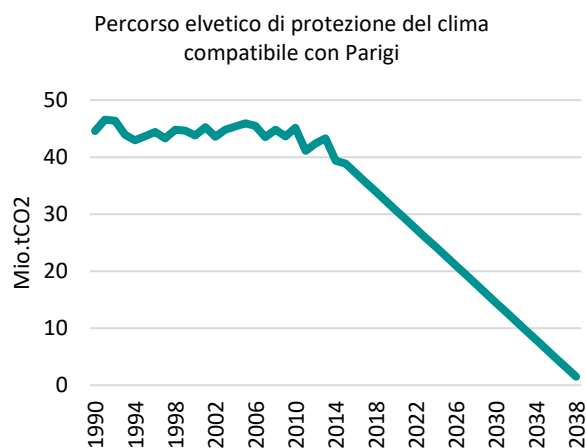
A seguito dell'attacco russo all'Ucraina, i Paesi europei e quindi anche la Svizzera stanno importando una quantità significativamente maggiore del cosiddetto GNL, il gas naturale liquefatto. A seconda della sua origine, questo gas arreca fino al doppio delle emissioni per la produzione e il trasporto rispetto a quello dei gasdotti russi, di cui è il sostituto<sup>10</sup>. In Svizzera quindi le emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dal gas naturale tenderanno ad aumentare. Attualmente, il consumo nazionale di gas naturale come combustibile causa circa 7 milioni di tonnellate di CO<sub>2eq</sub> l'anno, circa un sesto delle emissioni di CO<sub>2</sub> della Svizzera<sup>11</sup>.

Se la Svizzera prende sul serio l'accordo internazionale sul clima ratificato a Parigi, dall'anno di entrata in vigore (2016) avrà ancora un budget per le emissioni nette nazionali pari a massimo 450 milioni t CO<sub>2eq</sub>. Con una riduzione lineare, la Svizzera dovrà quindi azzerare le proprie emissioni nette interne al più tardi entro il 2038<sup>12</sup>. Anche seguendo ipotesi meno severe per concedere alla Svizzera qualche anno in più di emissioni fossili, stante l'obiettivo ufficiale svizzero dello zero netto, la combustione di petrolio e gas naturale andrà interrotta al più tardi entro il 2050.

Il futuro prossimo si declina come «100 % rinnovabili» e «0 % sprechi». Lo «zero netto» consente solo le emissioni che non possono essere completamente eliminate stanti le attuali conoscenze (ad es. in agricoltura) e che devono pertanto essere compensate da emissioni negative. Gli

impieghi del gas naturale nel nostro Paese per il riscaldamento degli ambienti, l'acqua calda e i processi industriali possono e devono essere garantiti in futuro senza combustibili fossili. Soprattutto nel settore dell'edilizia, l'attuale domanda di energia può essere notevolmente ridotta e il resto coperto da energie rinnovabili<sup>13</sup>: attraverso una migliore coibentazione di edifici nuovi e vecchi e l'impiego di pompe di calore che per riscaldare una casa richiedono solo il 30% o meno di energia rispetto a una caldaia a gas. Nella sua attuale pianificazione dello zero netto entro il 2050, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) afferma che l'installazione di nuovi impianti di riscaldamento a combustibili fossili vada vietata a partire dal 2025<sup>14</sup>.

**In sintesi: l'obiettivo di evitare uno sconvolgimento climatico catastrofico, sostenuto dalla società nel suo complesso e a livello globale, richiede lo stop alla combustione di gas naturale in Svizzera in**



meno di vent'anni.<sup>15</sup>

## Qual è l'andamento delle vendite del gas?

Il consumo di gas in Svizzera è più o meno stagnante da oltre dieci anni, e si prevede una tendenza al ribasso; in alcune regioni (ad esempio nelle città di Winterthur e Zurigo), il consumo è già in calo da anni. Nell'UE, il picco del gas è stato

<sup>9</sup> KBOB. Dati dell'ecobilancio nel settore della costruzione 2009/1:2022. 2022.

<sup>10</sup> UBA. Wie klimafreundlich ist LNG? 2019.

<sup>11</sup> BAFU. CO<sub>2</sub>-Statistik: Emissionen aus Brenn- und Treibstoffen 2021 (Link zur Tabelle). <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/zustand/daten/co2-statistik.html>, abgerufen am 20.2.2023.

<sup>12</sup> EBP. CO<sub>2</sub>-Budget der Schweiz. Kurzbericht. 2017.

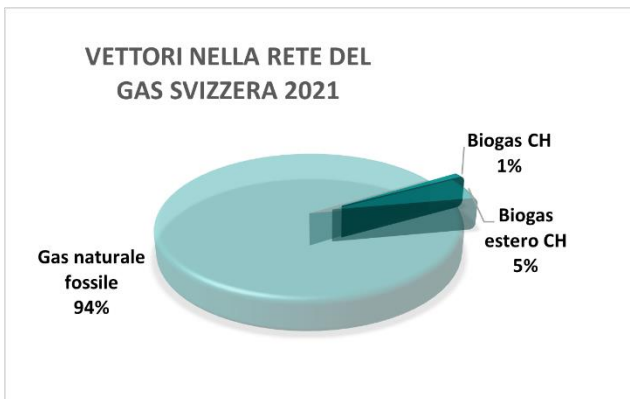
<sup>13</sup> Il rapporto speciale dell'IPCC sugli 1,5 gradi giunge a conclusioni molto simili. Ciò si traduce in un tasso di riduzione annuale delle emissioni di CO<sub>2</sub> di quasi quattro punti percentuali. È evidente che non basta più sostituire un impianto di riscaldamento a gasolio con uno a gas: ciò corrisponderebbe a un mero tasso di riduzione annuale pari all'1,25% (25% diviso per 20 anni di vita utile).

<sup>14</sup> Agora Energiewende. Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energiesystem in Zeiten der Sektorkopplung aus? 2017: «In questo contesto, la riduzione del consumo di energia primaria degli edifici è di fondamentale importanza per raggiungere gli obiettivi di protezione del clima».

<sup>15</sup> IEA. Net zero by 2050 – a roadmap for the global energy sector. 2021.

Allo stesso tempo, conclusioni giungono gli studi incentrati sulla Gran Bretagna (McGlade et al. The future role of natural gas in the UK: A bridge to nowhere? 2018) e sull'UE (Tyndall. Natural Gas and Climate Change. 2017).

raggiunto da tempo: il suo consumo finale diminuisce dal 2005 circa e ora è inferiore di oltre il 23% al valore di picco<sup>16</sup>.



Già nel 2011 uno studio commissionato dall'UFE e dal settore del gas indicava la potenziale diminuzione futura del consumo di gas in Svizzera. **Su questa base, la domanda di gas elvetica diminuirà del 45-86% tra il 2008 e il 2050, a seconda dell'area di approvvigionamento e dello scenario<sup>17</sup>.**

Da allora si sono aggiunti l'Accordo di Parigi sul clima, il «Modello di prescrizioni energetiche dei Cantoni» (MoPEC) del 2014 e la decisione del Consiglio federale «zero netto», tutti con un effetto di riduzione del consumo di gas. Per i nuovi edifici e le sostituzioni degli impianti di riscaldamento i MoPEC impongono che una parte dell'energia di riscaldamento provenga da fonti rinnovabili. I Cantoni Glarona, Zurigo e Basilea Città hanno persino adottato un divieto di fatto sugli impianti di riscaldamento a combustibili fossili (salvo casi eccezionali). Come risultato di questi sviluppi, la quota di mercato del riscaldamento rinnovabile nelle vendite annuali è aumentata dal 40% nel 2013 al 68% nel 2021<sup>18</sup>. Una guida per i decisori comunali della regione metropolitana di Zurigo valuta l'effetto come segue: «Negli edifici esistenti, la domanda diminuirà a causa delle ristrutturazioni energetiche (sovvenzionate) e dell'aumento delle temperature. Le politiche energetiche e climatiche sono attualmente in fase di rafforzamento e stanno portando a un calo delle vendite: considerando gli impianti di riscaldamento, i nuovi regolamenti edilizi determinano un passaggio accelerato dai combustibili fossili soprattutto alle pompe di calore, il che sta causando un calo delle vendite di gas»<sup>19</sup>.

Le Prospettive energetiche 2050+ del governo federale quantificano questo andamento per il futuro: due degli scenari ipotizzano che il riscaldamento a gas svolgerà presto un mero ruolo marginale. In uno scenario, la loro quota

attuale, pari a circa il 28% del totale degli impianti di riscaldamento, si dimezzerà entro il 2040 e dieci anni dopo sarà pari solo a qualche punto percentuale. Si legge nel rapporto: «L'elettricità diventerà la fonte energetica principale per il riscaldamento (degli edifici) [...]. Le pompe di calore rappresentano alternative efficienti e economiche ai sistemi di riscaldamento convenzionali [...]. Le pompe di calore sono integrate da reti di riscaldamento locali e di teleriscaldamento, in cui possono essere utilizzate diverse fonti termiche»<sup>20</sup>.

Tali previsioni sono già tangibili nella realtà: la capacità installata delle reti di calore in Svizzera è quasi raddoppiata dal 2010 al 2021 (a 4,25 GW)<sup>21</sup>, e l'espansione continua. Le città di Zurigo e Winterthur e il Canton Basilea Città hanno già imposto ai loro fornitori di energia piani di eliminazione programmata del gas: smantellamento completo della rete del gas a Basilea entro il 2037, a Winterthur e Zurigo entro il 2040, con in cambio un forte potenziamento delle reti di riscaldamento. Anche Ginevra, Lucerna e altre città si stanno muovendo in questo senso.

## Qual è il ruolo del biogas?

Secondo le statistiche globali dell'energia dell'UFE, nel 2021 sono stati prodotti 894 GWh di energia lorda in forma di biogas<sup>22</sup>, di cui due quinti (369 GWh) sono stati immessi nella rete del gas, mentre il resto è stato bruciato presso un impianto di biogas per produrre elettricità e/o calore. A causa dell'elevato impegno tecnico richiesto, ad oggi il trattamento e l'alimentazione risultano convenienti solo per gli impianti di biogas più grandi della media e vicini alla rete del gas esistente (solo 41 in tutta la Svizzera nel 2022). Oltre al biogas elvetico immesso in rete, nel 2022 sono stati importati altri 2.135 GWh di biogas (principalmente dalla Danimarca e dal Regno Unito). Sebbene negli ultimi 10 anni le importazioni di biogas siano aumentate, nel 2022 il biogas rappresentava ancora solo il 7,7 % delle vendite totali di gas<sup>23</sup>.

**In questo contesto, il marchio denominativo «Gas naturale biogas» (o anche, in ordine inverso, «Biogas gas naturale»), con cui l'industria si affaccia sul mercato rasenta l'inganno per il consumatore: per corrispondere ai rapporti di quantità, la scritta «biogas» dovrebbe essere 13 volte più piccola di «gas naturale».**

**erdgas**  
biogas

<sup>16</sup> Statista. 2023. <https://www.statista.com/statistics/265406/natural-gas-consumption-in-the-eu-in-cubic-meters/#:~:text=The%20consumption%20of%20natural%20gas,around%20397%20billion%20cubic%20meters>, consultato in data 21/2/23.

<sup>17</sup> UFE. Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme. 2011.

<sup>18</sup> EnDK. Politica edilizia 2050+. Documento strategico. 2022.

<sup>19</sup> EBP. Das Gasnetz in der Energieversorgung Zukunft – ein Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger. 2020.

<sup>20</sup> UFE. Prospettive energetiche 2050+ Rapporto tecnico. 2021.

<sup>21</sup> SvizzeraEnergia. Lista «Reti termiche» Rapporto di valutazione 2021.

<sup>22</sup> UFE. Statistica globale dell'energia 2021. 2022.

<sup>23</sup> ASIG. Statistica annuale 2021 e Gaz Energie. Comunicato stampa Gasabsatz wird immer stärker erneuerbar. 2023.

## Biogas svizzero: un bene raro

Mentre negli ultimi cinque anni i fornitori di gas svizzeri hanno aumentato leggermente le importazioni di biogas, la quantità di biogas prodotto internamente è rimasta stagnante; nel 2022 rappresentava solo il 18% del gas rinnovabile immesso in rete. In considerazione del contributo finora irrisorio del biogas nazionale alla soluzione del problema, è **essenziale che il potenziale del biogas svizzero ecocompatibile venga sfruttato in modo rapido e completo** e, ove necessario, che vengano create condizioni quadro favorevoli a tal fine.

Ma quanto biogas *in più* può essere prodotto in modo sostenibile in Svizzera? Le cifre variano a seconda dello studio e delle ipotesi fatte<sup>24</sup>. C'è accordo sul substrato con le maggiori prospettive: il letame di fattoria. Secondo l'ultima pubblicazione, il potenziale tecnicamente sostenibile, non ancora sfruttato e utilizzabile ammonta a un massimo di 6.800 GWh di biometano l'anno. A questi si aggiungono fino a 4.500 GWh l'anno provenienti da altre fonti (ivi compresi i sottoprodotti delle colture, le frazioni organiche dei rifiuti domestici, i rifiuti verdi delle abitazioni e delle campagne, i rifiuti organici industriali e commerciali nonché i fanghi di depurazione degli impianti centrali di trattamento delle acque reflue)<sup>25</sup>. Se combinati, questi dati corrispondono a una produzione *aggiuntiva* di biometano da substrati nazionali pari a 11.300 GWh l'anno: rispetto all'attuale generazione di circa 400 GWh l'anno, si tratta di un potenziale maggiorato di un fattore 28. Tuttavia, la misura in cui esso possa essere sfruttato è molto discutibile. Stanti le attuali condizioni quadro, i piccoli impianti di biogas alimentati esclusivamente dal letame delle fattorie non sono gestibili in modo economico; inoltre, il mercato dei co-substrati necessari, come i rifiuti organici della ristorazione e industriali o i rifiuti verdi, si fa sempre più conteso<sup>26</sup>. **Anche se fosse disponibile la quasi totalità del potenziale svizzero di biogas, esso sostituirebbe solo poco più di un quarto delle attuali vendite di gas naturale fossile (37.700 GWh l'anno).**

Uno studio dell'Ufficio federale dell'energia sintetizza come segue: «L'attuale consumo di gas naturale della Svizzera potrebbe addirittura non essere completamente coperto dal biogas anche se tutta la biomassa disponibile venisse utilizzata per la produzione del biogas stesso, l'immissione di gas rinnovabili fosse prioritaria rispetto alla produzione di elettricità e se, inoltre, le aziende agricole lontane dalla rete del gas vi si collegassero nonostante i costi elevati»<sup>27</sup>.

### Il biogas svizzero è sostenibile?

In Svizzera non si applicano criteri giuridici di sostenibilità all'immissione di biogas come *combustibile* nella rete del gas naturale (a differenza del biogas come *carburante*). Stanti i requisiti di legge, sarebbe possibile per un produttore nazionale generare biogas senza versare l'imposta sugli oli minerali né la tassa sul CO<sub>2</sub> per le materie prime rinnovabili appositamente coltivate, e senza rispettare i requisiti minimi, immettendolo nella rete del gas naturale.

Tuttavia, l'industria del gas abbraccia la produzione sostenibile di biogas, che non dovrebbe provenire da materie prime rinnovabili prodotte appositamente per questo scopo, e le materie prime per la generazione di biogas non dovrebbero essere in concorrenza diretta con alimenti o mangimi<sup>28</sup>. Inoltre, senza un sostegno specifico, la produzione di biogas da materie prime rinnovabili non sarebbe economicamente sostenibile a livello nazionale, almeno al momento.

Per quanto riguarda il bilancio ecologico del biogas *da letame di fattoria*, vale quanto segue: **far fermentare liquami e letame per produrre biogas è meglio che non farlo fermentare affatto**. Se il letame di fattoria viene sparso senza essere trattato, rilascia nell'atmosfera metano e protossido di azoto, i gas a effetto serra più potenti di tutti<sup>29</sup>. Se il biogas venisse prodotto esclusivamente da concimi aziendali, avrebbe un fattore di emissione molto basso o addirittura negativo. Facendo una media tra tutti i substrati, si ottiene il già citato fattore di emissione medio di 142 g CO<sub>2</sub>eq/kWh.

**Il biogas non è quindi affatto neutrale dal punto di vista climatico. Affinché diventi veramente sostenibile per la protezione del clima, va migliorato significativamente il suo bilancio climatico.** A tal fine, è necessario evitare soprattutto le emissioni di metano durante lo stoccaggio del digestato, nel fermentatore e nel deposito dei residui di digestato. Inoltre, c'è un potenziale di ottimizzazione in termini di fabbisogno energetico e di emissioni di CO<sub>2</sub> durante il trasporto, lo stoccaggio, la fermentazione e la fermentazione secondaria dei substrati, nonché il trattamento del biogas<sup>30</sup>.

<sup>24</sup> Steubing et al. Bioenergy in Switzerland: Assessing the domestic sustainable biomass potential. 2010. econcept. Produzione accoppiata di calore e elettricità da biomassa per la Svizzera: visione – strategia - interventi. 2011. WSL. Potenziale di biomassa della Svizzera per uso energetico. 2017.

Burg et. al. Biogas da letame di fattoria in Svizzera. 2021.

<sup>25</sup> WSL. Potenziale di biomassa della Svizzera per uso energetico. 2017.

Burg et. al. Biogas da letame di fattoria in Svizzera. 2021.

<sup>26</sup> USC. Linee guida pratiche sul biogas. 2013.

La lotta agli sprechi alimentari, necessaria per la politica climatica, potrebbe addirittura contribuire a una riduzione significativa delle quantità di substrato corrispondenti.

<sup>27</sup> UFE. Futuro ruolo del gas e della relativa infrastruttura nell'approvvigionamento energetico della Svizzera. 2019.

<sup>28</sup> ASIG. Principi applicati al biogas dell'industria svizzera del gas.

<sup>29</sup> Inoltre, il digestato è un prezioso fertilizzante e sostituisce quelli minerali, la cui produzione risulta energivora.

<sup>30</sup> Effenberger et al. Klassifizierung der Treibhausgas- und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen. 2014.

Parlamento tedesco. Servizi scientifici. Treibhausgasemissionen von Biogasanlagen. 2014.

Vogel. Methanverluste vermeiden. 2013.

## Biogas importato

Poiché il biogas nazionale è ovviamente ben lungi dall'essere in grado di sostituire la domanda di gas naturale fossile in futuro, il settore si affida fortemente all'importazione di biogas; le cifre già citate lo comprovano: oggi si importa oltre il quadruplo del biogas prodotto in Svizzera. Poiché da anni la generazione nazionale cresce con lentezza ma la quota di biogas nella rete elvetica è aumentata, questo fattore ha subito un incremento da poco meno di uno nel 2016 all'attuale valore superiore a quattro. Sorgono quindi le seguenti domande:

- qual è il potenziale del biogas sostenibile in altri Paesi europei?
- quanto di esso sarà probabilmente utilizzato all'estero e quanto sarà disponibile per l'esportazione in Svizzera?
- in che misura il biogas importato sostituisce davvero il gas fossile e i benefici certificati in termini di riduzione di CO<sub>2</sub> e di energia rinnovabile possono essere effettivamente trasferiti in Svizzera (cfr. anche il riquadro)?

Le dichiarazioni sul potenziale di biogas nell'UE sono soggette a grande incertezza e piuttosto controverse. Ad esempio, uno studio rilevante indica un potenziale paneuropeo annuo pari a 1.072 TWh per il biogas e a 263 TWh per il gas sintetico, per un totale di 1.335 TWh l'anno<sup>31</sup>. Queste cifre si basano su ipotesi in parte azzardate e in parte discutibili in termini di politica climatica e di conservazione della natura<sup>32</sup>; di conseguenza, secondo un'altra analisi, il potenziale di gas rinnovabile nell'UE va valutato essere di due terzi inferiore<sup>33</sup>. In sintesi, se il potenziale nell'UE venisse sfruttato in toto, il gas rinnovabile coprirebbe tra il 10 e un massimo di poco meno del 40% dell'attuale domanda di gas (4.500 TWh l'anno<sup>34</sup>)<sup>35</sup>.

**Per la completa decarbonizzazione del settore energetico, l'UE dovrebbe quindi ridurre l'attuale consumo di gas del 60-90%: solo allora la quota residua del potenziale di gas rinnovabile dell'Unione potrebbe essere destinata alla Svizzera.** Non è chiaro quanto gas rinnovabile sarebbe effettivamente disponibile per l'esportazione in Svizzera né in quale momento specifico<sup>36</sup>. Le Prospettive energetiche 2050+ della Confederazione calcolano un potenziale di importazione massimo di 16.000 GWh per il 2050; tuttavia, secondo gli autori dello studio, in futuro il biogas sarà

necessario in larga misura per l'industria, poiché molti processi che richiedono alte temperature non possono essere gestiti altrimenti in modo neutro per il clima. Un'altra possibile area di applicazione è la copertura dei picchi di carico nelle reti termiche.

### Il biogas importato è davvero biogas?

Se il biogas viene immesso in una rete locale di gas all'estero, le sue molecole raggiungono il confine svizzero solo in casi eccezionali, quindi a essere fisicamente importato è il gas naturale fossile<sup>37</sup>. Il biogas, invece, può venire importato in modo «virtuale»: l'importatore riceve un certificato a garanzia del fatto che la quantità corrispondente di biogas sia stata immessa in una rete di gas naturale estera. Se il biogas proviene dalla Germania, l'esportazione in Svizzera genera di norma lo storno della quantità corrispondente nel registro tedesco del biogas, escludendo così il doppio utilizzo come biogas da parte di un altro cliente<sup>38</sup>. Tuttavia, secondo il Consiglio federale, non vi è ancora garanzia che ciò avvenga anche in altri Paesi di esportazione<sup>39</sup>.

A causa delle importazioni della Svizzera, all'estero *non* si produce più biogas nella stessa misura. I Paesi esportatori ricevono indicazioni chiare da Bruxelles e per questi obiettivi contano anche la quota trasportata in Svizzera<sup>40</sup>. Il biogas importato in territorio elvetico dovrebbe sostituire da sé il gas naturale fossile. Tuttavia, è proprio questo a essere impraticabile, perché il Paese esportatore di biogas sostituisce la quantità di biogas fornita alla Svizzera con gas naturale importato per coprire il proprio fabbisogno. Ecco perché il biogas importato tramite gasdotto è ad oggi correttamente soggetto alla tassa sul CO<sub>2</sub> per il gas fossile, ovvero: **il cliente svizzero del biogas importato versa la relativa tassa federale sul CO<sub>2</sub>, cosa non nota ai più.**

La maggior parte dei clienti ignora peraltro che tutti i Paesi esportatori sovvenzionano la produzione di biogas, in taluni casi addirittura coprendone i costi. **Le maggiorazioni a carico dei clienti elvetici per questo biogas sono quindi spesso ingiustificate.** Per cambiare la situazione, i Paesi esportatori dovrebbero trasferire alla Svizzera i relativi diritti di emissione, ma la loro volontà in tal senso è ancora incerta.

<sup>31</sup> Ecofys. Gas for Climate. 2018.

<sup>32</sup> Pertanto, il 40% (!) dei substrati è costituito da materie prime rinnovabili. A tal fine, i metodi di coltivazione sequenziale (coltivazione nell'arco dell'intero anno), finora utilizzati quasi esclusivamente per la produzione di biogas in Italia, saranno estesi a quasi tutta l'Europa (e quindi anche in regioni interessate da un clima più rigido) entro soli trent'anni. Al contrario, ci sono diversi studi che (almeno per la Germania) calcolano addirittura un calo della produzione di biogas e, in particolare, dell'immissione nella rete. Per una sinossi si veda: Agenzia per l'energia rinnovabile. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018.

<sup>33</sup> ICTT. The potential for low-carbon renewable methane in heating, power, and transport in the European Union.

<sup>34</sup> [http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg\\_103a](http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg_103a), consultato in data 6/4/18.

<sup>35</sup> Guidehouse. Biomethane production potentials in the EU. 2022.

E3G fornisce una stima simile. Renewable and Decarbonised Gas. Options for a Zero-Emissions Society. 2018.

<sup>36</sup> Naturalmente, la piccola Svizzera avrebbe bisogno solo di pochi punti percentuali del potenziale europeo di biogas. È però sostenibile acquistare risorse dove sono già scarse, come ad es. in Danimarca, uno dei principali esportatori di biogas verso la Confederazione? Klimaraadet. The Role of Biomass in the Green Transition. 2018.

<sup>37</sup> Di conseguenza, va anche dichiarato alla dogana svizzera come gas naturale e è soggetto alle relative tasse e imposte.

<sup>38</sup> Informazioni scritte dal Registro tedesco del biogas in data 15/03/18; cfr. anche [www.biogasregister.de](http://www.biogasregister.de).

<sup>39</sup> Con il biogas importato, «non è possibile evitare il doppio conteggio né garantire i requisiti ecologici minimi». Consiglio federale. Messaggio concernente la revisione totale della legge sul CO<sub>2</sub> dopo il 2020. 2017.

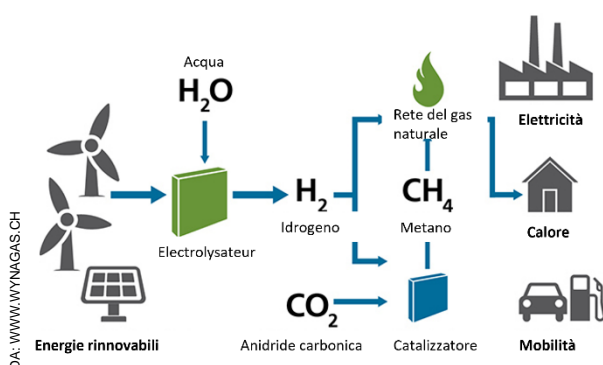
<sup>40</sup> Informazioni scritte dell'Ufficio federale tedesco per l'ambiente datate 4/5/18 e UFE. Mercato internazionale del biogas utilizzato come combustibile. 2015.

La situazione è diversa per gli obiettivi di espansione delle rinnovabili in Germania, dove non si considera il biogas esportato virtualmente con garanzia di origine. Informazioni scritte dell'Ufficio federale tedesco per l'ambiente datate 8/5/18.

Tuttavia, bisognerebbe dimostrare se ciò avviene anche in tutti gli altri Paesi esportatori di biogas rilevanti per la Svizzera.

## Gas sintetici e idrogeno (H<sub>2</sub>)

Nel presente documento la definizione «gas sintetici» si riferisce a tutti i combustibili gassosi generati tramite energia elettrica rinnovabile. In tale processo chimico, spesso definito «power-to-gas» (PtG), si estrae idrogeno dall'acqua grazie all'elettricità (elettrolisi). Poiché per motivi tecnici ad oggi l'idrogeno può essere immesso nella rete del gas naturale solo in misura limitata, spesso in una fase successiva viene convertito in metano insieme al CO<sub>2</sub><sup>41</sup>. Questo processo di PtG può anche essere combinato con la



generazione di biogas: nella cosiddetta metanazione diretta, il CO<sub>2</sub> contenuto nel biogas viene convertito in metano per reazione con l'idrogeno e può venire immesso nella rete del gas insieme al metano contenuto nel gas grezzo<sup>42</sup>.

### Il gas sintetico rispetta il clima?

**Il gas sintetico rispetta il clima solo se sono soddisfatte almeno due condizioni<sup>43</sup>:**

- l'elettricità per l'elettrolisi deve provenire esclusivamente da fonti rinnovabili.
- la totalità dell'elettricità deve essere in eccesso o generata *in aggiunta*. Diversamente, si tratta di un semplice spostamento di energia generata da fonti rinnovabili da un settore all'altro: il «surplus» dirottato verso il settore del calore o dei trasporti corrisponderebbe quindi a un deficit delle rinnovabili nel settore dell'elettricità<sup>44</sup>.

Anche in questo caso, il PtG non è completamente neutrale dal punto di vista climatico, a causa dell'energia necessaria per costruire l'infrastruttura e, in particolare, per via delle emissioni di metano non evitabili in toto durante la produzione e il trasporto del gas<sup>45</sup>.

### Il gas sintetico può affermarsi sul mercato?

Il PtG è una tecnologia giovane, le cui prospettive di sviluppo non sono oggi prevedibili in modo affidabile. Tuttavia, le sfide per l'avvio del mercato sono evidenti: gli impianti PtG sono ad alta intensità di capitale e hanno costi fissi elevati, pertanto ogni ulteriore ora di esercizio con elettricità a basso costo conseguibile risulta cruciale per i costi dei combustibili sintetici; infatti, più alto è il massimo utilizzo degli impianti, più convenienti divengono i costi dell'elettrolisi<sup>46</sup>. Gli studi dimostrano che attualmente gli impianti PtG devono funzionare a pieno carico per almeno 3.000-4.000 ore l'anno e per un esercizio economico richiedono elettricità a bassissimo costo; ciò vale ancor di più per gli elettrolizzatori a alta temperatura più efficienti, che necessitano di un funzionamento costante<sup>47</sup>.

Anche in Germania (con la sua quota di generazione di elettricità eolica e solare fluttuante molto più elevata rispetto alla Svizzera) nel lungo periodo non sarà possibile ricavare un surplus di elettricità di tale portata<sup>48</sup>. Le limitate quote di elettricità in eccesso disponibili a livello locale andrebbero integrate con ingenti quantità di elettricità rinnovabile a basso costo<sup>49</sup>. Come già detto, questa elettricità deve essere generata *in aggiunta* affinché il PtG possa contribuire alla tutela climatica. Di conseguenza, gli impianti PtG non possono limitarsi a calcolare solo gli «scarti di energia elettrica» gratuiti, bensì devono sostenere la totalità dei costi della produzione di corrente supplementare richiesta con le rinnovabili. Peraltro è importante sapere se per l'elettricità impiegata si debbano corrispondere dei costi per l'utilizzo della rete<sup>50</sup>. Ciò è evitabile se si edificano gli impianti di elettrolisi direttamente accanto a una centrale elettrica o se le tariffe di utilizzo della rete per tali impianti sono soggette a condoni (il Parlamento sta preparando una normativa in materia). Se non si produce solo idrogeno, si aggiungono costi significativi per il processo di metanazione. Questo vale in particolare se il CO<sub>2</sub> richiesto proviene dalla costosa tecnologia direct air capture (cattura del CO<sub>2</sub> direttamente dall'aria) invece che da fonti puntuali concentrate

<sup>41</sup>In Svizzera il volume della quota di idrogeno è limitato al 2%, in Germania al 5%; in futuro potrebbe aumentare fino a un tetto del 30%.

<sup>42</sup><https://www.energie360.ch/de/energie-360/projekte/power-to-gas-aus-erneuerbarem-strom-wird-gas/> - consultato in data 13/04/2018

<sup>43</sup>Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

<sup>44</sup>Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

<sup>45</sup>Öko-Institut. Prüfung der Klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. 2014

<sup>46</sup>Attualmente, la stima del fattore di emissione del PtG si colloca tra 25 e 178 g CO<sub>2eq</sub>/kWh. In un'economia globale decarbonizzata, questo valore potrebbe diminuire. 3G. Renewable and Decarbonised Gas. Options for a Zero-Emissions Society. 2018. und Sustainable Gas Institute. A greener gas grid – What are the options? 2017.

<sup>47</sup>Agenzia per l'energia rinnovabile. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018.

<sup>48</sup>Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018 e ZHAW. Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz. 2018 (buon compendio dei fattori di costo)

<sup>49</sup>Energy Brainpool è di altro avviso. Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. 2018. Di conseguenza, in futuro i costi fissi diminuiranno significativamente, e quindi anche la rilevanza delle ore di pieno carico.

<sup>50</sup>Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

Solo con circa il 90% (!) di energia eolica e solare fluttuante in Germania ci sarebbe un surplus di elettricità da fonti rinnovabili per poco meno di 4.000 ore l'anno.

<sup>49</sup>Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018. Inoltre, per l'utilizzo del surplus di elettricità gratuito, gli impianti PtG/PtL competeranno a livello locale con altri carichi collegabili, spesso significativamente più economici, come il power-to-heat, gli accumulatori a batteria e le applicazioni industriali.

<sup>50</sup>Energy Brainpool. Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. 2018.

(combustione e fermentazione della biomassa). Non appena si produrranno maggiori quantità di gas sintetici, stante la situazione attuale si dovrà ricorrere sempre più alla cattura diretta dall'aria, poiché il CO<sub>2</sub> da fonti biogeniche sostenibili ha un potenziale quantitativo limitato<sup>51</sup>.

**Oggi i costi di produzione dei combustibili e dei carburanti sintetici sono relativamente alti, con una stima recente pari a 170-250 franchi per MWh di metano sintetico: circa il doppio o il triplo del gas naturale prima della crisi in Ucraina<sup>52</sup>. Resta aleatorio il fatto che si possa aspettare una riduzione significativa dei costi o meno.**

## Su quanto gas sintetico proveniente dalla Svizzera possiamo contare?

In teoria, il potenziale relativo al volume del gas sintetico è molto grande: dopotutto, ha «solo» bisogno di un surplus di elettricità, acqua e CO<sub>2</sub>. Tralasciando gli ostacoli economici alla commerciabilità del gas sintetico, la domanda più interessante si incentra sulla quantità del surplus elettrico necessaria: se il consumo di gas in Svizzera restasse al livello odierno (circa 37.700 GWh) e si sfruttasse al massimo il potenziale del biogas nazionale (circa 11.700 GWh), per coprire la domanda rimanente con il PtG domestico sarebbero necessari circa 46.000 GWh di elettricità *aggiuntiva*<sup>53</sup>. Ciò corrisponde a circa tre quarti dell'attuale generazione di elettricità in Svizzera (che è ancora ben lungi dall'essere completamente rinnovabile). Oltre a questo massiccio aumento, sarebbero necessari oltre 20.000 GWh di capacità *aggiuntiva* per sostituire le centrali nucleari ormai obsolete, nonché una produzione *aggiuntiva* per alimentare la crescente mobilità elettrica e le ulteriori pompe di calore (necessarie anche in uno scenario di consumo costante di gas per sostituire gli impianti di riscaldamento a gasolio). **Questi volumi rendono chiaro da sé che una conservazione completa dell'infrastruttura del gas elvetica nella speranza di una svolta con biogas e gas sintetici non è affatto realistica.**

In due ipotesi, gli Scenari energetici 2050+ della Confederazione calcolano che nel 2050 saranno utilizzati circa 15.000 GWh di prodotti PtG e PtL (power-to-liquid: combustibili sintetici), però tutti nel settore dei trasporti e, con 13.500 GWh, la maggior parte di essi verrà importata. In due scenari, viene utilizzato il doppio dei prodotti PtG/PtL, parte dei quali sono destinati anche alla generazione di

calore, la cui conseguenza sarebbe un ulteriore forte aumento della quota di importazione<sup>50</sup>. Due studi svizzeri sul PtG/PtL giungono a un potenziale simile, stimando la produzione nazionale di metano sintetico tra i 1.100 e i 1.200 GWh/a nel 2050<sup>54</sup>.

Molti studi ipotizzano un notevole potenziale di produzione e esportazione di prodotti PtG/PtL in Africa, Nord America e Australia. Resta da stabilire se tale potenziale verrà effettivamente sfruttato per tempo per soddisfare il fabbisogno della Svizzera e se sarà disponibile a prezzi accessibili. Inoltre, l'attuale crisi dell'approvvigionamento energetico mostra che un'eccessiva dipendenza dalle importazioni può risultare fatale.

## Come dovrebbero essere utilizzati i gas sintetici e l'idrogeno?

I gas sintetici e l'idrogeno non sono solo costosi, bensì la loro produzione è anche decisamente energivora: solo il 40-60% circa della quantità di energia proveniente dall'elettricità utilizzata arriva al gas sintetico. Di conseguenza, impiegando tale gas per riscaldare un edificio, il rendimento risultante è basso: alla fine, solo il 35% circa dell'energia iniziale viene convertito in calore. Una pompa di calore, invece, produce da 3 a 6 volte più energia termica dall'elettricità utilizzata, perché sfrutta molta energia proveniente dall'ambiente (aria o suolo). **Tenendo tutto ciò in conto, una pompa di calore riscalda una casa con un'efficienza da 6 a 14 volte maggiore rispetto a una caldaia a gas alimentata a metano sintetico<sup>55</sup>.**

Probabilmente il rendimento dell'elettrolisi e della metanazione migliorerà grazie al progresso tecnico, agli investimenti in ricerca e sviluppo e alla crescente penetrazione del mercato<sup>56</sup>, ma si può ipotizzare che ciò valga con alcune riserve anche per gli impianti a pompa di calore.

Finché non si dimostrerà chiaramente la possibile compensazione di questo svantaggio fisico-chimico dei combustibili sintetici con vantaggi altri (ad esempio rispetto ai costi infrastrutturali<sup>57</sup>) è ovvio perseguire soluzioni tecniche con minori perdite di conversione, ovvero l'impiego *diretto* di energia elettrica.

<sup>51</sup> Oggi per la metanazione si possono utilizzare anche le fonti puntuali di CO<sub>2</sub> fossile, come le centrali a carbone o i cementifici. Tra qualche decennio, tuttavia, non saranno più disponibili come fonti di CO<sub>2</sub>, perché i grandi impianti di combustione fossile senza stoccaggio completo di questo elemento fuori dall'atmosfera non sono compatibili con un'economia globale decarbonizzata.

<sup>52</sup> Kober et al. Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland. 2019.

<sup>53</sup> 26.000 GWh di PtG generati dall'elettricità con un rendimento pari a 0,56.

<sup>54</sup> IET. Potential für überschüssige erneuerbare Energie in der Schweiz. 2014 e presentazione del dott. Carrea (SWG) «Das Erdgasnetz der Zukunft» in occasione dell'incontro con la comunità organizzato da Pusch in data 25/8/17.

<sup>55</sup> Ueckerdt et al. Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. 2022.

<sup>56</sup> Agenzia per l'energia rinnovabile. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018.

<sup>57</sup> cfr. FNB Gas. Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. 2017.

Tuttavia, le ipotesi dello studio a supporto del vantaggio macroeconomico di uno scenario PtG paiono discutibili. Ad esempio, oltre l'80% dei risparmi postulati è riconducibile ai maggiori costi di investimento delle automobili elettriche rispetto a quelle con motore a combustione e delle pompe di calore rispetto agli impianti di riscaldamento a gas; tuttavia, non si prendono in considerazione i minori costi operativi dell'uso diretto dell'elettricità.



Per questo motivo numerosi esperti sottolineano la necessità di utilizzare i preziosi prodotti PtG in modo avveduto. Ad esempio, gli autori di un saggio dell'Ufficio federale dell'energia si esprimono come segue: «In sede di decarbonizzazione della generazione termica decentralizzata, è da preferirsi l'uso diretto di elettricità rinnovabile in combinazione con una pompa di calore. **L'idrogeno dovrebbe essere preso in considerazione solo in situazioni eccezionali, quando altre soluzioni rinnovabili sono di difficile realizzazione per via di circostanze esterne, oppure sono attuabili solo a costi aggiuntivi considerevoli durante la vita utile**<sup>58</sup>. Ciò è supportato da un recente studio dell'Istituto Fraunhofer per la ricerca sui sistemi e l'innovazione, che ha utilizzato dei modelli di calcolo per stimare quali settori si affideranno all'idrogeno e a quali prezzi. Il risultato: l'idrogeno rimarrà costoso fino al 2050, e la sua generazione così limitata che impiegarlo sarà conveniente solo nei settori industriali ove mancano alternative a questo elemento. Anche per il trasporto aereo il suo utilizzo sarà troppo costoso<sup>59</sup>.

Anche due scenari della Strategia energetica 2050+ ipotizzano che per il riscaldamento non saranno utilizzati quasi nessun gas sintetico né l'idrogeno<sup>23</sup>. Oltre alle pompe di calore, il solare termico e, in misura limitata, il legno costituiscono una soluzione più efficiente e sostenibile per riscaldare gli edifici e anche le reti termiche gestibili con un'ampia gamma di vettori, ad esempio il calore di scarto, il calore proveniente da corpi idrici, la geotermia profonda, il solare termico, il legname e il biogas. Addirittura, i rappresentanti dell'industria del gas sono sempre più di questo avviso. Nel sondaggio per il Barometro H<sub>2</sub> commissionato dall'associazione del gas ASIG nell'autunno del 2022, quasi il 70% degli intervistati ha dichiarato di non aspettarsi che in futuro l'idrogeno assuma un ruolo crescente nel riscaldamento degli edifici<sup>60</sup>.

**I gas sintetici, i prodotti power-to-liquid e l'idrogeno dovrebbero essere riservati alle applicazioni per le quali non esistono alternative:** processi industriali che richiedono alte temperature come la produzione dell'acciaio, il trasporto aereo e marittimo e eventualmente il trasporto di merci pesanti su lunghe distanze, nonché materie prime chimico-organiche e, al massimo, lo stoccaggio stagionale dell'elettricità. Anche con un uso così limitato non si evince chiaramente la possibilità futura di coprire il fabbisogno di questi settori, poiché la generazione di prodotti PtG/PtL è fortemente energivora<sup>67</sup>.

## Serve gas sintetico per lo stoccaggio stagionale dell'elettricità?

L'argomentazione più spesso addotta per il mantenimento della rete del gas e l'espansione dell'infrastruttura PtG è il trasferimento delle eccedenze di elettricità in inverno, dovute principalmente alla forte espansione del fotovoltaico in estate. Nella stagione fredda la Svizzera produce già oggi meno elettricità di quella richiesta, importando i volumi mancanti. Il metano e l'idrogeno sintetici potrebbero immagazzinare i surplus di elettricità estivi aumentando così la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in inverno, ritrasformandole ove necessario in corrente nelle turbine a gas o nelle centrali termoelettriche a ciclo combinato. Il vantaggio del metano e dell'idrogeno sintetici rispetto alle batterie è la loro densità energetica significativamente più elevata, grazie alla quale si riesce a stoccare una quantità di energia considerevolmente maggiore in volumi minori; lo svantaggio è rappresentato invece dalle elevate perdite di conversione.

I «Dunkelflauten» sovraregionali della durata di diversi giorni (fasi di scarso vento e sole in ampie regioni dell'Europa centrale che si verificano soprattutto in inverno) non possono rappresentare una minaccia per la soddisfazione della domanda di elettricità. Ciò è ancor più vero prevedendo l'incremento del carico elettrico invernale legato alla massiccia espansione delle pompe di calore e della mobilità elettrica, anche considerato lo sfruttamento futuro dei grandi potenziali di risparmio energetico odierni<sup>20</sup>. Un libro bianco che porta la firma di diverse università sottolinea inoltre che i gas sintetici e l'idrogeno potrebbero conferire maggiore flessibilità al sistema energetico svizzero del futuro<sup>53</sup>.

Le Prospettive energetiche 2050+ ipotizzano che le centrali domestiche ad accumulo e quelle idroelettriche a pompaggio, così come le importazioni di elettricità (principalmente eolica), siano sufficienti a garantire l'approvvigionamento elettrico anche in inverno<sup>61</sup>. L'attuale modellazione della capacità del sistema elettrico elvetico conferma questa visione, gestendo in potenza peraltro anche il caso limite di un periodo di Dunkelflaute di due settimane<sup>62</sup>. Un breve studio sostiene la stessa tesi, postulando che la futura e massiccia espansione del fotovoltaico nonché la gestione intelligente dei bacini di accumulazione possano fornire un importante contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in inverno<sup>63</sup>, riducendo così significativamente la capacità necessaria di gas sintetici per l'accumulo stagionale di elettricità. Il Parlamento è peraltro impegnato nell'adeguamento normativo per incrementare fortemente l'espansione degli impianti fotovoltaici in generale e nelle località alpine con una maggiore produzione di energia

<sup>58</sup> UFE. Saggio sull'importanza futura dell'idrogeno nell'approvvigionamento energetico svizzero. 2022.

<sup>59</sup> Fraunhofer ISI. Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse. 2023.

<sup>60</sup> VSG. H<sub>2</sub>-BAROMETER 2<sup>a</sup> edizione. 2022.

<sup>61</sup> UFE. Prospettive energetiche 2050+ Excursus sull'approvvigionamento elettrico invernale. 2021.

<sup>62</sup> UFE. Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2022.

<sup>63</sup> Nordmann e Hofstetter. Dreamteam Wasserkraft und Solarstrom für die Energiewende. 2022.

elettrica invernale (atto mantello e interventi urgenti per una maggiore generazione di energia elettrica invernale).

Tuttavia, se questi studi sottovalutassero il problema della carenza di elettricità invernale (ad esempio per via del peggioramento dell'integrazione della Svizzera nella rete elettrica europea), risulterebbe limitato anche il possibile contributo dell'accumulo stagionale grazie a PtG e idrogeno. Una domanda di elettricità invernale di 7.000 GWh l'anno (ipotizzata in uno studio) da soddisfarsi con il gas sintetico richiederebbe una produzione di elettricità rinnovabile - in eccesso (!) - di 18.000 GWh l'anno per via delle elevate perdite di conversione. Ciò implicherebbe l'ampliamento delle centrali fotovoltaiche per 18 GW, per generare elettricità esclusivamente volta al power-to-gas tutto l'anno<sup>64</sup>.

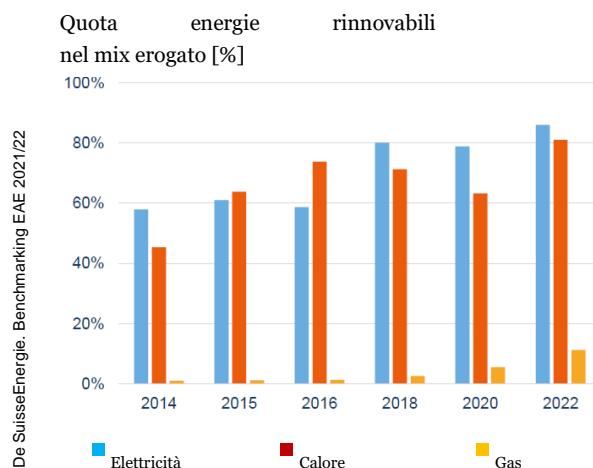
**In conclusione, non è chiaro quando e in che misura la Svizzera avrà bisogno di ulteriori impianti di stoccaggio stagionali di elettricità.** Ciò che è chiaro, invece, sono i requisiti infrastrutturali qualora il PtG entrasse far parte del mix tecnologico: **la rete capillare di distribuzione del gas non è necessaria, perché sia il processo di PtG che la riconversione in elettricità si realizzano meglio in unità più grandi e centrali per ragioni di fattibilità economica.** Sarebbero invece necessari impianti di stoccaggio del gas sufficientemente grandi (di cui la Svizzera dispone attualmente solo in misura limitata, ut supra), nonché alcuni gasdotti rimanenti della rete di trasmissione e l'allacciamento di singole turbine a gas e/o centrali termoelettriche a ciclo combinato<sup>65</sup>. L'intera infrastruttura dovrebbe essere in grado di rifinanziarsi con poche ore di pieno carico, poiché la sua piena capacità sarebbe necessaria solo nei rari casi di Dunkelflaute a livello europeo.

## Non serve forse solo una strategia per l'elettricità, invece di quella per il gas?

Come già detto, il gas rinnovabile ha la priorità per le applicazioni in cui l'uso diretto delle rinnovabili o dell'elettricità non sembra attualmente realistico dal punto di vista tecnico o economico. Tuttavia, se fossero disponibili anche potenziali sostenibili di gas rinnovabile, non si potrebbero addurre tesi contro un loro uso intelligente. **Dopo tutto, anche la crescente elettrificazione pone numerose sfide<sup>66</sup>:**

- nemmeno l'elettricità è completamente scevra da CO<sub>2</sub>, né l'attuale mix medio della rete né il 100% di elettricità rinnovabile.

- tuttavia, la quota rinnovabile nella rete elettrica, oggi e in futuro, risulta essere molto più elevata di quella nella rete del gas (vedi figura: il calore si riferisce al teleriscaldamento)<sup>67</sup>. Inoltre, un impianto medio a pompa di calore ravvisa già un fattore di emissione inferiore nel mix elettrico invernale odierno rispetto a un tipico impianto di riscaldamento a gas<sup>68</sup>.



- la necessità di espandere le energie domestiche rinnovabili e rispettose della natura, che già esiste dato l'abbandono del nucleare, è esacerbata dal passaggio alle pompe di calore elettriche e alla mobilità elettrica, soprattutto in inverno. Tuttavia, una strategia PtG che tenga conto non solo delle «eccedenze di produzione» rinnovabili, che comunque si verificano, richiede capacità di produzione di elettricità significativamente più elevate (ut supra).
- l'aumento della domanda di elettricità potrebbe invocare un'ulteriore espansione delle reti elettriche; tuttavia risulta controverso quale sia tale livello effettivo<sup>69</sup>.

## Cosa fa l'industria del gas?

Alcuni anni fa, l'industria del gas si è posta l'obiettivo intermedio di aumentare la quota di biogas e gas sintetico al 30% entro il 2030<sup>70</sup>. Nel frattempo, ha tacitamente ridotto l'obiettivo al 15%<sup>71</sup>, nonostante l'urgenza di interventi di tutela climatica stia diventando sempre più evidente. Lo spostamento dell'obiettivo nel futuro (ora la fornitura di gas dovrà essere rinnovabile al 50% entro il 2040 e al 100% entro il 2050) riflette le difficoltà già discusse nel fornire il biogas necessario. Ciò è dovuto anche al fatto che la maggior parte dei fornitori di gas non sta affrontando questo compito in modo adeguato, come dimostra uno studio di

<sup>64</sup> ZHAW. Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz. 2018.

<sup>65</sup> Anche in questo caso gli impianti di cogenerazione tendono a svolgere un ruolo secondario, perché oltre all'elettricità producono principalmente calore a bassa temperatura, per il quale ha senso utilizzare altre soluzioni (ut supra), anche perché il calore in questo scenario applicativo sarebbe disponibile solo per poche ore l'anno.

<sup>66</sup> La dissertazione esaustiva delle sfide trascende lo scopo del presente documento.

<sup>67</sup> Entso-E & EntsoG. TYNDP 2018 Scenario Report. 2018; Agora Energiewende. The European Power Sector in 2018. Eurostat. Energy Statistics. (Record nrg\_cb\_gas; nrg\_cb\_rw). 2019.

<sup>68</sup> KBOB. Dati dell'ecobilancio nel settore della costruzione 2009/1:2016. 2017.

<sup>69</sup> Agora Energiewende. Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. 2018.

<sup>70</sup> ASIG. Approvvigionamento energetico del futuro. Documento di posizione 2016.

<sup>71</sup> <https://gazenergie.ch/de/energiezukunft/thesen-2022/strategische-stossrichtungen>, consultato in data 22/2/2023.

benchmarking di SvizzeraEnergia: su 51 fornitori di gas partecipanti, 28 non producono il proprio biogas e 17 non hanno in programma di farlo in futuro. 28 fornitori di gas intendono espandere la generazione di biogas da qui al 2027, però su scala molto modesta, con un'unica eccezione. Gli autori dello studio chiosano come segue: «Nel caso del gas, le rinnovabili vivono nell'ombra» per via di «obiettivi strategici deboli» e di una pressione troppo bassa per «orientarsi verso le fonti rinnovabili»<sup>72</sup>.

Rony Kaufmann, CEO dell'associazione delle aziende municipalizzate Swisspower, commenta: «Per 50 anni l'industria del gas non ha fatto altro che gestire le reti e acquistare gas. **Se è seriamente intenzionata a biogenizzare l'approvvigionamento di gas, deve entrare nella produzione di biogas su larga scala. Non mi sembra che lo stia facendo alcun fornitore di gas degno di nota**»<sup>73</sup>. Dal 2016 al 2021, il numero di impianti di biogas che alimentano la rete è aumentato da 28 a soli 38<sup>23</sup>. Le conseguenze si ripercuotono sui consumatori che desiderano acquistare biogas regionale al 100%: molti fornitori non lo offrono affatto, mentre altri hanno esaurito il prodotto<sup>74</sup>.

Numerosi fornitori continuano invece a pubblicizzare più o meno velatamente il gas naturale puro sui loro siti web. Nel test online «Quale gas mi conviene?» di un fornitore della Svizzera orientale, un'opzione recita: «Per me è importante che il gas sia il più economico possibile, perché il gas naturale è già il combustibile fossile più rispettoso del clima». Il gas provoca circa il 20-25% di emissioni in meno rispetto alla nafta. Un altro fornitore della Svizzera orientale chiede in un opuscolo: «Vuoi riscaldare la tua abitazione con il biogas?» e tuttavia il «prodotto standard» contiene solo il 20% di biogas e i clienti possono semplicemente passare al 100% di gas naturale, più economico. **Fino a poco tempo fa, alcuni fornitori attiravano addirittura i clienti con premi da 500 a 1500 franchi e oltre se i proprietari di casa sostituivano il loro vecchio impianto di riscaldamento con uno a gas.** Nel caso di almeno un fornitore di gas che fino a poco tempo fa corrispondeva tali premi, negli ultimi anni la lunghezza della rete del gas è aumentata<sup>74</sup>. Non si tratta di un caso isolato, riassume un rapporto specialistico per l'area metropolitana di Zurigo: in alcune aree di fornitura, «si può osservare un'espansione moderata ma ininterrotta dell'intera rete di distribuzione»<sup>75</sup>.

## Conclusioni: qual è il futuro dell'infrastruttura del gas?

**Stanti tutte le conoscenze disponibili oggi e gli sviluppi prevedibili, la vendita di vettori gassosi in Svizzera dovrà diminuire massicciamente entro pochi decenni.**

Solo in questo modo l'approvvigionamento di gas potrà fornire il suo contributo agli obiettivi condivisi a livello globale, volti a evitare una pericolosa crisi climatica. La



riduzione del consumo di gas sarebbe probabilmente dell'ordine di almeno l'80%, tenendo conto del limitato potenziale di biogas domestico e importato e delle incerte prospettive del PtG.

**Ciò arreca conseguenze drastiche per l'infrastruttura del gas. Le reti di distribuzione regionali per l'approvvigionamento degli edifici non saranno quasi più necessarie**, eccezion fatta per i centri storici densamente edificati, il cui approvvigionamento con pompe di calore o teleriscaldamento risulta arduo e dove il biogas potrebbe essere utilizzato su scala locale e ridotta<sup>76</sup>. Altre reti di distribuzione alimenterebbero gruppi di impianti industriali con biogas, idrogeno o gas sintetici, dipendenti in toto da questi vettori. Si tratta di reti da adattarsi strettamente alle esigenze di questi consumatori, molto diverse da quelle del riscaldamento degli edifici.

Il rapporto «Das Gasnetz in der Energieversorgung der Zukunft – ein Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger», cofinanziato dai Cantoni San Gallo e Zurigo, parla chiaro: **«Una Svizzera a emissioni «nette zero» risulta**

<sup>72</sup> SvizzeraEnergia. Benchmarking AAE – risultati 2021/22. 2023.

<sup>73</sup> Durante la tavola rotonda Wärmetagung 2018 del 24/10/18.

<sup>74</sup> Test sui siti web dei fornitori da agosto 2022 a febbraio 2023. Nel frattempo alcune delle offerte e degli opuscoli descritti sono stati tolti dalla rete.

<sup>75</sup> EBP. Die Zukunft der Gas-Infrastruktur im Metropolitanraum Zürich. 2019.

<sup>76</sup> EBP. Das Gasnetz in der Energieversorgung Zukunft – ein Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger. 2020.

**incompatibile con l'attuale espansione delle reti di distribuzione». Pertanto, «è urgente che i comuni e le città intervengano per prendere in mano la trasformazione dell'approvvigionamento termico»<sup>76</sup>. Come indicato, le città di Winterthur e Zurigo e il Canton Basilea Città lo stanno già facendo: hanno prescritto piani di eliminazione del gas ai propri fornitori di energia (smantellamento completo della rete del gas a Basilea entro il 2037, a Winterthur e Zurigo entro il 2040).**

Una pianificazione lungimirante e necessaria. Occorre agire oggi, sottolinea la guida per i comuni e i fornitori di gas: «Se il fornitore di gas rinuncia al rinnovo di un gasdotto perché non è più economico, idealmente non dovrebbe installare nuovi allacciamenti già da 20 anni e dovrebbe informare i clienti esistenti con 10-20 anni di anticipo. Per evitare investimenti mancati (c.d. «stranded investments»), non si dovrebbe aspettare il rinnovo di un gasdotto prima di verificarne la convenienza economica».

Ciò significa che **i periodi di ammortamento, i prezzi e la pianificazione della manutenzione devono già essere adeguati e che lo smantellamento va pianificato; in caso contrario, i gestori e i proprietari delle reti del gas (fornitori di gas, città e comuni) rischiano perdite considerevoli**. Anche se già oggi lo smantellamento completo della rete del gas è previsto tra 15 anni, vanno tenuti in conto degli ammortamenti, come dichiarato da Industrielle Werke Basel in un rapporto al Gran Consiglio di Basilea<sup>77</sup>.

La maggior parte dei fornitori di gas elvetic è di proprietà di comuni e città, che ne traggono un vantaggio economico. Probabilmente è questo uno dei motivi per cui l'esempio di Zurigo, Winterthur e Basilea non è ancora stato seguito da più collettività, esigendo un piano di abbandono concreto dai fornitori di gas. Questo atteggiamento miope potrebbe però costare caro, avverte la guida per i comuni e i fornitori di gas: «Anche se personalmente non date grande priorità agli obiettivi climatici, è comunque necessario agire. Gli obiettivi e le misure di altri attori, come la Confederazione e i cantoni, portano al rafforzamento dell'efficienza energetica e delle rinnovabili. Spetta a voi verificare quali effetti a lungo termine ciò abbia sull'infrastruttura del gas e sul suo valore».

Chi preferisce incentrare la pianificazione e la gestione della propria rete del gas sulla speranza di una rivoluzione del PtG probabilmente non avrà altra scelta che accumulare una sorta di fondo assicurativo, con cui finanziare gli interventi di protezione del clima *qualora* non fosse disponibile una quantità sufficiente di PtG commercializzabile, cementando

quindi le emissioni fossili con il mantenimento di una rete del gas sovradimensionata (effetto lock-in). Ai fini di una compensazione completa con emissioni negative, sarebbe necessario aggiungere al prezzo del gas un contributo assicurativo sufficiente (il costo attuale ammonta a 500 franchi o anche molto di più, per catturare in modo affidabile e permanente una tonnellata di CO<sub>2</sub> dall'aria).

Inoltre, la questione dell'adeguamento climatico dell'infrastruttura della rete del gas potrebbe diventare una tematica di *conformità legale* non appena a livello nazionale verranno tratte tutte le conseguenze giuridiche dell'Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici. Per le città dell'energia o altri comuni che vogliono essere esemplari dal punto di vista ecologico, non ci sono già dubbi: la pianificazione delle infrastrutture municipali del gas non può più ignorare i requisiti di protezione del clima.

**Il WWF Svizzera non chiede il completo smantellamento della rete del gas, tuttavia vorremmo sottolineare che l'industria afferente non ha ancora presentato uno scenario sufficientemente provato né una strategia convincente su come decarbonizzare la fornitura di gas nei prossimi vent'anni, stante un livello di vendita attuale o leggermente ridotto.** La rete del gas si sta quindi trasformando in una bomba climatica a orologeria.

Per la maggior parte dei fornitori di gas, questo rischio è stato finora trascurato dalla direzione e dai consigli di amministrazione, per ignoranza, oppure per paura delle conseguenze. C'è ancora spazio di manovra, ma il tempo sta per scadere.

**WWF Svizzera**

Piazza Indipendenza 6  
6500 Bellinzona

Tel.: 091 820 60 00

[wwf.ch/contatto](http://wwf.ch/contatto)

[wwf.ch/donazione](http://wwf.ch/donazione)



**Il nostro obiettivo**

Insieme tuteliamo l'ambiente e forgiamo un futuro degno di essere vissuto per le prossime generazioni.

<sup>77</sup>Raccomandazione del governo cantonale di Basilea 21.1696.01. 2021.