

FONDAZIONE MERITA E FONDAZIONE MATCHING ENERGIES

Ciclo di incontri

Il Mezzogiorno d'Italia nella Strategia europea energia-clima

CONVEGNO

DAL MEDITERRANEO IL FUTURO ENERGETICO EUROPEO

Sostenibilità, sicurezza e innovazione

(27 marzo 2023)

Position paper a cura di Giuseppe Coco e Alessia Bellomo

Premessa: il terzo shock energetico

Nel corso del 2021 e del 2022 la Fondazione Merita e la Fondazione Matching Energies hanno promosso quattro seminari per approfondire il ruolo del Mezzogiorno nell'ambito del sistema energetico nazionale ed europeo e nella grande crisi energetica di questi anni 20. In particolare nel seminario dell'aprile 2022 si è discussa la configurazione e le azioni per la sicurezza energetica nazionale alla luce degli eventi bellici. Ad un anno di distanza la valutazione del nuovo quadro non può prescindere dalle prospettive emerse in quel seminario, in termini sia di realizzazioni che di scostamenti dalle previsioni e dagli auspici, di mutamento del quadro internazionale e di rivalutazione delle azioni da mettere in campo.

La principale conclusione un anno fa era che la questione dei pericoli per la sicurezza energetica europea e italiana era rimasta troppo a lungo in ombra: dopo la gestione politica delle fonti di approvvigionamento che era stata prevalente fino agli anni 80 del Novecento, si erano sottovalutate per molto tempo le esigenze della pianificazione e della diversificazione sistemica, riemerse in una certa misura solo a partire dalla Strategia energetica nazionale varata a inizio 2013 dal Governo Monti. A livello comunitario, i primi atti rilevanti di programmazione datano dal 2017, seguiti in pochi anni da una serie di Direttive che hanno fissato scadenze molto (e in maniera crescente) serrate per gli obiettivi di decarbonizzazione e, a valle, obiettivi per ogni singolo pilastro della strategia complessiva: fonti rinnovabili (FER), risparmio energetico, sviluppo delle reti e infrastrutture di accumulo.

Reazioni di breve periodo

Le soluzioni emerse dai seminari sono state distinte a due livelli, tra il breve e lungo periodo, con una ovvia coerenza di fondo. Nel breve periodo il problema era la sostituzione urgente delle forniture di gas russo - 155 miliardi di mc annui per la UE e 29 miliardi per

l'Italia - per almeno due inverni consecutivi, cercando di evitare un impatto troppo significativo sui prezzi per consumatori e industria. Si tratta di un problema quantitativo in cui si è impegnato l'intero sistema Italia nel quadro della Strategia Comunitaria RE-Power EU.

Un elemento di quadro per il nostro Paese è lo stato e lo sviluppo delle infrastrutture di interconnessione interne alla UE e la reazione dei nostri principali partner, che ovviamente influenzano la nostra capacità di sostituzione indirettamente. In particolare mentre la Germania è riuscita a rendere operativi due nuovi rigassificatori in tempi brevissimi e continua ad installare infrastrutture sostitutive, la Francia continua ad avere problemi nell'operatività delle centrali nucleari, che per decenni hanno costituito una parte importante delle importazioni elettriche a basso costo, preziose per il nostro Paese anche in momenti ordinari.

La sostituzione delle importazioni russe per il nostro Paese passa nel breve attraverso canali diversi (di sotto un elenco non esaustivo delle alternative)¹:

- l'utilizzo a pieno regime, attraverso il potenziamento delle forniture, delle infrastrutture alternative esistenti con la Libia, l'Algeria e del gasdotto TAP. Tutte non a caso provenienti dal bacino del mediterraneo;
- il potenziamento delle forniture alternative via rigassificatore, per il quale le imprese nazionali hanno messo in campo tempestivamente due progetti per complessivi 10 miliardi di mc. annui;
- l'accelerazione del *deployment* di rinnovabili;
- il ritardo nel *phasing out* delle fonti più inquinanti e (ma non è il caso del nostro Paese) del nucleare, fonti che però contano più a livello europeo che italiano;
- una gestione cooperativa delle risorse a livello europeo che limiti i rischi peggiori in caso di grave squilibrio.

Rispetto alle strategie sopra dette, l'anno trascorso ha palesato rischi considerevoli in connessione con i picchi di prezzo raggiunti durante l'estate, paradossalmente in periodo di domanda minima. Probabilmente per una combinazione di fattori tra i quali la riduzione tattica di forniture dalla Russia in giugno, la necessità imposta di riempire gli stoccaggi e i meccanismi di determinazione di prezzo che a fronte di una incertezza radicale amplificavano piuttosto che attutire la volatilità. D'altro canto, fattori climatici sorprendentemente favorevoli hanno consentito di scongiurare i rischi peggiori durante l'inverno, riducendo la domanda (di più di 7 miliardi di mc nel 2022), nonostante l'incremento di utilizzo di gas naturale per produzione elettrica.

Degli altri elementi quello in cui si registrano maggiori progressi è l'aumento delle forniture dall'Algeria e dal TAP. Le forniture sono aumentate nel 2022, fino a 23,5 miliardi di mc dal Transmed (+2,5 miliardi) e 10,3 sul TAP (+3,1 miliardi ma ormai a piena capacità). Considerando che gli incrementi sono avvenuti in corso d'anno, l'impatto potenziale è maggiore ed in effetti la capacità massima del TransMed sarebbe di 33 miliardi di mc. Ma il suo pieno utilizzo sarà possibile solo a seguito di investimenti di lungo periodo nella produzione che sono stati oggetto delle missioni di entrambi gli ultimi Presidenti del Consiglio nel Paese nordafricano nell'ultimo anno. Un importante contributo entro il 2027 potrà venire nel medio periodo anche dall'incremento di capacità del TAP, una infrastruttura

¹ Il problema della sicurezza di approvvigionamenti in realtà non si risolve interamente assicurando gli aggregati ma anche la composizione territoriale e per vettore energetico rilevante.

che ha salvato il Paese (ma ha paradossalmente richiesto un alto costo politico interno). Più difficile valutare al momento il contributo degli investimenti concordati anche con la Libia per l'incertezza politica.

Importante è stata anche la ripresa dell'utilizzo delle fonti fossili la cui rilevanza aumenta nella produzione elettrica (del 6% circa, soprattutto carbone). Limitato il contributo delle rinnovabili dove l'incremento importante di fotovoltaico è stato compensato in negativo da un calo di produzione da eolico e soprattutto un drastico calo di produzione idroelettrica (-27%). Nel complesso i rischi legati al rallentamento delle FER si stanno manifestando in maniera allarmante. Anche per quanto riguarda i rigassificatori il rispetto dei tempi prescritti è a rischio, anche per la presenza di opposizioni locali.

Reazioni di lungo periodo

Più in prospettiva, le alternative vanno iscritte nell'ambito della strategia e dei vincoli comunitari che si sono fatti progressivamente più stringenti. Particolarmente complesso è il raggiungimento dei target di rinnovabili della strategia *Fit for 55*, che richiede al 2030 un abbattimento di emissioni del 55% rispetto ai livelli del 1990 e un *deployment* di rinnovabili a ritmi almeno quadrupli rispetto a quelli degli anni scorsi. La strategia necessita di un ripensamento complessivo della nostra posizione a fronte dei rinnovati rischi geopolitici fondato su vari pilastri:

- una maggior autosufficienza energetica basata sulle rinnovabili;
- uno sviluppo infrastrutturale consistente in termini di accumuli di vario tipo e di potenziamento di interconnessioni di reti che diventano più rilevanti in un sistema a più alto contenuto di FER. Il tema peraltro è cruciale per una vera sicurezza europea;
- lo sviluppo della produzione di biocombustibili – gas e carburanti rinnovabili – necessari soprattutto per i settori cosiddetti *hard to abate*;
- lo sviluppo di tecnologie alternative che limitino comunque la dipendenza da materie prime non reperibili in Europa (l'ideale è ovviamente l'idrogeno);
- una maggiore diversificazione delle provenienze delle fonti fossili nella transizione, considerando che si tratterà comunque di un periodo non breve in cui alcuni investimenti strategici saranno comunque necessari.

Ognuno di questi pilastri necessita a sua volta di tasselli decisivi per la realizzazione effettiva. Per quanto riguarda le rinnovabili, considerando la relativa maturità delle tecnologie e la loro raggiunta economicità, l'azione principale riguardava e riguarda l'accelerazione delle autorizzazioni. Una serie di semplificazioni dell'iter procedurale e l'istituzione di una procedura e della nuova Commissione VIA-PNRR, con termini procedurali diminuiti, non sembrano ancora aver prodotto l'accelerazione sperata. Anche se l'ammontare di nuova capacità approvata in VIA è sensibilmente aumentata nel 2022 (a 7GW) non è ancora chiaro se questo comporti un aumento della cantierabilità per opposizioni permanenti di tipo paesaggistico, in particolare a livello di Sovrintendenze locali. Un'ulteriore semplificazione che riguardi specificamente questo aspetto, ed in particolare un accentramento delle competenze in materia, potrebbe essere necessario. Anche l'intervento del nuovo Regolamento Comunitario, che attribuisce lo status di interesse pubblico prevalente agli

impianti e alle infrastrutture correlate alle FER, non ha conseguenze dirette anche se fornisce il quadro per ulteriori semplificazioni di una legislazione ormai caotica. In termini più generali considerando anche le vicende dei rigassificatori, i limiti della struttura istituzionale frammentata e decentrata del nostro Paese stanno diventando rilevanti in maniera drammatica nella attuazione concreta di una strategia di reazione a una grave crisi. Questo peraltro solleva non pochi dubbi su progetti ulteriori di decentramento istituzionale in corso.

In materia di idrogeno la Commissione ha licenziato una bozza di Direttiva sulla regolazione di infrastruttura, interoperabilità e tariffe che francamente sembra perlomeno prematura per un settore la cui operatività significativa è abbastanza lontana. Piuttosto, più calzanti appaiono gli interventi comunitari di sostegno alla ricerca in questo settore: le incertezze sulle tecnologie e sui tempi di realizzazione appaiono ancora notevoli ma i vantaggi pubblici potenziali dell'idrogeno, in termini di diversificazione, sicurezza energetica, autosufficienza, de-carbonizzazione, giustificano un impegno in questo senso.

L'opportunità storica del Mediterraneo

Tutte le linee di tendenza convergono su una opportunità storica per il Mezzogiorno, la possibilità di diventare hub energetico per l'intera Europa. Nel breve periodo, stante la diminuzione strutturale dei possibili approvvigionamenti di gas naturale dal Nord Europa, le due alternative per l'Europa centrale sono i gasdotti dal Sud Italia, invertendo la direzione del flusso storico, oppure i rigassificatori. Più probabilmente un mix delle due, anche per ragioni di diversificazione. Nel lungo periodo le favorevoli condizioni climatiche rendono più probabile l'uso di rinnovabili su grande scala nel Mezzogiorno d'Italia. In presenza delle giuste condizioni tecnologiche è possibile immaginare anche la produzione tramite rinnovabili nei paesi dell'Africa del nord per l'intera Europa, utilizzando infrastrutture italiane, soprattutto se un vettore come l'idrogeno dovesse decollare dal punto di vista tecnologico e industriale. Il Mezzogiorno potrebbe quindi essere l'hub energetico europeo. Tuttavia è necessario acquisire coscienza delle condizioni sotto le quali questa soluzione è praticabile.

Per quanto riguarda il gas naturale, quindi il breve/medio periodo, l'inversione del flusso storico verso il Nord Europa richiede un importante investimento in capacità produttiva nel Nord Africa e nelle reti di trasporto. Ogni incertezza ovviamente favorisce alternative a più alto costo variabile, ma con meno costi fissi irrecuperabili. Questi investimenti necessitano quindi di due condizioni:

- la ragionevole aspettativa di un quadro politico stabile nei paesi destinatari degli investimenti. Si tratta di una condizione che richiede una rinnovata politica coordinata per il Nord Africa da parte dell'Unione Europea, che andrebbe promossa e guidata dall'Italia;
- una maggiore stabilità, anche se in riduzione, delle aspettative sulla domanda di gas naturale nei prossimi decenni. Le previsioni a questo proposito presentano una variabilità che è un forte deterrente a qualunque investimento pluridecennale: secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), il consumo di gas naturale nella UE potrebbe diminuire tra il 15 ed il 40 per cento al 2030. L'incertezza riflette

probabilmente anche un certo scetticismo sui target comunitari che non appaiono completamente realistici e forse delineano una transizione più veloce di quanto praticabile.

Per quanto riguarda invece le fonti rinnovabili ed il lungo periodo, le condizioni necessarie sono in relazione agli sviluppi tecnologici ed in particolare:

- alla velocità del deployment degli impianti fotovoltaici ed eolici, che complessivamente dipende dalla velocità dei processi autorizzativi;
- allo sviluppo infrastrutturale in termini di accumuli e di potenziamento di interconnessioni di rete tra Italia e altri Paesi europei e tra le sponde del Mediterraneo;
- alla velocità di sviluppo di tecnologie economicamente sostenibili di produzione dell'idrogeno da fonti rinnovabili elettriche e del suo trasporto;
- agli spazi effettivi di crescita quantitativa e di riduzione dei costi della produzione di gas e carburanti rinnovabili;
- alla possibilità e alle condizioni per l'utilizzo delle infrastrutture di trasporto del gas naturale per i futuri sostituti, dai biogas all'idrogeno.

Queste condizioni, come quelle di sopra, sono in parte piccola esogene, in parte preponderante dipendenti da politiche e capacità che il nostro Paese e l'Europa riusciranno a mettere in campo.