

Fotovoltaico italiano, dove sta andando il mercato?

14 Ottobre 2019 | *Giulio Meneghello*

Che momento sta attraversando il **fotovoltaico italiano**? Quali sono le tendenze tecnologiche? Che effetti potrà avere il decreto 4 luglio 2019, noto come **Fer 1**, da poco in vigore?

Ne parliamo, con **Alberto Pinori**, presidente di **Anie Rinnovabili**, che nella **seconda parte** dell'intervista ([pubblicata qui](#)), ci spiega anche quali sono, secondo l'associazione, i nodi da risolvere per garantire una crescita della tecnologia coerente con la traiettoria per il 2030 tracciata nel **PNIEC**.

Come è andato il mercato del fotovoltaico in Italia in questi ultimi due anni?

Il trend è stato positivo avendo fatto segnare un + 11% nel 2017 rispetto al 2016, +7% nel 2018 rispetto al 2017 e attualmente si registra un + 21% nel primo semestre 2019 rispetto al medesimo periodo del 2018.



È molto incoraggiante che la tendenza sia gradualmente crescente, onde evitare di ripetere gli errori del passato. Anche perché tale crescita è avvenuta in assenza di un supporto economico esplicito quale la tariffa incentivante cui il comparto era abituato in passato, ma grazie a supporti economici impliciti, quali l'esenzione di oneri sull'energia autoconsumata, la detrazione fiscale, il super-ammortamento e lo scambio sul posto.

In questo modo sono state favorite le installazioni di piccola e media taglia, a discapito degli impianti utility scale, che però in questi ultimi due anni hanno visto nascere molte iniziative sia per la discesa dei prezzi di mercato, sia per la visione di qualcuno che nel 2017 ha rotto il ghiaccio ed i cui frutti saranno raccolti nei prossimi anni.

Addentrando in un'analisi più approfondita dei dati, emerge che purtroppo nel nostro paese pochi investimenti sono stati effettuati per taglie comprese tra 500 e 1.000 kW - solo il 2,7% dei MW installati nel triennio 2016-2018 - segno che ci sono potenzialità inespresse nei settori del terziario e industriale di media e grande dimensioni, che forse erano in attesa del DM FER 1 dopo un iter lungo 2 anni. Siamo soddisfatti dei tre segmenti di mercato che caratterizzano il settore del fotovoltaico: il residenziale, il terziario/industriale, l'utility scale.

Quali sono le principali tendenze in atto in termini di tecnologie?

Per quanto concerne gli inverter, la tendenza è quella dei prodotti di stringa, mentre la novità è costituita dalla famiglia degli inverter ibridi, che sono già progettati con diverse funzionalità quali ad esempio la predisposizione agli accumuli o alla ricarica elettrica. Molte novità tecnologiche derivano dal recepimento del regolamento europeo 2016/631, che obbliga i costruttori degli inverter ad arricchire i propri dispositivi di funzionalità tra cui anche quelli per i servizi di rete.

Per quanto concerne i moduli, l'investitore italiano di questi anni ha privilegiato la qualità dei prodotti, certificata e assicurata da garanzie di soggetti solidi. Negli ultimi anni si è affermata sempre più la

tecnologia dei contatti PERC. La novità, invece, è nel modulo bifacciale non adatto per installazioni su copertura, ma di interessante utilizzo per il revamping e repowering di impianti fotovoltaici a terra.

Una interessante novità è costituita poi dalla smart junction box, un dispositivo tecnologico che si è evoluto nel tempo in una logica 4.0. Il dispositivo è multifunzionale al fine di garantire maggiore energia, una gestione attiva ed una sicurezza potenziata degli impianti fotovoltaici. Un dispositivo di questo tipo permette di gestire il proprio impianto fotovoltaico monitorandolo a livello di singolo modulo. Si può gestire quindi un'attività di O&M predittiva con taglio dei costi grazie a una piattaforma di gestione completa con dati e analisi dettagliati.

Un impianto fotovoltaico realizzato con smart module, cioè moduli 4.0, è in grado di condividere in IoT dati che possono essere di utilità ad altri sistemi del building 4.0, come sistemi di sicurezza per gli accessi in caso di incendio, di monitoraggio e gestione dei carichi e/o del sistema di accumulo etc.

Cosa sta accadendo invece sul versante prezzi?

Sul fronte prezzi possiamo constatare che, da quando nel luglio 2018 è stato abolito il Minimum Import Price, i prezzi dei moduli sono scesi ancora, ma lievemente.

Per gli inverter, l'offerta tecnologica si è ulteriormente ampliata determinando una maggior competizione sui prezzi di mercato. Ciò anche grazie al ruolo importante del distributore in particolare per le taglie di impianto medio-piccole.

Che ruolo può avere il decreto Fer 1 nello stimolare le installazioni, considerando che il mercato dei grandi impianti si sta muovendo anche in market parity?

Le molteplici iniziative in market parity sono quasi esclusivamente di impianti utility scale a terra e molto spesso in aree classificate agricole, aree non ammissibili ai sensi del DM FER 1 in ragione di un provvedimento legislativo nazionale. Inutilizzabile quanto stabilito dal decreto che assegna un criterio di priorità ai terreni delle cave ripristinate, in quanto al termine del ripristino l'area è classificata quasi sempre come agricola e quindi gli impianti non sono ammissibili alle tariffe incentivanti.

Il decreto ha il pregio di sostenere gli investimenti del comparto fotovoltaico, anche se il budget stanziato è insufficiente ai fini degli obiettivi del PNIEC, che richiederebbe 3 GW/anno di nuove installazioni e il mantenimento in efficienza dei 20 GW attualmente installati.

Che impatti si avranno nei diversi segmenti di taglia?

Siamo sempre stati favorevoli all'esclusione dal decreto degli impianti di taglia residenziale, cioè sotto ai 20 kW, in quanto coprono già circa 50% delle nuove installazioni nell'ultimo triennio. La prima regola per gli operatori del comparto è quella della stabilità normativa su cui basare il proprio business model e l'esclusione ha garantito la continuità.

Il decreto ha, invece, il pregio di stimolare investimenti nel settore che avrebbe potuto esprimere maggiori risultati ed in particolare la taglia da 500 a 1.000 kW. Nell'ultimo triennio, le nuove installazioni di impianti tra 20 e 1.000 kW coprono circa il 35% del totale della potenza installata, mentre gli impianti tra 500 e 1.000 kW, come detto sopra, rappresentano circa il 2,7% del totale della potenza installata.

Il decreto quindi potrebbe avere per diverse realtà imprenditoriali, sino a oggi dormienti, un effetto risveglio, come quando vediamo alla televisione pubblicità con offerte commerciali e ci mobilitiamo per l'acquisto, ma potrebbe altresì per altre realtà imprenditoriali - più sofferenti o finanziariamente meno solide - rendere bancabili progetti che non vedrebbero mai la luce in assenza di una tariffa incentivante.

Registriamo un po' di scetticismo per le taglie sotto i 500 kW nel caso in cui il produttore coincida con quelle realtà imprenditoriali dormienti, in quanto la tariffa incentivante deve competere con il meccanismo dello scambio sul posto. Sotto i 100 kW questo scetticismo si attenua visto il premio sull'energia

autoconsumata previsto dal decreto.

Come potrebbero cambiare le dinamiche di filiera con i nuovi incentivi?

Certamente gli operatori del comparto fotovoltaico sfrutteranno al massimo l'occasione per procurare opportunità di investimento. In generale, il decreto si propone di incrementare notevolmente le nuove installazioni rispetto ad oggi - sono previsti 7 GW di nuova potenza che in due anni si ripartiranno eolico e fotovoltaico - perciò gli operatori non potranno che trarne giovamento.

Esiste però il rischio che, per fronteggiare prezzi troppo bassi, il costo degli impianti tenda a scendere e che, di conseguenza, si possano verificare sia pressioni sulle imprese di installazione e manutenzione, sia un accorciamento della filiera che, presumibilmente, potrebbe colpire i distributori.

C'è però un aspetto da non sottovalutare: gli altri meccanismi incentivanti erano strutturati in modo da facilitare la determinazione degli incentivi a priori rispetto alla realizzazione dell'intervento. Con il DM FER 1, invece, lo scenario è completamente diverso e, a nostro avviso, non si può neppure parlare in senso stretto di incentivazione, in quanto il beneficio economico consiste in un premio suppletivo, tale da non eccedere la differenza tra il costo medio di produzione per la tecnologia utilizzata e il prezzo di vendita a mercato dell'energia elettrica immessa in rete, con un meccanismo di recupero da parte dello Stato che evita il rischio di sovra-compensazione nel caso di incremento del prezzo di vendita a mercato.

© QualEnergia.it | È vietata la riproduzione dell'articolo senza autorizzazione della redazione di QualEnergia.it