

Risposte ai quesiti posti dall'onorevole Gianluca Benamati al termine dell'audizione dell'ANEV alla X Commissione della Camera sul Piano Nazionale Integrato Energia e Clima del 19 Febbraio 2019.

1. Spiegare perché l'uso del gas naturale nella produzione dell'energia elettrica - come back-up per il bilanciamento della produzione da FER non programmabili - potrà essere limitato alle necessità del breve e medio termine, quale accompagnamento all'auspicata maturazione tecnologica ed industriale degli accumuli elettrochimici

L'obiettivo di completa decarbonizzazione comporterà il phase-out del **carbone** dalla generazione di energia elettrica e in prospettiva un quadro finale dove le Fonti Rinnovabili saranno centrali. In questo scenario, **continuiamo a sostenere che l'uso del gas naturale nella produzione dell'energia elettrica - come back-up per il bilanciamento della produzione da FER non programmabili - potrà essere limitato alle necessità del breve e medio termine. Nel lungo termine e nell'orizzonte temporale del PNIEC**, il gas naturale continuerà ad accompagnare l'auspicata evoluzione del settore elettrico che, grazie allo sviluppo di strumenti per la gestione della domanda, dei sistemi avanzati di miglioramento della previsione della produzione non programmabile, della maturazione tecnologica ed industriale degli accumuli elettrochimici, della penetrazione della mobilità elettrica, garantirà in maniera equilibrata un contributo significativo alla configurazione di un sistema elettrico nazionale caratterizzato prevalentemente da fonti rinnovabili. In questa prospettiva avranno, sicuramente un ruolo utile anche gli impianti "flessibili" CCGT/OCGT (cd. Peaking plants)."

ANEV attribuisce, quindi, al gas naturale un ruolo importante, nell'ambito di una visione prospettica e sinergica con l'incremento delle fonti rinnovabili, per la sicurezza energetica a livello nazionale, dal momento che l'Italia è il terzo mercato europeo per consumo di gas naturale. Ne consegue che, nei prossimi anni, la sicurezza e resilienza del sistema gas continueranno ad essere temi ancora prioritari se si considerano la dipendenza del Paese dalle importazioni, la flessione della produzione nazionale di gas e la scadenza dei contratti di fornitura a lungo termine.

In un quadro di phase-out del carbone, sempre ai fini della sicurezza energetica e nella prospettiva 2030, si ritiene che i cicli combinati a gas (CCGT) avranno un ruolo importante e sinergico nell'affiancare gli impianti rinnovabili nella transizione energetica garantendo, così la gestione in sicurezza del sistema elettrico ed assicurando più efficienza e flessibilità, considerato che, oggi, si può contare su impianti che possono superare il 60% di rendimento.

2. Spiegare le potenzialità dell'eolico offshore nel Mediterraneo considerando le menzionate installazioni offshore con tecnologie innovative su piattaforme flottanti

ANEV ha effettuato uno studio per stimare le potenzialità dell'eolico Offshore in Italia, considerando, oltre al potenziale anemologico dei diversi siti (con un velocità minima di 6 m/s a 70 metri di altezza), anche la presenza di determinati vincoli lungo le coste quali:

- Presenza di aree naturali protette: in particolare le aree marine protette istituite dal Ministero dell'ambiente italiano e le aree della Rete Natura 2000 (siti di importanza comunitaria, zone di protezione speciale, ecc.);
- Vincoli ambientali - paesaggistici e archeologici;
- Presenza di importanti rotte di navigazione;
- Altri vincoli (servitù militari, aeronautica, ecc.);
- Distanza dalla costa (imponendo un valore minimo di 4 km dalla riva);
- Tipo di fondali (fangoso e/o sabbioso);
- La profondità dei fondali (compresa tra un minimo di 10 e un massimo di 30 metri oltre i quali l'utilizzo del pilone diventa problematico e costringe all'uso di tralicci molto più costosi in fase di installazione);
- La superficie dell'area individuata;
- La possibilità di connessione alla rete elettrica nazionale tramite elettrodotti situati nelle zone costiere.

In considerazione dei vincoli sopraesposti si osserva che **la maggior parte dei siti cantierabili si concentrano lungo le coste comprese tra l'Abruzzo e la Puglia per un valore stimabile intorno ai 550-650 MW dei circa 750-800 MW stimati a scala nazionale.**

Difatti, altri 200 MW potrebbero essere ripartiti tra alcune zone costiere della Sardegna e della Sicilia, nel caso in cui fosse sostanzialmente riducibile il vincolo della prossimità alle rive, poiché in Sicilia e Sardegna i fondali precipitano oltre i 30 metri in genere già a poche centinaia di metri dalla costa.

Tutto ciò è comunque subordinato al superamento di alcuni vincoli che ancora ostacolano l'affermazione di questa tecnologia nel nostro Paese, primo tra tutti l'aspetto burocratico con procedimenti, già di per sé lunghi e farraginosi, che a seguito delle rimostranze degli organi regionali, che si basano principalmente su inesistenti timori di possibili impatti paesaggistici, decadono irrimediabilmente; per passare poi a problematiche di natura manutentiva, che però presumibilmente verranno bypassate con l'avvento delle nuove tecnologie impiantistiche, fino ad arrivare alle problematiche di connessione alla rete, aspetti questi per la verità comunque secondari.

Tali potenzialità non hanno considerato le installazioni su piattaforma flottante. Difatti, la necessità di muoversi verso fondali marini più profondi, mediante l'utilizzo di tecnologie su piattaforma galleggiante, è ormai opinione largamente accettata. L'uso di strutture galleggianti è di grande interesse per le industrie EU attive nel settore dell'Oil&Gas, che intravedono in questo un settore nel quale trasferire sia il loro know-how tecnologico, sia il loro modello di business, favorendo una salvifica transizione e scongiurando una possibile crisi occupazionale.

Per una crescita costante del potenziale energetico europeo da energie rinnovabili, che possa portare al raggiungimento degli obiettivi previsti dalla "low carbon economy" per il 2030 prima e per il 2050 poi, l'EU, attraverso programmi specifici come il SET- Plan (Strategic Energy Technology Plan), promuove lo sviluppo delle installazioni galleggianti eoliche nel Mar Mediterraneo caratterizzato da fondali profondi, aprendo una sfida progettuale e di ricerca impegnativa per via delle condizioni ambientali complesse. Tuttavia, nonostante la maturità del settore eolico marino in acqua bassa, con oltre 16 GW di potenza installata in EU, quello su strutture galleggianti richiede ancora attività di ricerca, stimolando il sistema R&D europeo verso un'accelerazione di soluzioni innovative per l'eolico galleggiante in mare, in accordo con gli obiettivi della piattaforma denominata "Mission Innovation" (MI) per l'innovazione nel campo della "clean energy", anche attraverso il raddoppio delle risorse finanziarie da dedicare al settore. In questo scenario, il nostro Paese, sottoscrivendo gli accordi del SET-Plan e di MI, porta avanti gli obiettivi europei, nel convincimento che questa sia una ottima occasione per poter svolgere un ruolo importante nella promozione di una attività che, potenzialmente, rappresenta una opportunità di crescita per l'Europa intera. Il piano strategico europeo per le 'Energy Technology' (SET-Plan)

ha l'obiettivo prioritario riassunto nello slogan: 'EU Number one in renewable energy', che persegue attraverso due azioni fondamentali: i) il rafforzamento delle tecnologie performanti per le energie rinnovabili e la loro integrazione nel sistema energetico EU; ii) la riduzione dei costi delle tecnologie principali.

3. Evidenziare perché il target del 30% viene da ANEV considerato cautelativo

Il raggiungimento di obiettivi più sfidanti, manifestati dalle posizioni espresse da questo Governo in sede Comunitaria, non sembra essere stato perseguito nella presente proposta di PNIEC.

ANEV ritiene infatti che il target sulle fonti rinnovabili fissato al 30% sia da considerarsi cautelativo o quanto meno "minimo" e ne auspica una revisione al rialzo con lo scopo di manifestare un impegno più incisivo in materia di decarbonizzazione.

ANEV ritiene che nel Piano l'indirizzo indicato per la copertura del target del 30% al 2030 non si basi su solidi presupposti.

La percentuale di copertura delle fonti rinnovabili elettriche del 55,4% sui consumi finali lordi di energia elettrica mostra un timido progresso di solo 0,4% rispetto alla SEN 2017. ANEV ritiene che **tale copertura rappresenti un target certamente al di sotto delle potenzialità del sistema elettrico e a nostro avviso troppo basso anche rispetto al potenziale industriale del Paese.**

È evidente quindi che il contributo incrementale assegnato alle rinnovabili termiche (che nel 2030 dovrebbero coprire il 33,1% dei consumi finali lordi nel settore termico partendo dal consuntivo del 2017 del 20,1%) appare a nostro giudizio troppo ambizioso e di conseguenza difficilmente realizzabile.

4. Spiegare perché ANEV ritiene che il ricorso al sistema delle aste dovrà coprire un orizzonte temporale più lungo del 2021 ed arrivare almeno fino al 2023

La richiesta di coprire un orizzonte temporale più lungo di quello ad oggi previsto con la bozza di decreto cosiddetto FER 1 fino al 2023 deriva dalla necessità di garantire un ritmo sostenuto alle installazioni di impianti eolici in linea con quanto stabilito dal PNIEC.

Rispetto al precedente decennio, **l'attuale tasso medio di crescita degli impianti eolici ha subito una decisa riduzione** dovuta principalmente al cambio delle politiche di sostegno e alle risorse messe a disposizione, a cui si aggiunge un quadro normativo sui procedimenti autorizzativi farraginoso e non armonizzato sul territorio nazionale, che può comportare tempi autorizzativi fino e oltre 5 anni.

Il tasso di crescita previsto per il prossimo decennio deve tornare a livelli più sostenuti.

I sistemi di sostegno allo sviluppo stabiliti dalle norme nazionali hanno le caratteristiche necessarie per garantire un tasso di crescita più adeguato alle aspettative riportate anche nel PNIEC.

L'evoluzione verso sistemi di sostegno di mercato (es PPA), in grado di sostenere autonomamente il tasso di sviluppo necessario, può essere attuata solo dopo una chiara definizione delle condizioni al contorno del mercato, e soprattutto esclusivamente dopo che sia definita la revisione dei procedimenti autorizzativi. Il processo decisionale sia della offerta (investitori produttori di energia) che della domanda (consumatori) ha infatti un elemento comune rappresentato dalla certezza dell'esecuzione dell'investimento, che può derivare solo dalla certezza dei tempi e dei risultati del procedimento autorizzativo. Di fatto i primi segnali di apertura del mercato a questi strumenti di lungo periodo mostrano un interesse tra le parti ad impegnarsi in un momento antecedente all'avvio del procedimento autorizzativo.

Constatando la mancanza di segnali di tempestiva implementazione di provvedimenti indirizzati alla semplificazione e certezza per gli investimenti/autorizzazione, riteniamo che

l'unico modo per guadagnare tempo per costruire un solido impianto normativo per i contratti di lungo periodo sia prolungare il periodo di svolgimento delle aste e garantire un orizzonte quinquennale, così come inoltre previsto dalla direttiva RED II.

Terremmo inoltre a chiarire il nostro punto di vista circa il costo per il sistema degli strumenti di sostegno di prossima attuazione.

Gli strumenti di sostegno previsti dal prossimo decreto FER1 avranno un'alta probabilità di non determinare un aggravio per la spesa pubblica. Nel decreto è prevista infatti la sottoscrizione del contratto per differenza a due vie (CfD). A nostro modo di vedere i CfD non rappresentano una forma di incentivazione ma **forme di stabilizzazione dei ricavi** indispensabili per gli operatori per realizzare (e bancare) progetti in nuovi impianti Fer. Il loro funzionamento stabilisce che in base al prezzo di aggiudicazione e alle fluttuazioni del prezzo dell'energia, sarà il netto tra le partite a debito e credito con il GSE, con la possibilità che questo netto sia a favore del GSE, determinando pertanto una riduzione del costo per il sistema.

5. Indicare suggerimenti di procedure semplificate per passare dai 10 ai 18 GW di installato al 2030

In breve:

- Tempistiche certe ed accelerate del procedimento di AU e di VIA.
- **Preservare agli operatori la facoltà di scegliere i siti nuovi e valutando le soluzioni più efficienti sotto il profilo tecnico-ambientale-economico**, basandosi sui requisiti e i vincoli esistenti sul territorio in modo da presentare progetti già ottimizzati la cui approvazione debba avvenire attraverso un semplice processo di verifica anziché di analisi e valutazione riducendo tempi e oneri. In tale processo è essenziale l'impegno e la responsabilizzazione delle regioni
- Si ritiene quindi necessario attuare la misura identificata come **“aree a vocazione energetica” esclusivamente per i siti sui quali sono già realizzati impianti eolici e non per i siti nuovi**, per i quali eventuali vincoli ambientali e paesaggistici sopraggiunti non ostacolano le attività di rinnovamento dei parchi produttivi già integrati nel territorio.
- Introduzione di procedure autorizzative semplificate dal punto di vista ambientale per i progetti di rinnovamento (integrali ricostruzioni e rebading) che valutino l'impatto differenziale di questi ultimi rispetto all'impianto esistente.
- **Per gli interventi di ammodernamento (es. Reblading) prevedere il ricorso alla PAS e al solo pre-screening ambientale** in ragione del riconoscimento della non sostanzialità dell'intervento.

6. Spiegare perché lo spalma incentivi volontario ostacola il repowering

Un ulteriore ostacolo al rinnovamento degli impianti eolici, oltre ai lunghi ed interminabili iter autorizzativi, è costituito dal provvedimento cosiddetto “spalma incentivi volontario” per gli impianti diversi da quelli fotovoltaici (DM 6 novembre 2014: decreto previsto dalla legge 9/2014 di conversione del DL 23 dicembre 2013, n. 145). Tale provvedimento ha previsto la preclusione di qualsiasi forma di sostegno agli interventi di integrale ricostruzione (cd. repowering), per un periodo di dieci anni a decorrere dal termine del periodo di incentivazione originario, per quegli impianti che non hanno aderito alla possibilità di rimodulazione dell'incentivo proposta dal decreto. Il periodo si riduce a cinque anni nel caso in cui l'impianto abbia accettato di aderire all'opzione di “allungare/rimodulare” l'incentivo per ulteriori sette anni

dalla data di scadenza del precedente periodo incentivante, mettendone così a rischio la fattibilità economica.

Come già indicato tale provvedimento sta penalizzando enormemente il rinnovamento e l'efficientamento del parco eolico nazionale esistente, in particolare quelle tipologie di interventi finalizzati a migliorare la produttività dell'impianto e/o ad aggiornare la tecnologia utilizzata, con il risultato che a fine vita utile se ne perderà completamente la produzione, mettendo a serio rischio il raggiungimento degli obiettivi settoriali.

In linea con quanto già segnalato, e soprattutto alla luce della circostanza che le procedure d'asta, con i contratti per differenza a due vie, si limitano a garantire agli operatori, nel caso di aggiudicazione delle stesse, una forma di *stabilizzazione dei ricavi* e non un incentivo (l'operatore infatti riceve un ricavo fisso per 20 anni a prescindere dalle fluttuazioni del prezzo dell'energia; il CfD a due vie garantisce sicuramente un consistente risparmio allo Stato in uno scenario dei prezzi crescenti), ANEV ritiene imprescindibile, per il raggiungimento dei noti ed ambiziosi obiettivi di incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030, il **superamento dello spalma incentivi volontario** (i.e. le preclusioni connesse alla sua mancata adesione), garantendo comunque una qualche forma di tutela per i pochi soggetti che vi hanno aderito.