

Quaderni ARPINGE

n. 1 - luglio 2019

Transizione energetica: analisi e proposte per conseguire gli obiettivi del PNIEC

A cura di
ARPINGE & AEER



Quaderni Arpinge
n. 1 - luglio 2019

L'immagine utilizzata è un'opera della galleria **Art-pinge**.

Titolo: **Immagine speculare**

Autore: **Elvis Corrales Rodriguez**



Arpinge, società di investimento in infrastrutture, è stata avviata nel 2014 per iniziativa di tre casse previdenziali rappresentative delle professioni tecniche - ingegneri e architetti (INARCASSA), geometri (Cassa Geometri) e periti industriali (EPPI).

I soci fondatori, che rappresentano circa 267 mila professionisti e gestiscono oltre 14 miliardi di euro, hanno una solida esperienza nel mondo delle infrastrutture.

La Società è stata concepita con l'obiettivo di investire sul territorio e l'economia reale del Paese, operando soprattutto sulla transizione energetica e le infrastrutture urbane e sociali.

**I ceppi dell'umanità tormentata
sono fatti di carta bollata.**

F.Kafka

(conversazioni con Gustav Janouch)





Transizione energetica:
analisi e proposte
per conseguire
gli obiettivi del PNIEC

Questo Quaderno è stato realizzato da Arpinge e la sua controllata specializzata in investimenti nel settore delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, denominata Arpinge Efficienza Energetica e Rinnovabili (AEER).

Hanno contribuito alla stesura ed all'analisi del testo: **Federico Merola, Egidio Labanca, Raffaele Pizzorusso, Giulia Piantoni, Marco Pignoloni, Luciano Iannuzzo.**

Il Quaderno apre una collana di contributi, valutazioni ed analisi che Arpinge intende proporre su vari argomenti - nell'ottica di un investitore istituzionale ma con l'obiettivo di riuscire a cogliere anche il più ampio interesse generale - relativamente al comparto di propria competenza ovvero quello delle infrastrutture, con particolare riferimento alla transizione energetica; alle dinamiche ed ai macro-trend del sistema sanitario; all'evoluzione del Partenariato Pubblico Privato e alle tematiche finanziarie connesse.

Ferma restando la totale responsabilità del contenuto di questo lavoro in capo ad Arpinge ed AEER e alle persone che vi hanno contribuito, ringraziamo per la collaborazione, gli utili suggerimenti ed il particolare contributo **Virginia Canazza** di Ref-E., **Mario Stucchi** e **Antonio Carrano** della MSD Service Srl.

SOMMARIO

| | | | |
|-----|---|------|----|
| 1. | PREMESSA ED OBIETTIVI | pag. | 13 |
| 2. | METODO D'INDAGINE | pag. | 15 |
| 3. | I TERMINI DEL PROBLEMA | pag. | 16 |
| 4. | IMPATTO DEL NUOVO DM FER 1 SUGLI INVESTIMENTI RINNOVABILI | pag. | 20 |
| 5. | SVILUPPO DELLA MARKET PARITY: COME FAVORIRE LA DIFFUSIONE DEI PPA | pag. | 30 |
| 5.1 | Aggregazione della domanda e piattaforma di mercato | pag. | 30 |
| 5.2 | Riforme del mercato dell'energia - La programmazione in forma continua | pag. | 35 |
| 5.3 | Riforme del mercato dell'energia - Abilitazione delle FRNP alla fornitura dei servizi ancillari | pag. | 39 |
| 6. | LIVELLO E DINAMICA DEGLI INCENTIVI: VALUTAZIONE DI IMPATTO CON IL DM FER 1 | pag. | 43 |
| 7. | VERSO UNA NUOVA DESTINAZIONE DEGLI INCENTIVI: STORAGE, AUTO ELETTRICA O EFFICIENZA ENERGETICA NELL'EDILIZIA? | pag. | 47 |
| 8. | SALVAGUARDIA DI IMPIANTI ESISTENTI IN SITUAZIONI DI DIFFORMITÀ OD ILLECITO AMMINISTRATIVO. È POSSIBILE UN "CONDONO VERDE"? | pag. | 51 |
| 9. | NUOVA POTENZA: SEMPLIFICAZIONE DEGLI ITER AUTORIZZATIVI | pag. | 53 |
| 10. | IMPIANTI ESISTENTI: REVAMPING & REPOWERING | pag. | 55 |
| 11. | CONCLUSIONI E PROPOSTE DI POLICY | pag. | 57 |
| | APPENDICE: LA MOBILITÀ SOSTENIBILE PER IL FUTURO DEL SETTORE TRASPORTI | pag. | 65 |

1. PREMESSA ED OBIETTIVI

Il presente documento nasce quale contributo di Arpinge Spa e della sua controllata AEER al dibattito promosso dalla pubblicazione in consultazione pubblica della bozza del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), con cui l'Italia intende declinare a livello nazionale il target vincolante del +32% di fonti rinnovabili imposto dal Pacchetto 2030 del Consiglio Europeo¹. In un più ampio orizzonte esso deve essere inquadrato nel contesto di ricerca della sostenibilità ambientale ed energetica nonché degli obiettivi prestabiliti in termini di sviluppo delle fonti rinnovabili per il periodo temporale 2021-2030 dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017).

Nello specifico, l'obiettivo è quello di illustrare alcune proposte per affrontare e perseguire la transizione energetica nonché individuare le trasformazioni sotto il profilo normativo, regolatorio, amministrativo, tecnico e di organizzazione del mercato elettrico da mettere in azione ai fini del conseguimento degli obiettivi delineati dalla SEN prima e dal PNIEC poi.

Il Quaderno affronta in particolare le principali tematiche inerenti alla necessaria espansione del settore dell'energia rinnovabile per il conseguimento dell'obiettivo principale di triplicazione della relativa potenza installata in Italia come prospettata dal PNIEC, in uno scenario di riduzione progressiva degli incentivi.

Dopo una breve descrizione del metodo d'indagine adottato per la stesura del presente documento, nel **primo capitolo** si descrivono i termini del problema, a cui seguono, nei successivi capitoli, alcune analisi e proposte di *policy* elaborate per adempiere alla rapidità e dimensione della transizione energetica immaginata nel PNIEC.

Nel **secondo capitolo** si indaga l'impatto sugli investimenti nel settore delle rinnovabili dell'emanando Decreto Ministeriale FER 1 ("DM FER 1"), alla cui revisione del 23 Gennaio 2019 la Commissione Europea, in data 14 giugno 2019, ha dato via libera; la suddetta bozza, pertanto, rispecchia ad oggi i contenuti del testo definitivo del Decreto Ministeriale.

¹ Le proposte qui contenute sono state presentate anche nell'ambito del tavolo "Nuovo Conto Energia: il paradigma da non ripetere" organizzato dal gruppo di lavoro Energia e Clima costituitosi presso la Fondazione ASTRID (Fondazione per l'Analisi, gli Studi e le Ricerche sulla Riforma delle Istituzioni Democratiche e sulla innovazione nelle amministrazioni pubbliche).

Nel **terzo capitolo** si affronta il tema oggi all'attenzione degli operatori/investitori del settore ovvero quello del raggiungimento in condizioni di equilibrio economico-finanziario della c.d. *market parity*, individuando strumenti e riforme del mercato elettrico italiano ritenuti indispensabili a tal fine, inclusi quelli volti a favorire lo sviluppo di contratti di medio (ed auspicabilmente lungo) periodo denominati "PPA" - "Power Purchase Agreement".

Nel **quarto capitolo** si analizza il livello e la dinamica dei costi connessi ai meccanismi di incentivazione statale al fine di verificarne l'evoluzione e, quindi, l'eventuale disponibilità a sostenere ulteriori investimenti nella catena delle rinnovabili (es. lo storage?), scongiurando però il rischio del verificarsi di un nuovo "Spalma Incentivi", che al di là delle ragioni che ne hanno determinato l'emanazione, ha comunque costituito - e costituisce tuttora - un vulnus per la credibilità del Paese sui mercati finanziari nazionali e internazionali.

Il **quinto capitolo** costituisce un focus sulle tecnologie non ancora consolidate (contrariamente ad eolico e fotovoltaico) quali *storage*, auto elettrica ed efficienza energetica nell'edilizia e si prospettano le possibili modalità di incentivazione convenienti per una loro più ampia e rapida diffusione e maturazione.

Nel **sesto capitolo** si analizzano i pregi e le criticità dell'attuale funzionamento dell'ente Gestore dei Servizi Energetici ("GSE") richiamando le aspettative del mercato volte a salvaguardare i c.d. *distressed asset* legati a mutamenti burocratici/regolatori e normativi, quale potenziale base di rivalorizzazione da non disperdere.

Nel **settimo capitolo** si affronta la tematica tanto sentita dagli operatori del settore della semplificazione degli iter autorizzativi per gli impianti di nuova costruzione.

L'**ottavo capitolo** è dedicato alle attività di ammodernamento tecnologico, le c.d. attività di Revamping & Repowering degli impianti già esistenti, considerate valido strumento per il conseguimento degli obiettivi declinati dal PNIEC ma anche per fronteggiare il problema dell'eccessivo consumo di suolo ed il sempre crescente fenomeno *Nimby*.

2. METODO D'INDAGINE

Il presente documento è frutto dell'esperienza diretta maturata negli anni da Arpinge e dalla sua controllata AEER - attiva nel settore energetico con una capacità installata attuale di quasi 50 MW (sia solare fotovoltaico che eolico) - e di un'attività di consultazione informale tra i principali operatori del settore inclusi produttori, traders/grossisti, consumatori, fornitori di energia, gestori della rete, banche, ministeri, ricercatori del settore, studi legali, associazioni, studi di consulenza manageriale etc.

L'attività di consultazione dei suddetti operatori si è svolta tramite incontri ripetuti e diverse occasioni di confronto individuale e collegiale. Alla stesura del presente documento ha contribuito, inoltre, un'attenta analisi di documenti pubblici/privati relativi alle tematiche della transizione energetica, dei cambiamenti climatici, delle nuove frontiere nel settore "green" tra cui annoveriamo il Libro bianco di Confindustria, il Piano Nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici, il Piano Strategico Nazionale della Mobilità Sostenibile.

3. I TERMINI DEL PROBLEMA

L'obiettivo del PNIEC in materia di generazione elettrica è assai ambizioso: installare una nuova potenza di 45 GW tra il 2021 ed il 2030. Ciò significa porsi come obiettivo la realizzazione di 4,5 GW all'anno contro una media degli ultimi dieci anni di 3,5 GW. Tale target si configura ancor più ambizioso se inquadrato in un contesto di nuovi incentivi non più paragonabili a quelli dell'ultimo decennio ed in un territorio già ampiamente sottoposto al processo antropogenico di consumo del suolo indotto dalla realizzazione del parco impianti ad oggi installato. Peraltro, il target complessivo è così declinato: 30 GW - ovvero 3 GW all'anno - sul fotovoltaico (oggi il fotovoltaico in produzione ammonta a 20 GW); 10 GW sull'eolico, ovvero 1 GW all'anno (oggi l'eolico annovera 10 GW in produzione), con conseguente raddoppio della potenza attualmente in essere; 5 GW di rifacimenti ed altre realizzazioni².

In termini di risorse economiche possiamo stimare che occorranza - per la sola nuova capacità di generazione - circa 30 mld di euro di cui, tra i 17 e i 20 da investire sul fotovoltaico ed una decina sull'eolico. Si tratta di risorse decisamente importanti³.

Tutta la nuova progettualità del PNIEC, peraltro, si realizza in un contesto in cui è mutato il sottostante ed è estremamente differente la solidità e la disponibilità del sistema bancario a supportare i nuovi progetti, o quanto meno a farlo con i livelli di leva finanziaria che abbiamo conosciuto nel recente passato.

Per quanto concerne il sottostante, da segnalare - in particolare - il consumo di suolo che inevitabilmente è stato già ampiamente impiegato dando luogo a crescenti pressioni negative quali il c.d. effetto *Nimby*⁴.

Tra le difficoltà da evidenziare vi è la scarsità di nuove autorizzazioni, il ritardo del DM FER 1 e delle nuove aste (le ultime hanno avuto luogo nel 2016) e l'assenza di una policy in grado di garantire nel lungo periodo la c.d. *market parity*.

Considerando che il tempo medio per un'autorizzazione nuova è di circa due anni

² Elaborazione Arpinge sulla base degli obiettivi del PNIEC.

³ Elaborazione Arpinge sulla base degli obiettivi del PNIEC.

⁴ Con l'acronimo inglese "NIMBY" - Not in My Back Yard (non nel mio cortile) si indica una forma di protesta attuata da un gruppo di persone o da una comunità locale contro opere e attività di interesse pubblico che hanno o potrebbero avere effetti negativi sulla loro area di residenza.

sul fotovoltaico e di circa sei anni per l'eolico, abbiamo in realtà già superato ampiamente la data del 2021 per poter avviare iniziative di "nuova progettazione".

Ciò significa che probabilmente avremo meno di dieci anni a disposizione per il conseguimento dei target fissati dal PNIEC e, pertanto, saremo inevitabilmente costretti a realizzare più di 4,5 GW all'anno, spostando così il baricentro degli investimenti nella fase finale del decennio. È chiaramente uno sforzo considerevole, assai più rilevante di quello che il Paese ha già compiuto.

Per dare un'idea del ritardo in cui si trova il Paese basti pensare che per quanto concerne la fonte solare, ad oggi risultano cantierabili "appena" 741 MW (62 progetti), dei quali una parte autorizzati tramite istanze avviate nel periodo 2007-2010, la restante nel triennio 2015-2017 (primi sviluppi *merchant*). Il grosso dei progetti attualmente in pipeline sarà cantierabile a partire dal 2020. Per la fonte eolica, invece, ad oggi risultano autorizzati 2.899 MW (160 progetti), la maggior parte dei quali ha avviato la fase autorizzativa nel periodo 2007-2010 (1.800 MW - 97 progetti, pari al 62% della capacità ad oggi autorizzata), mentre a partire dal 2018 sono state registrate nuove istanze autorizzative per circa 1,5 GW. In quest'ultimo caso, qualora la durata media autorizzativa permanga quella sopracitata, la maggior parte dei progetti attualmente in pipeline potrebbe essere in esercizio nelle migliori delle ipotesi a partire dal 2024⁵. Tale andamento non risulta compatibile con il trend di nuova potenza da installare annualmente ai fini del conseguimento degli ambiziosi obiettivi del PNIEC.

Il ritardo del nuovo DM FER 1 è tanto più grave se si pensa che sono ormai trascorsi circa tre anni dall'ultima asta e che l'Italia aveva un tesoretto di autorizzazioni che attendeva il decreto e che, purtroppo, risultano prossime alla scadenza. Senza interventi specifici tali autorizzazioni andranno perse, con grave dispendio di tempo e risorse.

Il danno aggiuntivo di tale ritardo è aver rallentato anche scelte pionieristiche (i.e.

⁵ LookOut22 Nuove pipeline, nuovi economics, nuove regole di mercato redatto da Elemens, presentato a Milano l'8 maggio 2019 e pubblicato il 15 maggio 2019.

realizzazioni in *market parity*) altrimenti perseguibili dagli operatori con maggior convinzione.

Se questo è il quadro, è altresì evidente che per la realizzazione degli obiettivi occorreranno nuovi protagonisti, più robusti, più strutturati, più competenti, più industriali e più capitalizzati.

Sulle nuove *policy* occorre fare immediatamente chiarezza, anche perché il PNIEC è il primo documento che pone - rispetto a tali ambiziosi obiettivi - il Paese di fronte ad un formale impegno, giuridicamente preso in sede comunitaria.

In termini di progettualità complessiva naturalmente occorrerà lavorare tanto sul fronte della produzione quanto sul fronte della trasmissione dell'energia, con particolare attenzione al tema dello storage inquadrato a livello di sistema elettrico.

Sul fronte della trasmissione, Terna ha approvato un piano decennale di intervento che prevede investimenti per ben 13 mld di euro, il quale ha, tra gli altri obiettivi, quello di connettere in maniera più efficace la parte meridionale e settentrionale del Paese. A fronte del contenuto vincolante del PNIEC, registriamo in definitiva una struttura del mercato elettrico non compatibile con gli obiettivi che il Paese si è prefissato.

La rapidità con cui occorre rispondere al perseguimento di tali obiettivi pone in evidenza l'esigenza di lavorare assai efficacemente anche, forse soprattutto, sul Revamping & Repowering, per preservare ed incrementare potenza già installata.

È altrettanto chiaro che questa importante transizione energetica dettata dagli impegni assunti nel PNIEC, che richiedono un'accelerazione del *phase-out* del carbone, non può comunque prescindere, almeno nelle fasi iniziali, dall'utilizzo delle fonti fossili ed in particolare del gas.

Nelle circostanze delineate risulta evidente che il Paese si debba interrogare su almeno due grandi elementi di scenario: i) la visione sull'evoluzione tecnologica, in particolare dello storage e ii) l'utilizzo dello strumento delle aste e, quindi, degli

incentivi, onde evitare che possano riproporsi temi di equilibrio di bilancio pubblico, con conseguente necessità di un nuovo Spalma-Incentivi.

A tal riguardo è possibile immaginare una forma progressiva di spostamento dello sforzo di incentivazione dalla produzione allo *storage* (in attesa della definizione di un quadro regolatorio che ne consenta il pieno utilizzo ad esempio sul mercato dei servizi di dispacciamento) e la possibilità di utilizzare le aste come meccanismo di salvaguardia, potenzialmente a disposizione del legislatore in caso di forte ritardo nel raggiungimento degli obiettivi.

Nei prossimi capitoli sono racchiuse alcune analisi e proposte di *policy* elaborate per adempiere alla rapidità e dimensione della transizione energetica immaginata nel PNIEC: adeguare entro il 2030 il sistema elettrico al crescente peso delle fonti rinnovabili nel *mix* della produzione nazionale e stimolare la realizzazione di nuovo contingente rinnovabile per mezzo di innovativi strumenti e riforme del mercato elettrico, snellire gli iter autorizzativi per favorire l'installazione di nuova potenza "green" nonché semplificare e chiarire le regole tecniche ed amministrative connesse alle attività di Revamping & Repowering, così da adoperare in modo virtuoso potenza già installata ai fini del conseguimento dei target prefissati dalla SEN prima e dal PNIEC poi.

4. IMPATTO DEL NUOVO DM FER 1 SUGLI INVESTIMENTI RINNOVABILI

Il settore delle rinnovabili elettriche ha certamente subito un rallentamento negli ultimi mesi: nel 2018 la potenza solare installata si è attestata su 20.119 MW, a Febbraio 2019 essa ammonta a 20.185 MW, con un incremento, quindi, nel primo bimestre 2019 di 66 MW⁶; quanto all'eolico invece, a fine 2018 il comparto ammontava a 10.277 MW di potenza installata, pervenendo a 10.308 MW a fine febbraio 2019, registrando, pertanto, un incremento di soli 31 MW. Non c'è dubbio che la causa di questo rallentamento vada rintracciata nel ritardo registrato nell'emanazione del DM FER 1, atteso addirittura dal 2016, che ha frenato l'intero settore produttivo; d'altra parte, la sola aspettativa di un nuovo meccanismo incentivante (quello appunto del DM FER 1 - annunciato come imminente già nei primi mesi del 2018 -) ha bloccato o comunque frenato scelte pionieristiche orientate allo sviluppo di progetti in regime di *market parity*.

Ipotizzando di essere oramai alle battute finali di questo lungo processo di approvazione, l'analisi va orientata sulla valutazione del possibile impatto che il DM FER 1 (così come prospettato dall'ultima bozza presentata dal Mise) potrebbe avere sugli investimenti nel settore delle energie rinnovabili, delineando un confronto tra le due possibili opzioni che si prefigurano per un investitore di mercato in impianti di produzione da energia pulita: a) la via degli incentivi statali e b) la strada della *market parity*. Lo schema del nuovo DM FER 1 non prevede l'accesso diretto agli incentivi e riconosce l'incentivo ai progetti selezionati a seguito di procedure competitive di aste al ribasso o registro, attraverso l'utilizzo di criteri competitivi o requisiti di priorità. Gli operatori del settore, in molti casi, percepiscono come penalizzante la nuova struttura incentivata declinata nell'ultima bozza del decreto: l'incentivo per i grandi impianti sarà, difatti, percepito secondo le modalità del "Contratto Per Differenza (CFD) a due vie": verrà, pertanto, riconosciuta al produttore la differenza tra la tariffa spettante determinata con il nuovo decreto ed il prezzo zonale orario dell'energia elettrica, qualora tale differenza sia positiva; in caso contrario, ovvero nel caso in cui la stessa differenza risulti negativa, sarà il produttore a doverla restituire.

⁶ Focus dell'Osservatorio FER di ANIE Rinnovabili sul Piano Nazionale Integrato Clima Energia per verificare l'evoluzione della potenza FER ed energia prodotta da FER in previsione dei target prefissati ("Focus: Trend potenza reale vs PNIEC [MW]") come riportato nell'articolo pubblicato da Rinnovabili.it in data 09/05/2019 dal titolo "Rinnovabili elettriche 2019, l'Italia frena in attesa del decreto FER 1".

Le “tariffe di riferimento” prospettate dal nuovo DM FER 1, inoltre, risultano, come era prevedibile, inferiori rispetto al precedente Decreto FER. Il meccanismo di aggiudicazione con asta competitiva al ribasso e la stessa modalità di erogazione con “Contratto Per Differenza a due vie” fanno propendere gli operatori del settore verso previsioni dei valori dell’incentivo prossimi ai valori di mercato, con il timore di ulteriori riduzioni indotte dall’inevitabile competizione nelle offerte di ribasso formulate dai produttori per l’aggiudicazione delle aste in uno scenario di affollamento nelle richieste di partecipazione. Il rischio, in sostanza, è quello di rendimenti molto bassi con un bacino di investitori ridotto rispetto al passato.

Le criticità sopra evidenziate, nonché la natura transitoria del prossimo DM FER 1 (il DM FER 1 potrebbe essere l’ultimo decreto di incentivazione per i grandi impianti) ed un approccio del GSE nelle verifiche eseguite sugli impianti incentivati troppo focalizzato su tematiche meramente formali, potrebbero indurre molti operatori del mercato a valutare di intraprendere la strada “a mercato”, in particolar modo per quei progetti autorizzati già da tempo e dotati di buone/ottime stime di producibilità.

Nelle circostanze attuali, nell’ottica di un ipotetico investitore industriale medio di mercato, un’analisi rischi-benefici tra la via degli incentivi GSE (sulla base della bozza del nuovo DM FER 1 per come la conosciamo oggi) e quella della *market parity* (mercato/contratti PPA) può essere già piuttosto neutrale. Con la conseguente possibilità che in un determinato arco di tempo diventi addirittura più conveniente la c.d. *market parity* (anche in relazione ad una dinamica degli investitori di mercato, sempre più industriali e meno finanziari).

Di seguito, a titolo esemplificativo, elenchiamo alcuni possibili parametri valutativi.

1) Struttura contrattuale:

Il nuovo DM FER 1 prevede un meccanismo di incentivazione quale il “Contratto Per Differenza a due vie” secondo la formula già descritta in precedenza.

La remunerazione è fissa per tutta la durata contrattuale ed invariante rispetto al prezzo di mercato: ciò in controtendenza rispetto al D.M. 06/07/2012, che ha

introdotto i meccanismi di incentivazione, poi ripresi e modificati dal D.M. 23/06/2016, in sostituzione dei Certificati Verdi e delle Tariffe Onnicomprehensive del D.M. 18/12/2008, in cui gli *upside* sul prezzo d'asta venivano incassati dal Produttore.

Nella *market parity* risultano disponibili soluzioni di mercato maggiormente flessibili, in grado di conseguire sia un prezzo fisso sia prodotti con clausole *cap/floor* e *sharing* degli eventuali *upside* tra produttore e traders (in caso di scenari di prezzo rialzisti).

In definitiva non è da escludere che investitori particolarmente avversi al rischio possano ancora preferire investimenti incentivati, peraltro con livelli di ritorno decisamente inferiori a quelli del passato, anche se parimenti è possibile che una buona e crescente parte del mercato si sposti progressivamente verso l'investimento senza incentivi.

2) Durata contrattuale:

Lo schema di incentivazione del nuovo DM FER 1 prevede tariffe offerte per 20 anni: un orizzonte di durata che consente, teoricamente, una buona ottimizzazione della leva finanziaria tramite strumenti tradizionali, quali, a titolo di esempio, il Project Financing. La via del mercato vede la possibilità di stipulare contratti PPA su orizzonti temporali di durata variabile fra i 5 ed i 15 anni. Il miglior compromesso fra esigenze lato debito bancario (Project Financing) e redditività sembrerebbe collocarsi sui 10 anni. Sotto tale profilo l'investimento di mercato si presenta ancora più rischioso rispetto a quello incentivato, anche se l'innovazione contrattuale e finanziaria si sta muovendo rapidamente.

3) Rischio della controparte:

Qualora la scelta dell'operatore ricada sugli incentivi, la controparte contrattuale, rappresentata dal GSE, riconducibile al rischio Stato, appare certamente affidabile per gli investitori sotto il profilo della solvibilità. Il GSE, in tale prospettiva, è percepito come in grado di assicurare gli incentivi per tutto il lungo periodo contrattuale, dal momento che il fondo utilizzato per distribuire gli incentivi è alimentato tramite l'addebito in bolletta agli utenti finali di energia elettrica di una quota denominata fino al 31 dicembre 2017 "Componente A3", definita come componente per "la

promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate”, poi confluita dal 01 Gennaio 2018 nella componente ASOS.

Dunque, se non si tengono in conto elementi di rigidità formale che possono apparire talvolta persino sproporzionati, si tratta di una buona soluzione.

Qualora, invece, l’operatore propenda per la via “a mercato”, si troverebbe ad interfacciarsi con una controparte tipicamente di natura privata con tutto ciò che ne consegue: ai sensi del contratto PPA, il Produttore si troverà strutturalmente esposto al rischio di insolvenza del trader/grossista/acquirente utilizzatore, visto che riceverà il pagamento del corrispettivo a consuntivo rispetto a un determinato periodo di produzione. In caso di *termination* anticipata per *default* rimarrebbe in capo al produttore il rischio *pricing*. Il produttore dovrà, pertanto, verificare attentamente la solvibilità del cliente nel medio-lungo termine, prevedendo la prestazione di idonee garanzie qualora la controparte non soddisfi determinati requisiti (apposita fidejussione garantirà il pagamento di alcune mensilità di fornitura energia).

4) Natura del contratto:

La convenzione con il GSE prevede la concessione di un incentivo statale, subordinato a specifici requisiti sia di natura tecnica che amministrativa, tra cui, a titolo esemplificativo, il rispetto di tempi di entrata in esercizio, pena ulteriori riduzioni delle tariffe spettanti, ed il rispetto di requisiti di natura tecnica che cristallizzano l’assetto dell’impianto alla data di entrata in esercizio. Da ciò deriva sia un rischio “revoca” (con possibili risvolti di natura penale per gli amministratori) sia un rischio operativo connesso alla rigidità della configurazione di impianto, tra cui possiamo annoverare la limitazione nell’utilizzo di componentistica rigenerata (es. per impianti con potenza inferiore ad 1 MW il DM FER 1 prevede un’ulteriore riduzione del 20% delle tariffe incentivanti) o l’impossibilità/difficoltà di apportare cambiamenti nell’assetto dell’impianto già realizzato durante la fase di esercizio del medesimo. Tale rischio di “revoca” dell’incentivo assegnato e le limitazioni di intervento nel tempo appaiono sempre meno compensate dal rendimento del progetto incentivato, viste anche le tariffe indicate nel nuovo schema di incentivazione e la struttura di determinazione. La gestione, inoltre, degli adempimenti richiesti dal GSE appare sempre più onerosa per gli operatori, con un impatto rilevante sulla struttura

organizzativa degli stessi e, conseguentemente, sugli *economics* dei progetti.

D'altro canto, il contratto PPA è un contratto tramite il quale il produttore cede un bene prodotto (l'energia) su un orizzonte temporale predefinito ad un terzo che prende un impegno di pagare il prezzo alla consegna dell'energia (o alla sua messa a disposizione). Consente, pertanto, piena autonomia nelle scelte industriali, con il vantaggio di mantenere per l'operatore la possibilità di beneficiare di eventuali *upside* connessi ad esempio all'evoluzione del mercato e della tecnologia, fra cui, ad esempio, l'offerta di servizi ancillari funzionali alla gestione della rete di trasmissione/distribuzione.

5) Rischio regolatorio:

Il rischio regolatorio è il tipico rischio di modifica "successiva" delle regole del gioco che costituisce in ogni paese ed in ogni settore infrastrutturale un elemento primario di valutazione dell'affidabilità di un soggetto pubblico, stato nazionale o ente locale che sia, per i mercati finanziari internazionali.

Ad elevati rischi regolatori corrispondono meno disponibilità di investimento ovvero "spread" reputazionali più elevati, di solito per periodi non brevi dall'eventuale verificarsi di fatti traumatici.

Sotto questo profilo, appare ancora viva nel settore delle rinnovabili italiane la "frattura" nel rapporto fiduciario aperta dal cosiddetto "Decreto Spalma Incentivi", la Legge 116/2014, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 268 del 18 Novembre entrata in vigore il 21 Agosto 2014, che ha convertito il Decreto Competitività (DL 91/2014), prevedendo una rimodulazione delle tariffe incentivanti riconosciute agli impianti fotovoltaici sopra i 200 kW incentivati in Conto Energia a partire dal 1° gennaio 2015, secondo tre opzioni a scelta del soggetto responsabile:

- Opzione A - Rimodulazione da 20 a 24 anni;
- Opzione B - Rimodulazione variabile su due periodi;
- Opzione C - Mantenimento del periodo ventennale con taglio percentuale fisso.

Sebbene siano chiari gli intenti di rigore finanziario che sono dietro una scelta così complessa, non possono essere sottaciute le implicazioni negative di credibilità e,

persino, i dubbi di costituzionalità. Per l'ex Presidente Emerito della Corte costituzionale, Valerio Onida, tale provvedimento violerebbe sia le norme costituzionali in materia di retroattività e di tutela dell'affidamento, sia gli obblighi internazionali e, difatti, viene percepito da numerosi operatori del settore rinnovabili come un "pericoloso precedente" a svantaggio degli investitori. Nonostante non sembrano esserci più le condizioni per un secondo Decreto Spalma Incentivi, il rischio che possa ripetersi un nuovo "Spalma Incentivi" è percepito nei contratti sottoscritti in questi anni come "non remoto", anche dalle banche finanziatrici italiane, tanto più a seguito dell'emanazione della sentenza n. 16/2017 da parte della Corte Costituzionale che ha dichiarato infondata la questione di legittimità costituzionale dell'art. 26, commi 2 e 3, del Decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91 (convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116), cd. "Spalma Incentivi", sollevata da AssoRinnovabili con un'azione legale di fronte al TAR del Lazio.

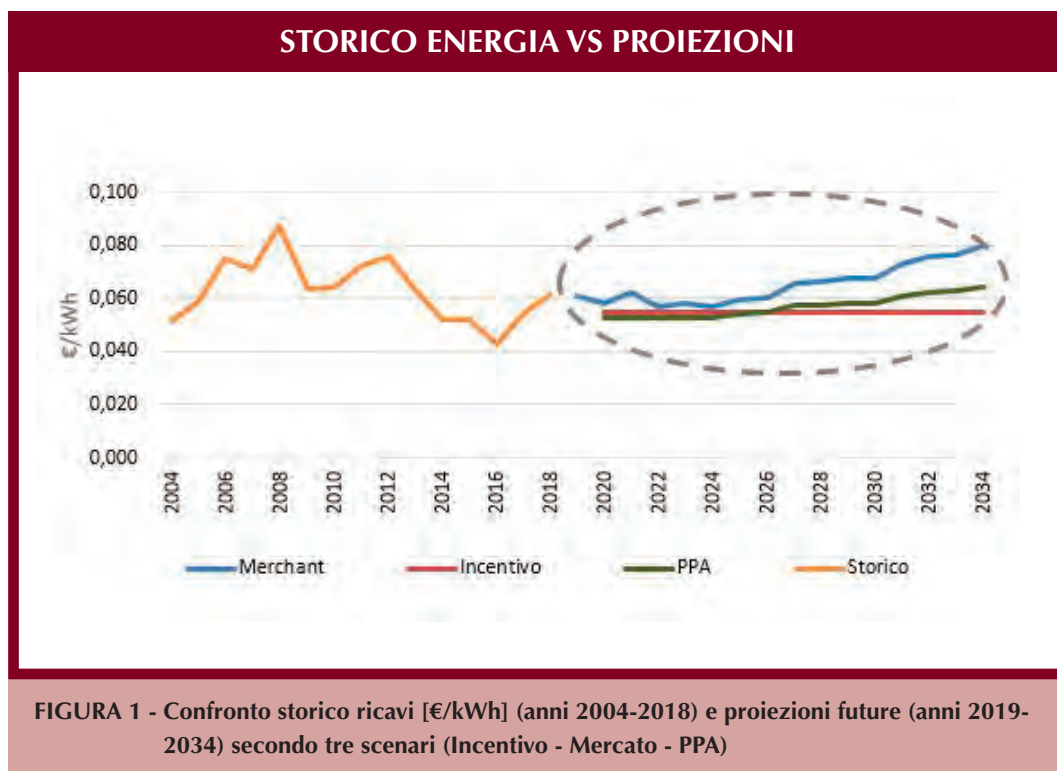
Posto che la più credibile tutela dal rischio di un nuovo "Spalma Incentivi" è la più cauta previsione del costo futuro degli incentivi alla produzione da fonti rinnovabili, ed un utilizzo più accorto e mirato di questo strumento, il tema della valutazione di un rischio regolatorio non può essere sottovalutato anche volendo condividere le ragioni che sono alla base della scelta effettuata nel 2014 dal Governo Italiano.

Sotto questo profilo, un investimento in *market parity*, come strada alternativa all'incentivo, appare per molti operatori preferibile, pur non restando totalmente immune da eventuali *change in law*, che andranno opportunamente valutati dagli operatori e disciplinati in sede di negoziazione dei PPA, portando, all'occorrenza, all'esigenza di una rivisitazione del contratto. Al tal fine lavorare alla definizione di una *best practice* del PPA può essere uno strumento per mitigare i suddetti rischi di *change in law*.

6) Rischio prezzo:

Al fine di confrontare un ipotetico investimento in rinnovabili effettuato con incentivi (sulla base dell'ultimo decreto in bozza) e senza incentivi (sulla base di mercato o di un PPA), si presenta, a titolo meramente esemplificativo e, quindi, con le semplificazioni e limitazioni del caso, la proiezione di possibili ricavi (€/kWh) di un

produttore da fonte rinnovabile (nello specifico eolica), in tre differenti scenari (incentivo, mercato, PPA).



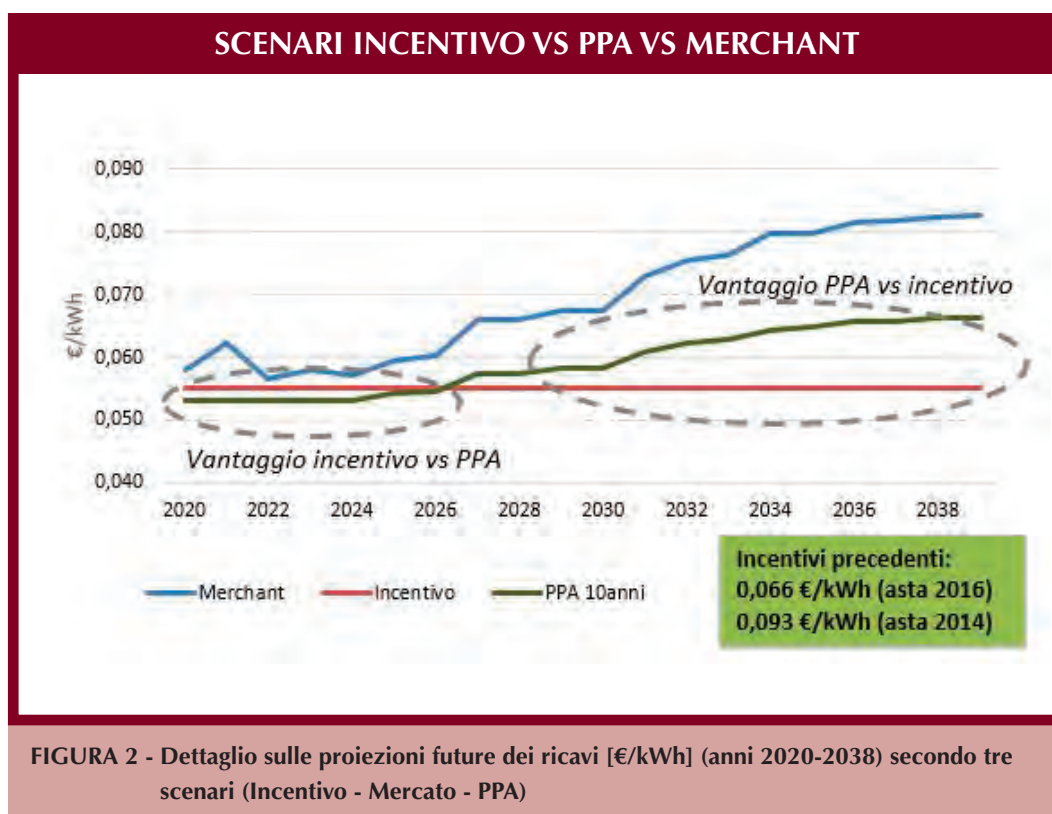
- **Scenario 1 - Incentivo:** lo scenario rappresentato in Figura 1 in colore rosso illustra l'andamento possibile dei ricavi, espressi in €/kWh, conseguibili nel tempo (2019 -2034) da parte di un operatore che opta per gli incentivi erogati dal GSE, sulla base di un'ipotesi di asta in linea con l'attuale bozza di decreto rinnovabili⁷;

- **Scenario 2 - Merchant:** lo scenario ipotetico, calcolato sulla base di una serie di ipotesi di base, così come raffigurato in Figura 1 in colore blu, rispecchia la scelta di un operatore che opta per la vendita dell'energia elettrica sul mercato. L'andamento dei ricavi per questo scenario è stato determinato sulla base di proiezioni del prezzo dell'energia (fonte riservata) molto simili alla view degli operatori di mercato attualmente prevalente.

- **Scenario 3 - PPA:** lo scenario riprodotto in colore verde in Figura 1 mostra

⁷ Comunicazione MiSE dell'08/11/2018

una previsione dei ricavi conseguibili per un produttore che opta per contratti di vendita dell'energia con clienti traders/grossisti, determinata sulla base di alcuni schemi contrattuali individuati con traders/grossisti (fonte riservata).



Nella Figura 2 viene illustrata più nel dettaglio la prospettiva dei ricavi [€/kWh] che un produttore FER potrebbe ottenere secondo i tre differenti scenari:

- **Scenario 1 - Incentivo:** la strada dell'incentivo stabilizza il prezzo dell'energia, limita la variabilità dei flussi, ma riduce gli *upside* (precedentemente disponibili per gli investitori), qualora si prospetti uno scenario rialzista dei prezzi dell'energia. Si attendono, inoltre, un livello di incentivo e conseguentemente di rendimento, significativamente inferiori rispetto alle aste precedenti che si sono attestate su 0,093 €/kWh nel 2014 e su uno 0,066 €/kWh nel 2016.

- **Scenario 2 - Merchant:** tale scenario prospetta un PUN medio, senza considerare il profilo di produzione della specifica tecnologia. Alcuni economisti energetici hanno stimato quanto il valore di mercato o *Value Factor* dell'energia eolica e del fotovoltaico (ovvero il rapporto tra il prezzo di mercato durante le ore più

ventose/assolate ed il prezzo medio base) sia intrinsecamente limitato allorché la quota di eolico e solare aumenti nel *mix* elettrico di un paese. L'*over capacity* fotovoltaica ha comportato quote di mercato di tale risorsa sempre più elevate nelle ore centrali della giornata, con conseguente differimento dei valori delle medie orarie dei prezzi, tanto da far sì che il picco di prezzo non coincida più oggi con la massima domanda di energia elettrica (c.d. effetto *Peak Shaving*). L'ulteriore incremento di generazione da fonte rinnovabile a costo variabile nullo, concentrata nelle medesime ore della giornata, potrebbe determinare, di conseguenza, un fenomeno di cannibalizzazione dei prezzi, riducendo, pertanto, il vantaggio dell'investimento.

- **Scenario 3 - PPA:** la via del contratto bilaterale potrebbe consentire il parziale recupero degli *upside* nell'ipotesi di PPA con clausole *cap/floor* e *sharing* tra produttore e trader (in caso di scenari di prezzo rialzisti), non percepibili scegliendo l'opzione incentivo. D'altra parte, l'opzione del prezzo fisso di remunerazione dell'energia (*strike price*) consentirebbe un valido strumento di mitigazione del rischio *pricing* (in caso di scenari di prezzo ribassista). Rispetto al meccanismo incentivante, però, lo strumento del PPA si caratterizza per una durata inferiore e per un rischio di insolvenza della controparte: sono da verificare, di conseguenza, le condizioni di eleggibilità (*equity*) e bancabilità (credito) dell'investimento.

Dall'analisi riportata emerge più chiaramente quanto già preventivato: stante le condizioni attuali, un'analisi rischi-benefici tra le tre strade potenzialmente percorribili da parte di un operatore del settore rinnovabile non delinea ancora la propensione per uno scenario specifico, pur lasciando intravedere in prospettiva (ma in quanto tempo?) la percorribilità di soluzioni prima impensabili.

Uno scenario di incentivo riduce la variabilità dei ricavi, eliminando tuttavia i possibili maggiori margini in scenari rialzisti di prezzi dell'energia ed esponendo l'investitore al rischio inflazione (che si applicherebbe sui costi e non sui ricavi). Quindi, meno rischio e meno rendimento, con la conseguente perdita di attrattiva rispetto a possibili investimenti alternativi.

Uno scenario *merchant* introduce una forte variabilità dei ricavi, esponendo il produttore rinnovabile, soprattutto fotovoltaico, a scenari di cannibalizzazione in determinati orari della giornata, e non appare ancora in grado di fornire le condizioni

minime di “eleggibilità” e “bancabilità” necessarie a garantire uno sviluppo di nuova capacità di generazione su larga scala.

Uno scenario di PPA, infine, pur presentandosi come un buon compromesso rispetto ai precedenti casi sopramenzionati, grazie alla capacità di ridurre parzialmente la variabilità dei ricavi e di rendere possibile la condivisione di parte dei maggiori margini, introduce tuttavia un nuovo rischio, quello c.d. di “controparte”. La struttura dei contratti e l’individuazione delle controparti, inoltre, costituiscono aspetti di non banale risoluzione.

Alla luce di tali considerazioni, si propongono, quindi, nelle pagine successive, strumenti e riforme del mercato elettrico italiano che si ritiene possano essere preventivamente implementati per favorire un’ampia diffusione dei contratti PPA - Power Purchase Agreement - strumento considerato essenziale in uno scenario di produzione di energia da fonti rinnovabili sempre meno incentivato. Tali proposte sono state elaborate nell’ottica di irrobustire e standardizzare la struttura contrattuale migliorando il rischio controparte, ad esempio tramite un accompagnamento, più o meno “invasivo”, della pubblica amministrazione (“PA”).

5. SVILUPPO DELLA MARKET PARITY: COME FAVORIRE LA DIFFUSIONE DEI PPA

In definitiva, appare difficile pensare di conseguire i *target* del PNIEC al 2030 con nuovi decreti di incentivazione degli investimenti, per una serie di ragioni che includono:

- a) riduzione della convenienza degli incentivi;
- b) riduzione delle risorse impegnate;
- c) mancanza di una “*pipeline*” sufficiente di nuovi investimenti sul territorio (che rende interessante dedicarsi alla valorizzazione dell’esistente);
- d) altri fattori di inefficienza strutturali (dei quali si dirà successivamente).

Pertanto, congiuntamente al meccanismo incentivante prospettato dal DM FER 1, per conseguire i *target* del PNIEC al 2030, appare indispensabile guardare anche - e da subito - alla strada del mercato, in particolare per gli impianti di taglia industriale per i quali ormai il Levelized Cost Of Energy (LCOE), il costo dell’energia prodotta da fonte rinnovabile, risulta paragonabile a quello da fonte tradizionale. Rilevante ai fini dello sviluppo della *market parity* è il quesito su come favorire la diffusione dei contratti PPA, accordi che richiedono la maggiore solidità possibile in termini di durata e rischio controparte, al fine di assicurare la eleggibilità e bancabilità dell’investimento.

5.1 Aggregazione della domanda e piattaforma di mercato

Al fine di promuovere la diffusione di contratti di vendita di energia di lungo periodo (“Long Term PPA”), considerati un valido strumento in grado di rilanciare lo sviluppo dei grandi impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili (impianti con potenza superiore ad 1 MWp), il cui sviluppo è stato bruscamente interrotto con la fine degli ultimi Conto Energia (D.M. 05/07/2012) e D.M. FER (D.M. 23/06/2016), si può considerare proficuo, innanzitutto, il supporto della PA, che potrebbe delinarsi sotto diverse configurazioni analizzate in dettaglio qui di seguito.

1) La PA è acquirente di lungo periodo nei contratti PPA

Una soluzione in termini di principio semplice ed immediata, sebbene in pratica non così semplice da attivare, è quella in cui, nel più breve periodo possibile, l’operatore pubblico affianchi il meccanismo di incentivazione dei contratti per

differenza, delineato dal nuovo decreto rinnovabili, assumendo su di sé l'impegno di acquistare, nell'ambito del GPP - Green Public Procurement, i cosiddetti "Acquisti Verdi" - volumi annuali prevedibili di energia elettrica ad un prezzo definito e stabilizzato nel tempo, generalmente a valore ridotto rispetto al mercato, tramite la sottoscrizione di contratti di lungo periodo⁸. La Pubblica Amministrazione, a cominciare da CONSIP, potrebbe così assumere il ruolo di acquirente nei contratti PPA, con un doppio vantaggio di stabilizzazione e riduzione dei propri costi e tutela dei produttori dal rischio di oscillazione dei prezzi. L'intervento pubblico potrebbe, inoltre, innescare un fenomeno di liquidità sulle piattaforme di borsa europee e favorire la creazione di *benchmark* di prezzi di lungo periodo. Ciò consentirebbe il superamento di uno degli ostacoli principali allo sviluppo dello strumento PPA: l'assenza di riferimenti di prezzo di medio-lungo periodo sull'attuale mercato elettrico italiano.

Secondo Alice Cajani, Responsabile Operations di EcoWay: *"ad oggi le formulazioni sull'andamento dei prezzi dell'energia sono possibili fino a tre anni. Ma la vera forza dei PPA è sul lungo periodo, dai 5 ai 10 anni. E questo è un aspetto che si tradurrebbe in maggiore apertura da parte delle banche: sapendo infatti che i ricavi dalla vendita di energia a un prezzo fisso sono sicuri per dieci anni, una banca è molto più propensa a finanziare l'investimento"*⁹.

2) La PA è gestore o promotore di una Piattaforma per l'incontro di domanda e offerta

Sempre allo stesso fine di cui sopra, molti operatori del settore sono concordi nel sostenere la prospettiva di istituire, in una fase iniziale ed a tempo determinato, un aggregatore - che potrebbe ad esempio essere identificabile nello specifico con il Gestore dei Mercati Energetici (GME) - che svolga un ruolo di "apripista" per il potenziamento delle contrattazioni PPA, realizzando una piattaforma pubblica digitale per l'incontro di domanda e offerta. L'idea è di creare un mercato

⁸ Secondo la tabella di Terna "Consumi Energia Elettrica per Settore Merceologico Italia" anno 2017 il consumo di energia elettrica è pari a 4,6 TWh per la Pubblica Amministrazione e pari a 6 TWh per l'Illuminazione pubblica. Pur constatando l'esiguità del consumo energetico pubblico, si ritiene che l'intervento della PA in qualità di acquirente nei contratti PPA possa comunque fornire, congiuntamente ad altri strumenti e riforme del mercato elettrico, un importante segnale, contribuendo allo sviluppo dei PPA.

⁹ Articolo "I primi passi dei PPA" pubblicato sulla rivista Solare B2B di Maggio 2018.

virtuale nel quale poter innescare un dialogo tra i principali attori del settore (grandi consumatori, traders, produttori, finanziatori), al fine di accelerare la diffusione dei contratti di compravendita dell'energia elettrica rinnovabile di medio-lungo periodo. La piattaforma digitale dovrebbe essere in grado contestualmente di:

- aggregare la domanda di energia, parcellizzata in vari soggetti (considerato il tessuto produttivo del Paese).
- incrociare la domanda elettrica aggregata con l'offerta;
- consentire anche alle piccole e medie imprese (PMI), attori chiave nella transizione energetica, di poter beneficiare dei vantaggi collegati ai contratti di lungo periodo. Davide Crippa, sottosegretario del MISE, afferma: *“Per noi è fondamentale perché riteniamo che non tutte le imprese, in particolare le PMI, abbiano gli strumenti anche tecnici per poter concludere i PPA. Ovviamente sarà su base volontaria, non tutti i contratti passeranno dalla piattaforma e noi siamo a favore di libere contrattazioni tra i privati”*.

La piattaforma potrebbe ricoprire un ruolo di facilitatore nella stipula dei contratti PPA per tutte quelle piccole e medie imprese per le quali sarebbe arduo mettere a punto analisi di mercato, strategie di copertura, strumenti contabili etc., in quanto consentirebbe la pubblicazione di linee guida, di *best practices* apprese nel settore rinnovabile, e di contratti standardizzati da condividere fra i diversi attori in un'ottica di apertura e trasparenza. Ciò consentirebbe:

- Semplificazione nelle negoziazioni tra cliente e produttore e riduzione delle tempistiche di sottoscrizione del contratto.
- Apertura del mercato alle PMI grazie alla semplificazione amministrativa e legale.
- Semplificazione del processo di subentro di soggetti terzi in caso di *default* della controparte con conseguente mitigazione del rischio insolvenza.
- Miglioramento della bancabilità dell'investimento con derivante minimizzazione degli oneri finanziari e successiva diminuzione del prezzo dell'energia generata tramite FER.

La piattaforma “facilitatrice” consentirebbe di collegare virtualmente i grandi consumatori con i produttori. Difatti una formula vincente in grado di consentire ai produttori da fonte rinnovabile di sostenere finanziariamente il proprio

investimento è rappresentata dai cosiddetti “Corporate PPA” ovvero dall’ingresso nella struttura di tipo PPA della domanda. Gli energivori, sono sempre più interessati a stipulare contratti di fornitura pluriennali per le seguenti motivazioni:

- Gli obiettivi sempre più stringenti in termini di riduzione delle emissioni di anidride carbonica, la maggiore sensibilità all’ambiente dell’opinione pubblica e dei governi e la consapevolezza dei rischi e dei danni connessi al cambiamento climatico hanno comportato l’istituzione di premi alle aziende ambientalmente sostenibili, quali ad esempio il Premio Impresa Ambiente, l’*award* italiano dedicato alle imprese sostenibili od il Premio Sviluppo Sostenibile, promosso dalla Fondazione Sviluppo Sostenibile e da Ecomondo ed assegnato alle aziende al vertice della Green Economy.
- Segnali di ripresa del prezzo dell’energia possono indurre gli energivori a programmare acquisti a medio-lungo termine, con l’obiettivo di mitigare il rischio connesso alla volatilità del prezzo dell’energia.

Come spiega il colosso Google: *“la scelta delle rinnovabili non ha solo un valore ecologico ma anche economico: i costi dell’energia elettrica sono tra i più grandi componenti delle nostre spese operative nei data center, e avere un costo per l’energia rinnovabile che sia stabile nel lungo termine fornisce una protezione contro le oscillazioni dei prezzi”*¹⁰.

Per un produttore, gli energivori costituiscono la migliore controparte verso cui indirizzare la propria scelta nella stipula di un contratto PPA, grazie ai profili di rischio contenuti determinati da un livello di consumo elevato, dalla visione *long-term*, dall’attenzione all’immagine pubblica “*green*” ed alla sostenibilità ambientale.

¹⁰ Articolo “I primi passi dei PPA” pubblicato sulla rivista Solare B2B di maggio 2018. La questione dell’energia è un tema cruciale per i grandi consumatori come cartiere, acciaierie, fonderie e ceramiche. Nell’articolo del Corriere della Sera del 05/05/2019 “Energia, l’allarme per la fine degli incentivi” vengono riportate le preoccupazioni di Federchimica e Federacciai nonché il pensiero di Giuseppe Pasini (alla guida del comitato energia di Confindustria) che si pronuncia in merito alla necessità di rinnovare l’interconnector (agevolazioni in bolletta per investimenti sull’interconnessione della rete con altri Paesi), sconti sul costo dell’energia grazie al servizio di interrompibilità offerto a Terna e le agevolazioni energivori.

In mercati diversi da quelli italiani risulta in forte crescita il numero di contratti “Corporate PPA” siglati tra produttore FER e grande consumatore. In Italia la stipula di tali contratti, di per sé complessi sia in termini di redazione che gestione, appare difficoltosa anche per la peculiarità del nostro tessuto industriale, caratterizzato da una moltitudine di piccole medie aziende, spesso prive delle professionalità idonee a gestire la complessità della materia o che, per ragioni anche culturali, sono restie a blindare le proprie forniture con PPA a prezzo fisso, privilegiando soluzioni “a mercato”.

3) La PA è garante nei contratti PPA

Come ampiamente rappresentato, la mancanza di segnali economici di medio lungo periodo su cui indicizzare i prezzi dell’energia rappresenta un freno allo sviluppo dei PPA ed un importante fattore di rischio per i “pionieri” del settore, che rischia di limitarne il numero e le risorse investite: errate fissazioni di prezzo potrebbero portare ad extra margini per i traders e/o per gli acquirenti, ma potenzialmente anche elevate perdite per produttori od utilizzatori di energia. La PA potrebbe fungere, pertanto, da garante di ultima istanza per il mercato dei PPA: l’intervento della PA, in determinate condizioni, qualora i contratti PPA risultassero *out of market*, con conseguente rischio di *default* per i traders, consentirebbe la mitigazione del “rischio prezzo” e del “rischio controparte”. Il meccanismo d’intervento della PA potrebbe essere individuato nell’assicurare dei “prezzi minimi garantiti” alla vendita dell’energia. L’intervento della PA rimarrebbe, comunque, marginale, essendo limitato a coprire la differenza tra il prezzo di mercato ed il prezzo minimo garantito, assicurando in tal modo una remunerazione minima qualunque sia il trend del mercato, mitigando, pertanto, il rischio prezzo.

Si tratterebbe, ancora una volta, di un intervento finanziario con risorse pubbliche, sebbene diverso dal tradizionale modello degli incentivi. In questo caso si tratta di offrire una “garanzia” di stabilizzazione del prezzo da attivare in date circostanze e con regole determinate.

Al fine di circoscrivere i rischi per la PA e, quindi, per il bilancio dello Stato, si potrebbero costruire determinate procedure come, ad esempio, l’accredito dei traders,

forme di “copertura” o co-assicurazione di mercato ovvero ancora contratti e relativi parametri economici standardizzati tramite lo strumento della “white list”.

5.2 Riforme del mercato dell’energia - La programmazione in forma continua

Un’agevolazione allo sviluppo ed alla mitigazione dei rischi dei PPA, nonché allo sviluppo del settore rinnovabile in generale, potrebbe, inoltre, derivare da un miglioramento dell’organizzazione del mercato elettrico. Grazie alla maturità tecnologica delle fonti rinnovabili ed alle sempre più precise modalità di rilevazioni meteorologiche, negli ultimi anni le stime di producibilità degli impianti da FRNP¹¹ sono notevolmente migliorate, risultando molto affidabili al ridursi del lag temporale tra stima e produzione. L’avvicinamento della *gate closure* dei mercati alla *delivery* potrebbe ridurre fortemente lo sfasamento tra previsione ed effettivo dispacciamento, riducendo i costi a carico dei produttori da fonti rinnovabili (c.d. *onere di bilanciamento*). Tale risultato sarebbe possibile a seguito di alcune modifiche del mercato elettrico zonale, da approfondire nel dettaglio.

L’organizzazione odierna del mercato elettrico a pronti prevede ad oggi che esso sia suddiviso in quattro tipologie di mercato:

- Mercato del giorno prima - MGP (mercato dell’energia);
- Mercati Infragiornalieri - MI (mercato dell’energia);
- Mercato dei prodotti giornalieri - MPEG (mercato dell’energia);
- Mercato del servizio di dispacciamento - MSD.

¹¹ FRNP - Acronimo per Fonti Rinnovabili Non Programmabili quali solari ed eolico.

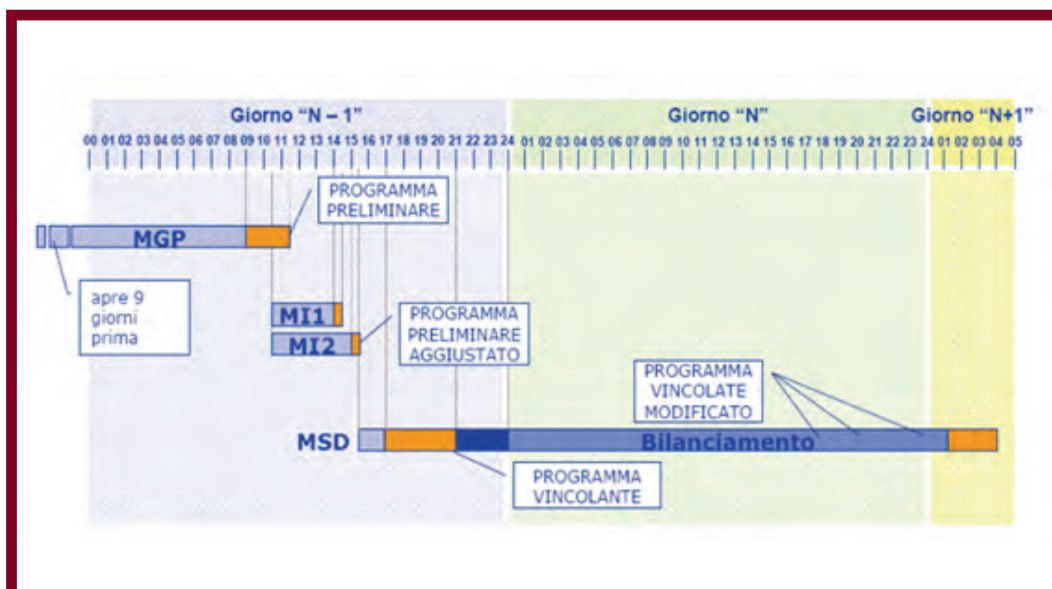


FIGURA 3 - Schema di funzionamento attuale del mercato elettrico italiano

Nel MGP, nel quale si svolgono le principali negoziazioni di compravendita di energia elettrica, ogni Unità di Produzione (UP) offre in vendita l'energia che si impegna a produrre in ciascuna ora del giorno successivo ad un prezzo minimo per attivare l'impianto. Il MGP apre alle ore 08:00 del nono giorno antecedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 12:00 del giorno precedente il giorno di consegna. Il GME accetta le offerte più convenienti fino a coprire la totalità degli acquisti delle Unità di Consumo (UC).

Le UP e UC possono modificare successivamente i programmi di vendita ed acquisto nei successivi sette Mercati Infragiornalieri (MI), con ultima chiusura alle 15:45 del giorno di consegna.

Quando i volumi contrattati nel MGP differiscono dai volumi di produzione o consumo reali, il gestore della rete nazionale, Terna S.p.a., interviene per riequilibrare il sistema, evitando che le Unità di Produzione immettano in rete quantitativi di energia superiori o inferiori ai prelievi effettivi. Nel Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) e nel Mercato di Bilanciamento (MB), dove operano solo le UP abilitate (e nessuna UC), Terna approvvigiona risorse necessarie a:

- risolvere le congestioni intrazonali;
- creare una riserva di energia;
- eseguire il bilanciamento in tempo reale di domanda ed offerta.

L'incidenza media degli oneri di sbilanciamento a carico del settore eolico e fotovoltaico nell'anno 2018 può essere stimata tra 1 e 3 € per ogni MWh prodotto dagli impianti fotovoltaici e tra 3 e 5 € per ogni MWh prodotto dagli impianti eolici, a seconda delle caratteristiche tecniche degli impianti e dei sistemi di previsione.

Tale voce di costo pesa notevolmente sui costi di esercizio degli impianti FER e costituisce - unitamente al corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCT), rappresentato dal differenziale tra il PUN ed il prezzo zonale un'ulteriore barriera al pieno raggiungimento della *market parity* nonché alla diffusione dello strumento PPA. L'attuale organizzazione del mercato elettrico, che vede la possibilità per i produttori fotovoltaici ed eolici di correggere i programmi venduti nel MGP attraverso l'acquisto o la vendita di energia nei MI con un anticipo minimo di quattro ore rispetto all'esecuzione degli stessi, non risulta funzionale alla riduzione dei costi di sbilanciamento: la scarsa liquidità che caratterizza i MI ed il *gap* temporale delle quattro ore, difatti, non consentono una efficace ed efficiente correzione dei programmi. L'unica strada percorribile per ottenere una cospicua riduzione degli oneri di bilanciamento è l'adozione di una nuova architettura del mercato nota come "programmazione continua", modello già sperimentato con successo in diversi Paesi europei, tra i quali Germania, Francia e Regno Unito, dove la chiusura dei Mercati Infragiornalieri avviene a ridosso della consegna. Le quattro ore di anticipo in Italia sono ridotte ad una sola ora: ciò consente di migliorare le stime di immissione di energia da parte delle FRNP, con conseguente riduzione dei costi di bilanciamento del sistema.

L'ostacolo più grande all'implementazione della programmazione continua è da rintracciare nel quadro normativo che si sta muovendo nella direzione prospettata ma non con la velocità auspicata dagli operatori del settore. Il Regolamento UE n. 2015/1222 della Commissione Europea emanato il 24 luglio 2015 ed entrato in vigore il 14 agosto 2015 si inquadra nel processo di armonizzazione ed integrazione dei Mercati Infragiornalieri attualmente in corso nell'Unione Europea. Tale Regolamento

propone l'adozione della contrattazione continua nei Mercati Infragiornalieri in tutti i paesi europei ma, purtroppo, non è stato ancora recepito in Italia. Il regolatore italiano (ARERA) ha imputato il ritardo nel recepimento del Regolamento Europeo al rischio di compromettere la netta separazione tra i mercati "commercials" (nei quali ricadono i Mercati Infragiornalieri) ed i cosiddetti mercati "tecnici" del servizio di dispacciamento, che si verificherebbe conseguentemente all'implementazione della "contrattazione continua". Si tratta di una posizione tuttavia discutibile, se non altro per l'assenza di proposte alternative volte ad ottenere il medesimo risultato (che peraltro appaiono di difficile elaborazione).

Nel mese di Giugno 2018 Terna ha organizzato un seminario sul Documento di Consultazione *"Proposta di termini e condizioni relativi al bilanciamento ai sensi dell'art. 18 del Regolamento UE 2017/2195"*, nel quale vengono illustrate le modifiche da apportare al Codice di Rete necessarie per rendere adoperabile in Italia la piattaforma europea (Piattaforma RR - Progetto Terre)¹² per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione.

Di maggior interesse in questa sede, il DCO specifica le integrazioni al Codice di Rete per l'implementazione della "contrattazione continua" nel Mercato Infragiornaliero, integrazioni che consentono il dovuto coordinamento tra la nuova architettura del MI in programmazione continua ed il Mercato dei Servizi del Dispacciamento, strettamente necessario al fine di eludere il rischio di compromissione della netta separazione tra i due mercati paventata dall'ARERA.

Nonostante quanto suddetto, l'ARERA con la Delibera 535/2018/R/eel ha sancito che *"sebbene la proposta di Terna relativa al coordinamento tra MI e MSD sia in linea con gli orientamenti dell'Autorità già espressi nel DCO 798/2016/R/eel e persegua l'obiettivo di preservare l'efficienza del MSD, sia necessario inquadrare le tematiche afferenti al coordinamento tra MI e MSD nell'ambito della più generale riforma del servizio di dispacciamento"*, rinviando quindi ulteriormente la riforma del Mercato Infragiornaliero a quando verrà riordinato il Mercato dei Servizi del Dispacciamento.

¹² Il progetto TERRE avviato nel 2013 è un progetto pilota in ambito ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators per il design, lo sviluppo, l'implementazione e la gestione di una piattaforma per lo scambio di RR tra diversi Paesi.

Numerosi operatori del settore auspicano una celere approvazione delle modifiche al Codice di Rete prospettate da Terna ai fini dell'introduzione della programmazione continua: tale architettura del mercato elettrico, oltre a permettere una riduzione degli oneri di sbilanciamento a carico dei produttori da fonti rinnovabili, consentirebbe al mercato elettrico italiano di conformarsi al processo di armonizzazione dei mercati elettrici europei attuato dalla Commissione Europea.

5.3 Riforme del mercato dell'energia - Abilitazione delle FRNP alla fornitura dei servizi ancillari

Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento è lo strumento tramite il quale il gestore della rete nazionale, Terna Spa, si approvvigiona delle risorse energetiche essenziali per la stabilità e la sicurezza della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). Antecedentemente all'emanazione da parte di ARERA della Delibera 300/17, potevano offrire servizi in MSD esclusivamente impianti (per lo più termoelettrici), meglio noti come "impianti rilevanti", con potenza apparente in corrente alternata superiore a 10 MVA ed in grado di fornire alla rete le prestazioni stabilite nel Codice di Rete. Con la Delibera 300/17, ARERA, tramite un procedimento di sperimentazione basato su "progetti pilota", ha consentito l'accesso alla fornitura di servizi in MSD ad altri impianti di produzione di energia elettrica attraverso l'istituzione delle Unità Virtuali Abilitate (UVA). Esse possono partecipare al MSD qualora siano in grado di rispettare il seguente requisito: la messa a disposizione di almeno 1 MW che può essere fornito anche tramite aggregazione di più impianti di potenza inferiore alla soglia imposta. Tra le diverse tipologie di UVA, la più diffusa è l'Unità Virtuale Abilitata Mista (UVAM), un aggregato di unità di consumo, unità di produzione e sistemi di accumulo di due possibili tipologie:

- **UVAM di tipo "A"**: essa è costituita da unità di produzione non rilevanti, unità di consumo, sistemi di accumulo "*stand alone*" od abbinati ad unità di produzione e/o consumo, unità di produzione non rilevanti non già obbligatoriamente abilitate al MSD che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo e la cui potenza immessa in rete sia inferiore a 10 MVA.
- **UVAM di tipo "B"**: Unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate al MSD che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di

consumo e la cui potenza immessa in rete sia superiore a 10 MVA.

La UVAM è abilitata a fornire, sia nella modalità “potenza a salire” che in quella “potenza a scendere” i seguenti servizi nel MSD:

- a) Risoluzione delle congestioni
- b) Riserva terziaria rotante
- c) Riserva terziaria di sostituzione
- d) Bilanciamento

Ai fini della fornitura dei servizi indicati ai punti a), b) e d), le UVAM devono poter regolare in incremento/decremento l'immissione in rete o modulare in decremento/incremento il prelievo da rete entro 15 minuti dal ricevimento dell'ordine di dispacciamento da parte di Terna. Per la fornitura del servizio espresso al punto c), invece, le UVAM devono essere in grado di eseguire le medesime regolazioni suddette ma in un lasso di tempo di 120 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna.

La selezione delle UVAM per la fornitura dei servizi in MSD è eseguita da Terna tramite aste al ribasso dal corrispettivo fisso annuale pari a 30.000 €/MW. A fronte del riconoscimento di tale corrispettivo fisso, l'UVAM è tenuta a presentare, secondo le modalità definite da Terna nel *“Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento”*, offerte a salire per il bilanciamento nel mercato di bilanciamento (seconda fase del MSD) per un quantitativo di risorse almeno pari alla potenza assegnata nell'asta a prezzi non superiori a 400 €/MWh (*strike price*) per almeno quattro ore consecutive tra le ore 14:00 e le ore 20:00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì.

Molti operatori del settore condividono l'obiettivo ARERA di ampliare il Mercato dei Servizi di Dispacciamento alla generazione distribuita, alla domanda ed agli impianti di produzione alimentanti da FRNP ma auspicano alcuni miglioramenti tra i quali, a titolo esemplificativo:

1) L'incremento del periodo di sperimentazione, attualmente previsto per due anni (2019-2020). Diversi operatori della generazione distribuita e della domanda

non possiedono l'opportuna conoscenza del Mercato dei Servizi di Dispacciamento ed hanno, pertanto, necessità di dotarsi di specifiche risorse dedicate esclusivamente alla fornitura dei servizi in MSD. È chiaro, però, come tale organizzazione necessiti di un consolidamento nel tempo e, quindi, non risulti facilmente attuabile nel breve lasso di tempo concesso dalla sperimentazione ARERA. A testimonianza di ciò, si attesta che nel periodo Novembre 2018 - Gennaio 2019 le offerte di bilanciamento proposte in MSD ed accettate da Terna sono state pari a 440 MWh, un volume decisamente trascurabile rispetto al quantitativo venduto nel medesimo arco temporale dagli impianti "tradizionali".

2) Il maggior coinvolgimento delle FRNP alla fornitura dei servizi in MSD, attualmente assai ridotto a causa delle seguenti ragioni:

- Per quanto concerne l'erogazione dei cosiddetti servizi "a scendere", la remunerazione riconosciuta da Terna per l'energia non prodotta è al più pari al prezzo orario zonale (nel caso in cui il prezzo di riacquisto negoziato in MSD sia pari a zero), sicuramente inferiore alla valorizzazione dell'incentivo (si ricorda che la quasi totalità delle FRNP beneficia di incentivi sull'energia immessa in rete).
- Per quanto riguarda i servizi "a salire", invece, gli impianti rinnovabili non programmabili sono tendenzialmente poco propensi alla loro fornitura poiché non sempre è possibile prevedere con certezza la disponibilità della potenza nel periodo temporale offerto in MSD.

Un impulso alla fornitura dei servizi "a salire" offerti dalle FRNP potrebbe essere rappresentato dai sistemi di storage da abbinare agli impianti rinnovabili. Ai fini della diffusione nel breve periodo di tale tecnologia si ritiene imprescindibile l'adozione delle due seguenti misure:

◆ *Istituire incentivi sugli accumuli*

Occorre ovviamente valutare con attenzione la scala dimensionale più appropriata per l'istituzione degli incentivi sullo storage: ben diversa l'applicazione di incentivi ad impianti di piccole dimensioni o ad aggregati di impianti o lato domanda, come avviene in altri paesi europei tra cui Germania e Gran Bretagna. Sottolineiamo che non mancano posizioni (Terna ed Enel) che suggeriscono una maggior efficacia degli incentivi erogati per sistemi di accumulo di grandi capacità.

◆ *Semplificare le regole tecniche relative alle modifiche impiantistiche per gli impianti già incentivati pubblicate dal GSE.*

◆ *Definire un quadro regolatorio atto a remunerare quei servizi di rete pregiati che lo storage potrebbe fornire al sistema elettrico nazionale (i.e enhanced frequency response).*

3) L'inclusione della regolazione di tensione nell'elenco dei servizi offerti dalle UVAM in MSD. La regolazione della tensione è un servizio indispensabile per assicurare la stabilità della rete ma è attualmente fornito quasi esclusivamente dai grandi impianti termoelettrici. Diversi impianti FRNP (in particolare quelli di più recente realizzazione) sono già in grado di offrire tale servizio in qualsiasi momento (anche quando l'impianto non sta immettendo energia in rete), per mezzo del dispositivo di modulazione della potenza reattiva di cui sono dotati, senza originare alcuna conseguenza sul volume di energia attiva prodotta. L'ARERA ha richiesto a Terna di predisporre un progetto pilota ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel finalizzato a valutare la possibilità e le modalità per l'ottenimento, tramite procedure concorsuali, di ulteriori risorse per la regolazione della tensione rese disponibili dalla generazione distribuita per il tramite delle imprese distributrici. Si auspica una riduzione dei tempi di emanazione del Regolamento di TERNA/ARERA: diversi operatori, difatti, stanno già avviando l'adeguamento impiantistico necessario ad offrire un efficiente servizio di regolazione di tensione idoneo a poter sviluppare potenza reattiva ma restano inevitabilmente in *stand by* in assenza del regolamento.

In conclusione, una partecipazione delle rinnovabili alla fornitura di servizi di rete avrebbe effetti non trascurabili sia a favore dell'ulteriore sviluppo di nuova capacità sia per l'efficienza del sistema elettrico in generale; tuttavia appare necessario che la regolazione promuova, non solo dal punto di vista economico, la partecipazione di tali impianti al mercato dei servizi ancillari. Il principio di volontarietà e la previsione di un recupero dei maggiori costi per l'adeguamento tecnologico e per i maggiori rischi sostenuti dagli operatori in relazione alle attività considerate, rappresentano due condizioni imprescindibili.

6. LIVELLO E DINAMICA DEGLI INCENTIVI: VALUTAZIONE DI IMPATTO CON IL DM FER 1

Nell'ambito della nostra analisi assume un ruolo importante la valutazione del livello e della dinamica degli incentivi previsti dalla normativa vigente, per comprendere se ci può essere spazio per un supporto finanziario, ove occorra, alla crescita di soluzioni tecnologiche ancora non efficienti. I principali quesiti sono i seguenti:

- Qual è l'attuale livello e dinamica degli oneri già maturati a legislazione vigente?
- Tale dinamica consente di immaginare la destinazione di risorse a nuovi piani di incentivazione, ammesso che siano necessari?
- Alla luce dell'attuale configurazione del sistema, quali sono le soluzioni che potrebbero avere necessità di sostegno finanziario?
- Come individuare, nel caso, modalità di intervento capaci di convincere il mercato che non vi siano i rischi di un ennesimo "Spalma Incentivi"?

Quesiti che ci spingono a valutare l'entità delle risorse pubbliche disponibili per nuove politiche di incentivazione e i comparti o le tecnologie potenzialmente meritevoli di un eventuale programma di incentivazione. Preme sottolineare l'esigenza di valutare in maniera oculata e sulla base di una programmazione di lungo termine le modalità di ripartizione di tali eventuali nuovi incentivi, al fine di scongiurare il rischio di un incremento incontrollato della spesa pubblica o comunque di oneri che gravano sulla collettività, con conseguente rischio di un nuovo "Spalma Incentivi".

Di seguito si riporta una stima redatta dal Gestore dei Servizi Energetici sul possibile andamento dei costi connessi ai meccanismi di incentivazione statale, per incentivi già erogati od impegnati, tenendo in considerazione le progressive scadenze delle convenzioni stipulate con il GSE medesimo¹³:

¹³ Rapporto GSE "La spesa energetica delle famiglie e le risorse impegnate per la promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Scenari evolutivi a politiche correnti" di Ottobre 2017.

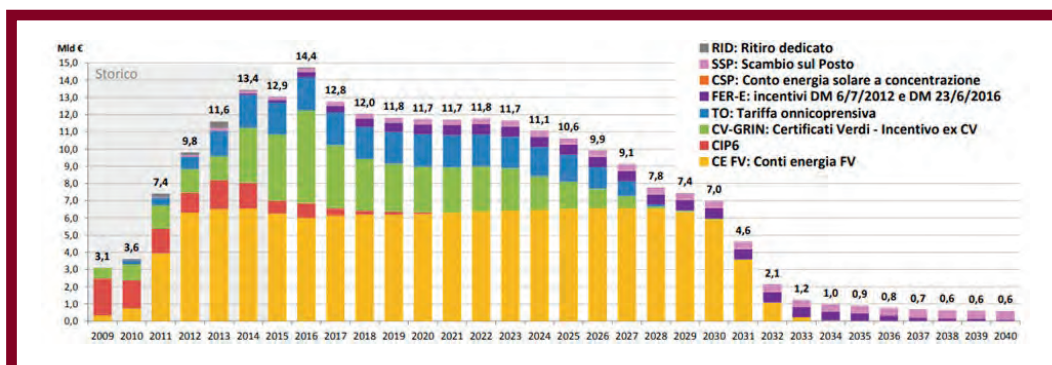


FIGURA 4 - Andamento costi di incentivazione per incentivi erogati/impegnati anni 2009-2040

Dall'analisi emerge una sensibile riduzione nel tempo della spesa di incentivazione che diventa preponderante a partire dall'anno 2025 per poi quasi dimezzarsi rispetto al 2017 nell'anno 2028. Tale risparmio può quindi in teoria essere reinvestito, almeno in parte, in altri meccanismi di supporto agli investitori del settore, ammesso che ve ne sia necessità e che si individuino con coscienza obiettivi e strumenti.

Di seguito si riporta una stima sul possibile costo delle politiche di incentivazione dell'energia prodotta da grandi impianti fotovoltaici ed eolici (in condizioni coerenti con la bozza dell'ultimo DM FER 1), nel caso limite in cui tutta la potenza necessaria al raggiungimento degli obiettivi indicati nella SEN fosse incentivata con impatto sugli oneri di sistema.

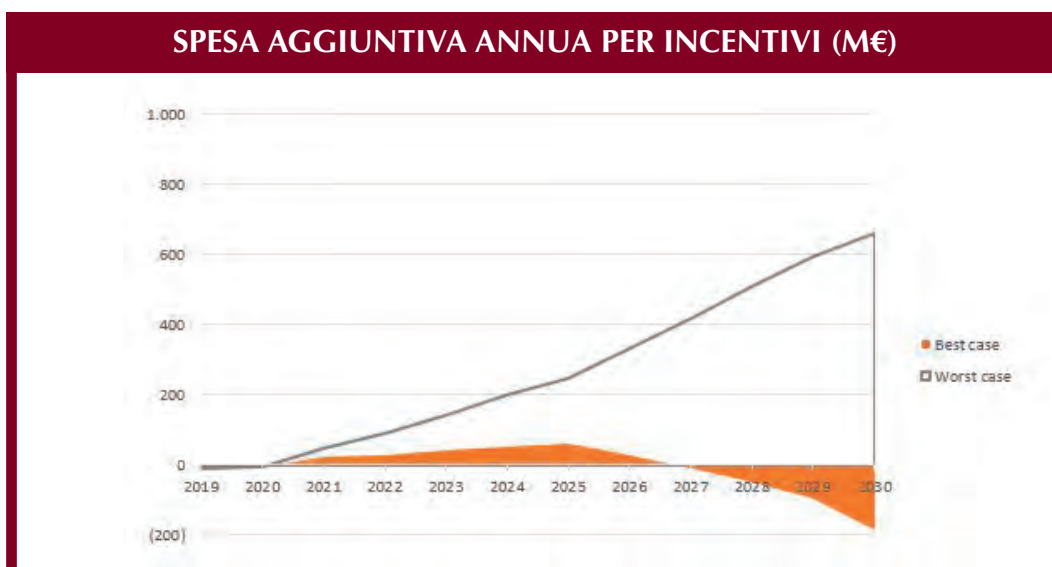


FIGURA 5 - Stima sul possibile costo delle politiche di incentivazione anni 2019-2030

Più nel dettaglio l'analisi effettuata ha consentito di stimare quanto costerebbero gli incentivi (sia per la fonte eolica che per il fotovoltaico) nel caso in cui si installassero ed incentivassero 35 GW di nuova potenza eolica e fotovoltaica, capacità significativamente superiore al budget previsto dalla bozza di DM FER 1 e quasi sufficiente per il raggiungimento degli obiettivi PNIEC (che richiederebbero circa 45/50 GW di nuova potenza).

Il costo degli incentivi è stato stimato considerando il *gap* tra una proiezione del prezzo dell'energia ed il ricavo minimo unitario necessario alla sostenibilità degli investimenti in impianti eolici e fotovoltaici. Il prezzo dell'energia è stato stimato in due scenari (*worst case* e *best case*, da fonte riservata), che recepiscono una generale visione di: a) andamento crescente dei prezzi di mercato, conseguente alla progressiva decarbonizzazione; b) previsione di andamento delle commodities e c) crescita del consumo dell'energia, ad esempio per diffusione dell'auto elettrica.

Per la stima dell'incentivo unitario (Euro/kWh) è stato considerato un meccanismo coerente con quanto previsto dalla bozza di DM FER 1 per grandi impianti (aste a ribasso con valore costante), ipotizzando valori di aggiudicazione delle aste in linea con i parametri economici necessari alla sostenibilità finanziaria degli investimenti. Il costo degli incentivi è stato calcolato come differenza tra valore medio previsto di aggiudicazione delle aste e previsione di prezzo dell'energia, moltiplicato per l'energia prodotta.

Secondo le precedenti assunzioni, anche incentivando 35 GW di nuova installazione - che costituisce la quasi totalità della nuova potenza necessaria per arrivare agli obiettivi SEN - e considerando il *worst case*, il costo incrementale per gli incentivi ammonterebbe a circa 0,6 miliardi di euro, variazione non significativa rispetto agli attuali costi annoverabili in circa 11 miliardi di euro l'anno. Nel *best case* si avrebbe addirittura un risparmio sostanziale di costi.

Dunque, perfino in uno scenario di massiva incentivazione delle rinnovabili, almeno nei termini previsti dalla bozza del Decreto in fase di possibile emanazione, la suddetta simulazione prevede la liberazione di risorse rispetto alla spesa annua del periodo 2014-2017, che potrebbero essere ri-allocate, almeno in parte, per favorire

l'espansione di altre tecnologie verdi necessarie alla transizione energetica e che stentano a diffondersi ("fallimento di mercato").

Tra le nuove tecnologie da valutare ai fini di un possibile programma di sostegno economico pubblico si annovera il tema dello *storage*. Un'analisi di opportunità è esposta nel paragrafo successivo, in quanto il tema richiede accorte valutazioni di merito. L'attuale efficienza tecnologica rende l'investimento non ancora pienamente conveniente in assenza di un programma di incentivo pubblico (senza il quale al momento non sembra esserci spazio per investimenti privati). Va, inoltre, valutata l'efficienza relativa di uno *storage* capillare a livello di singolo impianto rispetto all'alternativa di una riserva più massiva concentrata in punti specifici della rete. L'elaborazione di un coerente adeguamento del codice di rete di Terna atto a garantire la remunerazione dei pregiati servizi di rete che lo *storage* è in grado di fornire potrebbe comunque innescare effetti benefici per gli investimenti privati in tale tecnologia.

Rinviando tali considerazioni al paragrafo successivo, basti qui dire che in ogni caso un eventuale programma di supporto finanziario allo *storage* – strutturato con l'obiettivo di evitare rischi di aumento di spesa incontrollata - dovrebbe assumere forme diverse da quello adottato in precedenza nelle rinnovabili. Alcune possibili idee, legate all'intento di associare l'incentivo al costo industriale di realizzazione, nell'obiettivo di massimizzare i risultati a parità di spesa, possono essere le seguenti: meccanismi di aste a ribasso, registri con CAP, incentivi sull'investimento, RAB, meglio descritti nel capitolo seguente.

7. VERSO UNA NUOVA DESTINAZIONE DEGLI INCENTIVI: STORAGE, AUTO ELETTRICA O EFFICIENZA ENERGETICA NELL'EDILIZIA?

Gli obiettivi PNIEC al 2030 risultano ambiziosi per tutti i settori di intervento (elettrico, termico, trasporti). Pertanto, non si tratta di scegliere tra opzioni differenti ma di schierare in campo diverse soluzioni in grado nell'insieme di contribuire alla transizione energetica, assegnando il giusto strumento di sostegno economico a ciascuna tecnologia, sulla base della maturità tecnologica raggiunta e dei benefici conseguibili per il sistema.

Nel settore dei trasporti la mobilità elettrica è una tecnologia ormai matura: per la sua diffusione capillare sembrerebbe non indispensabile un incentivo sull'acquisto visti i costi in costante decremento delle batterie tanto da far presupporre che nel prossimo decennio si registrerà una parità di prezzo di acquisto tra auto elettriche e veicoli a combustione interna. Si percepisce decisamente più utile realizzare un'infrastruttura di ricarica diffusa in maniera capillare sul territorio nazionale ed istituire tariffe abilitanti per la ricarica degli autoveicoli.

Per quanto concerne l'efficienza energetica, essa si caratterizza per elevati costi iniziali di acquisto compensati, però, da un ritorno economico costituito dai minori volumi di energia elettrica acquistata dalla rete per il proprio fabbisogno. Strumenti di detrazione fiscale e di cessione del credito appaiono imprescindibili per abbattere le barriere economiche ancora esistenti nella realizzazione di interventi di efficientamento energetico.

Lo storage elettrico è, per molti aspetti, uno dei principali fattori "abilitanti" trasversali dell'efficientamento energetico, poiché:

- 1) Svolge il ruolo di *enabling technology*¹⁴ per lo sviluppo della mobilità elettrica, potendo garantire una maggiore autonomia di carica;**
- 2) Si applica all'efficienza energetica in ambito edile, ove i sistemi di accumulo possono consentire un impiego più efficiente dell'energia**

¹⁴ Libro bianco per uno sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili al 2030 di Confindustria.

- elettrica autoprodotta (es. con pannelli solari) o prelevata dalla rete in orari in cui il costo è più basso;**
- 3) Possono essere affiancati alla generazione da fonti rinnovabili, potendo supplire, almeno in parte, alla scarsa programmabilità delle stesse.**

Di seguito si illustrano più nel dettaglio le applicazioni dello *storage* elettrico, in particolare dei sistemi di accumulo elettrochimici:

a) Riduzione dell'*over generation* e risoluzione delle congestioni di rete

I Sistemi di Accumulo immagazzinano le produzioni eccedenti delle FRNP rispetto alla domanda delle Unità di Consumo (o rispetto alla capacità di trasporto e distribuzione della rete) e le rendono disponibili in momenti successivi mitigando il fenomeno dell'*over generation* ovvero tagli alla produzione nei periodi di picco, quando la rete non è in grado di assorbire tutta la potenza generata (fenomeno di cui risentono gli impianti eolici nel Sud Italia). Il raggiungimento delle FER al 30% al 2030 prefissato nel PNIEC richiede necessariamente l'installazione di una capacità di stoccaggio di potenza almeno pari a 5 GW, in grado di immagazzinare una produzione intermittente per 5-7 TWh e con capacità di accumulo fino a 7-8 h/giorno¹⁵.

b) Maggiore sicurezza dell'approvvigionamento energetico grazie all'esecuzione di servizi di Back-up Power e Uninterruptible Power Supply (UPS)

Lo *storage* è in grado di fornire automaticamente un'alimentazione di back-up a carichi privilegiati durante un blackout nella fornitura dalla rete.

c) Approvvigionamento energetico più flessibile ed efficiente grazie alla fornitura dei seguenti servizi di rete:

- ***Time Shifting***: acquisto di energia quando il prezzo è basso, stoccaggio nel Sistema di Accumulo e successivo riutilizzo/vendita quando il prezzo è elevato.
- ***Peak Shaving***: consente di livellare i picchi di consumo immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno (impianti in assetti meno efficienti), rilasciandola nei periodi di alto fabbisogno evitando il ricorso ad impianti di punta di minore

¹⁵ Obiettivo della Strategia Energetica Nazionale riportato nella presentazione "La trasformazione energetica tra emergenza ambientale e necessità economica" a cura di Fabio Bulgarelli presentata alla IV Edizione Energy Forum di Terna S.p.a. tenutosi a Cernobbio il 20 ottobre 2017.

affidabilità e con maggiori costi variabili. In una micro-rete consente di ridurre la potenza di dimensionamento dei generatori e della rete di distribuzione, mantenendola più prossima alla potenza media dei carichi, rispetto al picco.

- **Demand Side Response:** modulazione della domanda di energia, in aumento o riduzione, al variare del prezzo della *commodity*.

d) Abilitazione delle FRNP alla fornitura dei “servizi ancillari”

I Sistemi di Accumulo coadiuvano gli impianti rinnovabili nel supporto alle reti di trasmissione e distribuzione tramite la regolazione di frequenza (primaria, secondaria, terziaria) e di tensione.

I sistemi oggi sul mercato (prevalentemente di tipo elettrochimico e, in prospettiva, solare-termodinamico) dimostrano che ancora non si è imposta una tecnologia unica e che nessuna di quelle disponibili ha raggiunto l'indispensabile efficienza. Nell'ambito della generazione elettrica non sono ancora stati realizzati impianti di accumulo di grandi dimensioni ed i pochi in progetto sono caratterizzati da costi molto elevati (200 - 400 €/MWh).

Sembrerebbe, dunque, opportuno, dato il ruolo fondamentale che può ricoprire nel supportare la transizione energetica:

- **Individuare le tecnologie più promettenti tra quelle disponibili** (pur senza inficiare il principio di neutralità tecnologica).
- **Accelerare lo sviluppo delle migliori tecnologie** attraverso un periodo di sostegno alla remunerazione degli investimenti che le accompagni alla maturità tecnologica e ne consenta l'abbattimento dei costi di impianto.

Relativamente ai piccoli impianti (domestici od a servizio delle piccole imprese) la soluzione più percorribile appare quella di classici incentivi fiscali e/o in conto capitale.

Per i grandi impianti di accumulo per la generazione elettrica, invece, si potrebbe valutare la possibilità di prediligere, rispetto al tradizionale schema incentivante di tipo “*feed-in*” puro, una remunerazione “*RAB based*”, tenendo conto, *mutatis mutandis*, dell'evidente analogia con quanto già avviene per lo stoccaggio del gas

(oltre che per la trasmissione, la distribuzione e la misurazione elettrica ed il trasporto, la distribuzione e la misurazione del gas).

Un sistema RAB prevederebbe un meccanismo di remunerazione basato su alcune grandezze monitorate e periodicamente aggiornate da un'Autorità indipendente (ad es. l'ARERA):

- I costi di gestione, progressivamente efficientati grazie ad un sistema di riduzione tariffaria periodica imposta dall'Autorità (c.d. "*X-factor*");
- I costi di ammortamento degli investimenti effettuati, progressivamente rivalutati;
- Il rendimento degli investimenti, calcolato a partire dal capitale investito netto (o "RAB"), moltiplicato per il costo medio ponderato del capitale ("WACC") stabilito dall'Autorità all'inizio di ogni periodo regolatorio.

Un siffatto meccanismo remunerativo sembrerebbe preferibile ad un puro sistema incentivante (in conto esercizio od in conto capitale), in quanto:

- Stimolerebbe gli investimenti, permettendo, al contempo, un maggior controllo sugli investimenti stessi e sulle tariffe da parte dell'Autorità indipendente ed evitando situazioni di sviluppo tumultuoso come quelle verificatesi nel settore fotovoltaico tra il 2009 e il 2011;
- Sarebbe facilmente modulabile in coerenza con le fasi di maturazione della tecnologia (grazie alle revisioni periodiche dei parametri tariffari);
- Indurrebbe le aziende ad operare sull'efficientamento dei costi, grazie al sistema dell'*X-factor*;
- Impiegherebbe sistemi perequativi in grado di favorire la realizzazione degli impianti anche in aree geografiche meno remunerative;
- Attrarrebbe gli investitori, anche quelli istituzionali, in quanto, essendo un sistema completamente regolato, aumenterebbe il grado di certezza dei flussi di cassa;
- Sarebbe in linea con le caratteristiche del business attuale dei Distribution System Operators (DSO), stimolando verosimilmente anche tali operatori ad investimenti diretti nello *storage*.

8. SALVAGUARDIA DI IMPIANTI ESISTENTI IN SITUAZIONI DI DIFFORMITÀ OD ILLECITO AMMINISTRATIVO. È POSSIBILE UN “CONDONO VERDE”?

Le convenzioni con il Gestore dei Servizi Energetici prevedono la concessione di un incentivo statale, subordinato a specifici requisiti sia di natura tecnica che amministrativa, tra cui annoveriamo il rispetto dei tempi di costruzione, la conformità dell'impianto realizzato, sia in termini di potenza che di superfici occupate, rispetto al progetto approvato dall'amministrazione competente, etc. Sotto il profilo della valutazione di un investitore si tratta di un “rischio-opportunità” da valutare molto attentamente:

- Eventuali violazioni amministrative possono avere risvolti di natura penale non soltanto per gli amministratori originari, ma anche per gli amministratori successivi coinvolti indirettamente (ed involontariamente) perché perpetuano (anche inconsapevolmente ?!?) la violazione nell'atto di fatturazione dell'incentivo.
- I controlli sugli impianti spesso risultano in contrasto con la finalità originaria dei meccanismi di incentivazione dell'energia rinnovabile, in quanto troppo spesso si concentrano su tematiche meramente formali e non sostanziali. Creano, inoltre, una rigidità di configurazione di impianto, poiché viene limitata l'opportunità di utilizzare componentistica rigenerata o di introdurre variazioni di assetto, riducendo la possibilità di attuare potenziamenti di produzione anche non incentivata.
- Sebbene la normativa sembri agevolare l'aggregazione di portafogli, per economie di scala e di gestione, l'assenza del principio di “*acquisto in buona fede*” limita la circolazione di impianti sul secondario, i quali potrebbero, al contrario, beneficiare di una gestione più efficiente.

Alcune recenti modifiche normative (per ultima la Legge di Bilancio 2018) hanno mitigato il rischio di decadenza degli incentivi, definendo una riduzione della tariffa variabile tra il 20% e l'80% in caso di violazioni rilevanti da parte degli operatori. Risulta, inoltre, in fase di discussione un provvedimento legislativo per ridurre tali

soglie rispettivamente al 10% ed al 50%, con dimezzamento in caso di autodenuncia (c.d. "Condono Verde").

Visto l'obiettivo di copertura stringente, prefissato dal PNIEC per il 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, sembra opportuno intervenire al fine di salvaguardare impianti con problemi di natura amministrativa/regolatoria tramite:

- Emanazione del suddetto provvedimento legislativo per ridurre le soglie di decurtazione degli incentivi.
- Definizione di linee guida che associno alle diverse tipologie di violazione la relativa percentuale di decurtazione delle tariffe incentivanti, ferma restando l'opportunità di attribuire il giusto peso a violazioni puramente formali.
- Evitare l'abbandono di impianti a discapito dell'obiettivo primario di agevolazione delle fonti rinnovabili. Si auspica una norma per la salvaguardia della produzione di energia da impianti rinnovabili su cui sono in corso procedimenti di controllo da parte del GSE volti a verificare la sussistenza dei requisiti per il mantenimento degli incentivi e si propone una mappatura di impianti *distressed* eventualmente da ricollocare sul mercato da parte del gestore. Difatti, un impianto che dovesse essere oggetto di una decurtazione dell'incentivo pari al valore massimo della forbice in discussione (50% - 80%) potrebbe non essere più sostenibile finanziariamente e, conseguentemente, "abbandonato" dal proprietario originario.
- Maggiore supporto agli operatori nell'interpretazione di alcuni aspetti normativi: ciò potrebbe agevolare le transazioni sul secondario ed efficientare la gestione degli impianti.

9. NUOVA POTENZA: SEMPLIFICAZIONE DEGLI ITER AUTORIZZATIVI

In Italia permane la difficoltà di espletare in tempi prevedibili e “ragionevoli” iter autorizzativi di nuovi impianti da fonti rinnovabili, nonché di apportare modifiche ad autorizzazioni già rilasciate, necessarie a recepire gli opportuni adeguamenti tecnologici. Molti impianti rischiano, per questo motivo, di divenire obsoleti dal punto di vista tecnologico o, ancor più grave, di perdere il diritto acquisito di percepire gli incentivi così come disciplinati dai meccanismi di Registri ed Aste previsti dall’ultimo decreto FER (DM 23 giugno 2016) a causa dello sfioramento dei tempi di entrata in esercizio per motivi legati al dilatarsi dei tempi di ottenimento di modifiche ad autorizzazioni già rilasciate per varianti di progetto non sostanziali.

Tali criticità concorrono anche ad incrementare il Levelized Cost Of Energy (LCOE), il costo dell’energia prodotta da fonte rinnovabile, ed a ridurre il numero di iniziative che potrebbero essere eleggibili per la *market parity* (che si concentrerebbe sugli impianti a maggiore producibilità). In definitiva, vi è una scarsità di progetti che paga la contestuale presenza di processi amministrativi incerti ed imprevedibili accanto ad una dilagante sindrome *Nimby* (Not In My Back Yard), incapace di cogliere nell’intero “ambiente del pianeta” l’ecosistema da preservare, anche attraverso la trasformazione di singoli eco-sistemi locali.

Si ritiene, pertanto, imprescindibile una ulteriore semplificazione normativa, volta ad ottenere tempistiche e procedure autorizzative certe ed un rafforzamento delle norme e delle azioni di sensibilizzazione volte a fronteggiare il c.d. effetto *Nimby*.

A sostegno della sostanzialità di tale azione, si riporta, di seguito, quanto auspicato dall’Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA): *“l’onere burocratico connesso con le procedure autorizzative rappresenta un elemento di contrasto allo sviluppo delle rinnovabili sia in termini di costi vivi che i produttori devono sostenere sia in termini di rischiosità dell’attività svolta. In tal senso un’azione di semplificazione potrebbe permettere una riduzione sensibile del costo di incentivazione delle rinnovabili senza andare a detrimento della redditività degli investimenti in rinnovabili. Ciò appare ancor più evidente nel caso dei rifacimenti o più in generale delle realizzazioni su brownfields dove sarebbe ancor più*

opportuno e giustificato prevedere iter autorizzativi semplificati, che tengano conto della precedente esistenza sul medesimo sito di impianti di produzione di energia elettrica evitando, in particolare, di ripercorrere alcune parti del procedimento autorizzativo, quale ad esempio l'analisi di impatto ambientale, nel caso in cui non sussistano sostanziali variazioni rispetto all'impianto di produzione preesistente”¹⁶.

16 Parere ARERA n. 591/2018/I/Efr del 20 novembre 2018 “Parere dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in relazione allo schema di Decreto Interministeriale di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, inviato con comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico dell’8 novembre 2018 - Allegato A.

10. IMPIANTI ESISTENTI: REVAMPING & REPOWERING

Un contributo più rapido ed efficace per il conseguimento degli obiettivi PNIEC potrebbe derivare dalla riqualificazione degli impianti esistenti, tramite le attività di Revamping & Repowering volte ad ottenere nuova potenza o maggiore producibilità a costi ridotti.

Con particolare riferimento alle fonti rinnovabili elettriche, a *policy* vigenti, il bilancio tra l'energia di prossima entrata in esercizio e quella in scadenza comporta la necessità di intervenire nel Revamping & Repowering degli impianti oltre che sull'installazione di nuovi contingenti. Il *target* al 2030 potrebbe portare alla generazione di 184 TWh di energia elettrica da rinnovabili, equivalente al 60% del *mix* nazionale¹⁷.

Sebbene tali upgrade potrebbero essere vantaggiosi anche in assenza di incentivi, la complessità legata all'iter autorizzativo ed alle poco chiare regole tecniche per le modifiche impiantistiche redatte dal GSE rende difficoltoso oggi procedere in tal senso in vasta scala.

Appare al riguardo significativo quanto affermato da uno dei responsabili dell'Associazione Nazionale Energia del Vento (Anev) durante l'audizione indetta dalla Commissione Attività Produttive sulla Strategia Energetica Nazionale: gli operatori oggi *“sono impossibilitati a realizzare gli interventi necessari a migliorare la produttività dell'impianto 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. Occorre invertire il senso di marcia per scongiurare che gli sforzi della collettività per la promozione delle rinnovabili vengano totalmente vanificati”*. Per questo *“Anev ritiene necessario che vengano dettagliati i volumi previsti per il rinnovamento all'interno della curva di crescita della produzione da fonte eolica. Il Governo, quindi, dovrebbe introdurre un principio di favore per il rinnovamento degli impianti esistenti attraverso varie misure quali: sostenere il rinnovamento dei parchi eolici attraverso misure semplificative del procedimento di AU e di VIA, nonché fissare degli obiettivi precisi di potenza degli impianti oggetto di rinnovamento al 2030, non inferiore a 5.000 MW;*

¹⁷ Libro bianco per uno sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili al 2030 di Confindustria.

*prevedere per gli interventi di ammodernamento come il reblading, il ricorso alla PAS e al solo pre-screening ambientale in ragione del riconoscimento della non sostanzialità dell'intervento*¹⁸.

Le attività di Revamping & Repowering sembrano essere un valido strumento per limitare l'effetto frenante allo sviluppo degli impianti da fonte rinnovabile rappresentato da pressioni negative quali ad esempio il fenomeno *Nimby*. Dal rapporto annuale pubblicato dall'Osservatorio Nimby Forum a fine 2018 emerge che gli impianti contestati in Italia sono diminuiti dai 359 del 2016 ai 317 del 2017, con una riduzione dell'11,7%. Sul totale delle opere contestate nel 2017, si riduce il numero degli impianti contestati per la prima volta (80) contro i restanti 237, già ascritti nel database *Nimby* dall'edizione 2004. Per lo stesso Osservatorio, però, la causa *"non è tanto in una maggiore accettabilità sociale degli impianti, quanto in una riduzione degli investimenti e dei nuovi progetti"*¹⁹.

Si auspica che la procedura autorizzativa per le attività di Revamping & Repowering e Reblading possa seguire un iter autorizzativo semplificato che tenga in considerazione dei procedimenti di valutazione già eseguiti per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto oggetto delle attività di ammodernamento tecnologico.

Una semplificazione delle regole tecniche elaborate dal GSE in merito alle suddette attività ed una riduzione dei tempi per la valutazione delle pratiche ad esse connesse, potrebbero, inoltre, rendere più certe nei tempi e negli esiti le proposte di valutazione avanzate dagli operatori.

Dato il contenuto strategico prioritario delle attività di ammodernamento tecnologico ai fini del perseguimento degli obiettivi prefissati dal PNIEC, una norma d'indirizzo in tal senso aiuterebbe le amministrazioni ed il GSE a recepire e codificare procedure semplificate, lineari ed inequivocabili.

¹⁸ Osservazioni ANEV al Piano per il 2030 - Audizione nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia energetica nazionale al Piano nazionale energia e clima per il 2030 – X° Commissione della Camera dei Deputati On. Saltamartini.

¹⁹ Vedasi per un maggior dettaglio l'articolo di Giandomenico Serrao del 13 Dicembre 2018 pubblicato sul blog dell'Agenzia Giornalistica Italiana (AGI) dal titolo "Gli italiani e il fenomeno Nimby: lo stato dell'arte".

11. CONCLUSIONI E PROPOSTE DI POLICY

Il PNIEC declina come obiettivo per il settore della produzione di energia da fonti rinnovabili l'installazione di nuova potenza per un totale di 45 GW tra il 2021 ed il 2030, suddiviso in 30 GW nel solare fotovoltaico, 10 GW nell'eolico, 5 GW in rifacimenti ed altre realizzazioni²⁰. Per quanto illustrato nel presente documento, l'obiettivo prefissato è particolarmente ambizioso e certamente richiede soluzioni di *policy* coraggiose ed efficaci, capaci di incidere sull'intera struttura del sistema energetico nazionale e di attivare le rilevanti risorse finanziarie necessarie. Il fabbisogno stimabile può essere così articolato: circa 30 mld di euro di investimenti nella generazione da fonti rinnovabili²¹; 13 mld di euro per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale (RTN) così come annunciato da Terna nel piano di sviluppo 2019; 25,7 mld di euro di investimenti destinati allo sviluppo della rete di distribuzione²². A tali importi occorre poi aggiungere gli investimenti in nuovi sistemi di accumulo sulle reti (pompaggi e batterie) per circa 10 mld di euro e 3,7 mld di euro per la diffusione di batterie direttamente accoppiate agli impianti da fonti rinnovabili²³, che devono essere sostenuti direttamente da produttori ed autoproduttori, come prospettato dal PNIEC²⁴.

Proprio all'individuazione delle principali soluzioni di *policy* attuabili ai fini del conseguimento degli obiettivi del PNIEC è dedicato il presente documento che, partendo da un lavoro di analisi tecnica, ha poi sollecitato e raccolto opinioni e commenti da parte dei principali operatori di mercato, qualificati centri di ricerca, autorità ed istituzioni.

Al cospetto degli obiettivi sopra richiamati, la partenza non è particolarmente brillante. La consultazione della bozza del PNIEC, difatti, si è tenuta in un periodo non particolarmente promettente sotto il profilo della crescita di nuova capacità

²⁰ Elaborazione Arpinge sulla base degli obiettivi del PNIEC.

²¹ Elaborazione Arpinge sulla base degli obiettivi del PNIEC.

²² Vedasi voce di investimento "Rete di distribuzione (MT/BT)" di Tabella 65 - Investimenti necessari per l'esecuzione degli interventi di adeguamento del sistema elettrico [Fonte RSE] contenuto nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima.

²³ Vedasi 5.3 - Quadro delle necessità di investimenti i. Flussi di investimenti esistenti e previsioni di investimento per quanto riguarda le politiche e le misure previste, contenuto nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima.

²⁴ Oltre agli investimenti prospettati vi è da considerare anche un costo a carico della spesa pubblica di euro 1,75 mld di euro all'anno per quindici anni (totale 26,25 mld di euro) a sostegno del Capacity Market (Comunicato Stampa del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 Giugno 2019).

produttiva da rinnovabili installata, pari, nel primo bimestre 2019, ad appena 66 MW di fotovoltaico e 31 MW di eolico²⁵.

Partendo da questo evidente rallentamento e dalle principali criticità che oggi sembrano ostacolare il perseguimento degli obiettivi suddetti, abbiamo provato a formulare un pacchetto integrato di proposte di *policy* sinteticamente qui richiamate.

Nel “portafoglio” di proposte presentato, un ruolo centrale spetta certamente a tutte quelle possibili soluzioni capaci di accelerare e favorire la diffusione di contratti di acquisto a medio-lungo termine di energia (Power Purchase Agreement - “PPA”). Si tratta di una soluzione necessaria a regolarizzare i flussi di cassa degli investimenti, riducendone incertezza e volatilità, in un contesto nel quale il ruolo stabilizzatore degli incentivi pubblici gestiti dal GSE appare destinato ad esaurirsi. Per favorire un’ampia diffusione dei contratti PPA, quale strumento in grado di configurare condizioni commerciali definite per i produttori assicurando un quadro di relativa certezza sulle dinamiche economico-finanziarie degli investimenti, sono esaminate diverse possibilità volte ad irrobustire e standardizzare la struttura contrattuale dei PPA, mitigando i rischi intrinseci di tali contratti, quali il rischio controparte ed il rischio *pricing*.

Nello specifico si sono ipotizzate ed analizzate le seguenti possibili soluzioni:

1) Intervento della PA nella stipula dei contratti PPA sotto diverse configurazioni:

a) Acquisto diretto: la PA potrebbe assumere il ruolo di acquirente di lungo periodo nei contratti PPA, tramite la sottoscrizione di contratti di lungo periodo, con i seguenti vantaggi: stabilizzazione e riduzione dei propri costi; tutela dei produttori dal rischio di oscillazione dei prezzi; induzione di un fenomeno di liquidità sulle piattaforme di borsa europee con creazione di *benchmark* di prezzi di lungo periodo.

b) Piattaforma di mercato: la PA potrebbe gestire, o comunque promuovere, in una fase iniziale ed a tempo determinato, una piattaforma per l’incontro di domanda e

²⁵ Focus dell’Osservatorio FER di ANIE Rinnovabili sul Piano Nazionale Integrato Clima Energia per verificare l’evoluzione della potenza FER ed energia prodotta da FER in previsione dei target prefissati (“Focus: Trend potenza reale vs PNIEC [MW]”) come riportato nell’articolo pubblicato da Rinnovabili.it in data 09/05/2019 dal titolo “Rinnovabili elettriche 2019, l’Italia frena in attesa del decreto FER 1”.

offerta, dove innescare un dialogo tra i principali attori del settore così da facilitare la stipula dei contratti PPA, tramite la pubblicazione di linee guida, di *best practices* apprese nel settore rinnovabile, e di contratti standardizzati.

c) Garanzia nei contratti PPA: l'intervento come garante della PA, qualora i contratti PPA risultassero *out of market* con conseguente rischio di *default* per i *traders*, consentirebbe la mitigazione del "rischio prezzo" e del "rischio controparte". Il meccanismo d'intervento della PA potrebbe essere individuato nell'assicurare dei "prezzi minimi garantiti" alla vendita dell'energia.

Le riforme del mercato elettrico delineate nel presente quaderno, non si esauriscono nel solo sviluppo dello strumento dei PPA. Esse sono indirizzate anche ad adeguare il sistema elettrico al crescente peso delle fonti rinnovabili nel *mix* della produzione nazionale, nonché a stimolare ed accelerare le installazioni di nuovo contingente rinnovabile necessarie al raggiungimento degli ambiziosi obiettivi nazionali, con un'attenzione alla limitazione del consumo di suolo. In tale prospettiva appaiono essenziali altre soluzioni, quali, ad esempio:

2) Riforme del mercato elettrico:

a) Programmazione in forma continua: l'introduzione della programmazione continua dei piani di immissione, come già avviene in altri Paesi Europei, ovvero l'avvicinamento della *gate closure* dei mercati alla *delivery*, potrebbe ridurre fortemente lo sfasamento tra previsione ed effettivo dispacciamento, riducendo l'onere di bilanciamento a carico dei produttori rinnovabili, agevolando lo sviluppo e la mitigazione dei rischi connessi all'adozione dello strumento dei PPA.

b) Abilitazione delle FRNP alla fornitura dei servizi ancillari: si auspica l'introduzione della regolazione di tensione nell'elenco dei servizi offerti dalle UVAM in MSD. Diversi impianti FRNP sono già in grado di offrire tale servizio ma attendono il Regolamento di TERNA/ARERA, di cui si auspica, pertanto, una riduzione dei tempi di emanazione.

3) Sostegno alla tecnologia dello storage: l'ipotesi è quella di istituire un programma di supporto finanziario allo *storage*, decisivo per consentire l'accumulo e la ripartizione nel tempo dell'energia generata da fonti rinnovabili, ma ancora lontano dal raggiungimento di adeguati livelli di sviluppo tecnologico. Siffatto

programma di sostegno, però, dovrebbe essere articolato in modo da evitare rischi di aumento incontrollato della spesa pubblica per incentivi e, pertanto, basato su formule quali, ad esempio, meccanismi di aste a ribasso, registri con CAP, incentivi sull'investimento, RAB. Lo **storage elettrico** è considerato una **tecnologia chiave** per il conseguimento degli obiettivi del PNIEC, perché: a) svolge il ruolo di *enabling technology* per lo sviluppo della mobilità elettrica; b) si applica all'efficienza energetica in ambito edile come sistema di accumulo indispensabile per massimizzare l'autoconsumo; c) può essere affiancato alla generazione da fonti rinnovabili, abilitando le FRNP alla fornitura dei "servizi ancillari" e potendo supplire, almeno in parte, alla scarsa programmabilità delle stesse, riducendo il fenomeno dell'*over generation* e del conseguente rischio di cannibalizzazione dei prezzi. Con particolare riferimento alla generazione elettrica, lo storage appare l'unica soluzione tecnologica in grado di garantire il mantenimento nel tempo delle condizioni di *market parity*, ovvero di creare le condizioni per uno sviluppo sostenibile della generazione da fonte eolica e fotovoltaica in assenza di incentivi.

4) Salvaguardia dei progetti già iscritti in posizione utile nei registri e nelle aste dell'ultimo decreto FER (DM 23 giugno 2016), ma in ritardo rispetto ai tempi massimi di costruzione per cause imputabili al mancato rispetto delle tempistiche previste dalla normativa per il rilascio o la modifica delle autorizzazioni. Ciò al fine di non dissipare e disperdere processi amministrativi avviati e non viziati da fatti gravi e rilevanti.

5) Salvaguardia di impianti esistenti in situazioni di difformità od illecito amministrativo attraverso le seguenti misure:

a) Emanazione del provvedimento legislativo, attualmente in fase di discussione, volto a ridurre la forbice di decurtazione della tariffa incentivante, introdotta dalla Legge di Bilancio 2018 in caso di violazioni rilevanti da parte degli operatori, dal 20% - 80% al 10% - 50% (c.d. "Condono verde"). Nel rispetto del principio di legalità, infatti, una scelta di questo tipo, con gli eventuali condizionamenti ritenuti doverosi, si giustifica in virtù della assoluta priorità ambientale.

b) Regolamentazione della salvaguardia di impianti rinnovabili su cui i procedimenti di controllo da parte del GSE si sono conclusi con esito negativo. Difatti, un impianto che dovesse essere oggetto di una decurtazione dell'incentivo pari al valore massimo

della forbice in discussione (50% - 80%) potrebbe non essere più sostenibile finanziariamente e, conseguentemente, “abbandonato” dal proprietario originario; potrebbe essere opportuno, quindi, mappare gli impianti *distressed* anche al fine di ricollocarli sul mercato, sempre con l’obiettivo di non disperdere iniziative che hanno un utile potenziale di recupero.

c) Maggiore supporto agli operatori da parte del GSE e/o in generale del regolatore nell’interpretazione di alcuni aspetti normativi (e.g. compatibilità delle modifiche di *layout* di impianto con gli incentivi, impatto delle variazioni fra assetto “autorizzato” e quello “realizzato” sulla validità delle convenzioni GSE, etc): ciò potrebbe agevolare le transazioni sul secondario ed efficientare la gestione degli impianti.

6) Semplificazione normativa volta ad ottenere tempistiche e procedure autorizzative certe e rafforzamento delle norme e delle azioni di sensibilizzazione volte a fronteggiare l’effetto *Nimby*, al fine di accrescere il numero di iniziative che potrebbero essere eleggibili per la *market parity*. Ciò anche attraverso la promozione di un messaggio ambientalista più maturo, capace di identificare nell’intero pianeta l’ecosistema da proteggere, piuttosto che nel singolo e specifico contesto geografico, in caso di investimenti in tecnologie pulite.

7) Maggiore chiarezza nelle regole tecniche ed amministrative concernenti le attività di Revamping & Repowering così da incentivare - possibilmente a costo zero per lo Stato e valorizzando ulteriormente la spesa per incentivi già effettuata - l’incremento di potenza rinnovabile del contingente già installato sul territorio nazionale, contribuendo in tal modo anche a limitare l’ulteriore consumo di suolo. In tale caso sarà necessario lavorare sui rigidi criteri amministrativi, oggi seguiti dal GSE, con disposizioni chiare ed efficaci.

Il contesto nel quale tutto ciò dovrebbe avvenire appare diverso dal passato. Oggi, infatti, un’analisi rischi-benefici tra la via degli incentivi e quella della *market parity* (mercato/contratti PPA), condotta nell’ottica di un ipotetico investitore industriale medio di mercato, risulta - dalle indagini effettuate - piuttosto neutrale e ciò potrebbe indurre numerosi operatori ad intraprendere la strada “a mercato”, in particolar modo per quei progetti autorizzati già da tempo e dotati di buone stime di producibilità.

In tale scenario, la strada dell'incentivo potrebbe, dunque, restare marginale, ovvero attrattiva soprattutto per quegli investitori istituzionali più prudenti e meno capaci di interpretare i rischi mercato, che prediligono la stabilità dei flussi rispetto all'entità dei rendimenti obiettivo, specie nel contesto di perduranti bassi tassi di interesse.

In definitiva, il nuovo DM FER 1 potrà risultare mediamente meno conveniente per gli operatori di mercato in quanto, a fronte delle rigidità formali di funzionamento, presumibilmente consentirà di raggiungere ritorni economici decisamente inferiori rispetto al passato e, soprattutto, non permetterà più di percepire eventuali *upside* (in caso di scenari di prezzo rialzisti), lasciando, invece, aperto il rischio di possibili *downside* per eventuali *change in law*.

Nelle ipotesi qui esposte, dunque, potrebbe essere più efficace per il futuro uno spostamento dello sforzo di incentivazione dalla produzione allo stoccaggio, che oggi presenta tecnologie non sufficientemente mature a fronte di una rilevanza crescente per la c.d. *market parity* delle rinnovabili e per la sicurezza del sistema elettrico del Paese.

Se il ruolo dell'incentivo statale è quello di favorire quegli investimenti tecnologici utili e necessari al conseguimento degli obiettivi di sistema ma non in grado di autosostenersi "a mercato", la fase di accumulo di energia (*storage*) appare oggi quella più adatta ad un'azione di supporto pubblico. Un meccanismo di sostegno finanziario ai sistemi di accumulo potrebbe determinare nel tempo il conseguimento della maturità tecnologica e l'abbattimento dei costi ad essa connessi.

Occorre ovviamente valutare con estrema attenzione la scala dimensionale più appropriata per l'istituzione di eventuali incentivi sullo *storage*: ben diversa, difatti, è l'applicazione di incentivi ad impianti di piccole dimensioni (domestici o a servizio delle piccole imprese), per i quali la soluzione più percorribile appare quella di classici incentivi fiscali e/o in conto capitale, da quella per sistemi di accumulo di grandi capacità, per i quali si potrebbe valutare una remunerazione "RAB based", rispetto al tradizionale schema incentivante di tipo "feed-in" puro (analogamente a quanto già avviene per lo stoccaggio del gas).

A tal proposito il passato ci offre un'importante lezione: se i meccanismi incentivanti non seguono di pari passo lo sviluppo tecnologico, potrebbero determinare un costo sociale non sostenibile nel tempo, con il conseguente rischio di un nuovo "Spalma Incentivi". Provvedimento comprensibile in una prospettiva di risanamento di finanza pubblica ma con perduranti implicazioni negative di credibilità del sistema Paese sui mercati finanziari nazionali ed internazionali.

Risulta indispensabile, pertanto, in caso di eventuale pianificazione di incentivi allo storage, effettuare una valutazione oculata di ogni nuovo possibile meccanismo, nonché una cauta previsione del costo futuro degli incentivi, onde evitare che possano riproporsi temi di equilibrio di bilancio pubblico.

Guardando al passato l'errore è stato, a detta della gran parte degli osservatori, quello di istituire incentivi fissi per venti anni senza tenere in considerazione il progresso tecnologico che avrebbe caratterizzato le tecnologie rinnovabili. Sebbene tale soluzione avesse l'obiettivo di consentire la certezza dei ritorni dell'investimento, agevolandone quindi la crescita, un eventuale nuovo schema incentivante applicato allo *storage* – per esempio – dovrebbe cercare di correlare in maniera inversa l'entità degli incentivi per unità di energia prodotta/accumulata ad una curva di prevedibile sviluppo tecnologico. Si potrebbe, per esempio, considerare il valore dell'incentivo in funzione di una curva che illustri l'andamento del LCOS (Levelized Cost of Storage) espresso in [€/MWh]²⁶, ad invarianza di un parametro rappresentativo del ritorno economico dell'investitore. I valori degli LCOS, difatti, risultano ancora superiori al costo dell'energia sul mercato per tutte le tecnologie, ma si prevedono rapide diminuzioni nel periodo 2018-2030, grazie alla riduzione dei costi di installazione e di gestione, accompagnati da un aumento dell'efficienza e della vita utile²⁷.

Nella prospettiva qui rappresentata, ovvero di sostegno prioritario e rigoroso alle rinnovabili, appare controversa la scelta, da alcuni criticata, di sopperire alla scarsa programmabilità delle fonti rinnovabili, causa di sbilanciamento tra domanda ed offerta di energia elettrica, con un sensibile sostegno, stimabile in circa 1,75 miliardi

²⁶ Vedasi ad esempio il grafico di Figura 75 – Evoluzione futura LCOS Sistemi di accumulo (€/MWh) - Libro bianco per uno sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili al 2030 di Confindustria.

²⁷ Libro bianco per uno sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili al 2030 di Confindustria.

di euro l'anno per 15 anni, agli impianti a combustibili fossili (decreto MISE del 28 giugno 2019, che disciplina il sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica offerta da grandi impianti come capacità di riserva per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico).

Tale decreto sancisce la possibilità di partecipare al meccanismo delle aste centralizzate non soltanto per gli impianti termoelettrici esistenti (per i quali il meccanismo del *capacity market* offre un sostegno implicito alla riconversione da termoelettrico a carbone in termoelettrico a gas) ma anche per quelli di nuova costruzione, per i quali, appunto, viene reso disponibile un incentivo annuo stimabile in circa 1,75 miliardi di euro²⁸. L'incentivazione al mantenimento/potenziamento del contingente fossile potrebbe apparire a qualche osservatore come non perfettamente in linea con il conseguimento degli obiettivi di sviluppo delle rinnovabili, attraverso l'abbattimento delle emissioni di gas ad effetto serra e la riduzione della dipendenza da combustibili fossili, promosso dal Clean Energy Package della Commissione Europea.

Ciò in quanto, a fronte di una capacità di riserva programmabile volta a preservare il livello di adeguatezza del sistema elettrico, permane un tema di allocazione delle limitate risorse pubbliche: una scelta diretta allo sviluppo dello storage, certamente non incompatibile con il recente decreto MISE ma limitata dall'utilizzo di così tante risorse per altro scopo, avrebbe il duplice vantaggio di sopperire all'intermittenza delle FER e contribuire al contempo ad alleviare il fenomeno della cannibalizzazione dei prezzi, che appare la vera sfida al mantenimento delle condizioni di *market parity* nel tempo.

²⁸ Comunicato Stampa del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 Giugno 2019.

APPENDICE: LA MOBILITÀ SOSTENIBILE PER IL FUTURO DEL SETTORE TRASPORTI

Seppur non affrontata dettagliatamente in questa sede, si ritiene opportuno eseguire un breve focus sul settore dei trasporti e, più specificatamente, sulla mobilità elettrica quale modalità di trasporto considerata ambientalmente sostenibile e, di conseguenza, obiettivo essenziale per il perseguimento della transizione energetica.

L'obiettivo di energia da fonti rinnovabili (FER) nei consumi finali lordi del 30% entro il 2030, declinato nel PNIEC, è il risultato del contributo di tre differenti tipologie di energie rinnovabili: 55,4% di FER elettriche, 33% di FER termiche e 21,6% di FER trasporti. Il PNIEC prevede di conseguire il target prefissato del 21,6% di FER nel settore trasporti mediante l'uso di biocarburanti ed altri combustibili rinnovabili e tramite l'attuazione di manovre fiscali e regolatorie aventi lo scopo di diffondere su tutto il territorio nazionale gli Electric Vehicles (di seguito EV): l'obiettivo ultimo è l'ottenimento di 6 milioni di EV circolanti al 2030 (di cui 1,5 milioni di auto elettriche e 4,5 milioni di auto ibride *plug in*)²⁹.

Si ritiene che un primo importante strumento di manovra ai fini della diffusione delle flotte elettriche vada rintracciato nel potenziare la conversione dei veicoli tradizionali con motore a combustione interna in auto elettriche, secondo quanto sancito dal c.d. "Decreto retrofit", il Decreto Ministeriale n. 219 del 14 gennaio 2015 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 7 dell'11 gennaio 2018 "Regolamento recante sistema di riqualificazione elettrica destinato ad equipaggiare autoveicoli M e N1^{30,31}. Come prospettato dallo stesso Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti nel presentare il suddetto decreto, l'esigenza primaria del provvedimento è quella di limitare le emissioni nocive nell'ambiente prodotte da veicoli stradali con motore tradizionale, con ulteriori benefici per i cittadini in termini di riduzione dei vincoli alla circolazione ed all'accesso alle zone a traffico limitato, senza la necessità di acquistare un nuovo autoveicolo. Indubbi vantaggi anche per le imprese nell'intera filiera delineata dal decreto: imprese produttrici della componentistica formante il sistema di riqualificazione elettrica (batterie, motori elettrici, sistemi elettronici); ditte costruttrici di sistemi ed officine deputate alla riqualificazione elettrica del singolo veicolo

²⁹ L'auto ibrida elettrica plug-in (in sigla PHEV ovvero Plug-in Hybrid Electric Vehicle) è un tipo di automobile a propulsione ibrida le cui batterie possono essere caricate anche senza l'ausilio del motore a combustione interna, utilizzando una fonte di energia elettrica esterna collegata attraverso sistemi a cavo o wireless.

³⁰ Veicoli M: veicoli, leggeri e non, per il trasporto di persone. Veicoli N1: veicoli merci fino a 35 quintali di portata.

³¹ Il suddetto Decreto Ministeriale è stato adottato a norma dell'articolo 75, comma 3-bis, del decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285 (Codice della strada).

(rimozione del motore termico e successiva installazione del motore elettrico), aziende di autotrasporto e di trasporto pubblico che potranno riqualificare il proprio parco veicolare³².

In aggiunta ai benefici prospettati dal Ministero dei Trasporti, ai fini del perseguimento dell'obiettivo di ampliare il settore della trazione elettrica, si considera degno di nota il fatto che le operazioni di "retrofit" e di "revamping" attuate su veicoli convenzionali alimentati a benzina o diesel possano favorire lo sviluppo di un parco di auto "pulite", ecologicamente sostenibile, con costi decisamente inferiori rispetto a quanto conseguibile con l'introduzione sul mercato di EV di nuova produzione. Ancor più premiante l'azione di "retrofit elettrico" se applicata ad auto convenzionali giunte a fine vita, data la possibilità di riconvertire dispositivi annoverati tra le cause di inquinamento ambientale in nuovi apparati pronti all'uso, evitando il dispendio di energia necessaria per la produzione ex novo di un veicolo elettrico.

Altro fronte di intervento è lo sviluppo del mercato dell'*e-mobility* di nuova produzione. Secondo quanto riportato nell'"E-mobility Report 2018" redatto dall'Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano, la dimensione attuale del mercato italiano delle auto elettriche è estremamente ridotta se comparata con quella europea e globale: nel 2018 in Italia sono state vendute 9.579 auto elettriche, registrando, così, un incremento del +74% tra il 2017 ed il 2018; tali risultati appaiono comunque non troppo soddisfacenti se paragonati alle 72.000 auto elettriche immatricolate nel 2018 dalla Norvegia (che si conferma il primo mercato elettrico europeo e terzo paese a livello mondiale per immatricolazioni dopo Cina e Stati Uniti) ed ai circa 1,2 milioni di EV venduti nel 2018 dalla Cina (il più grande mercato elettrico mondiale).

Fa presupporre una tendenza positiva per l'Italia in un prossimo futuro il dato sulle immatricolazioni di auto elettriche registrato nel mese di marzo 2019: con l'entrata in vigore dei nuovi incentivi e delle ecotasse si è passati dalle circa 400 auto elettriche immatricolate a marzo 2018 alle circa 600 di marzo 2019³³. L'elemento frenante gli

³² Portale del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Ufficio Stampa – "Ambiente e trasporti, in Gazzetta Ufficiale il regolamento per convertire veicoli tradizionali in elettrici. Minore inquinamento con benefici per l'ambiente, per tutti i cittadini e per le imprese del settore".

³³ Presentazione "E-mobility Report 2018" a cura di Simone Franzò PhD Politecnico di Milano, Energy & Strategy.

acquisti “verdi” nel settore automotive è da rintracciare nella c.d. “*range anxiety*”, l’ansia dell’autonomia chilometrica connessa all’utilizzo di auto elettriche. A tal proposito si riportano di seguito gli interessanti risultati di un sondaggio condotto dal già menzionato Energy & Strategy Group su un campione di 300 persone:

- **Le barriere all’acquisto dell’auto elettrica:** dalla campagna di indagine emerge sicuramente l’ostacolo economico costituito dall’elevato costo di acquisto delle autovetture elettriche (74% - tre quarti del campione), ma dato altrettanto rilevante è l’elevata percentuale (71%) su cui si sono attestate le problematiche concernenti la “*range anxiety*”: inadeguatezza dei sistemi di ricarica pubblici (49%) ed autonomia limitata (22%).

- **Luogo di ricarica:** i risultati del sondaggio evidenziano quanto gli italiani considerino una *conditio sine qua non* per l’acquisto di un’auto elettrica la presenza di un punto di ricarica domestica o sul posto di lavoro. Soltanto il 10% del campione, difatti, considera consona l’infrastruttura di ricarica pubblica.

- **L’adeguatezza della ricarica pubblica:** tra le cause di inadeguatezza della rete di approvvigionamento pubblica le percentuali preponderanti sono rappresentate dall’affidabilità dell’infrastruttura (effettivo funzionamento delle colonnine pubbliche esistenti) e dalla presenza capillare sul territorio; il prezzo del servizio di ricarica pubblica si attesta soltanto al quarto posto in termini di rilevanza tra quelli prospettati nel sondaggio.

- **La localizzazione della ricarica pubblica:** dal sondaggio evince chiaramente che i possessori di un’auto elettrica considerino l’infrastruttura di ricarica sulle strade extra-urbane come esigenza fondamentale; seguono, poi, i parcheggi pubblici ed i *Pol - Point of Interest* (centri commerciali, cinema etc.)³⁴.

Appare chiaro come il potenziamento dell’infrastruttura di ricarica sia il fattore chiave su cui agire per abilitare il settore della mobilità sostenibile, anzi, si può affermare che esso rappresenti un prerequisito in quanto i consumatori percepiscono tale elemento come l’anello debole della filiera elettrica sia in termini di capillarità di dislocazione sia di effettivo funzionamento dell’esistente sia di interoperabilità (possibilità di ricaricare la proprio auto elettrica presso qualsiasi colonnina di ricarica indipendentemente dall’*utility* che fornisce tale servizio).

³⁴ Per un maggior dettaglio sui risultati del sondaggio vedasi l’“E-Mobility Report 2018” redatto dall’Energy & Strategy Group del Politecnico di Milano.

Si considera una strada percorribile ai fini di una diffusione capillare della rete di ricarica, in particolar modo nelle zone di più ardua accessibilità ma maggiormente attrattive e generatrici di flussi di circolazione, quali i centri storici, realizzare una rete di colonnine di ricarica all'interno dei parcheggi pubblici, meglio se situati in posizione strategica, ad esempio vicino ad uscite autostradali, ospedali, centri commerciali, cinema, ristoranti, centri sportivi, zone industriali etc.

Un limite connesso alla ricarica elettrica è il tempo di ricarica: da qui l'esigenza di favorire lo sviluppo di postazioni di ricarica rapida di 30 minuti - 1 ora (sulla base degli attuali livelli di capacità delle batterie quali 16-24 kWh per le auto private e 40 kWh per le auto commerciali) nel centro città dove il periodo di sosta è generalmente di breve durata. Stante il fatto, però, che risulta di ardua implementazione una rete capillare di colonnine di ricarica rapida, in quanto richiederebbe necessariamente livelli di potenza elevati (tipicamente dell'ordine delle decine di kW in corrente alternata), un giusto compromesso può essere ravvisato nell'installazione, all'interno di strutture quali i parcheggi, dove la sosta si configura come medio-lunga e nei quali si registrano sia accessi occasionali sia stanziali, di colonnine di ricarica lenta monofase (16 A - 230 V), che presuppongono, al contrario, livelli di potenza decisamente meno gravosi.

Interessante ai fini di una promozione della mobilità sostenibile, prevedere per le batterie a bordo delle auto elettriche la possibilità di fornire servizi ancillari alla rete elettrica. La tecnologia V2G (Vehicle to Grid) è una modalità di ricarica bidirezionale, già sperimentata in diversi paesi quali California, Giappone, Danimarca e Regno Unito, che consente al gestore della rete elettrica di controllare i sistemi di ricarica adibiti al rifornimento delle batterie elettriche ed di utilizzarli per scopi di bilanciamento in tempo reale della rete nel mercato per il servizio di dispacciamento (MSD): da un lato per stoccare l'energia elettrica in eccesso, qualora la domanda delle Unità di Consumo (UC) sia inferiore all'energia immessa in rete dalle Unità di Produzione (UP), dall'altra per fornire energia alla rete nei casi in cui l'offerta di energia da parte delle UP sia deficitaria rispetto alla domanda di energia delle UC. Ad oggi le batterie elettriche rivestono un ruolo in tal senso all'interno del regolamento UVAM emanato da Terna: "rientrano nel progetto pilota UVAM anche i sistemi di accumulo funzionali alla mobilità elettrica, essendo questi del tutto equiparabili - con riferimento ai punti di connessione alla rete presso i quali avviene la carica/scarica - ad altri sistemi di accumulo: tale progetto pilota si configura, pertanto, anche come abilitatore della tecnologia "vehicle to grid" al MSD³⁵.

Si auspica che il decreto “V2G”, redatto dal Ministero dello Sviluppo Economico, attualmente ancora in bozza, venga emanato quanto prima, affinché vi sia una chiara normazione di tale servizio ancillare, dal momento che:

- Diverse *utilities* elettriche stanno portando avanti già da qualche anno progetti in tal senso; la tecnologia è, pertanto, pronta per offrire tale servizio.
- Un’auto privata viene impiegata in media nel corso del suo ciclo di vita soltanto per il 5% del tempo nel corso della sua vita utile, mentre per il restante 95% del tempo rimane ferma ed inutilizzata³⁶.
- Offrire il servizio “V2G”, nonostante l’ampio dibattito su tale tematica, non determina un deterioramento precoce della batteria elettrica a causa dei ripetuti cicli di carica/scarica³⁷.
- Il servizio “V2G” potrebbe condurre a benefici economici per il cittadino, ad esempio una remunerazione mensile per il servizio elargito, rendendo in tal modo decisamente più attrattivo l’investimento nelle auto elettriche.

Un’importante considerazione da porre in essere quando si affronta la tematica dell’*e-mobility* è valutare l’impatto ambientale associato ai veicoli elettrici durante tutte le fasi di vita, estrazione e lavorazione delle materie prime, produzione, distribuzione, uso (quindi anche riuso e manutenzione), riciclaggio e dismissione finale, secondo l’approccio ormai noto come “dalla culla alla tomba” dell’LCA - Life Cycle Assessment (“Valutazione del ciclo di vita”).

Secondo il report sul ciclo di vita dei veicoli elettrici pubblicato dall’European Environment Agency il 22 Novembre 2018, le emissioni di gas serra (GHG) durante

³⁵ “Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento – Regolamento MSD UVAM” redatto da Terna S.p.a.

³⁶ “Se l’automobile diventa un mezzo pubblico” di Maurizio Melis pubblicato sul Sole 24 Ore del 26 ottobre 2018.

³⁷ A sostegno di tale tesi si riporta il risultato della ricerca condotta dall’ingegnere Kotub Uddin dell’Università di Warwick, così come riportata nell’articolo “Vehicle to Grid, usare le batterie delle auto per la rete le danneggia?” pubblicato da QualEnergia.it il 01 dicembre 2017. Kotub Uddin è giunto alla seguente conclusione: per l’uso dei sistemi V2G saranno implementati speciali algoritmi di scarica-ricarica, che realizzeranno un compromesso fra necessità di utente, utility e punti deboli delle batterie al litio, al fine di minimizzare o persino annullare l’usura degli accumulatori durante l’uso stazionario. Tutto dipende da una complessa combinazione di diverse variabili, fra cui temperatura al momento dell’uso, età della batteria, profondità della scarica, intensità della ricarica. Combinando questi fattori in un algoritmo specializzato per minimizzare i danni agli accumulatori, utilizzato poi per i veicoli elettrici che “caricavano” un edificio nel suo Istituto universitario, l’ingegnere ha concluso che seguendo quel protocollo di carica-scarica, non solo non si accorciava la vita della batteria, ma addirittura la si allungava del 10%, in quanto stare per molte ore inattiva, non fa bene alle batterie al litio: moderati cicli di carica-scarica in quei momenti mantengono la batteria più efficiente. “La mia ricerca indica [...] che si possono elaborare procedure di carica-scarica pensate appositamente per il V2G che rendono questo metodo una strada perfettamente percorribile per fornire assistenza alle esigenze della rete, e anche una fonte di reddito per i proprietari di auto elettrica. Come bonus, inoltre, questo tipo di utilizzo degli accumulatori al litio, se fatto bene, estende perfino la vita delle batterie, fornendo un altro forte incentivo a implementare questo tipo di servizio”.

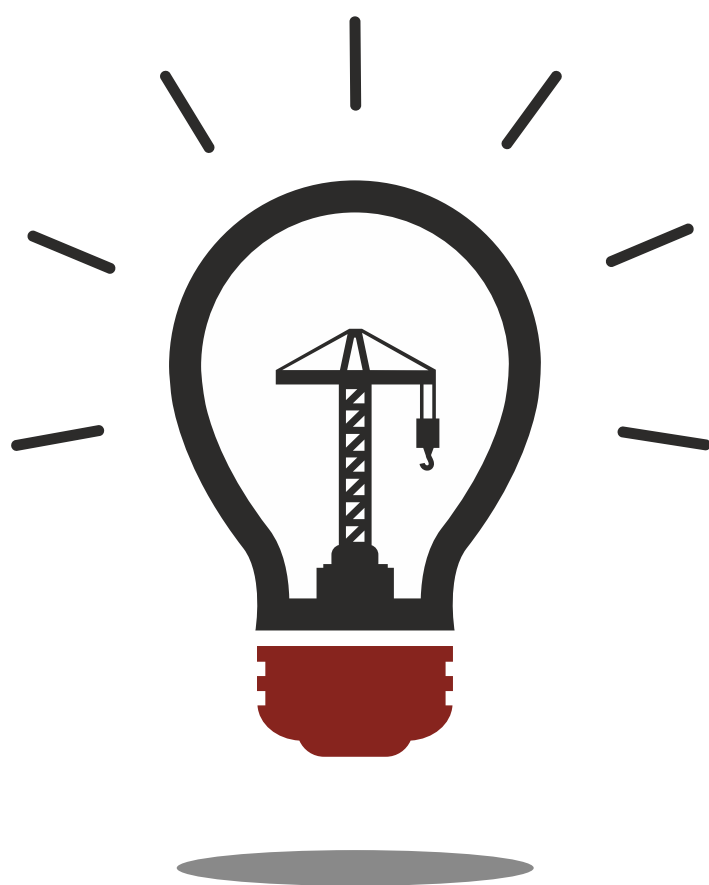
l'intero ciclo di vita di un tipico *Battery Electric Vehicle* (BEV) risultano inferiori a quelle di un *Internal Combustion Engine Vehicle* (ICEV) ad alimentazione diesel e benzina del 17-21% e del 26-30% rispettivamente. Tale valutazione è stata elaborata utilizzando il *mix* elettrico medio europeo. La più grande riduzione potenziale di GHG tra un BEV ed un ICEV si verifica nella fase di utilizzo, non nella fase di preproduzione nella quale i requisiti energetici connessi ad estrazione e lavorazione delle materie prime ed alla produzione delle batterie comportano livelli di emissioni superiori per i BEVs rispetto ai veicoli convenzionali. È bene tenere tuttavia in considerazione che l'entità di diminuzione è fortemente dipendente dal *mix* energetico del paese di riferimento³⁸. Visti gli ambiziosi obiettivi europei recepiti dalla SEN prima e dal PNIEC poi, che condurranno ad un *mix* energetico caratterizzato da una forte presenza delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica, si prospetta sicuramente un ulteriore miglioramento delle percentuali di riduzione dei GHG dei veicoli elettrici rispetto alle auto convenzionali durante la fase di uso. Un ulteriore fattore in grado di ridurre l'impatto ambientale dei veicoli elettrici nel corso del ciclo di vita, in un'ottica di economia circolare, è rappresentato dal riutilizzo delle batterie in veste di *energy storage*, prospettiva assai interessante considerando che il costo per lo smaltimento delle batterie elettriche giunte a fine vita rappresenta un onere sostanzioso e che la filiera del riciclo delle terre rare non ha ancora raggiunto i livelli di maturità necessari.

Il reimpiego delle batterie in tal senso appare ancor più premiante se si pensa che le batterie rimosse dai veicoli elettrici non sono ancora completamente esauste: esse, difatti, non sono più ritenute adeguate per i mezzi di trasporto a causa del deterioramento delle prestazioni rispetto ai valori nominali dei prodotti appena immessi sul mercato, ma "in realtà hanno perso solo il 20-25% della loro capacità di ricarica"³⁹.

Le opportunità di riuso delle batterie nell'accumulo elettrochimico stazionario sono molteplici: si va dai sistemi di storage degli impianti fotovoltaici domestici agli accumuli su scala *utility* fino ad arrivare a dispositivi di stoccaggio a servizio della rete, offrendo il bilanciamento nel MSD e la regolazione di frequenza.

³⁸ Report – No 13/2018 - "Electric vehicles from life cycle and circular economy perspectives TERM 2018: Transport and Environment Reporting Mechanism (TERM) report" dell'European Environment Agency.

³⁹ Articolo "Giappone: un impianto per rigenerare le batterie delle auto elettriche" pubblicato su Rinnovabili.it il 17 maggio 2018.



Coordinamento editoriale per Arpinge Spa: **Valentina Bartoli**

Progetto grafico e impaginazione: **Alessandra Fornari**

Stampa: **Romana Editrice Srl - San Cesareo, Roma**