



Italia

PVFINANCING 

IMPIANTI FOTOVOLTAICI: LINEE GUIDA PER L'IMPLEMENTAZIONE

PROGETTO PV FINANCING
Deliverable 4.1

Riccardo Battisti - Ambiente Italia
Revisione a cura di ing. Erica Bianconi

AMBIENTEITALIA
RICERCA, CONSULENZA E PROGETTAZIONE PER LA SOSTENIBILITÀ

Settembre 2016



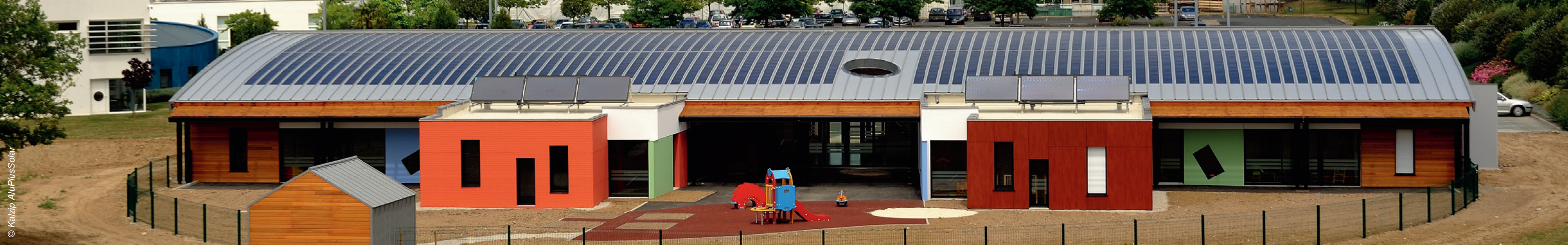
This project has received funding from
the European Union's Horizon 2020
research and innovation programme
under grant agreement No 646554

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.



Sommario

1. INTRODUZIONE	5
1.1. INTRODUZIONE GENERALE	5
1.2. QUADRO REGOLATORIO	9
1.3. SEGMENTI APPLICATIVI	10
2. AUTOCONSUMO	13
2.1. QUADRO REGOLATORIO	13
2.2. L'IMPLEMENTAZIONE DEL PROGETTO	15
2.3. CALCOLI DI REDDITIVITÀ	17
2.4. SCHEMI DI FINANZIAMENTO	19
2.5. ESEMPI DI BUONE PRATICHE	20
2.6. PROSPETTIVE	21
3. CONTRATTO DI FORNITURA DI ENERGIA	23
3.1. QUADRO REGOLATORIO	23
3.2. L'IMPLEMENTAZIONE DEL PROGETTO	24
3.3. CALCOLI DI REDDITIVITÀ	25
3.4. SCHEMI DI FINANZIAMENTO	26
3.5. ESEMPI DI BUONE PRATICHE	27
3.6. PROSPETTIVE	28
4. CONCLUSIONI	29



GRAFICI

1. Potenza FV installata in Italia	5
2. Potenza FV installata in Italia	6
3. Quote di installazioni FV per i diversi segmenti di mercato.....	6
4. Schema di principio di configurazione di un impianto fotovoltaico in SEU	15
5. Schema del modello in autoconsumo senza accesso al credito	17
6. Schema del modello in autoconsumo con accesso al credito.....	18
7. Ripartizione percentuale della bolletta elettrica per clienti residenti tra quote fisse, per punto e per kW di potenza impegnata, e quote variabili, per kWh di energia prelevata.	31
8. Schema del modello di contratto di fornitura senza accesso al credito.....	32
9. Schema del modello di contratto di fornitura con accesso al credito	32

TABELLE

1. Serie storica dei bilanci elettrici mensili	7
2. Corrispettivi Amministrativi da pagare al GSE per il Regime di Scambio sul Posto	14



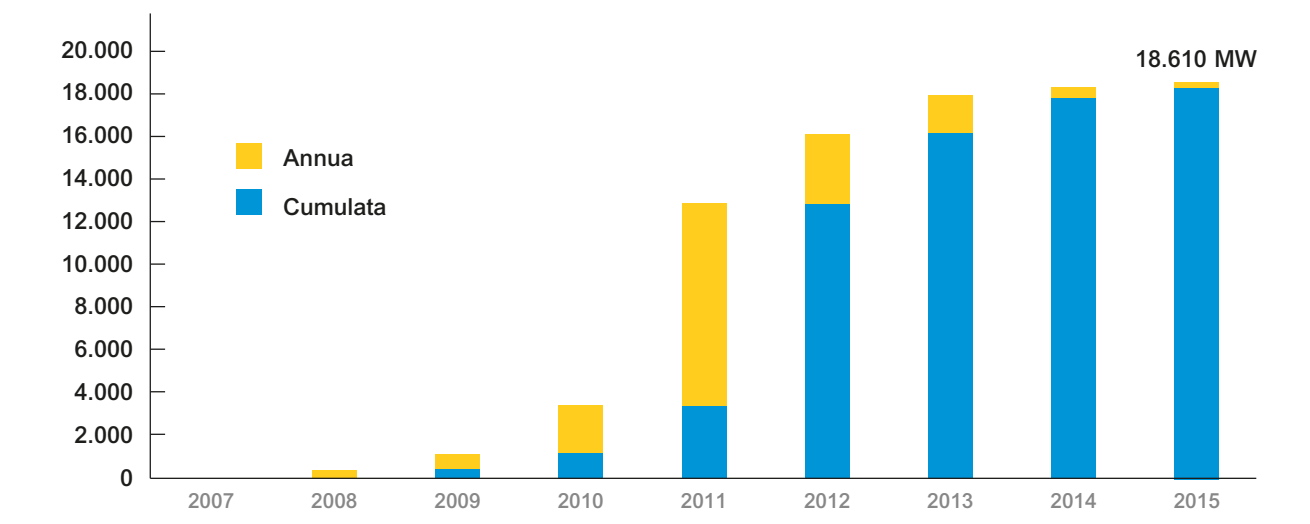
1. INTRODUZIONE

1.1. INTRODUZIONE GENERALE

Il mercato FV in Italia sta attraversando un costante calo dopo il taglio degli incentivi in Conto Energia. Nel 2015 si sono installati 290 MWp, il 29% in meno di quanto raggiunto l'anno precedente, e il

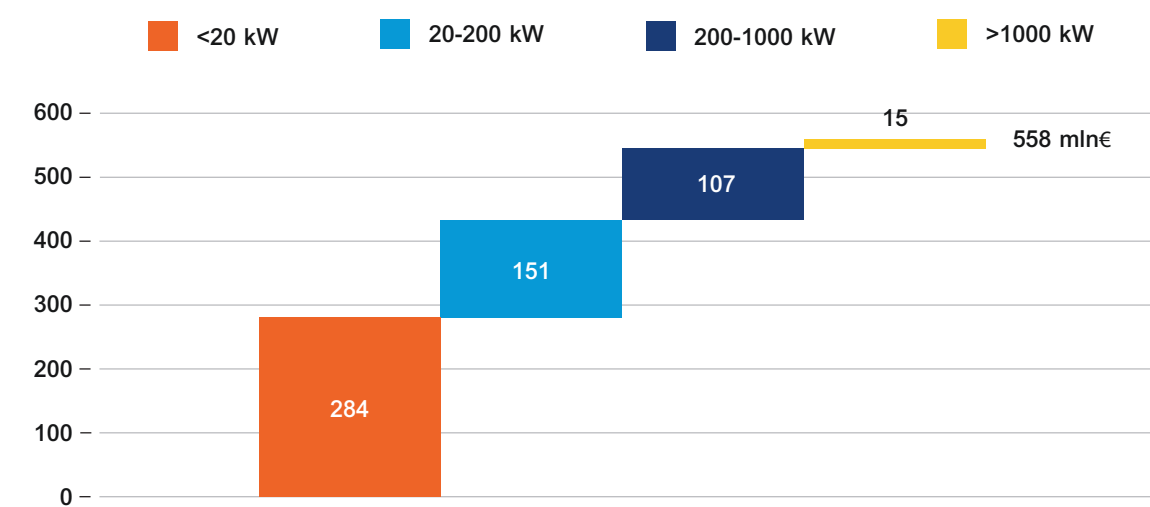
mercato annuale è regredito a valori simili a quelli del 2008. La capacità totale installata vale ora 18.61 GWp.

Grafico 1. Potenza FV installata in Italia



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

Grafico 2. Potenza FV installata in Italia

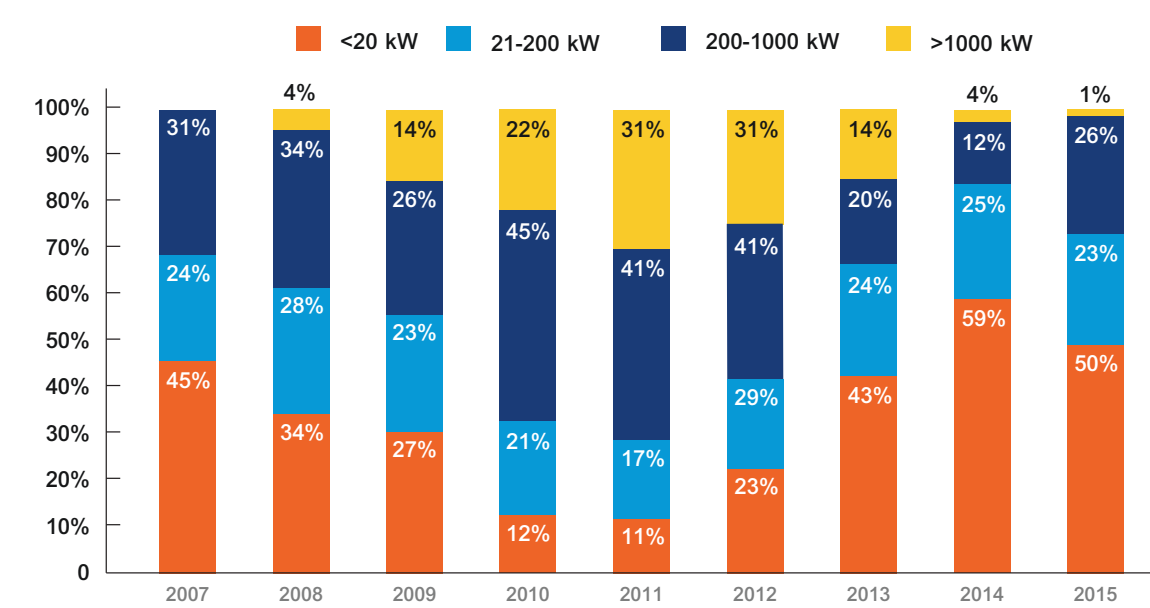


fonte: “Renewable Energy Report”, Energy & Strategy Group, Politecnico di Milano, 2016

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 di-

verse 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.

Grafico 3. Quote di installazioni FV per i diversi segmenti di mercato



fonte: “Renewable Energy Report”, Energy & Strategy Group, Politecnico di Milano, 2016

In base ai dati di Terna, nel 2016, con riferimento al trimestre gennaio-marzo, il fotovoltaico ha registrato un calo della produzione dell'11,3% rispetto allo stesso trimestre del 2015. Nel 2015 il fotovoltaico aveva soddisfatto il 7,8% della domanda di elettricità in Italia, mentre, nel primo trimestre 2016, copre la domanda per il 5,1%, con un 6,1% sulla produzione. Nel primo trimestre 2015 tali

quote erano rispettivamente del 5,7% e del 6,8%.

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.

Il *primo modello di business* descritto in queste

Tabella 1. Serie storica dei bilanci elettrici mensili

2016 - BILANCIO MENSILE DELL'ENERGIA ELETTRICA ITALIANA (GWh) - DATI PROVVISORI													
Produzione	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Totale
Idrica	2.231	2.580	3.096										7.907
Termica	15.836	14.623	14.717										46.175
Geotermica	509	474	506										1.489
Eolica	1.926	2.172	1.674										5.772
Fotovoltaica	1.012	1.158	1.798										3.966
Totale produzione netta	22.513	21.005	21.791										65.309
Importazione	4.474	5.077	4.908										14.459
Esportazione	515	463	552										1.530
Saldo Estero	3.959	4.614	4.356										12.929
Consumo Pompaggi	209	212	185										606
Energia richiesta sulla rete	26.263	25.407	25.926										77.632

2016 - BILANCIO MENSILE DELL'ENERGIA ELETTRICA ITALIANA (GWh) - DATI PROVVISORI													
Produzione	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Totale
Idrica	3.151	3.278	3.163	3.709	5.133	5.167	4.944	3.848	3.603	3.900	2.822	2.033	44.751
Termica	15463	14.510	15.085	12.485	12.763	13.502	18.715	14.900	15.754	14.737	15.402	17.555	180.871
Geotermica	499	448	491	482	495	459	470	488	486	503	485	510	5.816
Eolica	1.868	1.506	1.821	1.460	1.264	981	738	756	1.204	1.219	1.096	676	14.589
Fotovoltaica	1.131	1.289	2.053	2.672	2.804	3.021	3.182	2.819	2.174	1.443	1.188	900	24.676
Totale produzione netta	22.112	21.031	22.613	20.808	22.459	23.130	28.049	22.811	23.221	21.802	20.993	21.674	270.703
Importazione	5.179	4.736	4.721	3.897	3.143	3.715	4.444	2.871	3.880	4.608	5.045	4.607	50.846
Esportazione	420	299	418	443	478	392	277	457	496	294	202	289	4.465
Saldo Estero	4.759	4.437	4.303	3.454	2.665	3.323	4.167	2.414	3.384	4.314	4.843	4.318	46.381
Consumo Pompaggi	166	101	183	187	193	114	148	94	120	209	161	174	1.850
Energia richiesta sulla rete	26.705	25.367	26.733	24.075	24.931	26.339	32.068	25.131	26.485	25.907	25.675	25.818	315.234

fonte: “Rapporto mensile sul sistema elettrico, consuntivo marzo 2016”, Terna

linee guida è quello dell'autoconsumo. Si tratta, al momento, del modello più efficace, date le tariffe elettriche relativamente alte e la bassa 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 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 Utenza"), 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'utenza 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. Le informazioni contenute in queste linee guida, inoltre, sono complementate da due format contrattuali a esse allegate, il primo riguardante il noleggio operativo ("operational leasing") e il secondo sul tema del contratto di fornitura energetica.

to caratterizzati da una multi-utenza, come centri commerciali, aeroporti, distretti industriali, edifici a uso uffici e condomini. La redditività dei modelli di business basati sull'autoconsumo si fonda sul fatto che gli oneri di sistema siano imputati alla quota variabile della bolletta elettrica piuttosto che a quella fissa. I rischi legati a questo aspetto, tuttavia, non sono da sottovalutare in quanto, recentemente, sia l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico sia il Ministero dello Sviluppo Economico hanno espresso pareri che vanno in direzione contraria, vale a dire verso uno spostamento di una quota considerevole degli oneri sulla parte fissa della bolletta. La **riforma della tariffa elettrica** per i clienti domestici, che ha avuto inizio il 1 gennaio 2016, prevede un superamento graduale della progressività tariffaria e uno spostamento del peso degli oneri

dai corrispettivi variabili a quelli fissi. Più in dettaglio, con la nuova struttura delle tariffe, il 75% degli attuali oneri sarà collegato all'energia prelevata e il 25% alla quota fissa per punto di prelievo. L'andamento dei costi in funzione dei consumi sarà quindi reso maggiormente lineare con la conseguenza di un risparmio, rispetto alla situazione attuale, per chi consuma di più e di un aggravio sulla bolletta per chi preleva meno elettricità. In sostanza, la nuova struttura tariffaria, portando la componente fissa a una quota del 7÷10% sul costo totale della bolletta, riduce drasticamente il costo marginale del kWh consumato.

1.2. QUADRO REGOLATORIO

I principali aspetti del quadro regolatorio nazionale che influenzano il mercato del fotovoltaico, di cui tratteremo più in dettaglio nei paragrafi successivi, fanno riferimento a:

- Regime di Scambio sul Posto e remunerazione dell'elettricità PV immessa
- Detrazione fiscale
- Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)
- Riforma della tariffa elettrica domestica ed oneri sull'autoconsumo

Il vecchio schema del net-metering è stato rimpiazzato da una remunerazione dell'elettricità immessa in rete (che include anche eventuali eccedenze). Tale meccanismo di "**scambio sul posto**", valido per impianti fino a 500 kW_p , prevede un calcolo piuttosto complesso della remunerazione, estremamente dipendente dal caso specifico. Per avere un'idea dell'entità, comunque, si può stimare un valore di 7-12 c€/kWh per l'energia effettivamente immessa in rete.

La **detrazione fiscale**, 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. La misura è valida per tutto il 2016 ma è probabile che, come ormai accade da tempo, sia rinnovata anche per l'anno successivo. Una conferma della detrazione per un periodo più lungo (p.es. un triennio o un quinquennio) consentirebbe una maggiore stabilità del quadro normativo e di mercato.

La normativa sui **Sistemi Efficienti di Utenza** regola, tra le altre cose, la vendita di energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico di proprietà di un soggetto diverso dal consumatore al consumatore stesso. Tale normativa, tuttavia, si presenta ancora decisamente limitata, ponendo una serie di barriere a una sua applicazione diffusa. In particolare, due sono gli aspetti che ostacolano un utilizzo massiccio dei SEU. Il primo è il vincolo sul luogo di installazione: l'impianto, infatti, deve essere realizzato all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente. Il secondo tema, molto più limitante, è che i SEU sono applicabili a un'unità di consumo di un solo cliente finale, escludendo perciò di fatto tutti i possibili segmenti di merca-

1.3. SEGMENTI APPLICATIVI

Settore residenziale – Case monofamiliari

Il principale driver di questo segmento è il risparmio immediato sulla bolletta combinato con la certezza di un prezzo stabile per l'elettricità nel lungo periodo. Al momento, i bassi costi di impianto, assieme alla considerevole detrazione fiscale, consentono di inquadrare questo settore come il più rilevante per il mercato FV italiano. Un punto debole resta quello della bassa quota di autoconsumo, tra il 30% e il 40%, conseguibile per queste applicazioni.

È quindi necessario pensare ad un impianto fotovoltaico integrato con altre tecnologie, al fine di aumentare la quota di autoconsumo fino ad un 60÷70%, con una riduzione del tempo di rientro dell'investimento di anche 2 anni.

Tra le applicazioni innovative, si considera la gestione intelligente dell'energia prodotta e consumata attraverso sistemi di monitoraggio e di controllo della produzione e dei carichi, al fine di

ottimizzare l'energia fotovoltaica prodotta evitando di "disperdere" energia in rete. Altra applicazione innovativa è quella di integrare l'impianto con l'uso di pompe di calore che apportano un netto risparmio sul consumo di gas. In ultimo, la possibilità di integrare l'impianto fotovoltaico con sistemi di accumulo elettrochimico, al fine di immagazzinare l'energia prodotta in eccesso rispetto ai consumi istantanei e riutilizzarla quando necessario.

Il sistema edificio-impianto, in cui la tecnologia fotovoltaica è parte essenziale, si configura quindi come un sistema che permette di:

- Autoconsumare tutta l'energia prodotta dal proprio impianto fotovoltaico
- Ridurre i consumi di gas integrando pompe di calore e impianto fotovoltaico
- Accumulare energia termica ed elettrica attraverso sistemi connessi alla rete
- Alimentare i veicoli elettrici sfruttando l'energia prodotta.

Settore residenziale – Condomini

Il settore dei condomini rappresenta un segmento potenzialmente molto interessante per il FV per i notevoli consumi e perché la combinazione di diversi utenti potrebbe incrementare la percentuale di energia autoconsumata. Al momento, però, la normativa sui SEU impedisce che l'energia elettrica da FV sia venduta a una molteplicità di utenze escludendo anche i condomini da questa possibilità. L'unica possibile applicazione è quella per le utenze condivise (ascensore, illuminazione parti comuni, ecc.) che, però, rappresentano una quota marginale dei consumi complessivi.

Un altro fattore potenzialmente limitante, soprattutto negli edifici con un elevato numero di piani, è la superficie disponibile sulla copertura, valutata al netto di tutti gli ingombri legati ad altri dispositivi tecnici, p.es. per il condizionamento dell'aria. Elemento che sta spingendo gli amministratori di condominio verso l'installazione di impianti fotovoltaici per coprire i consumi comuni dell'edificio, oltre alla possibilità di usufruire della detrazione fiscale, è la Legge 11 dicembre 2012, n. 220, "Modifiche alla disciplina del condominio negli edifici", che chiarisce e velocizza le modalità di richiesta e di autorizzazione per l'installazione di impianti fotovoltaici su condominio. In particolare, l'articolo 5 della Legge 220/2012, che modifica l'articolo 1120 del Codice Civile per gli impianti condominiali centralizzati, afferma che, per l'installazione di un impianto fotovoltaico sulle parti comuni del condominio, è sufficiente il consenso da parte della metà dei presenti all'assemblea condominiale che rappresentino almeno la metà del valore complessivo dell'edificio. Per procedere alla convocazione dell'assemblea condominiale:

- è sufficiente che anche un solo condomino ne faccia richiesta
- l'amministratore è tenuto a convocare l'assemblea entro trenta giorni dalla richiesta
- la richiesta deve contenere l'indicazione del contenuto specifico e delle modalità di esecuzione degli interventi proposti.

Edifici a uso uffici

Gli edifici a uso uffici, quando coinvolgono un molteplice numero di utenze, mostrano le stesse interessanti opportunità e gli stessi punti di debolezza visti per i condomini: l'attuale legislazione sui SEU ne limita l'applicabilità e anche l'aspetto relativo alla superficie disponibile in copertura potrebbe rivelarsi un ostacolo che impone l'impiego di una taglia del sistema FV inferiore a quella necessaria per coprire una parte rilevante dei consumi. Un'interessante peculiarità di queste applicazioni, è data dalla modalità di consumo delle utenze.

Le attività si concentrano nelle ore diurne della giornata, ovvero nel periodo di massima produzione fotovoltaica. Rispetto al settore residenziale, negli edifici a uso ufficio la quota di autoconsumo istantaneo alla produzione raggiunge valori di oltre il 50%, con casi di quote al 80%, rendendo l'installazione dell'impianto fotovoltaico un investimento con tempi di rientro notevolmente bassi. Una delle chiavi per una maggiore penetrazione del FV in questo settore, infine, è la sua inclusione in un più generale piano di efficientamento degli immobili che potrebbe essere trainato, oltre che dal risparmio sui costi di gestione, dalla volontà dell'utente di incrementare il suo profilo ambientale nei confronti dei clienti.

Centri commerciali

Dati i notevoli consumi elettrici in gioco e la spesso elevata superficie disponibile per l'installazione, i centri commerciali rappresentano uno dei segmenti applicativi più interessanti per il fotovoltaico. Ancora una volta, però, gioca un ruolo cruciale la limitante legislazione sui SEU che, escludendo la possibilità di alimentare una molteplicità di utenze, impedisce di utilizzare il FV nella grande maggioranza di situazioni. La percentuale di autoconsumo ottenibile in questo settore sarebbe senza dubbio molto elevata e, perciò, risulteranno fondamentali anche i cambiamenti a cui andrà incontro la struttura tariffaria elettrica nel prossimo futuro:

uno spostamento degli oneri di sistema verso i corrispettivi fissi della bolletta renderebbe meno conveniente consumare in loco l'energia prodotta dall'impianto FV.

Edifici pubblici

Il settore degli edifici pubblici è un segmento applicativo rilevante dove il principale modello di business potrebbe essere quello dei SEU, dato che quasi sempre l'ente pubblico che gestisce l'immobile non può effettuare l'investimento assumendosene il rischio né farsi carico della gestione dell'impianto. In questo segmento, inoltre, si riduce notevolmente, rispetto ai settori privati, il pericolo del fallimento dell'utenza rendendo quindi più agevole l'accesso al credito da parte del soggetto investitore. Su base giornaliera gli edifici pubblici possono presentare un profilo di carico che bene si adatta all'autoconsumo anche se deve essere valutata con attenzione la possibile forte stagionalità dello stesso carico: gli edifici scolastici, ad esempio, non hanno bisogno di elettricità proprio nei mesi nei quali la produzione da FV è più consistente. A rendere ancora più interessante la tecnologia fotovoltaica nel settore pubblico, sono i vari bandi regionali presenti nell'ambito del POR FESR 2014/2020, con la possibilità di contributi per la realizzazione di interventi per la riqualificazione energetica degli edifici pubblici e dell'edilizia residenziale pubblica il cui obiettivo è quello di sostenere gli enti pubblici nel conseguire obiettivi di risparmio energetico, uso razionale dell'energia, valorizzazione delle fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni di gas serra, con particolare riferimento allo sviluppo di misure di miglioramento della efficienza energetica negli edifici pubblici e nell'edilizia residenziale pubblica.

Industriale

Le caratteristiche più interessanti del segmento industriale sono gli elevati consumi, la possibile quota rilevante di autoconsumo dell'energia da FV, che può raggiungere in alcuni casi anche il 90%, la notevole superficie solitamente disponibile per l'installazione e, infine, la considerevole taglia dei sistemi, pari a centinaia di kW_p o addirittura a qualche MW_p, che consente un basso costo specifico d'impianto, anche sotto i 1.000 €/kW_p.

I possibili modelli sono la gestione diretta, in autoconsumo più eventuale vendita alla rete, da parte dell'utenza, oppure l'acquisto dell'elettricità FV da un soggetto investitore tramite il SEU. Questa seconda soluzione, come già più volte evidenziato, non è applicabile nel caso siano presenti più utenze come avviene, ad esempio, in un distretto industriale. Uno dei principali rischi è quello della riduzione dei consumi o, in caso estremo, del fallimento dell'utente industriale. Per arginare tale rischio, non appare molto utile aggiungere clausole contrattuali che, in caso di bancarotta, difficilmente troverebbero applicazione, quanto piuttosto escogitare soluzioni alternative, una delle quali potrebbe essere quella di asportare l'impianto installato e utilizzarlo per un altro cliente.

In questo settore, inoltre, nei casi di grande impresa o impresa energivora, il DLgs 102/2014 obbliga ad una Diagnosi Energetica con cadenza quadriennale, o all'implementazione di un Sistema di gestione dell'Energia conforme alla Norma ISO 50001. Oltre all'analisi dettagliata dei consumi energetici, è previsto che il soggetto intervenga investendo in una tecnologia di efficientamento dell'edificio. Molto spesso la tecnologia fotovoltaica risulta essere uno degli interventi implementati per ottemperare all'obbligo richiesto.



© Armorgreen

2. AUTOCONSUMO

2.1. QUADRO REGOLATIVO

L'autoconsumo è, al momento, il modello di business più interessante per il mercato italiano. Si tratta, infatti, del modello universalmente applicato nel settore residenziale e anche, ma in misura minore dato il ridotto mercato, in segmenti come quello delle piccole e medie imprese nei settori terziario e industriale. La redditività di tale modello è basata soprattutto sui relativamente elevati costi dell'elettricità da rete e, quindi, sui possibili risparmi conseguenti, nonché sul fatto che gli oneri generali sulla bolletta (i cosiddetti "oneri di sistema") sono oggi interamente caricati sul corrispettivo variabile, legato perciò all'elettricità prelevata dalla rete. Tali oneri, perciò, non sono dovuti per tutta l'elettricità prodotta da FV e consumata in loco. Se riforme del prossimo futuro dovessero spostare tali oneri, anche parzialmente, sul corrispettivo fisso, il vantaggio del kWh risparmiato sarebbe per l'utente molto meno evidente, in funzione proprio dell'entità di tale spostamento. Al momento, questo punto è oggetto di accesa discussione tra le parti in causa, vale a dire operatori del settore,

Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico e Ministero dello Sviluppo Economico.

Come già accennato, un ulteriore elemento che potrebbe spingere il business dell'autoconsumo, soprattutto nel settore residenziale, è quello dell'integrazione del FV con sistemi di concentrazione e gestione di carichi e l'impiego di sistemi di accumulo. In entrambi i casi, è prevista la possibilità di detrazione delle spese del sistema di accumulo e/o tecnologie di tipo domotico che potrebbero consentire uno spostamento dei carichi verso le ore di maggiore insolazione. Per quanto riguarda l'accumulo, oltre alle tendenze di calo dei prezzi e di un miglioramento delle prestazioni, è importante rilevare il primo incentivo regionale a supporto dell'acquisto, recentemente attivato in Lombardia.

A sfavore del modello in autoconsumo, invece, gioca la recente riforma della bolletta elettrica per i clienti domestici che, sebbene non ancora a regime, introduce elementi negativi poiché, appiat-

tendo il costo del kWh consumato rendendolo indipendente dall'entità dei consumi stessi, migliora la situazione per chi consuma di più e la peggiora per chi consuma di meno.

Regime di scambio sul posto e remunerazione dell'elettricità PV immessa

Il vecchio schema del net-metering è stato rimpiazzato da una remunerazione dell'elettricità immessa in rete (che include anche eventuali eccedenze). Tale meccanismo di "scambio sul posto", valido per impianti fino a 500 kW_p, prevede un calcolo piuttosto complesso della remunerazione, estremamente dipendente dal caso specifico. Per avere un'idea dell'entità, comunque, si può stimare un valore di 7-12 c€/kWh per l'energia effettivamente immessa.

Il valore del contributo in conto scambio (Cs) è definito dal GSE, come indicato all'articolo 12, comma 12.1 dell'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr. Il 4 luglio 2016 il GSE ha pubblicato le Regole Tecniche contenenti i criteri di definizione e calcolo del contributo in conto scambio a partire dall'anno 2016, in cui sono indicati i criteri per:

- Flussi informativi con i gestori di rete,
- Casi in cui ad un unico punto di scambio risultano collegati più impianti di produzione,
- Calcolo del contributo in conto scambio e termini di regolazione economica,
- Valore corrispettivi amministrativi da pagare al GSE e termini di regolazione economica.

Flussi informativi con i gestori di rete

Per garantire un'efficace gestione dell'intera disciplina dello scambio sul posto (SSP) e una corretta valorizzazione dei corrispettivi che rientrano nel calcolo del contributo Cs, è previsto un flusso di dati tra i gestori di rete e il GSE. I dati necessari per la determinazione del contributo Cs, trasmessi dal gestore di rete sono i dati mensili delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata.

La gestione dei flussi informativi avviene attraverso interfaccia web. A tale fine il GSE predispone per i gestori di rete un apposito portale informatico attraverso i quali i soggetti interessati potranno inviare al GSE le informazioni necessarie per la gestione dello SSP.

Unico punto di scambio a cui risultano collegati più impianti di produzione

È consentito avvalersi del meccanismo dello SSP anche collegando ad uno stesso punto di connessione diverse tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento purché:

- La potenza nominale attiva complessiva non risulti superiore a 500 kW_p,
- Gli impianti siano collegati al medesimo punto, - siano essi impianti alimentati a fonti rinnovabili, che impianti cogenerativi ad alto rendimento,
- Siano presenti, per tutti gli impianti collegati, apparecchiature di misura conformi.

In questi casi l'USSP sottoscrive con il GSE un'unica convenzione per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione. Ulteriori benefici sono previsti per impianti appartenenti a Comuni con popolazione residente fino a 20.000 o al Ministero della Difesa, in particolare, la disciplina dello scambio sul posto è applicabile anche in assenza del vincolo della coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo per:

- Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti (o soggetto terzo previo mandato), potenza totale fino a 200 kW, di proprietà degli stessi Comuni ed impianti FER o CAR;
- Ministero della Difesa (o un soggetto terzo previo mandato), siano realizzati su siti di proprietà del demanio dello Stato anche se la potenza totale è superiore a 200 kW.

Calcolo di Cs a conguaglio e in acconto e termini di regolazione economica

Il calcolo del contributo in scambio sul posto, viene fatto in acconto, utilizzando i dati ipotetici di pre-

lievo e di immissione, mentre a congruaglio viene fatto sui dati reali base mensile. In entrambi i casi la formula utilizzata è la seguente :

$C_s = \min [O_e; C_{ei}] + C_{Usf} * E_s$
Dove : $O_e [€] = PUN * E_{pr}$, con PUN = Prezzo Unico Naz. dell'energia e E_{pr} = energia prelevata
 $C_{ei} [€] = E_{imm} * P_z$, con P_z = Prezzo Zonale dell'energia e E_{imm} = energia immessa
 $E_s [kWh] = \min (E_{imm}; E_{pr})$
 $C_{Usf} [c€/kWh] = C_{Usf} \text{ reti} + C_{Usf} \text{ ogs}$, per $P \leq 20$ kWp
 $C_{Usf} [c€/kWh] = C_{Usf} \text{ reti} + \min (C_{Usf} \text{ ogs}; \text{limite annuale})$ per $P > 20$ kWp

Il limite massimo annuale per il corrispettivo medio forfetario per uso della rete per impianti con $P > 20$ kWp assume i seguenti valori:

- 0, nel caso di impianti fotovoltaici che percepiscono gli incentivi per l'energia elettrica
- Differenza positiva tra 174 €/MWh e prezzo medio di mercato delle ore tra le 8 e le 20 rilevato nell'anno solare precedente, nel caso di impianti fotovoltaici senza incentivi.

Dal 2013 ad oggi il contributo in conto scambio è stato ridotto, raggiungendo anche valori dell'ordine di appena 7 c€ per impianti oltre i 20 kWp, in quanto si è teso a rendere nullo il valore restituito all'utente finale per uso e dispacciamento della rete. Per quanto riguarda i pagamenti, il pagamento degli **acconti**, se superiori alla soglia di 15€, viene erogato:

- Entro il 15° giorno lavorativo del mese di giugno dell'anno "a", per le convenzioni attive al 31 marzo dell'anno "a";
- Entro il 15° giorno lavorativo del mese di novembre dell'anno "a", per le convenzioni attive al 30 settembre dell'anno "a".

L'importo di **congruaglio** è erogato:

- Entro il 30 giugno dell'anno "a+2" con riferimento all'anno di competenza "a", per imprese energivore,
- Entro il 30 giugno dell'anno "a+1" con riferimento all'anno di competenza "a", per tutti gli altri soggetti.

Corrispettivi amministrativi da pagare al GSE e termini di regolazione economica

A copertura dei costi amministrativi, il GSE riceve dall'utente un contributo annuale composto da una tariffa binomia, come riportato nella tabella sottostante, in cui il corrispettivo variabile viene applicato per ogni kW eccedente la soglia inferiore della classe di potenza.

Nei casi in cui lo scambio sul posto venga erogato a una pluralità di punti di prelievo, di punti di immissione e/o di punti con prelievo e immissione contestuali, si applica un corrispettivo aggiuntivo di 4 Euro/anno per ogni punto.

Ulteriori informazioni di dettaglio sono disponibili scaricando le [Regole Tecniche](#) sul portale del GSE.

Tabella 2. Corrispettivi Amministrativi da pagare al GSE per il Regime di Scambio sul Posto

kWp	Corrispettivo Fisso	Corrispettivo Variabile
	Euro/anno	Euro/kWp
$P \leq 3$	0	0
$3 < P \leq 20$	30	0
$20 < P \leq 500$	30	1

Detrazione Fiscale

L'Agenzia delle Entrate con la risoluzione 22/E del 2 aprile 2013 ha chiarito che le spese di acquisto e di realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica, sono detraibili ai sensi dell'articolo 16-bis, comma 1, lettera h) del Tuir, che ammette alla detrazione Irpef del 36% le spese per interventi "relativi alla realizzazione di opere finalizzate al conseguimento di risparmi energetici con particolare riguardo all'installazione di impianti basati sull'impiego delle fonti rinnovabili di energia". Il DM 41/1998 ammette una detrazione dall'IRPEF relativa ad interventi di ristrutturazione su edifici residenziali con una percentuale fiscalmente detraibile pari al 41% in 10 anni per spese

effettuate negli anni 1998-99. Per spese effettuate negli anni successivi, la detrazione è passata al 36% in 10 anni. Il DM 83/2012 ha previsto che, solo per le spese effettuate dal 26 giugno 2012 al 30 giugno 2013, la percentuale di detrazione passi dal 36% al 50% con un importo massimo di spesa per ogni unità abitativa di 96.000. Tale quota del 50% in 10 anni è stata confermata nel tempo fino a rimanere valida anche per tutto il 2016, con molta probabilità di essere rinnovata anche per l'anno successivo. Possono essere portate in detrazione le spese per la realizzazione ed installazione dei soli impianti fotovoltaici con $P < 20$ kW_p posti al servizio dell'abitazione. Per una trattazione più dettagliata sulla detrazione fiscale si rimanda al paragrafo 2.4.

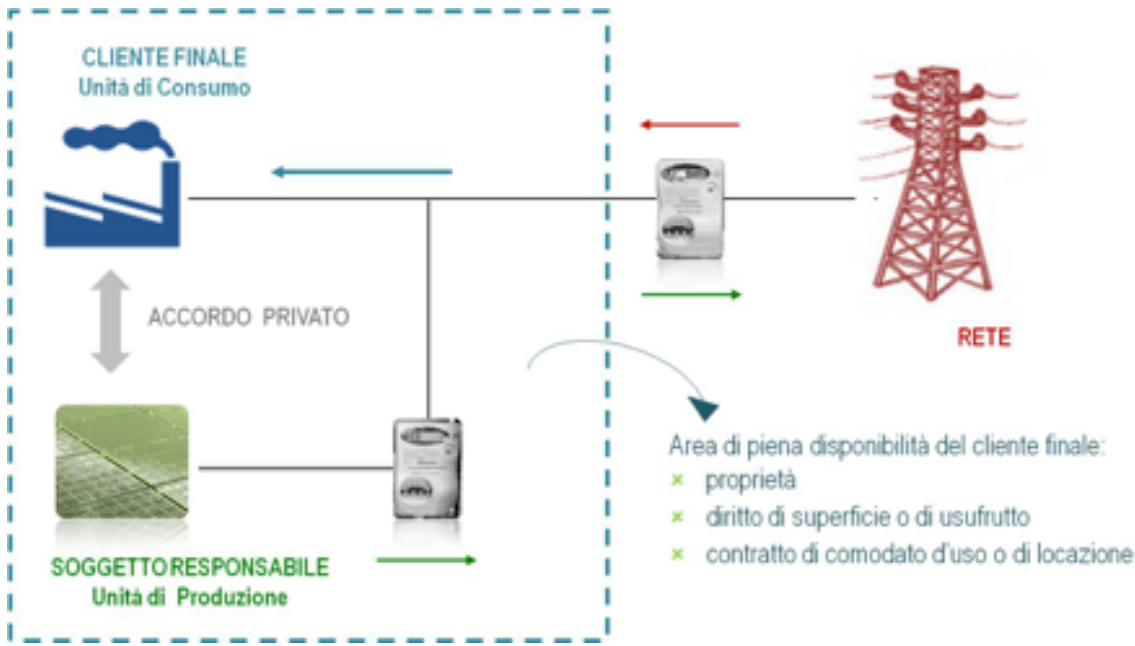
Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)

La delibera 578/2013/R/eel dell'AEEG ha definito e regolato i Sistemi Efficienti di Utenza, definendoli "un sistema in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza nominale non su-

periore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'impianto per il consumo di un solo cliente finale ed è realizzato all'interno dell'area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente". In base a tale definizione, sono possibili due principali configurazioni:

- SEU con Cliente finale coincidente con il produttore, ovvero tutti gli impianti fotovoltaici che sono stati allacciati dallo stesso cliente finale che, quindi, risulta essere anche il Soggetto Responsabile dell'impianto, configurazione utilizzata in quasi la totalità degli impianti fotovoltaici installati ad oggi in Italia,
- SEU con cliente finale diverso dal Soggetto Responsabile che, senza doversi iscrivere alla borsa elettrica, può vendere allo stesso cliente finale l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, semplicemente stipulando contratto privato tra le parti.

Grafico 4. Schema di principio di configurazione di un impianto fotovoltaico in SEU



fonte: www.gse.it

Con la qualifica di SEU, la regolazione dell'accesso al sistema elettrico è effettuata in modo tale che i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli di dispacciamento e quelli a copertura degli oneri generali di sistema, siano applicati esclusivamente all'energia elettrica prelevata sul punto di connessione.

È evidente che la configurazione SEU, in cui il produttore è diverso dal consumatore, hanno un potenziale molto interessante: vendere energia pulita senza passare dalla rete ma producendola direttamente in loco potrebbe essere una via veloce verso la grid parity. Tale normativa, tuttavia, si presenta ancora decisamente limitata, ponendo una serie di barriere a una sua applicazione diffusa. In particolare, due sono gli aspetti che ostacolano un utilizzo massiccio dei SEU. Il primo è il vincolo sul luogo di installazione: l'impianto, infatti, deve essere realizzato all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente. Il secondo tema, molto più limitante, è che i SEU sono applicabili a un'unità di consumo di un solo cliente finale, escludendo perciò di fatto tutti i possibili segmenti di mercato caratterizzati da una multi-utenza, come centri commerciali, aeroporti, distretti industriali, edifici a uso uffici e condomini. Per una trattazione più dettagliata sui SEU si rimanda al paragrafo 3.1.

Riforma della tariffa elettrica domestica ed oneri sull'autoconsumo

Con la Delibera 582/2015/R/EEL del 2 dicembre 2015, l'Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas giunge al termine di un articolato percorso di consultazione avviato con la richiesta di riforma delle tariffe elettriche prevista dal Decreto Legislativo 102/14.

Secondo la riforma, una volta a regime, ovvero dal 2018, sarà applicata per i servizi di rete una struttura tariffaria non progressiva, uguale per tutti i clienti domestici.

In questo modo, per residenti e non residenti insieme, il 75% della bolletta dipenderà ancora dai kWh prelevati, mantenendo così un forte incentivo a comportamenti virtuosi da parte dei cittadini. La riforma prevede inoltre l'introduzione di livelli di potenza con un range più fitto rispetto all'attuale, in modo da aumentare la possibilità per il cliente di scegliere il livello ottimale. Verrà inoltre prolungata al 2016 la sperimentazione dell'attuale tariffa volontaria per le pompe di calore, consultando la possibilità di una sua estensione ad altri clienti domestici, anche per raccogliere ulteriori proposte dalle associazioni dei consumatori e ambientaliste. Per una trattazione dettagliata sulla riforma della tariffa elettrica si rimanda la paragrafo 3.1.

2.2. L'IMPLEMENTAZIONE DEL PROGETTO

Negli anni di disponibilità dell'incentivo in Conto Energia nelle sue varie edizioni, il dimensionamento e lo sviluppo progettuale di un impianto fotovoltaico, a meno di casi particolari, era piuttosto semplice, in quanto si tendeva alla massimizzazione dell'energia producibile dall'impianto poiché tutta quanta incentivabile tramite il meccanismo di supporto nazionale. Con la scomparsa di tale incentivo e, quindi, con il focus sull'autoconsumo come principale fonte di risparmio nel business

plan, la fase iniziale di valutazione della producibilità dell'impianto FV diventa un passo essenziale. La **curva di produzione**, infatti, deve essere incrociata e confrontata con la **curva dei consumi dell'utenza**, tenendo conto non solo dell'andamento giornaliero ma anche di quello stagionale. Il primo passo del progetto è, quindi, la simulazione della resa dell'impianto FV su base oraria, ottenibile tramite l'utilizzo di software di calcolo (tra cui il più utilizzato è il Photovoltaic Geographical Infor-

mation System - PVGIS), usufruibile gratuitamente al [seguente link](#), e il suo confronto con la curva dei consumi dell'utente. In merito a quest'ultima curva, essa può essere ottenuta mediante valutazioni specifiche in loco oppure mediante ricorso a tipologie standard di curve di carico per l'utenza in studio. Un interessante studio dell'ENEA ("Valutazione dei consumi nell'edilizia esistente e benchmark mediante codici semplificati: analisi di edifici residenziali", S. Sibilio, A. D'Agostino, M. Fatigati, M. Citterio, Report RSE/2009/115) definisce i carichi medi giornalieri (feriali e festivi) per un'utenza domestica tipo, suddivisi per singoli apparecchi:

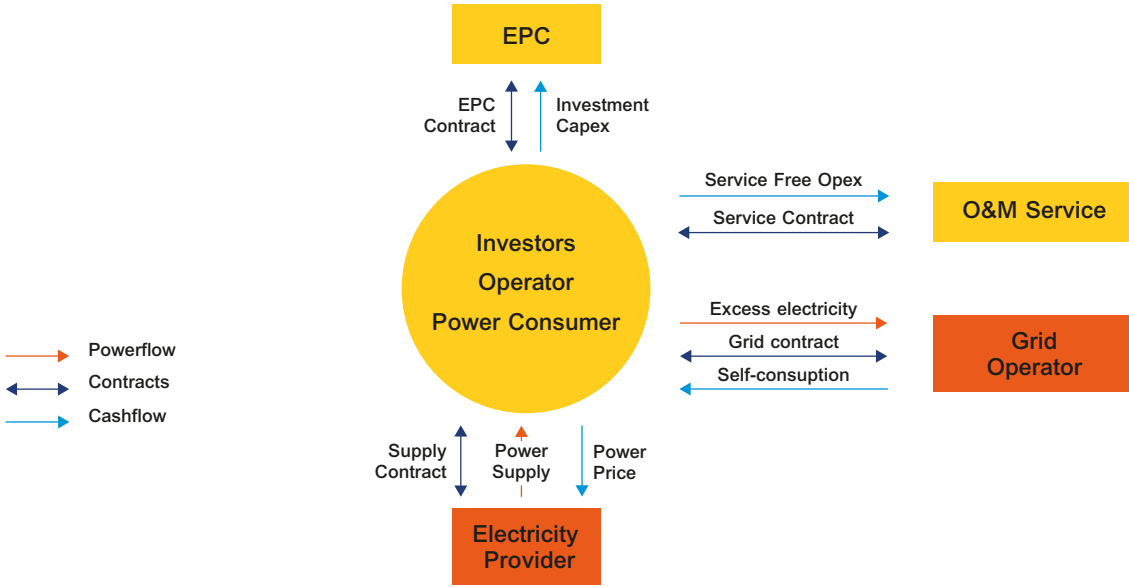
- a) Refrigerazione
 - Frigocongelatore
 - Frigo
 - Congelatore verticale
 - Congelatore orizzontale
- b) Lavaggio
 - Lavabiancheria
 - Lavastoviglie
 - Asciugabiancheria
- c) Intrattenimento (apparati audio/video)
 - Televisore
 - Videoregistratore

- DVD player
 - HI-FI
- d) Information Technology
- Personal Computer
 - Stampante
 - Scanner
 - Lettore CD e DVD
 - Masterizzatore
- e) Illuminazione

Ulteriori dettagli numerici sui singoli consumi sono disponibili [scaricando lo studio](#) dal sito dell'ENEA. Dall'incrocio di queste due curve, si rileva il parametro fondamentale della quota in autoconsumo, vale a dire quale percentuale dell'energia prodotta dall'impianto FV sarà presumibilmente consumata "dietro il contatore" e darà luogo, quindi, a un risparmio legato alla tariffa elettrica pagata dall'utenza. Sia la quota in autoconsumo sia la tariffa (e, quindi, il conseguente risparmio) dipendono in modo sostanziale dalla tipologia di utenza (e, perciò, dal segmento applicativo), come si vedrà più avanti nell'analisi di redditività.

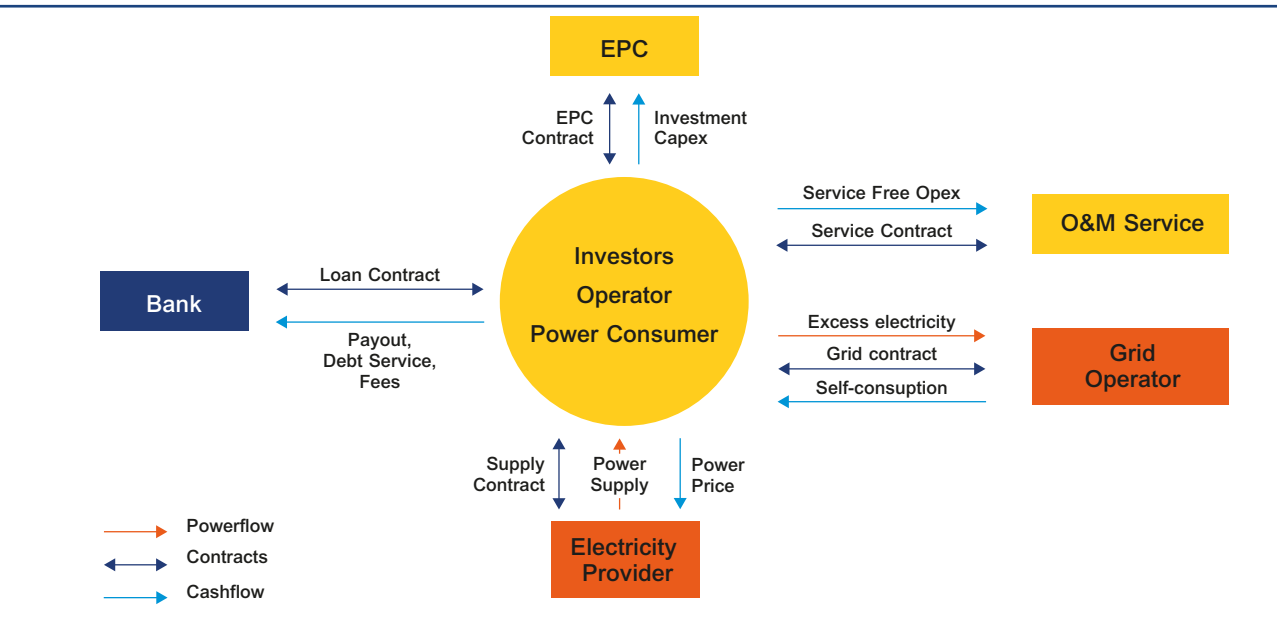
Sotto si riportano due schemi per il modello in au-

Grafico 5. Schema del modello in autoconsumo senza accesso al credito



fonte: elaborazione del progetto «PV Financing».

Grafico 6. Schema del modello in autoconsumo con accesso al credito



fonte: elaborazione del progetto «PV Financing».

toconsumo, il primo dei quali esclude la presenza di un istituto bancario e si riferisce, perciò, a tutte quelle applicazioni di piccola taglia dove, anche grazie alla detrazione fiscale del 50%, l'utente decide spesso di operare in "full equity" senza accedere ad alcun prestito. Il secondo schema, invece, prevedendo un credito bancario, presuppone una taglia maggiore per il sistema FV e, quindi, si riferisce a segmenti di mercato come il terziario, il commerciale e l'industriale. La taglia del sistema dovrà essere scelta cercando di massimizzare la quota di energia autoconsumata tenendo conto, allo stesso tempo, della disponibilità della superficie necessaria per l'installazione dei moduli fotovoltaici. Ciò è vero, in particolare, per i segmenti applicativi dove sono possibili impianti di grande taglia (commerciale e industriale) e dove i vincoli di spazio sono più pressanti (condomini ed edifici a uso uffici). L'utente valuterà presumibilmente una o più offerte tecnico-economiche ricevute da ditte installatrici sulla base del costo complessivo, della producibilità presunta, di eventuali servizi di manutenzione offerti e di possibili offerte o servizi aggiuntivi (p.es. inserimento di dispositivi per la concentrazione dei

carichi e l'aumento della quota in autoconsumo). In merito al finanziamento, se l'utente decide di operare in "full equity", ciò accelera notevolmente lo sviluppo progettuale mentre, se opta per un accesso al credito, la negoziazione del prestito con la banca diventa una fase cruciale dello sviluppo progettuale (si vedano sotto gli schemi di finanziamento). Nel caso sia possibile detrarre dalle tasse il 50% della spesa, l'utente dovrà produrre adeguata documentazione, come riportato più avanti nel paragrafo 2.4. Sebbene il modello in autoconsumo sia sostanzialmente lo stesso per qualsiasi utenza, è necessario evidenziare alcune peculiarità e differenze tra i segmenti applicativi elencati nell'introduzione al punto 1.3:

- Condomini, centri commerciali, edifici a uso uffici: pensando a un unico impianto FV, l'unica possibilità di operare in autoconsumo è quella di alimentare le utenze comuni, il che limita notevolmente la taglia del sistema e anche i risparmi conseguibili.
- Centri commerciali, settore industriale: per impianti di taglia maggiore di 500 kWp non è pos-

sibile accedere alla disciplina dello scambio sul posto; l'energia prodotta dall'impianto FV che non viene consumata deve allora essere venduta in regime di ritiro dedicato; poiché tale regime non consente una remunerazione paragonabile a quella dello scambio sul posto, è ancora più importante raggiungere una quota elevata per l'autoconsumo.

- Centri commerciali, settore industriale, edifici a uso uffici: dati gli elevati consumi e una rilevante concentrazione dei carichi nel periodo diurno, è possibile ottenere una considerevole quota di energia da FV autoconsumata.
- Edifici pubblici:
 - soprattutto nel caso delle scuole, la chiusura estiva costituisce un punto debole che abbassa

notevolmente l'autoconsumo;

- il modello in autoconsumo non è di facile applicazione in quanto presuppone un investimento da parte dell'Ente Pubblico che gestisce l'immobile; tale investimento può facilmente risultare incompatibile con i vincoli di bilancio; è più comune, perciò, che, per tali applicazioni, si scelga la strada del contratto di fornitura elettrica.

Si aggiunge che un modello particolarmente interessante per l'autoconsumo, soprattutto nel campo degli impianti da 20 kW o anche di taglia superiore, è quello del noleggio operativo ("operational leasing"), i dettagli del quale sono riportati nel format contrattuale allegato a queste linee guida.

2.3. CALCOLI DI REDDITIVITÀ

Settore residenziale – Case monofamiliari

Per le applicazioni singole nel settore residenziale, il calcolo di redditività è stato effettuato sulla base delle seguenti ipotesi:

- Costo di impianto: 2.000 €/kWp
- Taglia impianto: 3 kWp
- Resa: 1.275 kWh/kWp (con ipotesi di installazione al centro Italia)
- Quota in autoconsumo: 40%
- Costo elettricità da rete: 0,23 €/kWh
- Remunerazione scambio sul posto: 0,10 €/kWh
- Costi di esercizio e manutenzione: 1,5% dell'investimento
- Investimento in "full equity" senza accesso al credito

Con queste ipotesi, l'investimento avrebbe un tempo di ritorno molto elevato (quasi 15 anni) e un Tasso di Rendimento Interno (TIR) del 6% circa. Il calcolo, però, non tiene conto della detrazione fiscale del 50% disponibile per questi impianti. Se introduciamo questa detrazione come sconto sul

costo di investimento, senza tenere conto dell'attualizzazione, abbiamo quindi un costo di impianto pari a 1.000 €/kWp, con la conseguenza di un tempo di ritorno tra i 6 e i 7 anni e di un TIR superiore al 17%. A parte il costo del sistema, uno dei parametri fondamentali è il tasso di autoconsumo: uno spostamento, ad esempio, dal 40% al 60% mediante concentrazione dei carichi porterebbe il tempo di ritorno a meno di 12 anni e il TIR al 9% (senza considerare la detrazione). L'impiego di un sistema di accumulo capace di elevare l'autoconsumo all'80% potrebbe comportare un ulteriore miglioramento della prestazione economica a patto di verificare i costi aggiuntivi che ne derivano e in base alla eventuale possibilità di finanziare anche l'investimento aggiuntivo sempre in full equity. Al momento, quindi, gli attuali tassi di autoconsumo raggiungibili nel settore delle singole applicazioni residenziali permettono una soddisfacente redditività dell'investimento grazie alla disponibilità della detrazione fiscale sul 50% della spesa.

Settore residenziale – Condomini

Per i condomini, il modello in autoconsumo consiste essenzialmente nell'alimentazione delle utenze comuni come ascensori, illuminazione, cancelli automatici, ecc. Il calcolo di redditività è stato effettuato sulla base delle seguenti ipotesi, sostanzialmente identiche a quelle del precedente segmento, fatta eccezione per la taglia del sistema e, quindi, per il suo costo specifico di impianto:

- Costo di impianto: 1.800 €/kWp
- Taglia impianto: 20 kWp
- Resa: 1.275 kWh/kWp (con ipotesi di installazione al centro Italia)
- Quota in autoconsumo: 30% (i carichi comuni vengono utilizzati in orari prettamente serali)
- Costo elettricità da rete: 0,22 €/kWh
- Remunerazione scambio sul posto: 0,10 €/kWh
- Costi di esercizio e manutenzione: 1,5% dell'investimento
- Investimento in "full equity" senza accesso al credito

Ne risulta un tempo di ritorno di circa 15 anni e un TIR tra il 5% e il 6%. Anche in questo caso, però, trova applicazione la detrazione fiscale in quanto il costo del sistema rientra nel limite della spesa massima prevista dalla normativa. Semplificando il calcolo, come nel caso precedente, con il dimezzamento del costo di investimento previsto, si ottiene un costo di impianto pari a 900€/kWp e i parametri economici vedono un netto miglioramento, con un tempo di ritorno tra i 6 e i 7 anni e un TIR che arriva quasi al 17%.

Come nel segmento delle applicazioni residenziali singole, i parametri che potrebbero ulteriormente influenzare in modo sostanziale il calcolo sono il costo specifico dell'impianto e la quota di autoconsumo. Bisogna osservare, però, che tale quota, diversamente da quanto accade per le utenze residenziali singole, potrebbe essere incrementata non tanto dalla concentrazione dei carichi (p.es. l'illuminazione rimarrà sempre e comunque un carico serale e notturno) ma dalla possibilità di estendere l'autoconsumo dai carichi condivisi alle

singole utenze condominiali, ipotesi al momento non prevista dall'attuale normativa.

Anche in questo caso, perciò, l'investimento in un impianto FV per condominio risulta interessante grazie alla possibilità di accedere alla detrazione fiscale.

Edifici a uso uffici

In merito agli edifici a uso uffici, il modello di business basato sull'autoconsumo può risultare sostanzialmente identico a quello appena esaminato per i condomini, quando si tratta di una molteplicità di utenze, in quanto in questo caso è possibile alimentare solo le utenze comuni. Con le stesse ipotesi del precedente segmento, anche i risultati di prestazione economica sono identici.

Nel caso in cui, invece, sia un singolo ufficio di grande dimensione a essere alimentato, è possibile agire in autoconsumo sui consumi dell'utenza stessa, con il vantaggio aggiuntivo di poter raggiungere una quota di autoconsumo più elevata rispetto alle tipiche applicazioni residenziali, data la concentrazione delle attività nel periodo diurno. Le ipotesi potrebbero allora essere le seguenti:

- Costo di impianto: 1.800 €/kWp
- Taglia impianto: 20 kWp
- Resa: 1.275 kWh/kWp (con ipotesi di installazione al centro Italia)
- Quota in autoconsumo: 70%
- Costo elettricità da rete: 0,22 €/kWh
- Remunerazione scambio sul posto: 0,10 €/kWh
- Costi di esercizio e manutenzione: 1,5% dell'investimento
- Investimento in "full equity" senza accesso al credito

Ne consegue un tempo di ritorno pari a quasi 14 anni e un TIR attorno al 10%. Si sottolinea che, essendo la destinazione d'uso dell'edificio diversa dal residenziale, non è possibile la detrazione fiscale ma si considera solo l'ammortamento del bene, ovvero il 4% in 25 anni. Nonostante la più elevata quota di autoconsumo, perciò, si tratta di un settore dove la redditività dell'investimento appare ancora lontana.

Centri commerciali

Come per condomini ed edifici a uso uffici, anche per le aree commerciali, l'attuale normativa consente di operare in autoconsumo con un impianto FV centralizzato solo agendo sulle utenze comuni. Le ipotesi di calcolo potrebbero allora essere le seguenti:

- Costo di impianto: 1.400 €/kWp
- Taglia impianto: 200 kWp
- Resa: 1.275 kWh/kWp (con ipotesi di installazione al centro Italia)
- Quota in autoconsumo: 60%
- Costo elettricità da rete: 0,18 €/kWh
- Remunerazione scambio sul posto: 0,10 €/kWh
- Costi di esercizio e manutenzione: 1,5% dell'investimento
- Accesso al credito con prestito a 7 anni per il 70% dell'investimento (tasso d'interesse: 7%)

La stima della redditività restituisce allora un tempo di ritorno di circa 13 anni e un TIR del progetto di circa il 10%. È interessante notare come anche una percentuale di autoconsumo più elevata, ad esempio attorno all'80%, non sposterebbe di molto i risultati, facendo scendere il tempo di ritorno a circa 11 anni e innalzando il TIR fino al 12% circa. Per queste applicazioni, l'assenza di un incentivo fiscale come la detrazione o un meccanismo equivalente non rende particolarmente appetibile l'adozione di un modello di business basato sull'autoconsumo quanto piuttosto quello alternativo di un contratto di fornitura. Tale tipologia di modello, tuttavia, come già segnalato nell'introduzione, non è al momento applicabile in Italia quando si ha a che fare con utenze multiple come accade proprio nelle aree commerciali.

Edifici pubblici

Come osservato nell'introduzione, il settore degli edifici pubblici è un segmento applicativo dove il principale modello di business potrebbe essere quello dei contratti di fornitura, in quanto raramente

l'ente pubblico che gestisce l'immobile è in grado di effettuare l'investimento a causa dei rigidi vincoli di bilancio. È ipotizzabile, tuttavia, anche la realizzazione di un impianto FV in autoconsumo, per il quale il calcolo di redditività può essere condotto con le ipotesi che seguono:

- Costo di impianto: 1.800 €/kWp
- Taglia impianto: 20 kWp
- Resa: 1.275 kWh/kWp (con ipotesi di installazione al centro Italia)
- Quota in autoconsumo: 60%
- Costo elettricità da rete: 0,22 €/kWh
- Remunerazione scambio sul posto: 0,10 €/kWh
- Costi di esercizio e manutenzione: 1,5% dell'investimento
- Accesso al credito con prestito a 15 anni per il 70% dell'investimento (tasso d'interesse: 3%)

Il tempo di ritorno dell'investimento si aggira attorno agli 11 anni con un TIR del 9% circa. Nell'ipotesi di un autoconsumo più contenuto, ad esempio dovuto ai mesi di chiusura estiva di una scuola, pari al 30%, il tempo di ritorno sale in maniera considerevole fino a sfiorare i 20 anni mentre il TIR scende al 5% circa. È chiaro, allora, come un modello in autoconsumo può funzionare per gli edifici pubblici solo quando si combinano le due condizioni favorevoli della possibilità di investire (e di accedere al credito) da parte dell'ente gestore e di una quota rilevante per l'autoconsumo dell'elettricità prodotta dall'impianto FV.

Industriale

Per calcolare la redditività di un impianto FV nel settore industriale, possiamo fare riferimento a un impianto di media-grande taglia, ad esempio di 1 MWp. Si tratta di una taglia esclusa dalla disciplina dello scambio sul posto ma, dati i notevoli consumi delle industrie e le curve di carico, è possibile ipotizzare un autoconsumo fino anche al 90%.

Le ipotesi utilizzate per il calcolo sono le seguenti:

- Costo di impianto: 1.000 €/kWp
- Taglia impianto: 1.000 kWp

- Resa: 1.275 kWh/kWp (con ipotesi di installazione al centro Italia)
- Quota in autoconsumo: 90%
- Costo elettricità da rete: 0,17 €/kWh
- Costi di esercizio e manutenzione: 1,5% dell'investimento
- Accesso al credito con prestito a 7 anni per il 70% dell'investimento (tasso d'interesse: 7%)

In questo segmento, la combinazione di un basso costo specifico d'impianto e la quota massima di autoconsumo permette di ottenere un tempo di ritorno dell'interessante valore di 8 anni con un TIR del 17%. La principale barriera alla diffusione di sistemi FV in questo settore, tuttavia, resta

l'orizzonte a breve termine che spesso il decisore industriale ha o è costretto ad avere. Rispetto a tale orizzonte, infatti, anche un tempo di ritorno di tale entità potrebbe non risultare appetibile. Un'altra barriera, inoltre, è senza dubbio il limitato livello di conoscenza e consapevolezza in merito ai vantaggi offerti dagli investimenti in progetti di efficienza energetica.

2.4. SCHEMI DI FINANZIAMENTO

Il tema del finanziamento degli impianti fotovoltaici è cambiato drasticamente con la scomparsa del Conto Energia poiché, senza questa garanzia dell'incentivo statale a lungo termine (20 anni), gli istituti di credito, per rilasciare un prestito, si focalizzano più sull'affidabilità del soggetto richiedente che sulle caratteristiche del progetto proposto. Nel settore degli impianti di media e grande taglia, inoltre, l'interesse di banche e fondi di investimento si sta concentrando quasi esclusivamente sul rifinanziamento di impianti esistenti (il cosiddetto "mercato secondario") piuttosto che sulla ricerca di soluzioni innovative per il finanziamento di nuove installazioni. Una tendenza ormai chiara è l'inserimento degli impianti fotovoltaici all'interno di progetti più vasti che comprendono molteplici misure di efficienza energetica e che, presentando un tempo di ritorno più contenuto e avendo un investimento complessivo di maggiore entità, possono risultare più attrattivi per gli istituti di credito. Come già osservato, per i piccoli sistemi nel settore residenziale, invece, l'investimento non è solitamente un problema, visto il notevole calo dei

costi di impianto e alla detrazione fiscale del 50% da recuperare in un periodo di 10 anni prevista per il proprietario. Con una tale situazione di base, spesso l'investitore preferisce usare il suo denaro piuttosto che accedere a un prestito bancario. Soluzioni più innovative sono quelle delle cooperative energetiche (che possono anche rilasciare "obbligazioni verdi") e quella del crowdfunding anche se, almeno al momento, sono pochissimi gli esempi applicativi per questi schemi di finanziamento. Nel caso di un modello di business basato sull'autoconsumo, le soluzioni per il finanziamento dell'impianto possono essere:

- Finanziamento in "full equity" senza accesso al credito (soprattutto, anche se non solo, per i piccoli impianti nel settore residenziale);
- Prestito bancario;
- Soluzioni innovative come l'equity crowdfunding, specialmente per i sistemi di media o grande taglia.

Per quanto riguarda **la soluzione senza accesso al credito per i piccoli impianti**, come già trattato nel paragrafo 2.1, è opportuno ribadire l'impor-

tanza della detrazione fiscale, data la centralità di tale schema per far girare il business plan di questi impianti e rendere praticabile l'investimento. La detrazione fiscale del 50% è applicabile alle spese effettuate per la progettazione ed installazione di un impianto fotovoltaico con potenza fino ai 20 kWp su edifici esistenti ad uso residenziale. Non è quindi ammessa la detrazione fiscale per un impianto installato su un edificio a destinazione d'uso diversa da residenziale, come negozi, alberghi, edifici produttivi. Per immobili residenziali con uso promiscuo (es. sede di attività professionale, commerciale, B&B.) la detrazione è applicabile ridotta al 50%, ovvero pari ad un totale del 25% in 10. La detrazione non può essere maggiore della imposta IRPEF che il contribuente deve pagare in un determinato anno. (Es: IRPEF = 2.000 e detrazione annua ristrutturazione = 2.500, il contribuente perderà il credito di 500 euro). Se le spese vengono pagate da più persone il limite rimane sempre 96.000 €.

Il soggetto che può usufruire del rimborso non è obbligatoriamente il proprietario ma colui che, avendo qualche diritto in merito all'immobile, effettuerà i pagamenti, nello specifico:

- Proprietari o nudi proprietari
- Familiare (coniuge, parente entro il III grado ed affini entro il II grado) del possessore o detentore dell'immobile solo se sono intestati bonifici e fatture
- Titolari di un diritto reale di godimento (usufrutto, uso, abitazione o superficie)
- Locatari o comodatari (la documentazione formale che deve risultare per la detrazione comprende il contratto di affitto regolarmente registrato)
- Soci di cooperative divise e indivise
- Imprenditori individuali, per gli immobili non rientranti fra i beni strumentali o merce
- Soggetti indicati nell'articolo 5 del Tuir, che producono redditi in forma associata (società semplici, in nome collettivo, in accomandita semplice e soggetti a questi equiparati, imprese familiari), alle stesse condizioni previste per gli imprenditori

individuali. Può richiedere il contributo anche imprenditore edile (% detrazione applicata su tutta la spesa auto-fatturata, con IVA pari al 10%). Si sottolinea, inoltre, che, proprio nel 2016, tra gli interventi oggetto di possibile detrazione fiscale sono stati aggiunti anche i dispositivi domotici che, consentendo una concentrazione dei carichi elettrici, possono incrementare la quota in autoconsumo. Recentemente, il Ministero dello Sviluppo Economico ha evidenziato che la realizzazione dell'impianto FV comporta automaticamente la riduzione della prestazione energetica degli edifici e, quindi, è sufficiente conservare la documentazione comprovante acquisto e installazione dell'impianto, mentre non è necessaria l'attestazione dell'entità del risparmio energetico conseguente.

Ulteriori informazioni di dettaglio sono disponibili scaricando la Guida alle Ristrutturazioni Edilizie sul portale dell'Agenzia delle Entrate.

Venendo ora al **finanziamento tramite credito bancario**, specialmente nel caso di progetti di grande taglia, il prestito è ancora il metodo di finanziamento più comune per il FV in Italia. Naturalmente, gli attuali tassi di interesse, così contenuti, rendono questo schema ancora più interessante per gli investimenti. Come già accennato sopra, nell'era post Conto Energia, le banche erogano credito soprattutto in base alle garanzie offerte dalla "corporate" dell'investitore piuttosto che guardando alle caratteristiche tecniche del progetto anche se, chiaramente, queste ultime conservano la loro rilevanza. Tale aspetto è legato anche a una parziale mancanza di conoscenze specifiche approfondite sui nuovi modelli di business da parte del sistema bancario. Ciò può essere considerato come una barriera all'ingresso nel mercato di alcuni attori che, per aggirare questo ostacolo, sono costretti a o preferiscono operare in "full equity" utilizzando le proprie risorse. Nel periodo del Conto Energia, gli sviluppatori di un progetto potevano confron-

tare più prodotti offerti da banche diverse ma ora la soluzione più comune è quella di rivolgersi direttamente all'istituto di credito utilizzato anche per la gestione economico-finanziaria corrente della società. Ciò soprattutto per la circostanza che gli istituti di credito vedono ora come tema centrale l'affidabilità del richiedente che, quindi, se già conosciuto dall'istituto stesso, parte da una posizione molto più favorevole. Interessante in Italia è lo strumento agevolativo della sabatini Nis, "Beni strumentali – Nuova Sabatini", istituito dal decreto-legge del Fare (art. 2 decreto-legge n. 69/2013). Tale strumento è finalizzato al miglioramento dell'accesso al credito delle micro, piccole e medie imprese (PMI) per l'acquisto di nuovi macchinari, impianti e attrezzature, di cui l'impianto fotovoltaico ne è un esempio. Grazie allo strumento della Sabatini Bis, il MiSE concede un contributo in favore delle PMI, che copre parte degli interessi a carico delle imprese sui finanziamenti bancari, in relazione agli investimenti realizzati. Tale contributo è pari all'ammontare degli interessi, calcolati su un piano di ammortamento convenzionale con rate semestrali, al tasso del 2,75% annuo per cinque anni. Elemento molto interessante è che le PMI hanno la possibilità di beneficiare della garanzia del Fondo di garanzia per le piccole e medie imprese, fino alla misura massima prevista dalla vigente normativa (80% dell'ammontare del finanziamento), sul finanziamento bancario, con priorità di accesso.

All'affidabilità del richiedente, si aggiunge inoltre il fatto che nel modello in autoconsumo, poiché proprio la quota di energia consumata in loco gioca un ruolo centrale per la redditività dell'investimento, la valutazione del progetto e dei suoi flussi di cassa attesi risulta molto più complessa di un tempo, quando l'incentivo disponibile su tutta l'energia prodotta riduceva drasticamente il rischio per gli istituti bancari e per gli investitori. Dall'altro lato, si segnala che, se è vero che un'elevata quota in autoconsumo aumenta la profittabilità del progetto, allo stesso tempo essa incrementa la sua di-

pendenza dalla futura esistenza del consumatore energetico e, di conseguenza, i rischi potenzialmente associabili al progetto. Sebbene ancora mai applicato nel settore energetico in Italia, l'impiego di piattaforme di equity crowdfunding per il finanziamento di impianti FV è stato indicato da molti attori di mercato come uno degli schemi più interessanti e promettenti per superare le attuali barriere del finanziamento di nuove installazioni. Questo schema, del tutto applicabile a modelli basati sull'autoconsumo, prevede solitamente che la quota raccolta tramite la piattaforma sia solo una parte dell'investimento necessario e la restante frazione venga acquisita dallo sviluppatore tramite prestito bancario oppure grazie al contributo di un ristretto numero di grandi investitori. Per ammortizzare i costi di transazione e di gestione della piattaforma, un progetto dovrebbe prevedere una quota in crowdfunding dell'ordine delle centinaia di migliaia di Euro. Un'alternativa per non caricare tutti i costi aggiuntivi sullo sviluppatore sarebbe quella di utilizzare una piattaforma che chieda una commissione sulla somma versata a ciascuno dei singoli investitori. Nonostante ciò, anche progetti più piccoli (ad esempio dell'ordine di 50.000 €) potrebbero essere considerati fattibili se si trovano in una fase di sviluppo molto avanzata perché, ad esempio, è stato già costituito uno zoccolo duro di investitori importanti, le questioni autorizzative sono state già completamente risolte, ecc. In casi di questo tipo, i progetti non richiederanno probabilmente uno sforzo di coordinamento eccessivo dalla piattaforma. Solo gli impianti di taglia molto contenuta sono normalmente esclusi da questo schema di finanziamento, visto l'esiguo investimento necessario, che quasi mai giustifica i costi di gestione della piattaforma. Dal punto di vista formale, tuttavia, le piattaforme non sono solite porre una soglia minima per la dimensione del progetto. Per quanto riguarda i costi di commissione, solitamente le piattaforme italiane applicano solo una "success fee" nel caso in cui la somma prevista venga effettivamente raggiun-

ta; la commissione, applicata allo sviluppatore del progetto, potrebbe variare tra il 5% e il 10% della somma raccolta tramite la piattaforma. Si sottolinea, infine, che, per poter operare in Italia, una piattaforma di crowdfunding deve ottenere l'autorizzazione ufficiale dalla CONSOB (Commis-

sione Nazionale per le Società e la Borsa (www.consob.it)), l'autorità responsabile della regolazione dei mercati finanziari. Due esempi di piattaforme italiane sono www.ecomill.it e www.fundera.it

2.5. ESEMPI DI BUONE PRATICHE

Edificio singolo ad uso residenziale

Dati dell'impianto e caratteristiche dell'utenza

- Costo di impianto: 7.100 € (IVA compresa)
- Taglia impianto: 3 kW_p
- Sede di installazione: Bologna
- Anno di riferimento dei dati: 2015
- Consumo annuo del cliente prima dell'installazione dell'impianto fotovoltaico: 3.971 kWh di cui Fascia F1* = 30% Fascia F2* + Fascia F3* = 70%
- Costo elettricità da rete: 0,25 €/kWh
- Energia prodotta dall'impianto: 3.962 kWh
- Energia autoconsumata dall'utenza (Energia Risparmiata): 2.151 kWh
- Energia immessa in rete: 1.811 kWh
- Energia prelevata dalla rete: 1.821 kWh
- Quota in autoconsumo: 54%

Beneficio Economico dell'impianto fotovoltaico

- Risparmio Energia Elettrica: 537 € per l'anno di riferimento
- Remunerazione scambio sul posto: 220 € (circa 12 c€/kWh) per l'anno di riferimento
- Detrazione Fiscale: 355 €/anno per 10 anni
- Tempo di rientro: 6,3 anni

L'esempio di impianto installato è un esempio in cui un dimensionamento ottimale può portare a elevate quote di autoconsumo, pur non ricorrendo a un sistema di gestione intelligente dell'en-

ergia o a un sistema di accumulo. L'impianto è stato dimensionato sul reale consumo dell'utente e l'utente stesso è stato "istruito" sulla modalità migliore di consumo dell'energia elettrica, ovvero il più possibile nelle ore diurne di funzionamento dell'impianto fotovoltaico.

Edificio singolo ad uso residenziale con installazione di impianto fotovoltaico e sistema di accumulo agli ioni di litio. Utenza con pompa di calore per acqua calda sanitaria e riscaldamento.

Dati dell'impianto e caratteristiche dell'utenza

- Costo di impianto con sistema di accumulo: 18.692 € (IVA compresa)
- Taglia impianto: 5,8 kW_p
- Capacità del sistema di accumulo: 3 kWh
- Sede di installazione: Milano
- Anno di riferimento dei dati: 2014
- Consumo annuo del cliente prima dell'installazione dell'impianto fotovoltaico: 6.894 kWh
- Costo elettricità da rete: 0,24 €/kWh
- Energia prodotta dall'impianto: 7.242 kWh
- Energia autoconsumata dall'utenza: 3.142 kWh
- Energia accumulata: 883 kWh
- Energia immessa in rete: 3.217 kWh
- Energia risparmiata: 4.025 kWh
- Energia prelevata dalla rete: 2.869 kWh
- Quota in autoconsumo: 56%

Beneficio Economico dell'impianto fotovoltaico

- Risparmio Energia Elettrica: 966 € per l'anno di riferimento
- Remunerazione scambio sul posto: 386 € (circa 12 c€/kWh) per l'anno di riferimento
- Detrazione Fiscale: 934 €/anno per 10 anni
- Tempo di rientro: 8,2 anni

Anche in questo caso, l'impianto fotovoltaico è stato dimensionato il più possibile sui reali consumi dell'utenza. In particolare, l'interesse dell'utenza di installare un sistema di accumulo è dovuta alla volontà della stessa di rendersi il più indipendente possibile dalla rete elettrica, visto il già esistente impianto a pompa di calore che è di per sé già una forma di accumulo (accumulo "termico") e porta a elevati valori la quota di autoconsumo complessivo.

Azienda nel settore produzione e vendita camini

Dati dell'impianto e caratteristiche dell'utenza

- Costo di impianto con sistema di accumulo: 105.000 € (IVA esclusa)
- Taglia impianto: 70,84 kW_p
- Sede di installazione: Perugia
- Anno di riferimento dei dati: 2014

- Consumo annuo del cliente prima dell'installazione dell'impianto fotovoltaico: 43.000 kWh
- Costo elettricità da rete: 0,18 €/kWh
- Energia prodotta dall'impianto: 85.796 kWh
- Energia autoconsumata dall'utenza (Energia Risparmiata): 29.063 kWh
- Energia immessa in rete: 56.733 kWh
- Energia prelevata dalla rete: 13.937 kWh
- Quota in autoconsumo: 39%

Beneficio Economico dell'impianto fotovoltaico

- Risparmio Energia Elettrica: 5.231 € per l'anno di riferimento
- Remunerazione scambio sul posto: 5.673 € (circa 10 c€/kWh) per l'anno di riferimento
- Ammortamento del bene: 4% in 25 anni
- Tempo di rientro: oltre 8 anni

Al contrario degli altri, l'esempio illustrato è un chiaro esempio di cattivo dimensionamento dell'impianto fotovoltaico. La potenza installata è eccessiva rispetto al reale consumo dell'utente. Sarebbe stato sufficiente un impianto con potenza ridotta del 50% (circa 35 kW_p) per ottenere un'elevata quota di autoconsumo (di oltre l'80%) con un notevole risparmio sull'investimento iniziale e conseguente tempo di rientro ridotto di oltre 4 anni.

2.6. PROSPETTIVE

Le prospettive del prossimo futuro per il fotovoltaico in autoconsumo sono strettamente legate alle problematiche e, soprattutto, ai punti interrogativi già descritti nell'introduzione sul quadro regolatorio. Al di là dei prezzi dell'elettricità da rete, la cui prevedibilità non è certo semplice, il punto più delicato è quello di cercare di arginare lo spostamento degli oneri generali della bolletta dalla parte variabile a quella fissa. Come già sottolineato, infatti, questo spostamento comporterebbe una minore conve-

nienza del risparmio e, quindi, dell'autoconsumo. Il pericolo sembra ormai scongiurato, almeno a breve, per i clienti domestici, poiché la riforma della bolletta è stata appena completata e non è nemmeno entrata a regime, anche se è bene sottolineare ancora che, eliminando la progressività delle tariffe, questa riforma rappresenta comunque un passo indietro per l'autoconsumo. Per quanto riguarda i clienti non domestici, invece, la riforma della bolletta è allo studio e, tra le ipotesi

in campo in merito al suddetto spostamento degli oneri, alcune risulterebbero così penalizzanti da annullare quasi del tutto la convenienza economica dell'autoconsumo. È chiaro, allora, che gli attori di mercato devono giocarsi il tutto per tutto per evitare che siano adottate proprio queste ipotesi così estreme. Un altro punto cruciale, sempre a patto che non si verifichi un eccessivo spostamento degli oneri come ora descritto, è quello di incrementare la futura quota media in autoconsumo, soprattutto nei settori dove ora questa quota si attesta attorno al 30÷40%. Ciò può essere facilitato supportando l'utilizzo di dispositivi domotici per la concentrazione dei carichi e i sistemi di accumulo. Una misura in tale senso potrebbero essere gli incentivi, sotto forma di benefici fiscali (come la detrazione introdotta per la domotica) oppure di contributi a fondo perduto per l'acquisto, come recentemente avvenuto in Lombardia, dove sono stati stanziati fondi per fornire agli utenti la copertura del 50% dei costi di un sistema di accumulo combinato con un impianto fotovoltaico. Ancora in merito alla detrazione fiscale, è opportuno sottolineare che, nel settore dei piccoli impianti a uso residenziale, il modello in autoconsumo si fonda in maniera sostanziale, come emerso dai calcoli di redditività precedentemente

esposti, proprio sulla disponibilità di tale misura fiscale. Ciò è dovuto alla notevole entità prevista per la detrazione, pari al 50% della spesa sostenuta. Un quadro più stabile dovrebbe prevedere una conferma di questa misura oltre il solito periodo annuale ma, ad esempio, estesa a un triennio o a un quinquennio. Sono state avanzate in Parlamento alcune ipotesi di questo tipo ma, poiché il Ministero delle Finanze ha dimostrato in passato di non voler prendere impegni nemmeno a medio termine, è ragionevole pensare che difficilmente troveranno applicazione. D'altro canto, va segnalato come, ormai da molti anni, sia prassi comune il rinnovamento annuale delle detrazioni fiscali che non sembrano, perciò, almeno al momento sotto minaccia di cancellazione. Sempre in merito alla detrazione fiscale, inoltre, la sua attrattività nei confronti dei potenziali utenti sarebbe certamente più elevata se il periodo di recupero fosse più breve dei 10 anni ora previsti dalla normativa. Anche su questo punto, però, è difficile farsi illusioni dato che più campagne e iniziative in passato hanno fallito nel loro tentativo di portare tale periodo a 3 o 5 anni.



3. CONTRATTO DI FORNITURA DI ENERGIA

3.1. QUADRO REGOLATORIO

Come già anticipato nel paragrafo 2.1, i contratti di fornitura energetica tramite impianti fotovoltaici sono inseriti, nel contesto italiano, nella più ampia normativa *dei Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)*. La delibera 578/2013/R/eel dell'AEEG ha definito i SEU (come anche i SEESEU), come Sistemi Semplici di Produzione e Consumo costituiti da almeno un impianto di produzione e da un'unità di consumo direttamente connessi tra loro mediante un collegamento privato senza obbligo di connessione a terzi e collegati, direttamente o indirettamente, tramite almeno un punto, alla rete pubblica. Ottenere una qualifica SEU è determinante in quanto, parallelamente, avviene il riconoscimento di condizioni tariffarie agevolate sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, vale a dire la quota in autoconsumo. In particolare, dal 2015 gli oneri di sistema sono dovuti sia sull'energia prelevata dalla rete sia su quella autoconsumata, nella misura del 5%.

Ciò è vero solo per le parti variabili degli oneri generali di sistema, come previsto dal D.lgs n. 115/08 e dall'articolo 25-bis del decreto legge n. 91/14 convertito con legge n. 116/14. È chiaro, quindi, come l'attuale quadro normativo su tali oneri, e il loro possibile spostamento progressivo verso la quota fissa, come evidenziato in precedenza, costituisca un pericolo considerevole non solo per il modello di business in autoconsumo ma anche per quello sui SEU che rischiano, in maniera analoga all'autoconsumo, di vedere notevolmente ridotta la loro redditività e, quindi, la loro reale applicabilità. Non vengono qui ripetute, perciò, le considerazioni sui vari scenari al momento in studio ad esempio per le bollette dei clienti non domestici.

Successivamente a tale delibera, sono uscite le Linee Applicative del GSE e ulteriori delibere dell'AEEG che specificano altri punti sui SEU applicati agli impianti FV.

Il conseguimento della qualifica SEU/SEESEU (A-B) comporta condizioni tariffarie agevolate sull'energia elettrica autoconsumata (prodotta e consumata dall'utente finale). A decorrere dal 1° gennaio 2015, per i sistemi qualificati come SEU/SEESEU, i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, si applicano solo in parte anche sull'energia prodotta ed autoconsumata. Tali disposizioni non si applicano agli impianti fotovoltaici in regime di Scambio sul Posto di potenza non superiore a 20 kW, per i quali i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, limitatamente alle parti variabili, continuano ad applicarsi solo all'energia elettrica prelevata e non autoconsumata.

Di seguito una tabella di sintesi degli oneri generali dovuti dall'utente finale nel caso di impianto fotovoltaico in regime di SEU. Tali benefici ed i valori di seguito, valgono anche per gli impianti entrati in esercizio prima del 1 gennaio 2015.

Il soggetto che non richiede la qualifica SEU, dovrà pagare gli oneri generali anche sull'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico ed autoconsumata, tale regola vale anche per gli impianti entrati in esercizio prima del 1 gennaio 2015.

Per poter usufruire dei benefici spettanti ai SEU e ai SEESEU, i clienti finali e i produttori di un ASSPC devono presentare al GSE, direttamente o tramite un Soggetto Referente, una richiesta di qualifica. Il richiedente può inoltrare la richiesta di qualifica SEU o SEESEU al GSE esclusivamente tramite il portale informatico dedicato.

Per gli impianti fotovoltaici che usufruiscono dello Scambio sul Posto, non è necessario presentare richiesta di qualifica. Il GSE per tali sistemi, come specificato nelle "Regole Applicative", procede automaticamente al riconoscimento della qualifica.

In sintesi, affinché un sistema sia qualificato come SEU, deve possedere tre caratteristiche principali:

- essere costituito da uno o più impianti di produzione di energia elettrica (con potenza non superiore a 20 MW e complessivamente installata sullo stesso sito), alimentati da fonti rinnovabili

(o in assetto cogenerativo ad alto rendimento), gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale;

- l'unità di consumo deve appartenere a un unico cliente finale, il che esclude la possibile alimentazione delle multi-utenze, tagliando fuori dal mercato una fetta di applicazioni potenzialmente redditizie come centri commerciali, condomini, edifici a uso uffici, aeroporti, ecc;
- essere 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.

Un altro aspetto rilevante è la riforma del dispacciamento, al momento in studio, secondo la quale gli impianti potrebbero ricevere un credito non solo per la vendita di energia ma anche per i servizi resi alla rete 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 accumulo, ecc.

Ulteriori informazioni di dettaglio sono disponibili scaricando la [Guida](#) sul portale del GSE

Un altro fattore che influisce sui contratti di fornitura dell'energia è la *Riforma della Tariffa Elettrica*, di cui abbiamo accennato nei precedenti paragrafi. Con la Delibera 582/2015/R/EEL del 2 dicembre 2015, l'Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas giunge al termine di un articolato percorso di consultazione avviato con la richiesta di riforma delle tariffe elettriche prevista dal Decreto Legislativo 102/14.

Secondo la riforma, una volta a regime, ovvero dal 2018, sarà applicata per i servizi di rete una struttura tariffaria non progressiva, uguale per tutti i clienti domestici, impostata in base al criterio dell'aderenza ai costi dei diversi servizi:

- I costi di misura, commercializzazione e distribuzione verranno coperti in quota fissa pro-cliente

(/anno) e in quota potenza (/kW/anno),

- I costi di trasmissione in quota energia (c€/kWh),
- I costi per gli oneri di sistema manterranno invece una differenziazione tra clienti residenti, ai quali viene applicata tutta in quota energia come oggi, cioè in c€ per kWh prelevato e non residenti, ai quali viene applicata sia in quota fissa, sia in quota energia.

In questo modo, per residenti e non residenti insieme, il 75% della bolletta dipenderà ancora dai kWh prelevati, mantenendo così un forte incentivo a comportamenti virtuosi da parte dei cittadini.

La riforma prevede inoltre l'introduzione di livelli di potenza con un range più fitto rispetto all'attuale, in modo da aumentare la possibilità per il cliente di scegliere quello ottimale per le proprie esigenze. Verrà inoltre prolungata al 2016 la sperimentazione dell'attuale tariffa volontaria per le pompe di calore, consultando la possibilità di una sua estensione ad altri clienti domestici, anche per raccogliere ulteriori proposte dalle associazioni dei consumatori e ambientaliste.

In sintesi, il processo di gradualità della riforma

prevede le seguenti fasi:

a) dal 1° gennaio 2016

- Nel complesso la struttura tariffaria a scaglioni rimane invariata,
- Solo per le tariffe per i servizi di rete, viene effettuato un primo intervento teso a 'smorzare' l'effetto di progressività ai consumi e ad aumentare le quote fisse (per punto e per potenza), riducendo di almeno il 25% l'entità del sussidio incrociato oggi esistente,
- Inoltre viene avviata la raccolta e la messa a disposizione dei clienti dei dati relativi ai valori di potenza massima prelevata;

b) dal 1° gennaio 2017

- Piena applicazione della tariffa non progressiva per i servizi di rete,
- Primo intervento anche sulla tariffa per gli oneri di sistema, in modo da diminuire l'effetto di progressività e limitare a 2 il numero di scaglioni di consumo annuo
- Introduzione di tutte le novità legate all'impegno di potenza, con l'offerta di un maggior numero di livelli tra cui scegliere.

c) dal 1° gennaio 2018

- La riforma sarà a regime applicando la piena struttura non progressiva anche alla tariffa per gli oneri generali di sistema.

A titolo esemplificativo, facendo riferimento ai clienti residenti in regime di maggior tutela, per valutare la ripartizione della bolletta tra quote fisse e quote variabili che si potrà realizzare dal 2018, si può affermare che la spesa totale sarà da at-

tribuire in media per il 25% alle quote fisse (per punto e per kW di potenza impegnata) e per il 75% alle quote variabili (per kWh di energia prelevata), come illustrato nella seguente figura.

Ulteriori informazioni di dettaglio sono disponibili scaricando la Delibera 582/2015/R/EEL sul portale del GSE.

3.2. L'IMPLEMENTAZIONE DEL PROGETTO

Prima di addentrarsi nello sviluppo progettuale di un impianto FV con modello SEU, si premette che i dettagli degli aspetti contrattuali tra il fornitore e il consumatore di energia sono riportati nel format di contratto sviluppato ad hoc e allegato a queste linee guida.

Dati gli attuali (e, molto probabilmente, anche futuri) livelli di remunerazione per lo scambio sul posto e la vendita di energia secondo il regime del ritiro dedicato, anche questo modello di business si fonda sulla possibilità di raggiungere una considerevole quota di autoconsumo per il consumatore finale. Non si ripeteranno qui, perciò, le considerazioni svolte nel paragrafo 2.2 in merito all'analisi preliminare dell'utenza per comprendere la compatibilità del suo profilo di carico con l'andamento della produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico nel corso della giornata e dell'anno.

Una peculiarità di questo modello, tuttavia, è quella relativa all'analisi del prezzo dell'elettricità da rete pagata attualmente dal consumatore. Tale prezzo, infatti, è fondamentale perché l'investitore possa proporre all'utente un prezzo competitivo per l'energia prodotta da fotovoltaico e autoconsumata. Solitamente si ipotizza che il consumatore consideri attrattivo un risparmio del 10÷20% anche se, chiaramente, le condizioni specifiche possono essere molto variabili.

Come per il modello in autoconsumo, anche qui si riportano due possibili schemi logici per il contratto di fornitura energetica: il primo, più adatto a pic-

cole e medie taglie, ipotizza che l'investitore operi in "full equity" senza accedere ad alcun prestito. Il secondo schema, invece, inserisce un credito bancario, presupponendo una taglia maggiore per il sistema che, quindi, potrebbe alimentare utenze in segmenti di mercato come il terziario, il commerciale e l'industriale.

Come per il precedente modello, la taglia del sistema dovrà essere scelta cercando di massimizzare la quota di energia autoconsumata tenendo conto, allo stesso tempo, della disponibilità della superficie necessaria per l'installazione dei moduli fotovoltaici. Ciò è vero, in particolare, per i segmenti applicativi dove sono possibili impianti di grande taglia (commerciale e industriale) e dove i vincoli di spazio sono più pressanti (condomini ed edifici a uso uffici). L'utente valuterà presumibilmente una o più offerte tecnico-economiche ricevute da ditte installatrici sulla base del costo complessivo, della producibilità presunta, di eventuali servizi di manutenzione offerti e di possibili offerte o servizi aggiuntivi (p.es. inserimento di dispositivi per la concentrazione dei carichi e l'aumento della quota in autoconsumo).

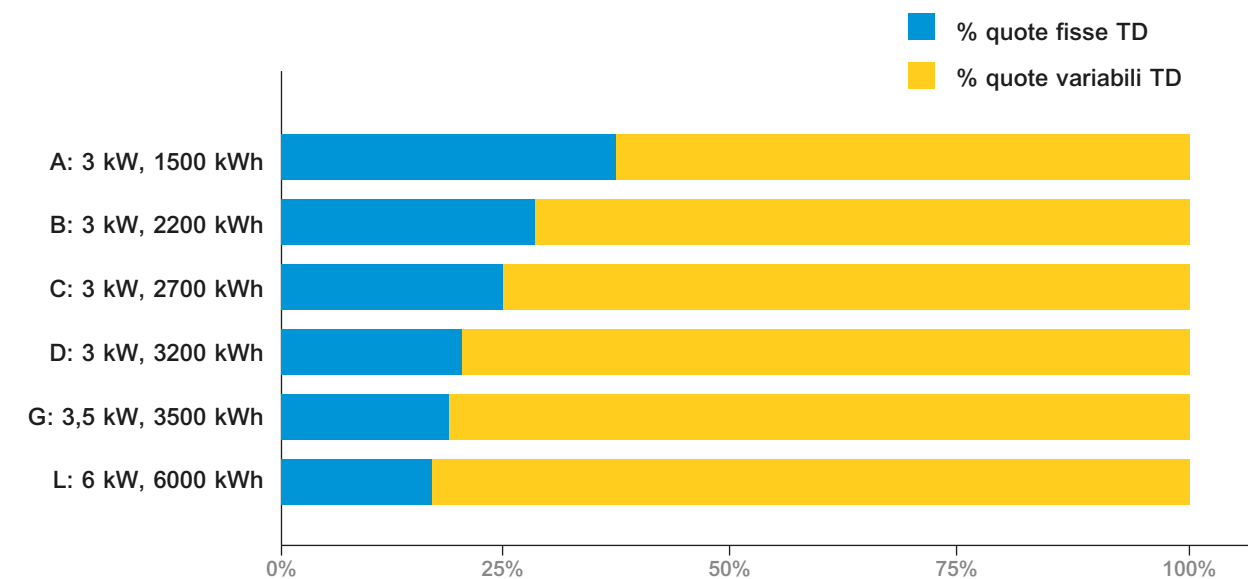
L'investitore imposterà il suo business plan secondo le seguenti voci previste per i flussi di cassa in entrata e in uscita:

a) in uscita:

- Costo annuo del finanziamento;
- Costi di gestione dell'impianto;

b) in entrata:

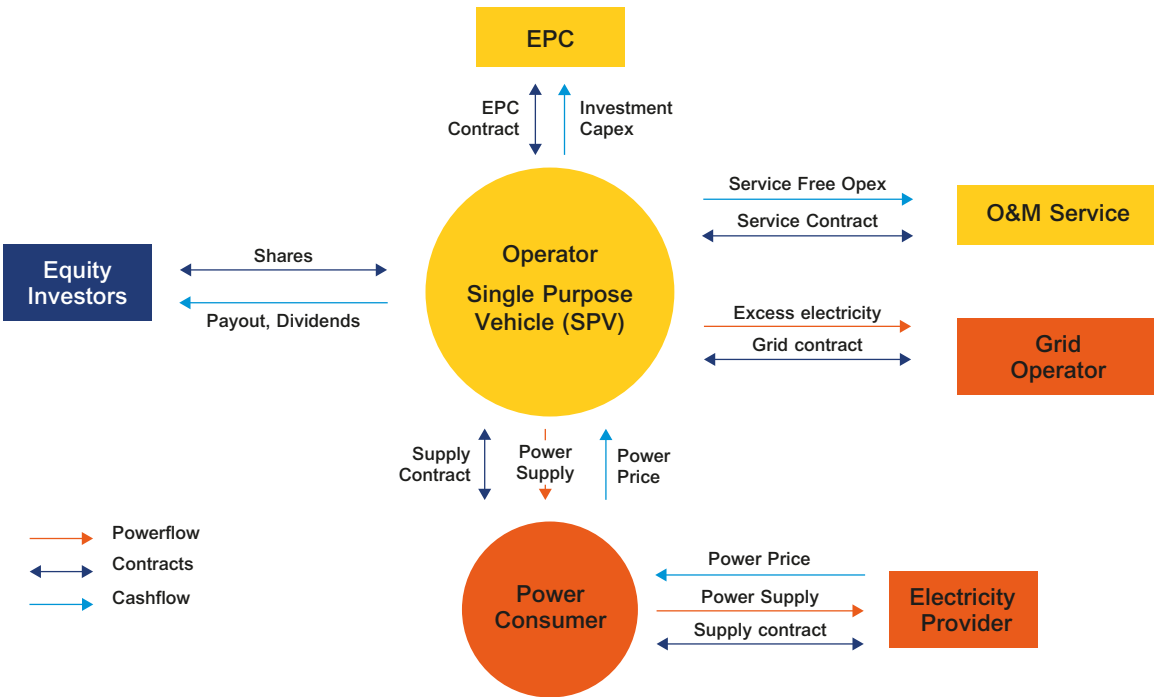
Grafico 7. Ripartizione percentuale della bolletta elettrica per clienti residenti tra quote fisse, per punto e per kW di potenza impegnata, e quote variabili, per kWh di energia prelevata.



fonte: "Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas"

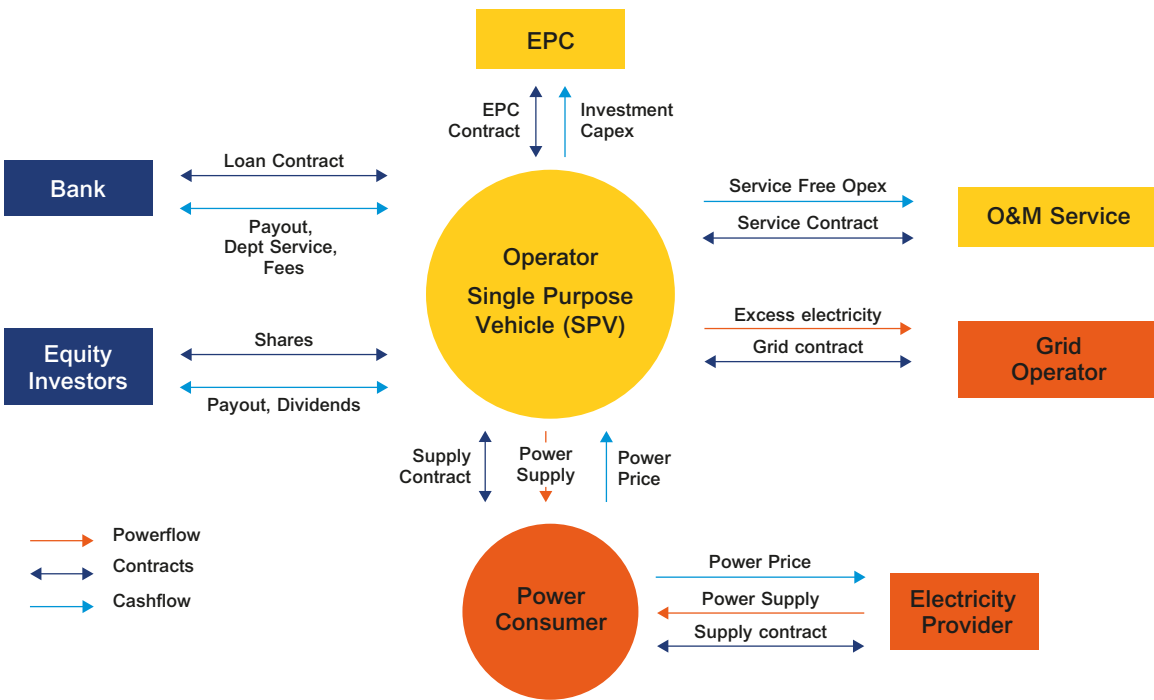
- Prezzo di vendita del kWh in autoconsumo;
- Vendita di energia alla rete (remunerazione da scambio sul posto se la taglia dell'impianto lo consente);
- Ammortamento del bene come bene strumentale (p.es. 4% in 25 anni);
- Se la riforma del dispacciamento elettrico lo permetterà, a ciò andrà aggiunto un reddito derivante dagli specifici servizi di rete resi.

Grafico 8. Schema del modello di contratto di fornitura senza accesso al credito



fonte: elaborazione del progetto «PV Financing».

Grafico 9. Schema del modello di contratto di fornitura con accesso al credito



fonte: elaborazione del progetto «PV Financing».

3.3. CALCOLI DI REDDITIVITÀ

Settore residenziale – Case monofamiliari

Per le applicazioni singole nel settore residenziale, il modello in autoconsumo è senza dubbio quello largamente più utilizzato e difficilmente i SEU troveranno mercato in questo segmento. Ciò è dovuto soprattutto ai bassi costi di investimento combinati con la detrazione fiscale, che rendono la spesa iniziale spesso affrontabile direttamente dall'utente finale. La sottoscrizione di un ulteriore contratto di fornitura elettrica, oltre a quello della rete, si configura inoltre come una complicazione addizionale, certamente non vista di buon occhio dal consumatore finale. Nel caso l'utente non abbia la possibilità di effettuare l'investimento, un SEU potrebbe essere una soluzione alternativa

per la fornitura di energia elettrica. Il calcolo di redditività è stato effettuato sulla base delle seguenti ipotesi:

- Costo di impianto: 2000 €/kWp
- Taglia impianto: 3 kWp
- Resa: 1.275 kWh/kW_p (con ipotesi di installazione al centro Italia)
- Quota in autoconsumo: 40%
- Costo elettricità da rete: 0,23 €/kWh
- Costo di fornitura tramite SEU: 0,17 €/kWh (risparmio del 25% circa sulla tariffa di rete)
- Remunerazione scambio sul posto: 0,10 €/kWh
- Costi di esercizio e manutenzione: 1,5% dell'investimento
- Investimento in "full equity" senza accesso al credito

L'investimento per il soggetto che vende l'elettri-

cità avrebbe un tempo di ritorno superiore ai 14 anni e un TIR del 6,5% circa. L'investitore non può applicare la detrazione fiscale alle spese dell'impianto, poiché ciò è possibile solo per chi ha disponibilità dell'edificio.

Un fattore positivo di tale configurazione SEU applicata al settore residenziale è l'affidabilità del consumatore finale, sia in termini di pagamenti dell'energia sia, soprattutto, in termini di consumi nel tempo. Le utility e le imprese immobiliari, infatti, si stanno cominciando a interessare a questo modello di business.

Settore residenziale – Condomini

Come già anticipato, per i condomini l'applicabilità del modello SEU è piuttosto limitata poiché la normativa non consente l'alimentazione di utenze multiple e, quindi, come già sottolineato, la fornitura di energia elettrica potrebbe riguardare solo le utenze comuni, soluzione spesso non appetibile economicamente.

Le ipotesi di calcolo sono molto simili a quanto appena visto per le applicazioni residenziali singole:

- Costo di impianto: 1.800 €/kW_p
- Taglia impianto: 20 kW_p
- Resa: 1.275 kWh/kW_p (con ipotesi di installazione al centro Italia)
- Quota in autoconsumo: 30% (i carichi comuni vengono utilizzati in orari prettamente serali)
- Costo elettricità da rete: 0,22 €/kWh
- Costo di fornitura tramite SEU: 0,17 €/kWh (risparmio del 23% circa sulla tariffa di rete)
- Remunerazione scambio sul posto: 0,10 €/kWh
- Costi di esercizio e manutenzione: 1,5% dell'investimento
- Investimento in "full equity" senza accesso al credito

Ne consegue un tempo di ritorno di quasi 13 anni e un TIR di circa 8%. Come per il settore precedentemente analizzato, i parametri che potrebbero ulteriormente influenzare in modo sostanziale il calcolo sono il costo specifico dell'impianto e la quota di autoconsumo. Bisogna osservare, però, che

tale quota, diversamente da quanto accade per le utenze residenziali singole, potrebbe essere incrementata non tanto dalla concentrazione dei carichi (p.es. l'illuminazione rimarrà sempre e comunque un carico serale e notturno) ma dalla possibilità di estendere l'autoconsumo dai carichi condivisi alle singole utenze condominiali, ipotesi al momento non prevista dall'attuale normativa.

Edifici a uso uffici

Le problematiche di questo segmento sono molto simili a quelle sui condomini poiché, se si ha a che fare con una molteplicità di utenze, la normativa non permette di ottenere la qualifica SEU per fornire energia a tali utenze ma è invece possibile coprire solo i consumi comuni.

Nel caso in cui, invece, si tratti di un singolo ufficio di grande dimensione, è allora possibile realizzare un SEU con la singola utenza, con il vantaggio di poter raggiungere una quota di autoconsumo più elevata rispetto alle tipiche applicazioni residenziali, data la concentrazione delle attività nel periodo diurno.

Le ipotesi potrebbero allora essere le seguenti:

- Costo di impianto: 1.800 €/kW_p
- Taglia impianto: 20 kW_p
- Resa: 1.275 kWh/kW_p (con ipotesi di installazione al centro Italia)
- Quota in autoconsumo: 70%
- Costo elettricità da rete: 0,22 €/kWh
- Costo di fornitura tramite SEU: 0,17 €/kWh (risparmio del 23% sulla tariffa di rete)
- Remunerazione scambio sul posto: 0,10 €/kWh
- Costi di esercizio e manutenzione: 1,5% dell'investimento
- Investimento in "full equity" senza accesso al credito

Ne consegue un tempo di ritorno di circa 15 anni e un TIR del 9%.

Centri commerciali

Come visto per i due segmenti applicativi precedenti, anche per le utenze commerciali, l'attuale normativa consente l'adozione di un SEU solo se volto alla alimentazione delle utenze comuni. Le ipotesi di calcolo potrebbero allora essere le seguenti:

- Costo di impianto: 1.400 €/kW_p
- Taglia impianto: 200 kW_p
- Resa: 1.275 kWh/kW_p (con ipotesi di installazione al centro Italia)
- Quota in autoconsumo: 60%
- Costo elettricità da rete: 0,18 €/kWh
- Costo di fornitura tramite SEU: 0,15 €/kWh (risparmio di circa il 15% sulla tariffa di rete)
- Remunerazione scambio sul posto: 0,10 €/kWh
- Costi di esercizio e manutenzione: 1,5% dell'investimento
- Accesso al credito con prestito a 7 anni per il 70% dell'investimento (tasso d'interesse: 7%)

Il tempo di ritorno risulta di circa 12 anni e il TIR pari a circa 11%.

Edifici pubblici

Il segmento degli edifici pubblici appare particolarmente interessante per i contratti di fornitura per due principali motivi: prima di tutto, permette di superare gli ostacoli legati ai vincoli di bilancio e, quindi, alle possibilità di investimento dei soggetti pubblici. Il fatto che il consumatore di energia sia proprio un soggetto pubblico, inoltre, riduce drasticamente il rischio di una sua futura "scomparsa", rendendo così più agevole l'accesso al credito da parte del produttore di energia.

Le ipotesi di calcolo potrebbero essere le seguenti:

- Costo di impianto: 1.800 €/kW_p
- Taglia impianto: 20 kW_p
- Resa: 1.275 kWh/kW_p (con ipotesi di installazione al centro Italia)
- Quota in autoconsumo: 60%
- Costo elettricità da rete: 0,22 €/kWh

- Costo di fornitura tramite SEU: 0,17 €/kWh (risparmio del 22% circa sulla tariffa di rete)
- Remunerazione scambio sul posto: 0,10 €/kWh
- Costi di esercizio e manutenzione: 1,5% dell'investimento
- Accesso al credito con prestito a 7 anni per il 70% dell'investimento (tasso d'interesse: 3%)

Con tali ipotesi, il tempo di ritorno per l'investitore si attesta attorno ai 13 anni con un TIR dell'8% circa. Nell'ipotesi di un autoconsumo più contenuto, ad esempio dovuto ai mesi di chiusura estiva di una scuola, pari al 30%, il tempo di ritorno sale in maniera considerevole fino a sfiorare i 15 anni mentre il TIR scende al 6,5%.

Industriale

Per quanto riguarda il settore industriale, facendo riferimento a un impianto di media-grande taglia, ad esempio di 1 MW_p, ci si trova esclusi dalla disciplina dello scambio sul posto ma, dati i notevoli consumi delle industrie e le curve di carico, è possibile ipotizzare un autoconsumo fino anche al 90%.

Le ipotesi utilizzate per il calcolo di un modello in SEU sono le seguenti:

- Costo di impianto: 1.000 €/kW_p
- Taglia impianto: 1000 kW_p
- Resa: 1.275 kWh/kW_p (con ipotesi di installazione al centro Italia)
- Quota in autoconsumo: 90%
- Costo elettricità da rete: 0,17 €/kWh
- Costo di fornitura tramite SEU: 0,14 €/kWh (risparmio del 18% circa sulla tariffa di rete)
- Costi di esercizio e manutenzione: 1,5% dell'investimento
- Accesso al credito con prestito a 7 anni per il 70% dell'investimento (tasso d'interesse: 7%)

Come già visto per il modello in autoconsumo, la combinazione di un basso costo specifico d'impianto, dovuto alla maggiore taglia, e la quota massima di autoconsumo permette di ottenere un tempo di ritorno dell'interessante valore di 8 anni

con un TIR attorno al 17%. La principale barriera alla diffusione di sistemi FV in questo settore, tuttavia, resta l'orizzonte a breve termine che spesso il decisore industriale ha o è costretto ad avere.

Rispetto a tale orizzonte, infatti, anche un tempo di ritorno teoricamente interessante come questo potrebbe non risultare appetibile.

3.4. SCHEMI DI FINANZIAMENTO

Ferme restando tutte le considerazioni già esposte nel paragrafo 2.4 sul finanziamento degli impianti fotovoltaici nell'era post incentivi, si vuole qui aggiungere qualche peculiarità relativa al tema del finanziamento stesso per i modelli di business tramite contratti di fornitura di energia.

In questi modelli non è mai l'utente finale ma è lo sviluppatore e operatore dell'impianto a svolgere il ruolo di soggetto investitore. Per impianti di piccola e media taglia come, ad esempio, quelli nel settore residenziale o commerciale e industriale di limitata dimensione, l'investitore potrebbe decidere, per limitare il costo del finanziamento e snellire lo sviluppo del progetto, di procedere in "full equity", utilizzando cioè risorse proprie, anche data la limitata entità della spesa necessaria. Questa, infatti, è stata anche l'ipotesi assunta, in alcuni dei segmenti applicativi, per i calcoli di redditività sopra riportati.

Per taglie più consistenti, come le applicazioni commerciali e industriali da 100 kW_p fino a qualche MW_p, è plausibile invece che per l'investitore sia necessario e opportuno ricorrere a un finanziamento bancario. In merito ai prestiti, si ribadisce quanto già esposto in precedenza, vale a dire che oggi la maggioranza degli istituti di credito si focalizza più sull'affidabilità del soggetto richiedente che sulle caratteristiche del progetto proposto.

A ciò si aggiunge che il modello dei sistemi SEU, così come la normativa a essi associata, non sono temi conosciuti in profondità dagli istituti bancari e tale circostanza certamente non favorisce l'accesso al credito. Più agevole può essere il caso in cui l'impianto fotovoltaico viene inserito all'interno di

un più vasto ed economicamente più consistente progetto di efficienza energetica, nel quale altri interventi presentano un tempo di rientro molto più contenuto.

Un altro meccanismo che potrebbe facilitare la concessione del credito bancario è la raccolta di parte dell'equity necessaria tramite la creazione di cooperative energetiche oppure grazie all'innovativo strumento delle piattaforme di crowdfunding. Tramite l'utilizzo di queste piattaforme, l'investitore potrebbe porsi l'obiettivo di raccogliere in equity il 30÷40% della spesa prevista, per poi completarla con risorse interne e/o credito bancario. Anche sul tema del crowdfunding, comunque, si rimanda ai dettagli già presentati nel paragrafo 2.4.

Sempre relativamente agli impianti di media o grande taglia, inoltre, si evidenzia come, nonostante l'accesso al credito bancario sia uno scenario più che plausibile, esistono anche esempi di investimento in "full equity" anche per impianti di dimensione ragguardevole, come riportato nel prossimo paragrafo relativo alle buone pratiche.

Sia che l'investitore utilizzi un prestito, anche sotto forma di crowdfunding, sia che decida di impiegare le proprie risorse, un aspetto centrale è quello del rischio di progetto. Soprattutto nei settori commerciale e industriale, senza dubbio i più interessanti e promettenti per i SEU, il business plan si regge sulla "scommessa" della futura esistenza del consumatore di energia o, in uno scenario meno catastrofico, sulla stabilità nel tempo del suo fabbisogno elettrico, nonché sull'andamento dei costi dell'elettricità da rete poiché, più bassisono questi costi, minore è il beneficio legato

ai kWh risparmiati.

Mentre per gli utenti pubblici tale rischio è visto come estremamente contenuto, il futuro dei clienti privati appare molto più incerto. La convenienza dei SEU, infatti, è comunque basata sulla quota di energia autoconsumata, proprio come nel modello di business analizzato in precedenza poiché la vendita diretta di energia alla rete risulterebbe molto meno conveniente e comporterebbe un netto peggioramento del business plan.

La valutazione del progetto e dei suoi flussi di cassa attesi, perciò, risulta molto più complessa di un tempo, quando l'incentivo disponibile su tutta l'energia prodotta riduceva drasticamente il rischio per gli istituti bancari e per gli investitori.

Come può allora l'investitore ridurre questo rischio? Alcuni attori scelgono l'opzione di ricorrere a formule tipo "prendi o paghi" nel quale l'utente si impegna comunque a versare una quota per l'energia anche se, in futuro, l'utente stesso dovesse andare in bancarotta. È chiaro, però, come tale soluzione non riduca il rischio reale per l'investitore in quanto la sua posizione nella lista dei creditori a seguito di un eventuale fallimento dell'utente non sarebbe certamente tra le prime. Una soluzione più innovativa sarebbe quella di considerare l'impianto fotovoltaico in modo più "flessibile", vale a dire come un bene amovibile e asportabile che l'operatore può togliere da un utente, nel caso non siano più presenti fabbisogni energetici, e utilizzare per alimentarne un altro.

3.5. ESEMPI DI BUONE PRATICHE

Impianto industriale da 3 MW_p
Lo stabilimento industriale della L'Oreal, ubicato a Settimo Torinese, in provincia di Torino, si è recen-

temente dotato di un impianto FV da 3 MW_p con il fine di abbassare la bolletta energetica e incrementare la sostenibilità della produzione.



fonte: Qualenergia.it

L'impianto dovrebbe produrre circa 3.600 MWh/anno, con una resa specifica di 1.200 kWh/anno per ogni kW_p. Tutta questa energia potrà essere auto-consumata dall'azienda e la produzione da fotovoltaico rappresenterà il 30÷35% del fabbisogno totale.

L'investimento necessario è stato superiore ai 3.000.000 € con un costo specifico di circa 1.000 €/kW_p. Tale investimento è stato effettuato senza alcun tipo di incentivo e in regime di "full equity", vale a dire senza accesso al credito ("Balance Sheet Finance").

La società Enersol, che ha agito da investitore e gestisce l'impianto, ha avuto accesso a una qualifica SEU, grazie alla quale può vendere elettricità alla L'Oreal a un prezzo che può essere stimato del

10% circa inferiore a quello della rete. Il contratto ha una durata di 20 anni e include una formula del tipo "take or pay" per tutelare, almeno parzialmente, l'investitore dal rischio di una riduzione dei consumi e, quindi, delle vendite di energia prodotta dal sistema FV. Enersol, inoltre, fornisce a L'Oreal anche la restante quota di elettricità necessaria al fabbisogno complessivo, acquistando sul mercato a prezzi vantaggiosi.

L'impianto FV è parte del più ampio progetto "L'Oreal – Emissioni zero", nel quale è compreso anche l'utilizzo di calore e raffrescamento della locale rete di teleriscaldamento, alla quale è stata allacciata una caldaia a biomasse, alimentata a cippato e residui legnosi boschivi, della potenza di 1 MW elettrico (si utilizza una turbina ORC) e 4 MW termici.



fonte: Enersol.

3.6. PROSPETTIVE

Come anche per il precedente modello di business, anche per il modello SEU un ruolo centrale nelle prospettive relative alla sua applicabilità nel mercato è svolto dall'evoluzione delle normative sull'autoconsumo e, in particolare, sull'entità dell'ormai inevitabile spostamento parziale degli oneri di sistema dai corrispettivi variabili a quelli fissi. Non si ripeterà qui, perciò, quanto già argomentato nel paragrafo 2.6

È opportuno, però, aggiungere due recenti contributi alla discussione, che sembrano andare in direzioni differenti.

Il primo è quello esposto dal *Ministero dello Sviluppo Economico*, per bocca del Viceministro, secondo il quale il Ministero stesso intende dare continuità alle politiche di sostegno per la generazione distribuita e starebbe facendo pressione anche sulla Commissione Europea per raggiungere tale scopo. Più in dettaglio, Il Ministero ha dichiarato di riconoscere l'importanza delle esenzioni dal pagamento degli oneri per l'autoproduzione efficiente, diffusa in molti settori produttivi, e per la generazione rinnovabile distribuita; proprio per questo motivo, il Ministero sta sostenendo in Europa, insieme ad altri Paesi come la Germania, le ragioni di un'attuazione delle nuove Linee Guida che salvaguardi questi obiettivi di politica energetica.

Una posizione più sibillina e ambigua, invece, è quella assunta dall'*Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico*, che è tornata su questo tema nella presentazione della sua relazione annuale per il 2015. Prima di tutto, l'Autorità ha parzialmente scaricato la responsabilità in merito, affermando che è competenza del decisore politico affrontare la riforma complessiva della redistribuzione degli oneri generali di sistema. La stessa Autorità ha poi espresso il parere che riforme in tal senso dovrebbero tutelare le tecnologie

più efficienti, il che potrebbe significare un approccio volto più all'elettrificazione dei consumi, favorendo soluzioni come le pompe di calore, che non alla salvaguardia dei sistemi di autoproduzione e risparmio energetico.

Un ulteriore aspetto che potrebbe fungere da vero discriminante di mercato sarebbe l'abolizione dell'attuale limite di applicabilità dei SEU alla singola utenza. Come già evidenziato, infatti, ciò potrebbe permettere l'apertura di nuovi rilevanti segmenti applicativi. Al momento, però, nessuno degli attori ai quali è in capo la responsabilità di tale potenziale sviluppo normativo, purtroppo, sembra orientato in tal senso.

Un altro punto che potrebbe avere una certa rilevanza è l'approccio dell'impianto fotovoltaico come bene amovibile, secondo quanto introdotto nel paragrafo 3.4. Si tratta, però, non tanto di una evoluzione normativa quanto piuttosto di una diversa impostazione da parte dei produttori e venditori dell'energia elettrica prodotta da un sistema FV.

Sebbene già citato nell'esposizione del quadro regolatorio, infine, vale la pena sottolineare ancora una volta la riforma del dispacciamento, attualmente in corso. Sulla base di tale riforma, gli impianti fotovoltaici potrebbero ricevere un credito non solo per la vendita di energia ma anche per altri servizi resi alla rete.

Il business plan di un investimento allora, soprattutto nel caso di impianti di media e grande taglia, potrebbe avere un contributo addizionale non trascurabile proprio dal reddito derivante da questi servizi. È chiaro come questo aspetto possa essere determinante o meno, per attivare una ripresa del mercato, in funzione dell'entità del beneficio economico che sarà riconosciuto ai diversi servizi di supporto che un impianto fotovoltaico è in grado di svolgere.



4. CONCLUSIONI

Come conclusione, è opportuno tirare le fila dei principali punti esposti, cercando di riassumerne gli aspetti centrali per delineare un possibile quadro di evoluzione per il ruolo che i due modelli di business presentati potranno giocare nel breve periodo negli scenari energetici nazionali.

È chiaro come ambedue i modelli analizzati fondino la loro redditività sulla convenienza di autoconsumare l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico. Tale convenienza, a sua volta, è legata a due punti: il costo dell'energia risparmiata e la quota percentuale di autoconsumo sul totale dell'energia generata.

Per quanto riguarda il *risparmio*, è stato evidenziato come l'evoluzione normativa potenzialmente più rischiosa sia quella relativa allo spostamento degli oneri di sistema dalla quota variabile della bolletta a quella fissa. Ciò è vero soprattutto per i clienti non domestici, la cui bolletta è al momento oggetto di una riforma in corso. La quantificazione di questo spostamento sarà determinante per valutare la futura redditività dei modelli di business presentati.

La percentuale di *energia autoconsumata*, invece,

potrà essere in futuro aumentata mediante dispositivi automatici per la concentrazione dei carichi (domotica) e tramite sistemi di accumulo. Per favorire tale processo, l'erogazione di incentivi specifici potrebbe rivelarsi una misura efficace. Un altro mezzo per incrementare la quota in autoconsumo, ovviamente, è anche lo spostamento del mercato verso segmenti con carichi diurni maggiori, come i settori commerciale e industriale. Si è visto, però, come un'adozione massiccia del fotovoltaico in tali segmenti sia ora limitata dall'attuale normativa sui SEU. Si evidenzia, infine, come un incremento anche significativo della quota in autoconsumo potrebbe rivelarsi del tutto inutile per raggiungere la redditività dell'investimento nel caso in cui il risparmio per kWh, discusso al punto precedente, sia drasticamente ridotto.

Un altro elemento essenziale, soprattutto per il modello in autoconsumo nel settore residenziale di piccola taglia, è quello del mantenimento della detrazione fiscale. Dai calcoli di redditività, infatti, è emerso nettamente come tale leva sia essenziale per garantire l'efficacia dell'investimento per il singolo utente. Come già osservato, sembra diffici-

le ipotizzare una estensione del meccanismo a un periodo pluriennale ma è comunque plausibile uno scenario nel quale la detrazione venga rinnovata annualmente.

Sempre in merito all'evoluzione normativa, un punto essenziale sarebbe l'allargamento della qualifica SEU anche a quegli impianti che alimentano utenze multiple, soluzione al momento non permessa dalla legislazione nazionale. Un siffatto cambiamento, infatti, aprirebbe nuovi segmenti di mercato come le aree commerciali, le zone industriali, nonché gli edifici a uso uffici e i condomini al di là delle loro utenze comuni. Come già discusso, tuttavia, tale modifica non sembra realistica nell'attuale scenario.

Si resta in attesa anche della revisione del sistema del dispacciamento, grazie alla quale gli impianti fotovoltaici potrebbero ricevere un reddito non solo per la vendita di energia ma anche in virtù di alcuni servizi che possono rendere alla rete come, ad esempio, l'interruzione del prelievo di energia dalla rete oppure dell'immissione di energia in rete qualora si verifichi una sovrabbondanza di disponibilità, la gestione dei livelli di tensione tramite accumulo, ecc.

Un altro elemento centrale per ambedue i modelli di business presentati è quello del credito bancario: al momento l'accesso a un finanziamento è basato soprattutto sulla credibilità dell'investitore piuttosto che sulla forza del progetto. La situazio-

ne potrebbe cambiare quando gli istituti di credito avranno una maggiore comprensione del funzionamento dei SEU e del calcolo dei flussi di cassa per i modelli in autoconsumo, senza dubbio estremamente più complicato del calcolo di redditività che si conduceva in regime di Conto Energia. Si evidenzia, inoltre, come il rischio dell'investimento e, quindi, la difficoltà (e/o l'alto tasso di interesse) dei prestiti sia legato anche al fatto che il modello di business presuppone la stabilità dei consumi dell'utente per un periodo di 15+20 anni. L'approccio di un impianto FV amovibile potrebbe ridurre questo rischio nel caso di "morte prematura" del consumatore di energia.

Per quanto riguarda, infine, il ruolo più generale del fotovoltaico nel settore energetico italiano, si può fare riferimento alla recente analisi realizzata dall'Energy & Strategy Group del Politecnico di Milano, secondo la quale lo scenario peggiore, vale a dire quello con una evoluzione normativa che non faciliti l'adozione dei modelli di business, prevede una potenza installata annua di 150+200 MW_p tra il 2016 e il 2020, concentrata quasi esclusivamente nel segmento residenziale. In uno scenario positivo, invece, dove i cambiamenti legislativi possano favorire soprattutto la ripresa delle installazioni di media e grande taglia nei settori commerciale e industriale, tale valore potrebbe salire a 700+800 MW_p.



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