

Fotovoltaico in Italia: quali politiche di supporto? Suggerimenti e raccomandazioni per lo sviluppo del mercato

AMBIENTEITALIA

Riccardo Battisti, Ambiente Italia

Novembre 2016

Progetto Europeo "PV Financing" – Programma "Horizon 2020"

Deliverable 6.3 – Documento pubblico



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 646554

Questo documento è stato redatto secondo le nostre più aggiornate conoscenze in materia. Ciò nonostante, poiché i temi trattati sono soggetti anche a rapidi e improvvisi cambiamenti, Ambiente Italia non può garantire la correttezza, qualità o completezza delle informazioni riportate. Ambiente Italia, inoltre, non si assume alcuna responsabilità per qualsiasi danno, di natura materiale o immateriale, che possa essere causato direttamente o indirettamente dall'utilizzo o non utilizzo del materiale contenuto in questa guida, nonché da un uso parziale dello stesso. Il presente rapporto, infine, riflette solo la visione degli autori e l'INEA (Innovation and Networks Executive Agency) non è responsabile per qualunque utilizzo delle informazioni in esso incluse.

Indice

1. Executive Summary – Riassunto	4
2. Il fotovoltaico in Italia: mercato e modelli di business	5
3. Limite dei SEU a utenze singole	8
3.1 Descrizione	8
3.2 Suggerimenti	8
4. Spostamento degli oneri di sistema	9
4.1 Descrizione	9
4.2 Suggerimenti	9
5. Mercato dei servizi di rete	10
5.1 Descrizione	10
5.2 Suggerimenti	11
6. Instabilità della detrazione fiscale	12
6.1 Descrizione	12
6.2 Suggerimenti	12
7. Limite dei SEU a siti di disponibilità dell'utente	13
7.1 Descrizione	13
7.2 Suggerimenti	13
Barriere non normative	14
8. Conclusioni	15

1. Executive Summary – Riassunto

La tecnologia fotovoltaica, grazie alla notevole **riduzione dei costi** e all'elevata **affidabilità** ormai ampiamente dimostrata sul campo, si configura come una delle soluzioni più rilevanti per la produzione energetica nel nostro Paese.

La sostenibilità, sia ambientale sia economica, di questa soluzione, inoltre, non è legata alla presenza di forti incentivi che distorcano il mercato ma a un auspicabile **rinnovamento e aggiornamento del quadro normativo** che sia in grado di fornire **certezze a investitori e ai consumatori finali**.

Nell'ambito del progetto europeo "PV Financing" (www.pv-financing.eu), supportato dal programma "Horizon 2020", anche grazie a un confronto con i diversi stakeholder del settore (fornitori di impianti e servizi, settore finanziario e consumatori), sono state analizzate le principali barriere allo sviluppo del mercato fotovoltaico italiano e, successivamente, sono stati formulati suggerimenti e raccomandazioni perché tale mercato possa vedere, nel breve e medio periodo, una crescita sana e duratura.

Un aggiornamento normativo efficace dovrebbe **mettere al centro il tema dell'auto-consumo** e del risparmio energetico, che diventerà il vero grande incentivo del prossimo futuro, e quello della **riduzione dei rischi** per i potenziali investitori.

L'estensione dell'applicabilità dei Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) a utenze multiple è una delle azioni prioritarie da realizzare per rivitalizzare il mercato, così come evitare che l'auto-consumo perda parte della sua convenienza per un **eccessivo spostamento degli oneri in bolletta verso i corrispettivi fissi**.

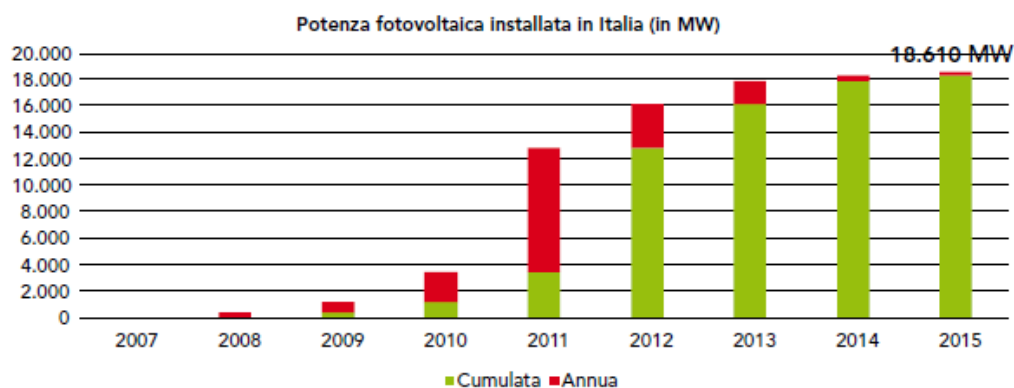
La **partecipazione al mercato dei servizi di rete**, inoltre, anche sotto forma di aggregazione di piccoli utenti, deve essere aperta rapidamente e garantire una remunerazione adeguata al valore del prezioso servizio di bilanciamento offerto da questa tecnologia.

La **detrazione fiscale** per gli impianti di piccola taglia, infine, dovrebbe essere **stabilizzata su un periodo più esteso** (3 o 5 anni), essere **recuperabile in un periodo più breve** (ad esempio 5 anni invece degli attuali 10) e vedere un **incremento della quota detraibile** fino al 70÷75%, considerata anche come incentivo alla riqualificazione edilizia del parco esistente verso gli Edifici a Energia Quasi Zero.

Un quadro regolatorio così impostato, pur **non prevedendo costi aggiuntivi per l'amministrazione statale**, avrebbe l'effetto di rimuovere gli ostacoli che, al momento, rendono i rischi di investimento ancora troppo elevati, limitando i segmenti applicativi, scoraggiando possibili sviluppatori e ostacolando l'accesso al credito.

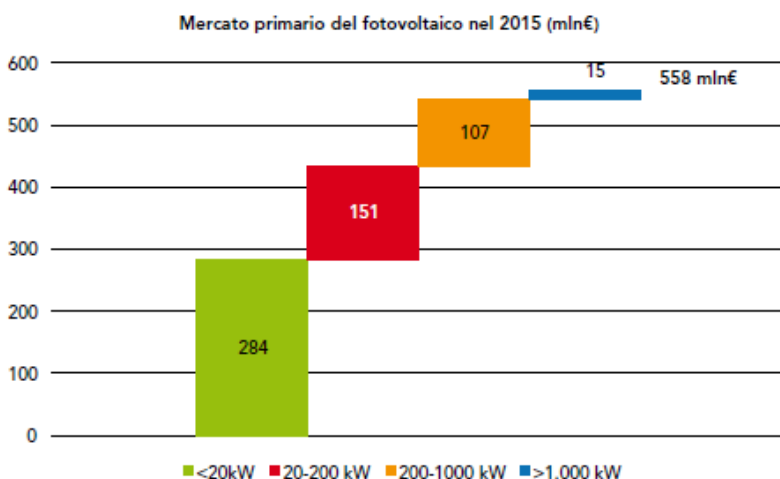
2. Il fotovoltaico in Italia: mercato e modelli di business

Il mercato FV in Italia sta attraversando un costante calo dopo il taglio degli incentivi in Conto Energia. Nel 2015 si sono installati 290 MW_p, il 29% in meno di quanto raggiunto l'anno precedente, e il mercato annuale è regredito a valori simili a quelli del 2008. La capacità totale installata vale ora 18,61 GW_p.



Potenza FV installata in Italia

(fonte: "Renewable Energy Report", Energy & Strategy Group, Politecnico di Milano, 2016)



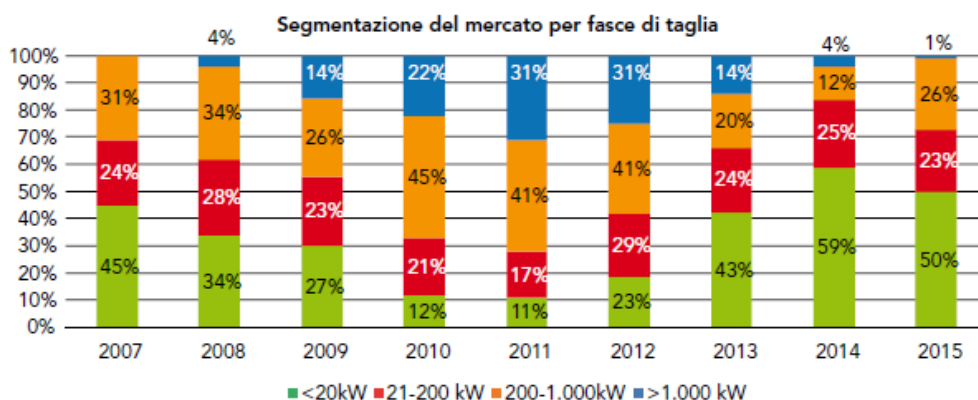
Mercato FV primario per taglia d'impianto

(fonte: "Renewable Energy Report", Energy & Strategy Group, Politecnico di Milano, 2016)

Il valore di mercato dei nuovi impianti è stato nel 2015 di circa 558 milioni di Euro, 51% dei quali coperti da piccoli impianti a uso residenziale mentre gli impianti di grande taglia (>1 MW_p) hanno rappresentato una fetta di 15 milioni di Euro, fetta che nel 2008 valeva 2,8

miliardi di Euro. Il costo medio chiavi in mano, che comprende diverse taglie e quindi diversi costi specifici, è sceso dai 3.271 €/kW_p del 2010 ai 1.924 €/kW_p del 2015.

Per quanto riguarda i segmenti applicativi, il grafico che segue mostra chiaramente come il mercato si è mosso e continua a muoversi nella direzione degli impianti di piccola taglia nel settore residenziale.



Quote di installazioni FV per i diversi segmenti di mercato

(fonte: "Renewable Energy Report", Energy & Strategy Group, Politecnico di Milano, 2016)

Il contributo del FV su tutta la generazione da rinnovabili (periodo gennaio-marzo 2016) è stato del 16,6%; era del 17,6% nello stesso periodo del 2015. Sull'intero 2015 il FV ha contribuito al 22,7% della generazione totale da rinnovabili.

I dati del terzo trimestre del 2016, che parlano di circa 84 MW_p installati, portano il risultato parziale dell'anno a 279,3 MW_p. L'incremento rispetto allo stesso periodo del 2015 è quindi del 29%. Estrapolando questo risultato, a fine 2016 si potrebbe rilevare un installato annuale di circa 360 MW_p.

Sempre relativamente al 2016, l'85% dei 33.396 impianti realizzati è di potenza inferiore a 6 kW_p e si tratta quindi di impianti residenziali. Le taglie sotto i 20 kW_p, inoltre, costituiscono il 96% degli impianti connessi, per una potenza intorno al 56% del totale.

Il modello di business più efficace per realizzare nuovi impianti, al momento, è quello dell'auto-consumo date le tariffe elettriche relativamente alte e la limitata convenienza economica della nuova disciplina che regola lo scambio sul posto. Un'elevata percentuale di autoconsumo, accoppiata a un basso costo specifico di impianto, può rendere proficuo in molti casi l'investimento in un impianto FV. Inoltre, nel settore dei piccoli sistemi residenziali

($P < 20 \text{ kW}_p$), il beneficio economico dell'impianto aumenta grazie alla possibilità di detrazione fiscale di parte della spesa sostenuta.

Il secondo possibile modello di business è quello nel quale un investitore, che realizza e gestisce l'impianto FV, vende l'elettricità generata a un soggetto consumatore. Tale modello, regolato in Italia dalla normativa sui SEU ("Sistemi Efficienti di Utente"), se pur estremamente valido e promettente sulla carta, presenta ancora numerosi ostacoli e barriere che, come si vedrà nel seguito, ne ostacolano la diffusione e l'impiego. In questo modello, l'utente non investe nell'impianto e ha la possibilità di acquistare energia elettrica a un prezzo solitamente inferiore anche del 20% rispetto a quella di rete.

Poiché l'evoluzione normativa più probabile è quella di una progressiva eliminazione della disciplina dello scambio sul posto o, quantomeno, della riduzione della sua remunerazione, la legislazione dovrebbe prevedere un consistente supporto alla pratica dell'auto-consumo, abbattendo le attuali barriere e rendendolo possibile dove non lo è e più conveniente dove già ora è realizzabile, aprendo così nuovi segmenti di mercato oggi quasi per nulla sfruttati, come si evince dalle statistiche di mercato sopra riportate.

Data tale centralità dell'auto-consumo, è chiaro allora che anche il ruolo dell'utente in quanto consumatore di energia diventa cruciale, soprattutto per quanto riguarda la sua capacità di flessibilità nell'adattare la curva di consumo alla disponibilità di energia, tramite accumulo e/o sistemi di gestione del carico, e la possibilità di "aggregarsi" con altri consumatori per fornire servizi alla rete elettrica, come descritto più avanti.

Perché questo nuovo paradigma, dove il fotovoltaico non si configura più come investimento speculativo ma come una misura particolarmente efficace ed economicamente attrattiva di efficienza energetica, possa rapidamente trasformarsi in realtà, è necessario che alcune barriere, soprattutto di carattere normativo, siano affrontate, discusse e superate. Nei paragrafi che seguono, tali ostacoli sono presentati singolarmente, assieme a specifiche proposte per possibili soluzioni che facilitino l'adozione dei nuovi modelli di business e stimolino quindi gli investimenti in questo settore ancora così centrale per il nostro Paese.

3. Limite dei SEU a utenze singole

3.1 Descrizione

Data l'attuale normativa sui SEU (Sistemi Efficienti di Utenza), tali soluzioni sono applicabili esclusivamente a una singola unità di consumo, eliminando perciò tutti i possibili segmenti di mercato caratterizzati da una multi-utenza, come centri commerciali, aeroporti, distretti industriali, edifici a uso uffici e condomini. L'unica possibile applicazione in edifici residenziali, uffici o insediamenti commerciali è quella per le utenze condivise (ascensore, illuminazione, ecc.) che, però, spesso rappresentano una quota marginale dei consumi complessivi che non risulta in fase con la disponibilità di radiazione solare, abbassando così la quota di auto-consumo e, quindi, la fattibilità economica dell'investimento.

Si aggiunge, inoltre, che l'aumento del numero di possibili clienti di un singolo SEU riduce il principale rischio per l'investitore e fornitore di energia, vale a dire la sicurezza della stabilità del livello di consumo o, addirittura, dell'esistenza del consumatore stesso nel medio periodo.

3.2 Suggerimenti

L'auspicabile miglioramento legislativo relativo a questa barriera è chiaro e semplice:

l'esplicita estensione della qualifica SEU a impianti che alimentino utenze multiple.

La possibile obiezione a questa evoluzione è quella dell'eccessivo incremento degli oneri per gli utenti che non siano dotati di un impianto per l'auto-consumo. Al momento, infatti, per i SEU è previsto che gli oneri di sistema siano dovuti anche sull'energia auto-consumata, ma solo nella misura del 5%. L'estensione dell'applicabilità dei SEU a utenze multiple potrebbe essere associata a un incremento di questa percentuale, realizzata in modo graduale secondo la reale implementazione di tali sistemi nel mercato, così che l'aumento degli oneri rifletta effettivamente quello della quantità di energia auto-consumata e non rappresenti un mero ostacolo alla diffusione di tali soluzioni.

Nonostante forti opposizioni a un'evoluzione in questa direzione, una spinta decisiva potrebbe arrivare dalla revisione della direttiva europea sulle energie rinnovabili, che dovrebbe prevedere l'introduzione del concetto di "Renewable Energy Communities".

Risulta, perciò, un fatto estremamente positivo l'elevata probabilità che la nuova legislazione europea garantisca alle utenze multiple gli stessi diritti riconosciuti per quelle singole, con particolare riferimento alla generazione, consumo e vendita di elettricità rinnovabile, senza andare incontro per questo a tasse e carichi sproporzionati.

4. Spostamento degli oneri di sistema

4.1 Descrizione

Quanto sopra descritto a proposito dell'esenzione quasi totale degli oneri di sistema per i SEU vale solo per la quota variabile di tali oneri, essendo infatti la quota fissa non legata all'energia consumata.

È evidente, quindi, come uno spostamento del peso di tali oneri in bolletta dai corrispettivi variabili a quelli fissi renderebbe l'auto-consumo e il risparmio energetico molto meno convenienti. Questo è, ad esempio, il rischio attualmente in corso per quanto riguarda la riforma della bolletta elettrica per i clienti non domestici: il documento di consultazione pubblicato dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) introduce cinque differenti ipotesi per tale spostamento, almeno tre delle quali rappresenterebbero un vero e proprio colpo di grazia per le iniziative di fotovoltaico in auto-consumo.

4.2 Suggerimenti

Per quanto riguarda le misure immediate sui provvedimenti attualmente in sviluppo, è basilare che l'AEEGSI orienti le sue scelte verso una delle due ipotesi di spostamento degli oneri che risulti meno penalizzante per l'auto-consumo e per il risparmio.

In merito agli scenari futuri, è essenziale che AEEGSI e Ministeri competenti diano luogo a una programmazione di medio e lungo termine delle eventuali prossime modifiche sulle tariffe, così da non generare rischi di interventi improvvisi, quando non addirittura retroattivi, capaci di minare business plan di impianti già in funzione.

Questa è anche una necessità che deriva dall'adesione alle politiche europee in materia energetica. Se da un lato è vero, infatti, che gli orientamenti comunitari prevedono che l'autoconsumo non sia associato a un'esenzione totale, ma solo parziale, degli oneri (da realizzarsi spostando una quota sui corrispettivi fissi e/o diminuendo la percentuale di esenzione sulla parte in auto-consumo), è innegabile, dall'altro lato, che gli stessi orientamenti evidenzino la funzione del fotovoltaico come strumento per rendere il consumatore soggetto attivo nella gestione dei suoi consumi energetici e sottolineino la necessità di stimoli per incrementare l'auto-consumo presso i consumatori finali.

5. Mercato dei servizi di rete

5.1 Descrizione

A oggi gli impianti a fonti rinnovabili sono esclusi dal mercato del dispacciamento e dei servizi di rete. Con la riforma ora in consultazione, però, tali impianti dovrebbero finalmente poter partecipare a questo mercato, con la conseguenza di un ricavo aggiuntivo e, quindi, una maggiore redditività per gli impianti.

I servizi resi alla rete, oggetto di adeguata remunerazione, sono essenzialmente quelli di bilanciamento, come, ad esempio, l'interruzione del prelievo di energia dalla rete quando ciò causi disagio alla rete stessa, l'interruzione dell'immissione di energia in rete qualora si verifichi una sovrabbondanza di disponibilità, la gestione dei livelli di tensione tramite batterie, ecc. Azioni di questo tipo potrebbero essere svolte con efficacia da impianti fotovoltaici equipaggiati con sistemi di accumulo.

Secondo le modifiche proposte dall'Autorità all'attuale normativa, che mira a rendere più flessibile la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento, l'abilitazione ai servizi di dispacciamento deve essere consentita anche per la fornitura di un solo servizio di rete e non necessariamente per tutti quelli garantiti oggi da impianti programmabili. Lo stesso disegno di revisione normativa, inoltre, concede agli utenti la possibilità di essere disponibili alla fornitura di un servizio "asimmetrico", vale a dire esclusivamente un incremento o un decremento del proprio profilo di immissione o di prelievo.

Un altro punto centrale della riforma è quello relativo alle possibili aggregazioni, secondo il quale un singolo utente può riunire una pluralità di consumatori in grado di partecipare al dispacciamento, con il risultato di maggiore sicurezza e affidabilità.

È chiaro come l'opportunità data da questa riforma, che in sostanza trasforma il "problema" dell'intermittenza della fonte energetica in un'opportunità di maggiore stabilità per il sistema elettrico, appaia più ghiotta per gli impianti di media e grande taglia, ad esempio nei settori commerciale e industriale.

Si sottolinea come la riforma normativa andrà incontro comunque a una fase transitoria della probabile durata di 2 anni.

5.2 Suggerimenti

La nuova normativa sul dispacciamento, prevista per il primo semestre del 2017, dovrebbe prevedere un'adeguata remunerazione dei servizi resi alla rete, così che il beneficio aggiuntivo sia commisurato all'utilità del servizio e rappresenti un reddito addizionale interessante per l'investitore. Si potrebbe ipotizzare, ad esempio, un valore di 5÷6 € per MWh prodotto.

Poiché l'accumulo è un componente essenziale nella realizzazione di un sistema in grado di fornire stabilità alla rete, dovrebbero essere evitati vincoli normativi troppo stringenti sull'adozione e il collegamento di tale elemento.

Nonostante, come sopra evidenziato, tale opportunità sia più interessante per gli impianti di media e grande dimensione, va sottolineata la funzione centrale dei singoli consumatori che, aggregandosi, possano offrire servizi alle reti, come recentemente segnalato dalla Commissione Europea nel documento 339/2015 relativo alle migliori pratiche per l'autoconsumo. Tali utenti devono essere dotati di contatori intelligenti, sistemi di accumulo e strumenti di domanda e risposta che consentano una flessibilità nel loro consumo. Incentivi all'acquisto di tali dispositivi sarebbero una misura estremamente efficace per favorire l'apertura di questo nuovo mercato. Esistono già alcuni esempi di iniziative in questa direzione, come il bando della Regione Lombardia per l'acquisto dei sistemi di accumulo residenziale, la detrazione fiscale per la domotica e gli incentivi che si stanno diffondendo in alcuni stati regionali della Germania per i contatori intelligenti.

6. Instabilità della detrazione fiscale

6.1 Descrizione

La detrazione fiscale per i sistemi fotovoltaici, valida per piccoli impianti (la spesa massima è di 96.000 €) nel settore residenziale, consente di detrarre dalle tasse il 50% della spesa sostenuta, spalmando questa somma in dieci rate annuali di pari importo.

Al momento, inoltre, è prevista la possibilità di detrazione anche delle spese dei sistemi di accumulo e di tecnologie di tipo domotico che potrebbero consentire uno spostamento dei carichi verso le ore di maggiore insolazione, incrementando così la quota in auto-consumo. La misura è valida per tutto il 2016 e, come tutti gli anni, dovrà poi essere discussa e confermata la sua estensione all'anno successivo.

6.2 Suggerimenti

In merito alla detrazione fiscale, le azioni più efficaci per incrementare i suoi effetti benefici sulla diffusione della tecnologia fotovoltaica sarebbero:

- una conferma della detrazione per un periodo più lungo (p.es. un triennio o un quinquennio) che consentirebbe una maggiore stabilità del quadro normativo, aumentando così la fiducia degli investitori;
- l'incremento della quota detraibile fino al 70-75%, vista anche come incentivo alla riqualificazione edilizia del parco esistente verso gli Edifici a Energia Quasi Zero (NZEB); per tali edifici, infatti, il fotovoltaico, magari combinato con pompa di calore, resta uno dei pochi interventi in grado di raggiungere gli obiettivi fissati dagli standard energetici;
- la riduzione del numero di anni nei quali recuperare la detrazione, ad esempio passando da 10 a 5;
- la possibile estensione ad altre misure che favoriscano l'auto-consumo e il ruolo degli utenti come possibili fornitori di servizi di rete, come descritto al paragrafo 5;
- per quanto riguarda il tema specifico degli accumuli, la detrazione fiscale dovrebbe essere cumulabile con incentivi locali e regionali a fondo perduto (sull'esempio di quanto recentemente messo in pratica dalla Regione Lombardia).

7. Limite dei SEU a siti di disponibilità dell'utente

7.1 Descrizione

L'attuale normativa sui SEU prevede che l'impianto di produzione la cui energia sarà poi venduta al cliente finale sia installato all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione.

Pur trattandosi di una barriera meno limitante rispetto a quella che impedisce di fornire elettricità a utenze multiple, resta comunque un ostacolo, soprattutto se si considerano le possibili positive conseguenze di un suo superamento sulla mitigazione del rischio dell'investimento, come si descrive nel prossimo paragrafo relativo a un possibile suggerimento normativo.

7.2 Suggerimenti

La futura esistenza del consumatore costituisce oggi il maggior fattore di rischio in un SEU, in particolare quando realizzato nei settori commerciale o industriale, mettendo in discussione la sua potenziale bancabilità.

Una delle possibilità per ridurre tale rischio è quella di impiegare l'energia prodotta per alimentare un'utenza diversa, ad esempio all'interno dello stesso distretto industriale o area commerciale, nel caso in cui il cliente originale non sia più presente. Affinché ciò possa essere fatto senza dover smontare l'impianto e riposizionarlo in un'area di disponibilità del nuovo cliente, con tutti i costi aggiuntivi che ne derivano e che potrebbero rendere l'opzione non conveniente, il vincolo sopra descritto dovrebbe essere rimosso.

Barriere non normative

Uno degli elementi che potenzialmente riducono il rischio di investimento in un impianto fotovoltaico per SEU è l'opzione dell'amovibilità dell'impianto stesso: il sistema FV, cioè, potrebbe essere rimosso nel caso di fallimento dell'utente finale (o di un drastico taglio nel suo livello di consumo) e, successivamente, rimontato in un sito diverso a servizio di un differente consumatore. Affinché tale opzione sia realizzabile, non sono necessari interventi normativi ma un cambiamento di approccio da parte dei fornitori di servizi che devono prevedere questa possibilità fin dall'inizio e cercare di minimizzarne i costi aggiuntivi tramite standardizzazione delle procedure. Poiché, infatti, tale soluzione ridurrebbe il rischio dell'investimento, rendendo quindi più agevole l'accesso al credito, la possibile amovibilità potrebbe risultare in ogni caso economicamente conveniente.

Un altro fattore chiave è il maggiore coinvolgimento degli istituti di credito per una comprensione più profonda dei nuovi modelli di business e della loro crescente complessità, anche a causa della partecipazione diretta degli utenti in tali modelli. Le banche devono comportarsi come "alleate" di sviluppatori e investitori collaborando nella valutazione dei rischi di progetto, ad esempio con un'attenta analisi dell'affidabilità del consumatore al quale si venderà l'energia prodotta.

Per quanto riguarda, infine, l'aggregazione di piccoli utenti per partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento, già descritto al paragrafo 5, dovrebbe essere promossa e incoraggiata la funzione di potenziale aggregatore che potrebbero avere alcuni soggetti come le cooperative e le associazioni di edilizia sociale o le piattaforme di equity crowdfunding.

8. Conclusioni

Il mercato fotovoltaico italiano del prossimo futuro si preannuncia come caratterizzato da alcune chiare peculiarità, che già si stanno riscontrando nelle tendenze attualmente in corso: un deciso spostamento verso impianti distribuiti di piccola e media taglia, l'adozione di modelli di business articolati che coinvolgono numerosi attori differenti, il coinvolgimento diretto (anche economico-finanziario) dei consumatori e, infine, il ruolo centrale dell'accumulo e di altre strategie di gestione del carico per incrementare la quota di energia auto-consumata e per trasformare il problema della variabilità della fonte solare nell'opportunità di fornire preziosi servizi alla rete partecipando ai mercati ancillari.

È chiaro come, non basandosi più su incentivi statali, ma in maniera preponderante sulla convenienza del risparmio legato all'auto-consumo, la fattibilità economica di un investimento in nuovi impianti fotovoltaici si trova a dover affrontare, gestire e mitigare rischi finanziari senza dubbio più concreti rispetto al passato. Come sopra descritto, tali rischi sono legati soprattutto alla sicurezza di un livello minimo di consumo da parte dell'utente finale o, nei casi estremi, della sua esistenza nel breve e medio periodo.

Affinché il mercato, perciò, possa svilupparsi secondo le indiscusse potenzialità che presenta nel nostro Paese, è necessario che si mettano in atto tutte le misure per rimuovere le barriere normative e organizzative che, al momento, rendono i rischi di investimento ancora troppo elevati, limitando i segmenti applicativi, scoraggiando possibili sviluppatori e ostacolando l'accesso al credito. Questa necessità appare ancora più pressante in una situazione come quella italiana, dove la "concorrenza interna" del mercato secondario degli impianti esistenti, che si configura ancora come la principale fonte di interesse per gli investitori, sarà forte e duratura almeno per i prossimi dieci anni.

Riassumendo quanto analizzato nei precedenti paragrafi, estendere l'applicabilità dei SEU a utenze multiple è una delle azioni prioritarie da realizzare per rivitalizzare il mercato fotovoltaico, così come evitare che l'auto-consumo e il risparmio energetico perdano progressivamente la loro convenienza a seguito di un eccessivo spostamento degli oneri in bolletta verso i corrispettivi fissi.

La partecipazione al mercato dei servizi di rete, inoltre, anche sotto forma di aggregazione di piccoli utenti, deve essere aperta rapidamente e garantire una remunerazione adeguata al valore del prezioso servizio di bilanciamento offerto da questa tecnologia.

La detrazione fiscale, infine, dovrebbe essere stabilizzata su un periodo più esteso (p.es. un triennio), essere spalmabile su un periodo più breve (p.es. 5 anni) e vedere un incremento della quota detraibile fino al 70÷75%, considerata anche come incentivo alla riqualificazione edilizia del parco esistente verso gli Edifici a Energia Quasi Zero.