



L'INTEGRAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI NEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

Tecnologie, barriere, mercati, regolazione

Roma, 9 luglio 2019

Con il sostegno di:



Obiettivi

Lo studio si propone di inserire gli scenari di penetrazione delle fonti non programmabili nel contesto della sicurezza e della adeguatezza del sistema elettrico, nonché di:

- valutare i **costi e benefici delle tecnologie**. Vengono confrontate le ipotesi provenienti dalla letteratura in base alle voci di costo tradizionalmente considerate e se ne trae una sintesi, che tiene conto delle diverse tipologie d'impianto. Ai costi si contrappongono i benefici derivanti dal contrasto ai cambiamenti climatici
- trattare il tema del **mercato elettrico** italiano e delle riforme necessarie per permettere l'ottimale dispacciamento dell'energia elettrica garantendo la sicurezza del sistema elettrico e prezzi competitivi per gli utenti finali
- definire gli **attori del mercato** e quali possibili evoluzioni potranno subire in futuro è uno dei temi successivamente sviluppati. Non solo i produttori di energia elettrica, ma anche figure come gli aggregatori, i *trader*, nonché i consumatori industriali e non, giocheranno un ruolo importante e sicuramente diverso rispetto al presente. A completare il quadro sono analizzati i ruoli dei distributori e del TSO, nonché fornite proposte sulle possibili riforme che coinvolgerebbero le istituzioni: ARERA, GSE, AU, GME

Lo studio si propone, inoltre di:

- affrontare il tema delle procedure **autorizzative** per la costruzione di nuovi impianti o anche per consentirne il rifacimento o il ripotenziamento. Si valutano le possibili vie per abbassare i costi della burocrazia mantenendo alta la tutela del paesaggio e del territorio
- analizzare i **contratti tipici** che possono essere utilizzati nel mercato elettrico e che riguardano principalmente le fonti rinnovabili. Vengono anche formulate proposte al fine di valutarne la fattibilità e l'affidabilità
- sviluppare i temi del **finanziamento** dei progetti FER dal punto di vista della loro bancabilità, nonché quelli relativi a meccanismi di sostegno (anche di natura fiscale) oggi ipotizzabili

SINTESI E RACCOMANDAZIONI

OBIETTIVO FER-E

- ❑ Raggiungere una quota di fonti rinnovabili del 55,4% al 2030 (34,1% del 2017), come indicato nella bozza del PNIEC, vuol dire aumentare la produzione lorda (normalizzata) da FER di 74 TWh o del 65%
- ❑ La potenza installata deve aumentare del 75%, arrivando a 93 GW dai 53 GW attuali. E il 2030 non può che essere solamente una tappa intermedia verso la decarbonizzazione profonda del settore elettrico, con orizzonte il 2050

OBIETTIVO FERNP*

* FONTI RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI

- ❑ Il 99% dell'incremento della generazione da rinnovabili al 2030 dovrebbe arrivare da solare (+50 TWh) ed eolico (+23 TWh)
- ❑ Il ritmo di installazione dovrebbe crescere, tornando ai livelli 2009-2013, quando godevano di forme di incentivazione "a sportello"
- ❑ Nonostante il calo dei costi delle tecnologie, con le politiche attuali, il traguardo fissato non sembrerebbe realizzabile. Il modello utilizzato per redigere il PNIEC indica, nello scenario inerziale (base) e nel lungo periodo (2040), una quota di FER-E non oltre il 40% ed una produzione da solare ed eolico (71 TWh) inferiore del 40% ca. rispetto all'obiettivo 2030 (115 TWh)

SISTEMA ELETTRICO

- ❑ Con un *mix* produttivo coperto al 37% da FERNP al 2030 (15% nel 2018) vanno affrontate importanti sfide tecnologiche, istituzionali ed imprenditoriali legate all'operatività della rete, con un crescente bisogno di risorse flessibili e di nuove interconnessioni
- ❑ Contestualmente, la generazione distribuita diventa più rilevante, cambiando i rapporti di forza tra le reti a media ed alta tensione e, quindi, tra distributori e gestore della RTN
- ❑ Per questo anche l'autoproduzione e le comunità energetiche, che sono tasselli importanti del nuovo modello energetico, richiedono regole secondo principi di trasparenza e di equità sociale, salvaguardando la competitività delle imprese

COSTI FERNP

- La maturità commerciale delle tecnologie non è stata ancora completamente raggiunta, nonostante gli eccezionali progressi degli ultimi anni. I costi si sono ridotti dell'80% per i grandi impianti FV dal 2010 e del 55% per l'eolico dal 1990. I ritorni dell'investimento dipendono dalla scala, dal sito e dalle condizioni al contorno dell'applicazione, oltre che dalla tipologia di soggetto che lo intraprende e dal modello di mercato sviluppato

- **Installazione.** I costi unitari di installazione di impianti FV sono ancora in calo in tutto il globo, grazie alla riduzione del prezzo dei moduli. L'effetto scala è molto forte: rispetto ad un impianto residenziale (< 20 kW) il costo al kilowatt si abbassa del 25% per un impianto commerciale (20-200 kW), del 35% per un impianto industriale (200-1.000 kW) e del 60% per un parco oltre il MW

- Anche per l'eolico il costo unitario è in riduzione. Vista la scarsa applicabilità all'utenza residenziale, le differenze tra dimensioni di impianto sono meno marcate: rispetto al piccolo impianto (< 500 kW) un medio parco eolico (1-10 MW) riesce a contenere il costo unitario del 20% ed il grande parco (> 10 MW) fino al 30%

COSTI FERNP

- **Gestione.** Il concetto di “costo marginale”, applicato alle FERNP, ha un significato molto limitato se confrontato con le tecnologie termoelettriche, vista la predominanza dei costi di capitale rispetto ai costi operativi.
- I costi di gestione sono abitualmente calcolati in rapporto alla capacità installata, vista la gratuità della risorsa necessaria a generare l'energia
- Si tratta di costi fissi per la conduzione, la manutenzione e la sorveglianza. Queste voci di costo, peraltro, possono ancora ridursi, in funzione dei progressi della digitalizzazione

COSTI DI SISTEMA

- ❑ Gli obiettivi di decarbonizzazione dell'energia adottati e vincolanti a livello europeo e nazionale, per il cui raggiungimento sono necessarie quote crescenti di rinnovabili, comportano costi di integrazione e di infrastrutturazione che vanno al di là dell'investimento in FERNP e della gestione degli impianti
- ❑ Per mantenere in sicurezza il sistema elettrico occorrono investimenti in centrali termiche flessibili, accumuli, partecipazione della domanda e delle stesse FERNP ai mercati dei servizi di rete, oltre a nuove infrastrutture di rete

INCENTIVAZIONI

- ❑ In passato sono stati implementati vari schemi di supporto, che hanno facilitato l'espansione delle FERNP in tutto il mondo, consentendo di uscire dalla fase sperimentale e di nicchia per assumere una dimensione industriale
- ❑ Da una parte, l'energia da FER ha prodotto effetti sui prezzi nei mercati a pronti, riducendoli
- ❑ Ma le tariffe incentivanti hanno creato distorsioni di mercato sul lato capacità di generazione, mentre la priorità di dispacciamento e l'iniziale limitazione dalle responsabilità di bilanciamento hanno aumentato i costi per il sistema

INTEGRAZIONE NEL MERCATO

- ❑ Il prossimo sviluppo delle FERNP deve avvenire sotto condizioni diverse dal passato, attraverso schemi di supporto meno distorsivi, assegnati su base competitiva secondo le Linee Guida europee sugli aiuti di Stato
- ❑ La partecipazione diretta al mercato, la responsabilizzazione per il bilanciamento ed il superamento dei sussidi richiede, però, un'evoluzione dell'architettura che deve essere orientata alla sempre maggiore integrazione delle rinnovabili, con regole per il dispacciamento che ne favoriscano la gestione
- ❑ L'Unione Europea ha cercato di dettare una linea comune con il Pacchetto Energia Pulita del 2016, da poco completato e definitivamente approvato, che dovrebbe favorire, peraltro, l'integrazione dei singoli mercati degli Stati Membri

DISEGNO DI MERCATO

- ❑ La rimozione delle barriere allo sviluppo delle FERNP è necessaria per sbloccare gli investimenti e ridurre i costi della transizione del sistema elettrico verso l'obiettivo comune di decarbonizzazione. In coerenza con la prossimità delle scadenze per raggiungere sfidanti obiettivi di penetrazione, l'azione su questi temi deve essere prioritaria nell'agenda di politica energetica in Italia. Una prima serie di barriere risiede nell'attuale disegno di mercato che va superato attraverso interventi di riforma di seguito specificati
- ❑ Le proposte devono essere inquadrare in un approccio ampio, che preveda una riforma organica dell'architettura dei mercati, in ottica «Fit for RES», e che garantisca la sicurezza, il bilanciamento (con una revisione complessiva di MSD) e l'adeguatezza del sistema, anche tramite il *capacity market*.

PRINCIPI

- **Formazione dei prezzi.** In tutti i mercati elettrici a pronti è preferibile il sistema dei prezzi marginali attraverso sessioni ad asta, che, rispetto alla contrattazione continua, aumenta la liquidità del mercato, ne evita le inefficienze dovute all'accettazione delle offerte arrivate per prime e riduce i costi per gli operatori. Occorrerebbe, in linea teorica, superare sistemi *pay-as-bid* ed a contrattazione continua
- **Orario di chiusura.** Lo spostamento degli orari di chiusura dei mercati il più vicino possibile al tempo reale favorisce la prevedibilità delle fonti non programmabili e la riduzione degli sbilanciamenti. Occorre procedere alla revisione degli attuali orari di chiusura di tutte le sessioni di contrattazione, da MGP a MSD ex-ante

MERCATO DEL GIORNO PRIMA

- ❑ La divisione del mercato per zone geografiche è inefficiente nel rappresentare i vincoli di rete sub-zonali
- ❑ Teoricamente, il sistema nodale permetterebbe alle decisioni di investimento in fonti rinnovabili di essere guidate da un segnale di prezzo fondato sulla reale capacità di trasporto, evitando di incorrere in extra-costi dovuti alle congestioni intra-zonali
- ❑ È da valutarne l'introduzione come possibile soluzione di mercato. In generale, un sistema nodale deve essere abbinato alla possibilità di offerta per portafoglio. Grande importanza riveste il criterio di dimensionamento del nodo

MERCATO INFRAGIORNALIERO

- ❑ Il mercato italiano deve uniformarsi al modello obiettivo europeo, posticipando gli orari di chiusura delle negoziazioni verso il tempo reale
- ❑ Questo spostamento è fondamentale per permettere alle FERNP di aggiustare la propria posizione ed abbassare i costi totali del dispacciamento
- ❑ In questo mercato, tuttavia, la forma di asta dovrà essere superata, tenuto conto che il *market coupling* si estenderà anche al MI e che l'orientamento dominante in UE è per la negoziazione continua
- ❑ Questa, anche sul versante della fattibilità tecnica, costituisce l'alternativa più efficace per risolvere i nodi da parte del TSO, una volta raggiunto l'avvicinamento al tempo reale

MSD

- ❑ Deve essere garantita la parità di condizioni per tutte le tecnologie, pur tenendo in adeguata considerazione le differenze strutturali tra le stesse, e consentito l'accesso ai mercati dei servizi ancillari alle fonti rinnovabili
- ❑ I progetti pilota delle Unità Virtuali Abilitate avviati da Terna vanno nella giusta direzione, ma dovrebbero essere affiancati da un ampliamento e differenziazione dei prodotti di dispacciamento fornibili, per cogliere tutte le opportunità offerte dalle diverse tecnologie
- ❑ Serve, inoltre, un coordinamento con la riforma del MI ed il passaggio ad un sistema basato sul prezzo marginale per una maggiore efficienza

MERCATO DELLA CAPACITÀ

- ❑ L'adeguatezza a salire del sistema elettrico italiano è a rischio nel breve-medio termine, a causa della dismissione di numerosi impianti termoelettrici vetusti o non più remunerativi e della mancanza di investimenti in nuovi impianti flessibili e in adeguamenti della rete elettrica
- ❑ L'imminente avvio del mercato della capacità potrebbe essere una soluzione per incrementarne l'attrattività e garantire l'adeguatezza del sistema anche in presenza di una quota crescente di fonti rinnovabili. Potrebbe essere, inoltre, tra gli abilitatori del *phase-out* del carbone al 2025
- ❑ Per limitare il costo per il sistema evitando l'allocatione non ottimale delle risorse è necessario che il mercato sia integrato e coordinato a livello europeo, oltreché premiante per la flessibilità ed aperto a tutte le tecnologie disponibili (incluse FER, gestione della domanda, accumuli)

STRUMENTI DI SUPPORTO

- ❑ Nell'immediato è prevista l'introduzione del contratto per differenza a due vie a seguito di gare per i grandi impianti (di fatto strumenti di copertura del rischio per la stabilizzazione dei ricavi) e la premiazione dell'autoconsumo per i gli impianti di taglia più piccola
- ❑ Per la partecipazione alle gare di impianti esistenti a seguito di integrali ricostruzioni e potenziamenti si ritiene necessario il superamento del cosiddetto "spalma-incentivi" volontario, salvaguardando chi ha già aderito al meccanismo
- ❑ La forma di incentivazione più idonea per sostenere il mercato delle FERNP è la tariffa premiante fissa oltre il prezzo all'ingrosso, che stimola la massimizzazione del valore di mercato da parte dei produttori

RETI E INFRASTRUTTURE

- ❑ Il programma di investimenti sulla RTN per l'integrazione delle fonti rinnovabili è ampio e impegnativo
- ❑ La costruzione di nuove linee di interconnessione ed il rafforzamento di quelle esistenti è basilare per mitigare le congestioni, che altrimenti abbasserebbero l'attrattività delle FERNP, soprattutto nelle zone meridionali e insulari
- ❑ I piani di sviluppo di Terna vanno incontro a questa esigenza. La sfida è realizzare le opere nei tempi che il previsto sviluppo della generazione richiede
- ❑ Si rende pertanto necessario una corsia autorizzativa preferenziale per la realizzazione dei piani, che devono essere strettamente integrati con quelli del gestore della rete gas

STOCCAGGI

- ❑ Lo sviluppo delle FERNP non potrà che accompagnarsi con quello degli accumuli, con cui si ovvia al problema dell'intermittenza, nonché per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico
- ❑ Le tecnologie disponibili permettono già oggi di soddisfare le diverse esigenze del mercato
- ❑ Tuttavia, i costi elevati e l'ancora insufficiente livello di sperimentazione rappresentano una barriera al complementare sviluppo dei sistemi di stoccaggio
- ❑ Lo scenario PNIEC prevede un fabbisogno di 6 GW di capacità al 2030 tra nuovi pompaggi e batterie, ma affinché gli investimenti possano essere attrattivi per soggetti privati occorre prevedere, almeno inizialmente, fonti di ricavi diversificate
- ❑ Anche in questo caso la partecipazione al mercato della capacità potrà sopperire alle carenze dei mercati dell'energia

POWER PURCHASE AGREEMENT

- ❑ Gli accordi a lungo termine per la vendita di elettricità da fonti rinnovabili possono essere favoriti grazie all'istituzione di una struttura pubblica come aggregatore della domanda e con l'aggregazione dell'offerta da impianti allacciati in punti diversi della rete
- ❑ A beneficiarne sarebbero soprattutto le piccole-medie imprese, che caratterizzano il tessuto produttivo italiano

ALTRE FER-E

- ❑ Lo scenario PNIEC conferma per le fonti rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico ed eolico una potenza installata pressoché stabile al 2030
- ❑ Essendo l'idroelettrica, le bioenergie e la geotermoelettrica tecnologie flessibili, è di primaria importanza la loro conservazione in stato di efficienza
- ❑ Per riuscire a mantenere la generazione da queste fonti oltre il 20% della produzione nazionale al 2030 si ritiene necessario, quindi, l'adeguamento degli impianti ed il loro rilancio, anche in funzione del contributo in termini di accumuli da pompaggio
- ❑ I cambiamenti climatici, tuttavia, minacciano seriamente la futura disponibilità della risorsa idrica

AUTORIZZAZIONI

- ❑ Il tema autorizzativo è strettamente legato alla decarbonizzazione del settore elettrico e ha una grande influenza sulle azioni da intraprendere per perseguirla, soprattutto per le installazioni con forte impatto sul territorio e sul paesaggio, come i nuovi grandi impianti, i sistemi di accumulo e le reti
- ❑ L'esigenza di procedure che riducano al minimo i costi amministrativi e non dilatino eccessivamente i tempi per il completamento delle opere è coerente con la richiesta di rimozione delle barriere allo sviluppo delle FERNP e con quanto disposto dalla nuova direttiva (UE) 2018/2001 sulle FER
- ❑ Si propone, dunque, di definire un quadro normativo semplificato e territorialmente omogeneo dedicato al rifacimento ed il ripotenziamento degli impianti esistenti, nonché di individuare le aree "idonee" per le quali applicare procedure ultra-semplificate o con pre-autorizzazione all'installazione di impianti a fonti rinnovabili

INCERTEZZA

- ❑ L'attuale fase di incertezza sugli strumenti di supporto dei sistemi di generazione, sulla durata degli iter permessuali, sul funzionamento del mercato e sulla ripartizione degli oneri di rete rende opaca la futura remunerazione degli investimenti e ne aumenta il rischio, ritardando l'avvio dell'espansione della capacità prevista dalla proposta di PNIEC
- ❑ Il DM FER 1 , da poco approvato, si presenta come strumento valido per rilanciare gli investimenti e l'installazione di capacità FER
- ❑ Occorre rimuovere quanto prima ogni fonte di incertezza, definendo un quadro di regole chiaro e condiviso



Tel. +39 06 3227367
assaiee@aiee.it