

Studio RSE “Approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (anni 2020-2040)”

Risposta Enel

Osservazioni generali

L'elaborazione di uno studio sul futuro dell'approvvigionamento energetico della Regione Sardegna rappresenta sicuramente uno degli elementi funzionali alle decisioni di politica energetica e industriale che dovranno essere prese nel prossimo futuro per l'isola. Tuttavia, dalla lettura dello studio emerge come lo stesso sia sostanzialmente improntato a valutare soltanto l'efficienza delle nuove infrastrutture gas inserite da SNAM nel suo piano di sviluppo per la metanizzazione della Sardegna (i.e. dorsale gas e metanodotto Sardegna-Continente) piuttosto che ad un'ottimizzazione “globale” del sistema energetico sardo.

Infatti, mentre le diverse ipotesi di metanizzazione sono esplorate in maniera dettagliata, le soluzioni alternative basate su un più ampio ricorso all'elettrificazione contenute nella configurazione ELETTRICO non risultano altrettanto approfondite, mancando infatti un confronto tra diverse possibili alternative volto ad individuare una soluzione ottimizzata di copertura del fabbisogno. Allo stesso modo non risultano approfondite le variabili di scenario del sistema elettrico assunte alla base delle diverse configurazioni messe a confronto.

L'orizzonte di analisi utilizzato nello studio (2020-2040), inoltre, non appare coerente con l'esigenza di valutazione di scelte di politica energetica in quanto:

- Non riesce a catturare appieno l'impatto delle infrastrutture energetiche oggetto di valutazione dal momento che le vite utili di tali asset sono tipicamente superiori ai 20 anni e l'entrata in esercizio, tenuto conto dei tempi di realizzazione e costruzione si colloca in gran parte tra il 2025 ed il 2030 (si fa riferimento soprattutto alle opere necessarie alla sostituzione della capacità termoelettrica a carbone);
- Non riesce a catturare adeguatamente il processo di innovazione tecnologica, aspetto comparativamente più rilevante per le tecnologie con maggiore prospettiva di riduzione dei costi come gli impianti di generazione rinnovabile, gli accumuli di energia elettrica e le tecnologie di uso finale.

Tutto ciò considerato, il riferimento al 2040 come orizzonte di analisi, rischia di far emergere soluzioni di corto respiro, con investimenti che sul lungo periodo si rivelerebbero inefficienti (*stranded cost*).

A tal proposito, sottolineiamo che lo stesso RSE, a pagina 11 dello studio, afferma che *“Considerando una prospettiva temporale più ampia rispetto a quello dello studio, l'elettrificazione resta comunque la strada più coerente con le politiche di decarbonizzazione sull'orizzonte di lungo termine dal 2050 insieme allo sviluppo dell'idrogeno “verde” per l'alimentazione degli usi non elettrificabili e per la gestione dell'overgeneration da fonti rinnovabili; uno scenario che potrebbe manifestarsi nel medio/lungo termine in particolare sull'Isola, dove le condizioni di sviluppo non solo del solare, ma anche dell'eolico potrebbero dar*

luogo a significativa produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili altrimenti non immediatamente impiegabile.”

Condividendo questa riflessione, riteniamo che lo studio debba essere rivisto, utilizzando un orizzonte almeno al 2050, e valutando tutte le diverse soluzioni con un’ottimizzazione globale, considerando adeguatamente anche le alternative basate su un passaggio diretto all’elettrificazione. Solo in questo modo lo Studio potrà rappresentare uno strumento utile ed efficace per supportare le scelte di politica energetica che il Paese dovrà affrontare nei prossimi anni.

In coerenza con tale impostazione, di seguito si riportano alcune osservazioni e suggerimenti di dettaglio.

Osservazioni di dettaglio

- L’analisi costi benefici del settore elettrico dovrebbe considerare come **alternative** le risorse disponibili attualmente e in prospettiva (fonti rinnovabili, accumuli, generazione programmabile a gas ed elettrodotti di interconnessione dell’isola o all’interno della stessa) **senza accordare preventivamente una preferenza a una specifica soluzione.**
- Andrebbe chiarito se l’**ipotesi di dimensionamento del parco di generazione convenzionale (500 MW di OCGT)** assunta nello studio è frutto di un’ottimizzazione che tiene conto delle diverse alternative disponibili oppure rappresenta un’ipotesi di lavoro. Per questo motivo, come sopra specificato, è auspicabile che si prosegua e approfondisca l’analisi del settore elettrico partendo dai fabbisogni di capacità e dalle diverse possibili soluzioni di copertura disponibili attualmente e in prospettiva. Tale riflessione vale anche per l’individuazione delle soluzioni per la ripartenza del polo dell’alluminio (vedi *infra*).
- **Lo studio dovrà avere come obiettivo quello di trovare una soluzione efficiente per la sostituzione del carbone entro il 2025.** In accordo con quanto stabilito dal PNIEC italiano, il phase-out del carbone nell’isola al 2025 andrebbe considerato come un vincolo da soddisfare. Giova ricordare che Enel ha espresso in diverse sedi la ferma intenzione di chiudere tutti gli impianti alimentati a carbone, incluso quello del Sulcis. La soluzione dell’interconnessione della Sardegna con tri-terminale con Continente e Sicilia invece, è basata sull’ipotesi che il carbone prosegua il suo esercizio ben oltre il 2025, fino all’entrata dell’opera completa, stimata come noto per il 2028. Lo studio dovrà quindi prevedere un’analisi comparativa di tutte le soluzioni alternative in grado di consentire la chiusura definitiva delle centrali a carbone entro il 2025.
- Con riferimento **all’interconnessione tri-terminale proposta da Terna**, andrebbe data evidenza della distribuzione territoriale dei benefici/costi dell’opera, sottoponendo anche questo rilevante investimento a valutazione CBA.
- Per una corretta stima del costo netto di sistema, andrebbe tenuta in conto l’ipotesi di **utilizzo dei fondi europei** previsti dal Next Generation EU (Recovery Fund oppure Just Transition Fund); si fa presente che la Sardegna potrebbe essere il territorio ideale per lo sviluppo di tecnologie innovative e

che la Commissione Europea ha indicato in Italia (Country Report Italy di febbraio 2020) la zona carbonifera del Sulcis come possibile destinataria dei fondi per la “transizione giusta”. Tale aspetto va valorizzato come potenziale sensibile riduzione del costo di configurazioni incentrate sul vettore elettrico.

- Andrebbe considerato che i **target europei di decarbonizzazione** e quindi di diffusione delle fonti rinnovabili potrebbero essere sensibilmente **rivisti al rialzo**¹ in seguito all'emanazione della Climate Law europea, che fissa obiettivi di neutralità climatica al 2050 e che richiederà l'aggiornamento dei Piani Nazionali Integrati Clima e Energia².
- Tra le tecnologie utili per gestire i fabbisogni di adeguatezza, servizi e integrazione delle fonti rinnovabili andrà ben indagato il **ruolo degli accumuli**, che possono contribuire a gestire, se opportunamente dimensionati, queste diverse esigenze, riducendo il fabbisogno residuo di capacità di interconnessione elettrica e di generazione termoelettrica a gas. In particolare, si segnala la necessità di valutare:
 - a) Il potenziale apporto da **nuova capacità di accumuli idroelettrici** che rappresentano la soluzione più efficiente per gestire l'esigenza di flessibilità del sistema elettrico su base giornaliera, considerata la lunghissima vita utile di tali opere, l'efficienza di stoccaggio e l'indipendenza da forniture esterne grazie alla possibilità di riutilizzo della stessa quantità di risorsa idrica per innumerevoli cicli, oltre alla particolare versatilità per i servizi di *emergency and restoration*, particolarmente delicati in un contesto insulare. A tal proposito, *in primis* va considerato il potenziale di sviluppo di nuova capacità di pompaggio sui siti esistenti.
 - b) Il contributo degli **accumuli elettrochimici**, di più rapida realizzazione e più performanti per i servizi *power intensive*. Tali dispositivi rappresentano una soluzione chiave per l'inerzia di sistema e per la regolazione di frequenza (come si prevede di sperimentare nell'ambito del progetto *fast reserve*) nonché una soluzione complementare ai pompaggi, in quanto di più agevole realizzazione (anche se meno competitiva nel lungo termine), per i servizi *energy intensive* (i.e. *energy-shifting* per l'integrazione delle rinnovabili nel mercato).
 - c) Il potenziale ruolo dell'**idrogeno verde** prodotto tramite elettrolizzatori, in particolare per le elevate capacità di accumulo che rendono queste installazioni particolarmente adatte alla gestione di cicli di accumulo stagionale (potenzialmente sempre più importanti in un'isola ad alta connotazione turistica come la Sardegna). Peraltro, come riporta lo stesso studio RSE, “*le particolari condizioni insulari, con maggiori difficoltà rispetto al continente nel fronteggiare il crescente fenomeno dell'overgeneration da fonti rinnovabili, potrebbero anticipare condizioni favorevoli di sostenibilità economica della produzione di idrogeno verde per gestire tale fenomeno*”. Inoltre, tale vettore energetico può essere particolarmente importante per la fornitura di materia prima ai settori

¹ Cfr. *Discorso sullo stato dell'Unione 2020*, Ursula von Der Leyen, 16/09/2020

² È utile notare che lo studio RSE (Tabella 3.29) presenta degli obiettivi addirittura più bassi rispetto alla versione definitiva del PNIEC di gennaio 2020 (in particolare per quanto riguarda eolico e fotovoltaico).

industriali *hard to abate*, che lo utilizzano ai fini dei propri processi produttivi³. Il fabbisogno industriale sardo, in particolare, risulta prevalentemente localizzato sulla costa, nell'area sud e sud-ovest, che risulta ben elettrificata con conseguente possibilità di produrre idrogeno *in situ* da fornire all'industria con costi di trasporto ridotti.

Sempre con riferimento all'idrogeno verde, andrebbe inoltre approfondita la possibilità di riutilizzare le reti già presenti in Sardegna per il trasporto dell'idrogeno. Si rileva che le nuove reti (in particolare quelle di distribuzione) possono essere costruite da subito *hydrogen ready* e quelle esistenti, in base a recenti studi sperimentali, in generale risultano ben tollerare percentuali di idrogeno fino al 10%⁴.

- In merito alla **ripartenza del polo dell'alluminio**, sarà necessario analizzare distintamente i fabbisogni termici e quelli elettrici afferenti all'area industriale ricomprendendoli rispettivamente nei più ampi fabbisogni energetici dell'isola. I fabbisogni totali dovranno essere soddisfatti al minimo costo e senza identificare preventivamente soluzioni tecniche (nello studio RSE viene individuata una soluzione basata sulla cogenerazione che però rappresenta solo una delle possibili alternative al soddisfacimento delle esigenze del polo).
- Da un punto di vista metodologico, **nella definizione di fabbisogno contendibile** (Cap. 5), non si dovrebbe considerare l'alternativa elettrico verso gas, ma elettrico/gas verso altri combustibili. Una volta definito tale contendibile, di conseguenza, **andrebbe individuata la soluzione al minimo costo economico/ambientale tra elettrico e gas, includendo anche nel caso elettrico l'impiego intermedio di idrogeno verde**. La metodologia seguita per i fabbisogni prospettici (e quindi il livello di elettrificazione e metanizzazione nelle varie configurazioni) non sembra rispondere pienamente a tale logica. Ad esempio, i 31 ktep di fabbisogno residenziale già serviti da rete di distribuzione gas andrebbero considerati nel contendibile, in quanto la presenza della rete di distribuzione non esclude la possibilità di transizione verso l'elettrico.
- Per quanto concerne l'esposizione di sintesi della copertura dei fabbisogni prospettici da cui si evince l'elettrificazione/metanizzazione attesa dei diversi settori (cfr. pag. 74-88) si suggerisce di esporre la copertura del contendibile tra elettrico e gas (ktep e %) nelle 5 configurazioni.
- Nelle configurazioni esaminate, l'opzione DEPOSITI differisce da ISOLA per la minore metanizzazione (media vs alta) e per il diverso sviluppo della rete di distribuzione del gas (elevato vs estremo). Si chiede di spiegare perché lo scenario ISOLA è caratterizzato da una metanizzazione maggiore rispetto allo scenario DEPOSITI, chiarendo in particolare se si ipotizza che ciò dipenda da un assetto di mercato che risulterebbe maggiormente concentrato nell'ipotesi DEPOSITI con potenziale razionamento dell'offerta, mentre nell'ipotesi ISOLA l'intervento regolatorio dovrebbe ridurre il prezzo offerto ai clienti finali con conseguente maggiore diffusione del vettore.

³ La sostituzione del *grey hydrogen* con idrogeno verde diminuirebbe sensibilmente le emissioni delle raffinerie; questa soluzione può essere applicabile, a tendere, anche per il trasporto marittimo.

⁴ Marcogaz: "Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use".

- **Nella configurazione ELETTRICO, i costi delle tecnologie per usi finali (EV, PdC ecc.) considerati ai fini della CBA appaiono non del tutto allineati con le quotazioni correnti e prospettiche:** è necessario utilizzare stime il più possibile allineate al *consensus* attuale in termini di evoluzione di tali costi nell'orizzonte di analisi. **Aggiornando gli input di costi ed estendendo il periodo di valutazione al 2050, è prevedibile che le soluzioni basate su una più intensa elettrificazione risultino le più efficienti in termini di costi ed esternalità ambientali** (in merito alle esternalità, si guardi anche lo specifico commento sui prezzi di riferimento per la CO₂).
- Per i **nuovi veicoli elettrici**, è stato considerato un extracosto di 10mila € rispetto ad un veicolo a combustione interna di pari livello (Paragrafo 7.4.2). La stima appare decisamente alta considerando che le ultime valutazioni indicano, a livello europeo e globale, che la *price parity* tra EV e veicoli a combustione interna verrà raggiunta tra il 2022 e il 2027 (cfr. *Electric Vehicle Outlook 2020*, BNEF, pag. 58).
- Per quanto concerne il **fabbisogno nel trasporto**, le ipotesi di contendibilità appaiono molto conservative in particolare nel settore pubblico. Con riferimento all'**elettrificazione dei trasporti pubblici**, si evidenzia che la Sardegna ha uno dei parchi autobus più recenti e l'azienda del TPL di Cagliari ha già avviato l'elettrificazione della flotta del capoluogo. L'elettrificazione della flotta autobus potrebbe comportare consistenti risparmi in termini di minori esternalità ambientali (riduzione emissioni CO₂, NO_x, PM10 e Rumore): secondo prime stime interne, ipotizzando 40.000 km/anno percorsi dagli attuali bus (considerati alimentati a diesel) e un tasso di sostituzione 1 a 1 con l'elettrico, è possibile risparmiare 2,64 M€/anno sull'urbano e 5,84 M€/anno sull'extraurbano⁵. Si ricorda inoltre che la rete ferroviaria sarda ha un livello di elettrificazione ampiamente inferiore alla media nazionale, con ampio potenziale di sostituzione di combustibili di origini fossile.
- Per quanto concerne i **trasporti pesanti e a lungo raggio**, quali quelli marittimi, **l'idrogeno** rappresenta, in prospettiva, una soluzione efficiente per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione.
- Dovranno essere considerate soluzioni di *cold ironing* per i mezzi marittimi, soluzioni che andrebbero ad incrementare i consumi elettrici portuali.
- Riguardo i costi e benefici di ogni scenario relativi alle esternalità ambientali, **le ipotesi sul costo della CO₂ appaiono sottostimate**: ad esempio, lo Studio per il 2020 ipotizza un costo della CO₂ di 15 €/ton, quando invece da gennaio ad agosto 2020 la media mensile degli EUA è stata sempre al di sopra dei 20 €/ton. Per quanto riguarda i settori non-ETS non è chiaro come vengono quantificate le esternalità ambientali; si chiede di esporre la metodologia e di fornire un maggior grado di dettaglio integrando il par. 7.6.2.
- Riguardo ai costi dei vettori energetici, sarebbe opportuno chiarire quali costi sono ipotizzati per l'elettricità e gas per il cliente finale (cfr. pag. 109-112). In linea di principio, andrebbero esclusi gli oneri generali di sistema dal momento che tali costi (in gran parte fissi) andranno comunque sostenuti dai consumatori finali. Per quanto concerne l'energia elettrica, il costo della commodity dovrebbe essere basato sul prezzo zonale, maggiormente rappresentativo delle condizioni di domanda/offerta

⁵ Fonte dati: Fondo europeo di sviluppo sostenibile e Agenzia per la coesione territoriale.

in Sardegna e quindi del reale costo di sistema rispetto al PUN (indipendentemente dal fatto che il consumatore finale paga quest'ultimo prezzo). Diversamente non si coglierebbe, specialmente nelle configurazioni basate su una maggiore elettrificazione, i benefici in termini di riduzione attesa del costo della commodity che si sono già manifestati negli ultimi anni e che si prevede si continuino a presentare grazie al raddoppio della potenza installata rinnovabile nell'isola. Per una opportuna stima di tale costo è tuttavia necessario, accanto alle ipotesi sullo sviluppo FER, elaborare uno scenario ottimizzato di copertura dei fabbisogni di capacità programmabile (su questo rimandiamo a quanto già espresso nei commenti precedenti).

- Riguardo alle soluzioni per il trasporto del gas naturale, l'ipotesi di collegamento “**virtual pipeline**” (che prevede che il GNL scaricato a Livorno/Panigaglia e ricaricato sulle bettoline sia consegnato in Sardegna a condizioni di prezzo allineate al PSV) presuppone, oltre ad una modifica all'attuale regolazione, una socializzazione dei costi che in parte verrebbero redistribuiti sul resto del sistema. L'Autorità, nella sua Memoria 300/2020/I/com sul “DL Semplificazioni”, ha espresso l'esigenza che *“qualora il perseguimento degli obiettivi comporti forme di socializzazione di costo o di sussidiazione, queste andranno chiaramente identificate e delimitate, nel rispetto della normativa comunitaria, evitando effetti distorsivi sui mercati liberalizzati”*. **Sarà necessario pertanto stabilire una definizione delle strutture tariffarie, di mercato e di regolazione che consentano una corretta integrazione del nuovo sistema con quello “continentale” già esistente, senza penalizzazioni per gli operatori**, individuando chiaramente il perimetro delle infrastrutture necessarie, fornendo una precisa perimetrazione di eventuali spazi di socializzazione dei costi, conferendo un esplicito mandato all'Autorità per la copertura dei costi dei servizi. Occorrerebbe inoltre comprendere in che misura, nell'ipotesi ISOLA, si modificherebbero le tariffe sia per i clienti sia per gli utilizzatori della rete (*shipper*).