

**All'Autorità di Regolazione per Energia Reti e
Ambiente - ARERA**

protocollo@pec.arera.it

Oggetto: *Osservazioni alla deliberazione ARERA 335/2019/R/gas in merito al Rapporto presentato dalla Società RSE S.p.A. finalizzato ad una valutazione indipendente delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della Regione Sardegna.*

L'Associazione Ambientalista Italia Nostra Sardegna e i Sindacati di Base USB Sardegna e Cobas Cagliari, presentano le seguenti osservazioni allo studio RSE nell'ambito della valutazione e della discussione pubblica avviata da codesta Autorità per la Regolazione per Energia Reti e Ambiente quale contributo per la valutazione dei Piani decennali di sviluppo di trasmissione elettrica e di trasporto gas, prevista entro la fine del corrente anno 2020.

Premessa

Nonostante il Rapporto sia del luglio 2020 esso risulta datato perché basato su dati 2018-2019 in un periodo precovid e fa riferimento ad un mercato dei combustibili e dell'energia sostanzialmente stravolto in questi ultimi mesi.

I sottoscrittori delle presenti osservazioni evidenziano alcune delle criticità presenti nel rapporto RES e concordano su alcune importanti affermazioni presenti nel documento.

Tra le criticità del rapporto RSE si rileva:

- Marginalità e assenza di riferimenti al PNIEC sul ruolo delle FER all'interno della configurazione ELETTRICO, nell'intervallo di tempo preso in esame (2020-2040) dal rapporto
- L'incidenza dello sviluppo delle FER in Sardegna viene largamente sottostimato. I dati presentati sono desunti dallo scenario disegnato dal PNIEC (peraltro al 2030 e non al 2040 arco temporale di riferimento della relazione)
- Assenza di una approfondita analisi delle tematiche relative alla riduzione dei consumi e dell'efficientamento energetico degli edifici

- Eccessiva neutralità rispetto alle problematiche economiche e sociali derivanti dal riavvio degli impianti industriali energivori. Sarebbe stato utile ipotizzare l'incidenza del riavvio di questi impianti rispetto ai maggiori costi energetici sull'economia isolana e gli effetti indiretti nell'ambito della politica di neutrality climate europea per il 2050. Manca inoltre un qualsiasi accenno ai costi derivanti dalle bonifiche ambientali conseguenti alla "nuova" industrializzazione e ai costi sanitari e sociali a carico della comunità
- Il limite dei 20 anni preso in esame dal Rapporto risulta incongruente in considerazione della complessità delle opere che entrano nelle varie configurazioni (dorsali, rigassificatori, rete elettrica, serbatoi, reti ecc.) e si riflette sul fatto che nessuna risulta ancora pienamente realizzata e senza che sia stato ancora intrapreso in larga parte l'iter autorizzativo
- Sottostima dei costi di esternalità ambientali
- Lo studio RSE si ferma ai dati disponibili per il 2018-2019, senza considerare gli effetti dovuti al lockdown mondiale per Covid 19, sfalsando completamente l'analisi costi/ benefici
- Il documento non tiene conto delle Linee Guida per l'"EUROPEAN GREEN NEW DEAL" che per la transizione dal carbone prevede di finanziare dal 2022 solo infrastrutture in essere di gas e oil ma non è previsto il finanziamento di nessuna nuova infrastruttura per l'uso di questi combustibili fossili
- Assenza dal rapporto dell'analisi dell'eventuale opzione zero necessaria per ipotizzare lo scenario possibile senza la realizzazione delle infrastrutture per la metanizzazione della Sardegna

Le parti del rapporto che vengono condivise dai sottoscrittori:

- Lo STUDIO RSE affronta in maniera organica lo stato e le criticità delle infrastrutture elettriche isolate. I risultati a cui giunge sono quelli ai quali sono giunti i sottoscrittori delle presenti Osservazioni
- IL Tyrrhenian Link deve svolgere la funzione di garanzia per la sicurezza e la stabilità di esercizio della rete piuttosto che lo scambio di rilevanti quantità di energia
- Il documento dimostra la non sostenibilità economica della dorsale per il trasporto del gas in base ai consumi previsti e ai ridotti tempi di recupero dei costi di installazione dell'infrastruttura

- La convenienza, per una buona parte delle aree della Sardegna, dell'elettrificazione negli usi finali nel residenziale, terziario e industriale di piccola taglia per tutti i bacini dove non sono stati avviati i lavori per la realizzazione di reti di distribuzione gas, in presenza di politiche fiscali e industriali volte a sostenere gli investimenti sul lato privato per l'acquisto e l'installazione di nuove tecnologie elettriche «in particolare pompe di calore, veicoli elettrici, etc.»
- La maggiore funzionalità dell'elettrificazione dei consumi nella prospettiva di decarbonizzazione sull'orizzonte di lungo termine
- L'assoluta inaffidabilità delle proposte di utilizzo della rete del gas per il trasporto dell'idrogeno confermata anche da recenti report internazionali (IRENA) che esprimono posizioni prudenti sulla effettiva possibilità di riutilizzo di reti gas per il trasporto di idrogeno

1. Criticità dello studio presentato da RSE

A) SVILUPPO DELLE FER IN SARDEGNA E PHASE OUT

L'obiettivo dello "STUDIO RSE: APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO DELLA REGIONE SARDEGNA (ANNI 2020-2040)" (di seguito STUDIO RSE) è stato quello di esaminare l'impatto delle diverse configurazioni infrastrutturali sul sistema energetico della Sardegna nel periodo 2020-2040, valutandone tutti i costi attesi in ottica CBA (costi di investimento, costi operativi ed esternalità monetizzabili).

Nel corso dell'incontro al MISE del gennaio del corrente anno sul PHASE OUT dal carbone della Sardegna, Italia Nostra Sardegna, COBAS Cagliari, USB Sardegna, WWF Sardegna, hanno presentato un documento dal titolo "Sardegna Isola Zero CO₂ Phase out 2025 – Proposte operative per la decarbonizzazione della Sardegna", al quale si rimanda per una più dettagliata disamina della problematica¹.

Il documento, oltre a costituire un focus specifico sulla situazione delle Centrali termoelettriche, prendeva in esame la possibilità di una transizione della Sardegna alle Rinnovabili più rapida rispetto ai tempi previsti dal PNIEC, in considerazione delle peculiarità geografiche, climatiche, socio-economiche del contesto isolano. La relazione trovava supporto anche in un coevo studio

¹ Sardegna "Isola Zero CO₂ – phase out 2025" <https://www.cobascagliari.org/zero-co2/>

pubblicato a cura dall'EU's Joint Research Centre dal titolo "Solar Photovoltaic Electricity Generation: A Lifeline for the European Coal Regions in Transition" (luglio 2019, in seguito JRC)), con il quale si rilevava che, anche solo utilizzando parzialmente le superfici disponibili nelle Coal Regions in Transition" (di cui la Sardegna faceva parte, CRiT), mediante l'installazione a terra di impianti fotovoltaici in aree non idonee all'agricoltura o degradate da pregresse attività antropiche, sarebbe stato possibile incrementare notevolmente la produzione di energia elettrica da FV, fino a sostituire quella generata dalle centrali alimentate a carbone. Proiettando i dati pubblicati da JRC si era giunti a dimostrare che l'utilizzo di solo parte dello stock teorico delle superfici idonee al FV, affiancato dall'incremento dell'eolico, si poteva garantire il fabbisogno energetico dell'Isola per quanto concerne il vettore elettrico.

Le conclusioni a cui la relazione perveniva, insieme ad altre criticità presenti nello STUDIO RSE e delle quali si dirà nel seguito, possono dare un contributo al riposizionamento dell'opzione ELETTRICO rispetto alle soluzioni di metanizzazione.

Il problema della decarbonizzazione dell'Italia nei tempi assunti nel PNIEC (2025) viene anche sollevato in un recente rapporto dal titolo significativo "Just Transition or Just Talk", al quale hanno lavorato le due organizzazioni di Can-Europe (Climate Action Network, coalizione di ong europee che combattono i cambiamenti climatici) e gli studiosi di Ember. Nello studio si afferma che rimpiazzare il carbone come fonte energetica per diventare dipendenti dal gas naturale non è affatto una buona idea ed in particolare per l'Italia si mettono in luce non solo le contraddizioni in termini di politica energetica, ma anche il rischio che la gran parte dei Paesi Ue si rivelino incapaci di abbandonare le fonti fossili, come previsto dal Green Deal europeo. Gli studiosi evidenziano che il PNIEC dell'ITALIA sottende una sostituzione del carbone con il gas naturale, senza scommettere sulle rinnovabili. La conversione delle Centrali da carbone a gas, peraltro giovandosi di sovvenzioni pubbliche dimostra di fatto la non volontà di porre in atto politiche orientate alle energie rinnovabili con il risultato di incentivare l'industria del gas ad ostacolare lo sviluppo della politica delle rinnovabili richiesta dall'UE e garantire un ruolo esteso per il gas nel sistema elettrico italiano attraverso la transizione energetica. Gli studiosi concludono ricordando che *"Per rispettare gli impegni dell'Ue nell'ambito dell'accordo di Parigi e limitare l'aumento della temperatura globale a 1,5°C, tutti i Paesi dell'Ue devono eliminare gradualmente il carbone entro il 2030 e passare direttamente all'elettricità pulita senza aumentare l'uso di altri combustibili fossili come il gas fossile rischiando ulteriori emissioni aggiuntive di gas serra"*.

A tale proposito giova ricordare che tra gli obiettivi PNIEC al 2030 che l'Italia si è impegnata a rispettare vi è una riduzione di - 40% dell'emissione di gas climalteranti rispetto ai livelli del 1990. Un tale obiettivo non appare certo tra quelli previsti dalla soluzione ISOLA, considerate le previsioni di incremento dei consumi di energia previsto per la Sardegna (si pensi al solo raddoppio dei consumi del settore industriale), e tutti orientati in termini di contendibilità dei vettori all'utilizzo del metano.

È forse il caso di rammentare inoltre che il metano è un gas climalterante con un GWP su un periodo di 20 anni oltre che doppio rispetto al biossido di carbonio (56/21) ed in tale ottica va tenuto conto che nella stima del -40%, non sono da conteggiare i soli effetti della combustione, ma anche quelli delle emissioni a monte (estrazione, trattamento ecc.), nonché quelli a valle, in particolare le perdite nei trasporti, che nel caso sardo lieviterebbero notevolmente in conseguenza della tipologia dei collegamenti marini con più passaggi rispetto al gasdotto, dello stoccaggio e dei processi di rigassificazione.

Gli stessi estensori dello STUDIO RSE, pure senza esplicitarlo, sembrano nutrire notevoli dubbi sul rispetto del termine del phase out al 2025 (a titolo di esempio a pag. 65 nella configurazione ISOLA il termine phase out è riportato come 2025/2030), e non a caso rievocano il requisito della essenzialità per le Centrali di Fiume Santo, Assemini, Sulcis ed Ottana.

Un requisito che appare del tutto ingiustificato se si osserva che nel medesimo STUDIO RSE la funzione del Tyrrhenian link, opera prevista da TERNA, viene finalizzata in modo quasi esclusivo a garantire condizioni di sicurezza di esercizio e di conseguenza di garantire la stabilità della rete e quindi di conseguenza in grado di supportare la chiusura delle CTE in questione. L'entrata in funzione del cavo triterminale dovrebbe infatti portare a conclusione il problema della sicurezza energetica dell'Isola e consentire l'abbandono del dispendioso quanto improduttivo requisito della essenzialità, causa del paradosso tutto sardo di remunerazioni prive di produzione. Peraltro in "Sardegna zero CO₂" si era già evidenziato che, scadendo nel 2021 il termine per la fruizione del CIP6 da parte della Sarlux di Sarroch (altra prebenda pubblica!) tale Centrale, non potendo più usufruire della priorità nel dispacciamento, avrebbe potuto supplire per l'ingente potenza disponibile alle esigenze di instabilità o carenza di rete.

Se a tali aspetti si aggiungono gli ulteriori obiettivi imposti dal PNIEC in tema di FER che di seguito si possono così riassumere:

- 30% di quota da FER su consumi finali
- 55,0% di quota da FER nel settore elettrico;
- 33,9% di quota da FER nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento);
- 22,0% per quanto riguarda l’incorporazione di rinnovabili nei trasporti

per l’attuazione dei quali non è dato rinvenire specifici riferimenti all’interno dello STUDIO RSE, si arriva a comprendere quanta marginalità sia stata accordata al ruolo delle FER all’interno della configurazione ELETTRICO nell’intervallo di tempo preso in esame (2020-2040).

B) SOTTOSTIMA DELL’INCIDENZA DELLE FER

Nella definizione delle varie configurazioni (BASE, DEPOSITI, CONTINENTE, ISOLA ED ELETTRICO), per quanto concerne l’ELETTRICO, l’incidenza dello sviluppo delle FER in Sardegna viene largamente sottostimato. I dati presentati sono desunti dallo scenario disegnato dal PNIEC (peraltro al 2030 e non al 2040 arco temporale di riferimento della relazione).

Per avere un’idea complessiva più esauriente in termini di sviluppo temporale della penetrazione delle FER in Sardegna si ritiene utile porre a confronto in tabella i dati relativi alla potenza di eolico e fotovoltaico desumibili dalla Relazione sui “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia” relativi al 2018, pubblicata da Terna nel 2019, quelli citati nello STUDIO RSE, e quelli ricavati dai progetti presentati al 2020 nelle procedure di VIA:

Tipologia	Dati TERNA (GW) 2018	PNIEC (GW) 2030	PROGETTI (GW) 2020
EOLICO	1,05	2,08	0,794
FOTOVOLTAICO	0,87	2,2	1,27

In pratica le previsioni di sviluppo FER al 2030 (peraltro non proiettate al 2040 in STUDIO) risultano quasi in corso di attuazione alla data di inizio del periodo considerato (2020)

Vi è da aggiungere che tali previsioni devono ritenersi approssimate per difetto in quanto non è al momento possibile prevedere l'incidenza dell'ECOBONUS nello sviluppo delle rinnovabili, soprattutto nell'ambito della generazione distribuita e delle Comunità energetiche, né si conoscono le potenze di numerosi impianti, in particolare quelli eolici, che sono stati già preannunciati, sia in ambito di nuove realizzazioni sia in quello di revamping delle preesistenti.

Tale sottovalutazione si riverbera in termini riduttivi ai fini della valutazione delle potenzialità dell'ELETTRICO. A solo titolo esemplificativo si richiamano le tabelle di confronto (fig,7.2) nelle quali vengono posti a confronto i costi dei vettori energetici. Da esse risulterebbe che i costi di acquisto dei vettori tra la configurazione ISOLA/CONTINENTE ed ELETTRICO dovrebbero essere analoghi (periodo 2020-2040). Tale previsione risulta non attendibile. In primis appare del tutto aleatoria una stima dei costi del metano estesa all'arco di un ventennio, considerato che la quasi totalità di tale fornitura è di importazione, quindi largamente condizionata sia in termini quantitativi che economici da fattori geopolitici non prevedibili. Di contro nel caso delle FER il vettore energetico sarebbe da considerarsi a costo zero. Anche volendo includere quote di ammortamento dei costi per le grandi installazioni (non da conteggiare comunque nel costo del vettore) esse risultano comprese in un arco temporale definito, peraltro largamente riducibili per il progressivo abbattimento dei costi impiantistici, e comunque ricomprese in finanziamenti europei a fondo perduto. Ad ulteriore supporto di quanto rilevato, sovvien la considerazione che il ricorso ad una fonte energetica largamente disponibile su territorio nazionale ed in particolare in Sardegna, contribuirebbe ad affrancarci dalla storica atavica dipendenza da paesi esteri e dal conseguente impatto negativo sull'economia nazionale.

C) IL RISPARMIO ENERGETICO

Nell'ambito dello STUDIO RSE sembra non trovare alcuna ricezione il tema della riduzione dei consumi e dell'efficientamento energetico degli edifici. Eppure è da considerarsi un argomento di non secondaria importanza se si pensa che tra gli obiettivi PNIEC si riscontra l'obbligo di una riduzione del - 43% di consumo di energia primaria per il riscaldamento.

Viceversa il fabbisogno termico del residenziale nel periodo 2020-2040 viene stimato in sostanziale equilibrio, mentre al terziario è addirittura attribuito un incremento del 21%. Se dovesse avere riscontro una tale previsione la politica degli Ecobonus sarebbe da considerarsi un fallimento come pure non perseguiti gli obiettivi PNIEC.

D) IL SETTORE INDUSTRIALE

In modo corretto lo STUDIO RSE prende in esame le due opzioni inerenti lo sviluppo industriale sardo legato alla ripartenza o meno della filiera dell'alluminio. (Eurallumina- Sider Alloys ex Alcoa).

I consumi energetici sono ben evidenziati nelle tavole del paragrafo 6 e possono sintetizzarsi in un raddoppio dei consumi dell'intero comparto industriale sardo (da circa 400 ktep a quasi 1000 ktep) nel caso di riapertura della filiera dell'alluminio. Al di là dell'assunzione di neutralità rispetto al problema avrebbe giovato portare a conoscenza in termini di CBA l'incidenza nell'ipotesi di una tale ripartenza dei maggiori costi energetici sull'economia isolana e gli effetti indiretti nell'ambito della politica di climate neutrality europea per il 2050.

Infatti il sistema di produzione dell'alluminio da elettrolisi dell'ossido di alluminio oltre che fortemente energivoro appare impossibile da riconvertire in termini di utilizzo delle rinnovabili. Ciò significa nel tempo un costo sempre più elevato in termini di ETS, con la conseguente impossibilità di accesso agli incentivi, disponibili in futuro per le riconversioni industriali. I nuovi proprietari delle aziende (la russa Rusal e gli svizzeri di Sider Alloys) in questione si sono presentati al tavolo delle trattative anticipando, oltre che garanzie sulla fornitura del metano al prezzo nazionale, richieste di incentivi in termini di sconto sulla bolletta elettrica (la sola Sider Alloys a regime ha un fabbisogno annuo di energia elettrica di circa 2 TWh pari al 15-20% dell'intera produzione elettrica isolana, mentre Eurallumina assorbe 200 ktep). Inoltre al momento attuale Eurallumina risulta chiusa per la crisi del mercato dell'alluminio e l'assenza di competitività dei prezzi sul mercato, mentre Sider Alloys, esclusivamente orientata al mercato nazionale, risulta di fatto ferma. Infine le due aziende non hanno ancora conseguito tutte le autorizzazioni ambientali relative ai progetti di ampliamento presentati per la ripresa dell'attività. Si tratta di impianti caratterizzati da devastanti impatti ambientali i cui risultati sono già riscontabili sul territorio. In sintesi si ipotizza come possibile la riproposizione in chiave sarda del fallimento del siderurgico pugliese! È lecito inoltre interrogarsi sul perché, nell'ambito della valutazione dei costi di esternalizzazione ambientale, lo STUDIO RSE,

che pur affronta diffusamente l'argomento al paragrafo 7, non faccia alcun cenno a tali aspetti ed agli inevitabili costi delle successive bonifiche.

È mancato del tutto nel Rapporto RSE un raffronto tra i costi energetici delle attività industriali in essere o quelle che saranno riavviate - di cui si conoscono gli effetti sotto l'aspetto economico, sanitario, sociale e ambientale - e attività alternative meno impattanti, più sostenibili e con un maggior ritorno sotto l'aspetto occupazionale.

E) COSTI DELLE ESTERNALITA' AMBIENTALI

Aspetto sconcertante del Rapporto RSE è la valutazione dei costi delle esternalità ambientali. Tali costi sono presi in considerazione nel paragrafo 7 ed in particolare al 7.6 dove vengono così introdotti:

“Lo spostamento dei consumi energetici sardi da combustibili fossili quali gasolio, GPL e olio combustibile verso vettori più sostenibili da un punto di vista ambientale, quali l'energia elettrica e il gas naturale, ha evidenti ricadute in termini emissivi. Nel calcolo dei costi totali di sistema si è quindi tenuto conto delle esternalità ambientali monetizzabili considerando i costi relativi alle emissioni di CO2 e altri inquinanti (SO2, NOx, NMVOC, PM2.5 e PM10) dei diversi mix energetici nelle configurazioni identificate”.

Ad ulteriore dettaglio nella tabella 7,17 vengono riportati i dati di sintesi dei principali sentieri d'impatto, in particolare si evidenziano quelli che intervengono nella stima dei costi esterni delle emissioni di inquinanti in atmosfera (salute, produzione agricola, danni edifici, perdita di habitat).

È del tutto assente una analisi dei costi sociali e paesaggistici derivanti dall'attività di questi impianti.

Ebbene pur partendo da tali presupposti viene poi redatta la tabella 7.1.6 secondo la quale i costi delle esternalità ambientali nella configurazione ISOLA/CONTINENTE ed ELETTRICO risulterebbero in pratica uguali e leggermente al di sotto degli scenari BASE e DEPOSITI. In altri termini si vorrebbe sostenere che il ricorso alle Rinnovabili in termini di impatti ambientali e sanitari avrebbe lo stesso effetto dei combustibili fossili.

La contraddizione appare di tale lapalissiana infondatezza che non abbisogna di ulteriori considerazioni.

Nel Rapporto RSE si registra inoltre una sottostima degli impatti climatici della presunta "soluzione ponte", l'idea cioè della transizione energetica "dal fossile attraverso il fossile" ("Low Carbon"). Essa appare ormai priva di verosimiglianza scientifica e, da soluzione, si è tradotta in un nuovo problema².

F) PERIODO DI RIFERIMENTO 2020-2040

A pagina 12 dello STUDIO RSE si afferma che:

“Per lo studio è stato scelto un periodo limitato a venti anni (dal 2020 al 2040), in congruenza con intervalli temporali tipicamente utilizzati per la valutazione di investimenti infrastrutturali sul medio periodo. Il limite temporale individuato si pone, dunque, come traguardo avanzato verso il percorso di totale decarbonizzazione, contribuendo ad individuare uno step evolutivo intermedio del sistema energetico sardo verso l’assetto definitivo a totale neutralità carbonica, a decorrere dal 2050”.

Il periodo di venti anni appare assunto su presupposti aprioristici non adeguatamente giustificati. Se si considera la complessità delle opere che entrano nelle varie configurazioni (dorsali, rigassificatori, rete elettrica, serbatoi, reti ecc.) e si riflette sul fatto che nessuna risulta ancora pienamente realizzata e in larga parte non si è ancora intrapreso l’iter autorizzativo, risulta palese la incongruenza del limite del “medio periodo”. Un’analisi più coerente al fine di una visione complessiva delle opere all’interno di una pianificazione di infrastrutture energetiche avrebbe dovuto ipotizzare una strategia di “lungo periodo”. Nel caso in questione tale estensione temporale risultava peraltro dettata dalla proposta di Strategia nazionale di lungo termine (LTS) e dall’obbligo del rispetto dell’obiettivo imposto dall’UE al nostro paese di climate neutrality al 2050, ovvero del saldo netto pari a zero tra emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra. All’interno di un tale inquadramento di lungo termine avrebbe potuto coerentemente trovare posto l’intervallo 2021-2030, tracciato dal PNIEC con il rispetto degli obiettivi puntuali relativamente alla crescita delle fonti rinnovabili (40% sui consumi finali lordi), all’efficienza energetica (-43% rispetto allo Scenario tendenziale²⁵), alla riduzione delle emissioni di gas serra, declinate tra settori “ETS” e “non-ETS” (rispettivamente almeno -43% e -33% rispetto al dato del 2005) e la contrazione delle emissioni di gas climalteranti al 2030 di circa il 40% rispetto ai livelli del 1990.

² ELDER et al. *Airborne Mapping Reveals Emergent Power Law of Arctic Methane Emissions*, 47 *Geophysical Research Letters*, 3, 2020.

E' dunque su tale arco temporale che andava fissato lo "Scenario di riferimento" per una corretta valutazione CBA, scenario di riferimento che risultava incardinato su obblighi normativi, direttive europee, obiettivi prefissati. Come lo stesso STUDIO RSE evidenzia *"Al 2050 permane una quantità emissiva piuttosto significativa"* ed oltre *"la maggior parte delle emissioni residue derivano dal settore energetico (circa il 70%)"* per concludere infine che *"La proiezione delle tendenze innescate dal PNIEC, per quanto virtuose e sfidanti, risultano insufficienti a centrare il target di neutralità climatica al 2050, per cui è necessario prevedere un vero e proprio cambio del "paradigma energetico" nazionale"*.

Da queste premesse ampiamente condivisibili non può che discendere una sola conclusione: il processo di piena transizione alle rinnovabili deve essere accelerato e tutte le risorse economiche devono essere destinate alla trasformazione delle attuali infrastrutture ed alla realizzazione di centri produttivi che le supportino. Ne consegue che l'affermazione che *"Nel medio termine, l'introduzione del metano nel sistema energetico sardo porterebbe vantaggi a livello di sistema, sia considerando i soli parametri economici, sia integrandoli con i parametri ambientali"* non trova un logico e coerente riscontro tecnico.

L'affermazione che nel *"confronto fra la configurazione con maggior penetrazione del vettore elettrico (ELETTRICO) e quelle con maggiore ricorso al gas naturale (ISOLA e CONTINENTE), quest'ultime possano risultare maggiormente convenienti, nel medio termine, per fattori peculiari del contesto isolano"*, oltre che smentita dalle Osservazioni sopra espresse e dalle peculiarità del contesto isolano a torto invocate, non ha un confronto metodologico perché è nell'ambito degli obiettivi prefissati che le scelte devono essere operate. Proprio in un'ottica di CBA ci sarebbe da chiedere perché mai non sono state presi in esame i potenziali vantaggi economici derivanti dalle risorse del Green DEAL, che l'UE ha preannunciato, quelli inquadrabili all'interno del Recovery Fund, incentivi in gran parte a fondo perduto (quindi non gravanti sulle casse dello Stato), ma tutti destinati alle Rinnovabili.

Ne sono di fatto consci gli stessi redattori dello STUDIO RSE, quando nel Capitolo finale 9.3.2 e nelle Conclusioni non possono che convergere su tali prospettive del nostro futuro energetico.

È del tutto evidente che nuoce allo STUDIO RSE da una parte l'assenza di una diretta conoscenza del contesto isolano, la percezione della inespressa potenzialità delle FER, nonché, pur se a livello subliminale, la volontà di non forzare ulteriormente il mainstream isolano.

G) ANALISI COSTI BENEFICI DEL SISTEMA GAS SARDEGNA

Considerato che lo studio RSE si ferma ai dati disponibili per il 2019, senza considerare gli effetti dovuti al lockdown mondiale per Covid 19, sfalsando completamente l'analisi costi/benefici si ritiene opportuno un aggiornamento del rapporto affinché venga considerata la nuova situazione dei mercati di oil&gas.

La stessa ENI sostiene che i costi delle infrastrutture per il gas di cui dovrebbe dotarsi la Sardegna necessiterebbero di almeno 40/50 anni per essere recuperati. Inoltre con gli attuali criteri tariffari i costi del trasporto, ivi compresi i nuovi investimenti, hanno una incidenza inversamente proporzionale ai volumi di gas complessivamente trasportati.

Questo significa che, qualora gli scenari di domanda sottesi all'analisi Costi/Benefici non dovessero realizzarsi, potrebbe crearsi un sistema di tariffe di trasporto crescenti a garanzia dell'investimento, inibendo in tal modo la stessa richiesta del gas da parte degli utenti.

Il sistema gas Sardegna si preannuncia pertanto come un'operazione che dovrebbe perpetuarsi negli anni e quindi andare oltre il fatidico 2050 e comunque fallimentare anche sotto l'aspetto economico con il rischio da parte dello Stato Italiano di dover risarcire le aziende che incautamente si sono avventurate in questa antieconomica operazione.

2. Aspetti condivisibili del Rapporto RSE

A) INFRASTRUTTURE ELETTRICHE

Lo STUDIO RSE affronta al paragrafo 4.2 lo stato delle infrastrutture elettriche isolate. I risultati a cui giunge sono quelli noti e già denunciati anche nell'ambito di "Sardegna zero CO2 ". I fattori che la caratterizzano possono così sintetizzarsi.

- domanda di energia elettrica in calo con spiccati elementi di stagionalità localizzati in alcune aree turistiche in prossimità delle coste;
- parco di generazione tradizionale meno efficiente del parco medio nazionale;
- rete di trasmissione poco magliata;
- rete di distribuzione molto estesa contraddistinta da lunghe linee aeree di media tensione;

- sviluppo crescente di nuovi impianti a fonti rinnovabili, in particolar modo di tipo eolico e fotovoltaico.

La revisione della struttura del sistema elettrico appare una priorità imprescindibile per l'utilizzo non solo delle FER in divenire ma anche per l'attuale produzione isolana. Gli oneri conseguenti alla instabilità della rete, le situazioni sempre più frequenti di overgeneration, la necessità di creazione dei distretti energetici, l'indirizzo governativo di privilegiare generazione diffusa, autoconsumo, comunità energetiche, rendono indilazionabile una totale revisione del sistema di trasmissione e distribuzione attualmente articolato su di una dorsale intorno ai tre maggiori poli di consumo energetico. Un tale sistema elettrico finisce per risultare funzionale al protrarsi delle fossili a danno della penetrazione delle Rinnovabili. Una scelta di metanizzazione a medio termine, come postulato dallo STUDIO RSE finirebbe per protrarre l'inerzia degli operatori pubblici nei confronti dei necessari interventi e ulteriori resistenze da parte degli stakeholders economici che vedrebbero altrimenti compromessi i loro interessi. Tale ulteriore incentivo al passaggio rapido all'ELETTRICO non sembra essere colto nell'ambito dell'analisi, che in qualche modo avrebbe dovuto valutare i fattori di resilienza insiti nel sistema elettrico attuale.

A parere degli scriventi gli oneri relativi alla ristrutturazione del sistema elettrico dovrebbero essere ripartiti in quote su futuri megaimpianti di produzione da FER, con un criterio non dissimile da quanto previsto in edilizia nell'ambito degli oneri di urbanizzazione. Tali contributi dovrebbero essere destinati alla realizzazione di sistemi di storages.

Così come i gestori dei megaimpianti di produzione di energia rinnovabile dovrebbero farsi carico delle apparecchiature di accumulo dell'energia al fine di garantire continuità dell'erogazione e non scaricare sulla rete elettrica, come avviene oggi, i disagi derivanti dalla discontinuità di erogazione di energia e dall'overgeneration.

B) FUNZIONE DEL COLLEGAMENTO HVDC TYRRHENIAN LINK

Il Rapporto assegna all'elettrodotto Sardegna-Sicilia-Sud Italia una funzione principalmente finalizzata a garantire i margini di riserva necessari. Nel contempo l'elettrodotto consentirebbe di fare a meno di una maggiore potenza installata di circa 600 MW, delineando, dunque, per il Tyrrhenian Link funzioni legate più alla sicurezza di esercizio che allo scambio di rilevanti quantità di energia.

Si concorda che questa sia la corretta funzione dei collegamenti esterni di una Regione virtuosa strutturata per possedere una capacità produttiva e di trasporto tale da garantirne l'autonomia energetica.

C) CONVENIENZA DEL SISTEMA ELETTRICO NEL LUNGO TERMINE E PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

Nel confronto tra la configurazione con maggior penetrazione del vettore elettrico e quelle con maggiore ricorso al gas naturale queste ultime risulterebbero maggiormente convenienti nel medio termine. Tale risultanza è basata soprattutto sul dato non del tutto corretto che i costi relativi alle scelte pianificatorie già operate in materia di distribuzione del gas sono stati considerati come già parzialmente sostenuti.

Di contro “il vettore elettrico può risultare già più conveniente in talune condizioni a partire dai bacini dove non sono stati avviati i lavori per la realizzazione di reti di distribuzione gas e, in ogni caso, risulta maggiormente funzionale alla prospettiva di decarbonizzazione di lungo termine”.

Considerato che le prospettive di lungo termine sono da privilegiare rispetto a quelle di medio termine e che attualmente risulterebbero dotati delle reti di distribuzione del gas poco più del 30% dei Comuni della Sardegna appare del tutto evidente che la soluzione ELETTRICA sarebbe quella più idonea a garantire un futuro sostenibile per la Sardegna anche perché risulterebbe la strada più coerente con le politiche di decarbonizzazione insieme allo sviluppo dell'idrogeno “verde” per l'alimentazione degli usi non elettrificabili e per la gestione dell'overgeneration da fonti rinnovabili. *“In merito a tali ultimi aspetti, va rilevato che il grado di riutilizzo delle infrastrutture di trasporto gas sull'isola, eventualmente realizzate per rispondere alle esigenze di medio termine, resta comunque oggetto di difficile valutazione; recenti report internazionali (IRENA) esprimono posizioni prudenti sulla effettiva possibilità di riutilizzo di reti gas per il trasporto di idrogeno. Peraltro, 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”.*

Appare abbastanza chiaro pertanto che una coerente politica di decarbonizzazione non possa essere avviata dotando l'isola di impianti che prevedono l'uso di combustibili fossili e insistendo nel contempo con una industrializzazione energivora e fortemente inquinante.

3. Conclusioni

Alla luce di tutte le considerazioni di cui sopra, i sindacati di base USB Sardegna e Cobas Cagliari e l'Associazione ambientalista Italia Nostra Sardegna chiedono che le Osservazioni e le proposte presentate nel presente documento vengano accolte dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nella valutazione dei Piani decennali di sviluppo di trasmissione elettrica e di trasporto gas, prevista entro la fine del corrente anno 2020.

Distinti saluti

Cagliari 21 settembre 2020

F.to

Italia Nostra Sardegna

COBAS Cagliari

USB Cagliari

Riferimento

Mauro Gargiulo

Mail Italianostrasardegna@pec.it - sardegna@italianostra.org - maurogargiulo45@gmail.com

Telefono 3487214867