

È di qualche settimana fa la prima bozza del decreto sui nuovi incentivi alle fonti rinnovabili elettriche (“DM FER”), il primo dei due provvedimenti previsti a sostegno delle rinnovabili.

Alla luce degli esiti della SEN, infatti, il Mise ha ritenuto di distinguere tra fonti “mature” (quali eolico onshore, solare fotovoltaico, idroelettrico, geotermoelettrico, gas di discariche, gas residuati dei processi di depurazione) e fonti “innovative” (quali eolico off shore, oceanica, geotermia, biomasse, biogas e solare termodinamico).

Si torna così a incentivare il fotovoltaico, che parteciperà ai registri e alle aste con l’eolico, in quanto accomunati dalla marcata capacità di riduzione dei costi.

Di seguito i punti principali del DM FER, tenendo presente che l’iter di approvazione non è ancora terminato e il provvedimento potrebbe quindi essere soggetto a modifiche.

1. Requisiti di partecipazione degli impianti fotovoltaici

Sono ammessi al regime di incentivazione solo gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW, ossia quelli che non possono accedere alle detrazioni fiscali nell’ambito degli interventi di riqualificazione edilizia.

Per partecipare alla aste ai registri, gli impianti fotovoltaici devono:

- Essere di nuova costruzione (il fotovoltaico non partecipa alle procedure indette per gli impianti oggetto di interventi di rifacimento totale o parziale);
- Rispettare le disposizioni circa il divieto di accesso agli incentivi statali per impianti ubicati in area agricola;
- Avere il titolo abilitativo alla costruzione e all’esercizio e il preventivo di connessione accettato in definitiva.

Sono ammessi solo gli impianti di cui non è ancora stata avviata la costruzione: i lavori di realizzazione devono essere iniziati dopo l’inserimento in posizione utile nelle graduatorie.

2. Le tariffe

Il DM FER prevede due tipi di tariffe incentivanti: la tariffa onnicomprensiva, con ritiro da parte del GSE, e la c.d. “tariffa a due vie”, nella quale l’incentivo è calcolato sottraendo il prezzo zonale dalla tariffa spettante e, qualora il valore ottenuto sia negativo, la differenza dev’essere restituita al GSE.

Gli impianti con potenza non superiore a 100 kW possono accedere ad entrambe le tariffe a scelta del soggetto responsabile, con possibilità di passare da un sistema all’altro per non più di due volte durante il periodo di incentivazione.

Gli impianti con potenza pari o superiore a 100 kW possono ottenere solo la tariffa a due vie.

L’energia autoconsumata non è incentivata e le tariffe non sono compatibili con lo scambio sul posto e il ritiro dedicato.

La tariffa spettante è determinata in base all’offerta al ribasso formulata dal produttore nell’ambito delle procedure a partire dalla tariffa di riferimento, che per il fotovoltaico è pari a:

- 110 Euro/MWh per impianti di potenza tra 20 e 100 kW
- 90 Euro/MWh per impianti di potenza compresa tra 100 kW e 1 MW;

- 70 Euro/MWh per impianti di potenza superiore ad 1 MW.

Oltre al ribasso offerto, la tariffa incentivante è soggetta a riduzione nel caso di: (i) ottenimento di contributi in conto capitale, e (ii) entrata in esercizio successiva al termine previsto per gli impianti a registro (in caso di ritardo per gli impianti ad asta vi è la decadenza immediata). In generale, la tariffa viene ridotta se l'entrata in esercizio è successiva a 12 mesi dalla comunicazione di esito delle procedure.

Il DM FER prevede la possibilità di rinunciare alle tariffe prima del termine del periodo di diritto a fronte della restituzione degli incentivi percepiti sino al momento della rinuncia.

3. Il periodo di incentivazione

Il periodo di incentivazione per gli impianti fotovoltaici è pari a venti anni, computato al netto di ragioni di sicurezza della rete, eventi calamitosi riconosciuti, altre cause di forza maggiore. L'erogazione degli incentivi è sospesa nel caso di prezzi zionali orari pari a zero (o negativi quando verranno introdotti) per un periodo superiore a sei ore consecutive.

4. Le modalità di accesso agli incentivi

Il nuovo decreto, diversamente dai precedenti, non contempla l'accesso diretto. Gli impianti di potenza inferiore ad 1 MW accedono agli incentivi tramite registro, mentre gli impianti di potenza superiore a tale soglia tramite aste al ribasso. Sono previsti sette bandi, con contingenti di potenza in aumento (per il fotovoltaico, da 35 a 110 MW per i registri e da 500 a 800 MW per le aste): la domanda di partecipazione dev'essere presentata nel termine di 30 giorni dalla pubblicazione del bando e la graduatoria è pubblicata dal GSE entro 90 giorni dalla chiusura dei bandi.

Gli impianti a registro hanno requisiti d'accesso semplificati, in quanto (i) per la partecipazione non sono stati previsti requisiti di tipo economico e di c.d. ordine generale (i.e., i requisiti per partecipare alle procedure ad evidenza pubblica con le PA) (ii) non è stato previsto il rilascio di cauzioni.

Un'importante novità del DM FER è che il controllo dei requisiti avviene prima della pubblicazione delle graduatorie stesse, diversamente da quanto avveniva secondo la disciplina del DM 23 giugno 2016, al fine di superare le criticità espresse dall'AGCM secondo cui i controlli successivi impedivano che fosse garantita una immediata, efficiente e corretta allocazione delle risorse disponibili (cfr. AS1396/2017).

• La procedura a registro

Per i registri la percentuale massima di riduzione sulla tariffa di riferimento è pari al 30%.

Sono previsti criteri di priorità che, per il fotovoltaico e l'eolico, sono:

- Realizzazione su discariche esaurite, cave e miniere esaurite, aree di pertinenza di discariche e di siti contaminati;
- Maggiore riduzione percentuale offerta sulla tariffa di riferimento;
- Minor valore della tariffa spettante;
- Anteriorità della data di completamento della procedura.

Gli impianti iscritti in posizione utile a registro devono entrare in esercizio entro 19 mesi dalla data di pubblicazione della graduatoria (al netto di eventi calamitosi attestati

dall'autorità competente e altre cause di forza maggiore) e sono previste riduzioni della tariffa in caso di mancato rispetto dei termini.

In particolare, si applica una riduzione pari allo 0,5% della tariffa riconosciuta per mese di ritardo per un massimo di 6 mesi. Qualora un impianto abbia superato il termine massimo e sia ammesso alla procedura successiva, tale impianto avrà una tariffa ridotta del 5%.

Diversamente da quanto accadeva ai sensi del vecchio DM 23 giugno 2016, non è previsto lo scorrimento ma è possibile trasferire a terzi un impianto iscritto a registro prima dell'entrata in esercizio. Va tenuto però presente che ciò comporta la riduzione del 50% della tariffa spettante.

4.2 La procedura d'asta

Per partecipare alle aste è necessario che il soggetto responsabile sia dotato di adeguata solidità finanziaria ed economica, dimostrata dalla dichiarazione di un istituto bancario o dal valore minimo di capitalizzazione in relazione all'investimento previsto per la realizzazione dell'impianto (10% fino a 2 mln, 5% fra 100 e 200 mln e 2% sopra 200 milioni), nonché dei requisiti c.d. "di ordine generale" per partecipare alle gare pubbliche (cfr. art. 80, d.lgs. 50/2016). Le offerte di riduzione devono essere ricomprese tra il 2% e il 70% sulla tariffa di riferimento.

In sede di partecipazione alla procedura, è prevista la trasmissione di una cauzione provvisoria, in misura pari al 50% della cauzione definitiva, e l'impegno a prestare la cauzione definitiva, in misura pari al 10% del costo dell'investimento previsto per la realizzazione dell'impianto convenzionalmente fissato per il fotovoltaico in 1000 Euro/kw. La cauzione definitiva è prestata entro 90 giorni dalla comunicazione di esito della procedura e viene escussa (parzialmente o totalmente) in caso di rinuncia alla realizzazione dell'intervento.

La graduatoria è formata in base al criterio della maggior riduzione percentuale e, in caso di parità di ribasso, nell'ordine secondo i seguenti criteri:

- Rating di legalità pari almeno a due stellette;
- Realizzazione su discariche esaurite, cave e miniere esaurite, aree di pertinenza di discariche e di siti contaminati;
- Anteriorità della data di completamento della procedura.

È prevista la possibilità di contingentare gli impianti nelle zone in cui sono presenti criticità per la sicurezza delle reti. Su segnalazione dei gestori di rete il GSE indica la massima capacità produttiva incentivabile nella zona.

Gli impianti aggiudicatari della procedura d'asta devono entrare in esercizio entro 24 mesi dalla comunicazione dell'esito della procedura (al netto di eventi calamitosi attestati dall'autorità competente e altre cause di forza maggiore).

In caso di mancato rispetto del termine, l'impianto decade e il GSE escute la fideiussione.

5. Contratti di vendita di energia da fonti rinnovabili a lungo termine

Oltre al sistema incentivante, il DM FER prevede la predisposizione da parte del GME di una piattaforma di mercato per la negoziazione a lungo termine di energia rinnovabile.

La relativa disciplina sarà approvata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, sentita l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Alla piattaforma possono accedere le offerte di produttori i cui impianti:

- siano di nuova costruzione, integralmente ricostruiti e riattivati, oggetto di potenziamento o rifacimento;
- siano entrati in esercizio successivamente al 1° gennaio 2017;
- non beneficino di incentivi sull'energia prodotta.

I soggetti titolari di impianti e gli acquirenti possono partecipare in forma singola, associata o tramite gli aggregatori di cui all'art. 11, d.lgs. 104/2014. L'accesso alla piattaforma avviene a seguito di qualifica da parte del GSE.

Il DM prevede poi che siano predisposti degli schemi di contratti per favorire la semplificazione e rimuovere barriere al finanziamento. È probabile che il MISE si riferisca al timore che ai contratti di lunga durata possa applicarsi il diritto di recesso, anche se dalla Delibera 123/2003 è stato chiarito che ai grossisti non si applicano i vincoli di durata e che in generale solo ai clienti alimentati in bassa tensione è attribuito il recesso (Del. 144/2007 e p. 7 del DCO 40/2016).

Assicurazioni impianti fotovoltaici: cosa devi sapere e come ottimizzare la spesa assicurativa

La spesa assicurativa è una delle principali voci di costo per una società proprietaria di un impianto per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

Prodotti assicurativi Operational All Risks (OAR)

I prodotti assicurativi più comuni ed importanti per l'impianto fotovoltaico sono quelli definiti Operational All Risks (OAR). Questa tipologia di assicurazioni garantisce la società proprietaria dell'impianto da eventuali danni diretti che dovessero colpire l'impianto, dai conseguenti danni indiretti per la mancata produzione di energia fino al ripristino e dalle responsabilità civili verso terzi derivanti dalla proprietà e dalla conduzione dell'asset.

La spesa assicurativa

Il costo assicurativo va rivisto ed ottimizzato ogni anno, al fine di abbattere gli OPEX dell'investimento in corso. Per quanto riguarda i prodotti assicurativi OAR citati sopra, è possibile identificare prodotti con condizioni e costi anche radicalmente differenti. Per individuare il prodotto corretto ed in generale per efficientare la spesa assicurativa, è dunque fondamentale partire da una consapevolezza dei rischi che sottendono al proprio investimento.

Il rischio dell'impianto fotovoltaico: valutare il territorio

È importante identificare e valutare i rischi comuni e tipici del nostro territorio, quelli particolarmente diffusi che possono essere gestiti attraverso un presidio attento e un trasferimento sul piano finanziario grazie a un'assicurazione adeguata, con franchigie e condizioni particolari.

Il rischio dell'impianto fotovoltaico: valutare il furto

Il **furto** di componentistica in rame è sicuramente tra i rischi più diffusi. Il fenomeno viene facilitato dall'assenza di idonei sistemi di sicurezza, dal mancato intervento di istituti di vigilanza nei tempi previsti, dall'assenza di cablaggi in alluminio e di sistemi di difesa dei pozzetti di ispezione e da tutta una serie di elementi che spesso non vengono tenuti in debita considerazione.

Questa minaccia incide in alcuni casi in maniera così elevata da rendere insostenibili lo sviluppo del business e l'investimento sottostante. Nel processo di ottimizzazione della spesa assicurativa si deve quindi prestare particolare attenzione a questa garanzia. È facile diminuire il costo di una polizza assicurativa "sottolimitando" tale copertura, purtroppo basterà anche un solo furto per inficiare il risparmio ottenuto nell'immediato.

Il rischio dell'impianto fotovoltaico: i guasti macchine

La sezione **guasti macchine** in una polizza assicurativa è assolutamente fondamentale, in quanto offre copertura, ad esempio, contro il guasto di inverter e altri componenti elettrici. Il parco impianti italiano sta progressivamente invecchiando e questo porta alla luce numerose criticità della componentistica installata. La manutenzione da sola non basta, è importante dotarsi quindi di questa sezione nella polizza assicurativa OAR che si stipula per la protezione del proprio impianto fotovoltaico. Spesso sono proprio i danni provocati dal guasto macchine a mettere in seria crisi l'investimento dell'impianto.

Il rischio dell'impianto fotovoltaico: il sovra-voltaggio

Il **sovra-voltaggio** e le problematiche legate alla stabilità della rete nazionale costituiscono il secondo rischio in frequenza che colpisce gli impianti fotovoltaici italiani. Per quanto i danni diretti siano normalmente di bassa entità, quelli indiretti in alcuni casi possono essere rilevanti. Purtroppo moltissimi prodotti assicurativi adottano sottolimiti particolari per questa tipologia di danni, pertanto può risultare opportuno mitigarlo anche attraverso l'installazione di Surge Protection Devices (SPD) o di parafulmini sul perimetro del campo, misure troppo spesso assenti sugli impianti italiani.



Il rischio dell'impianto fotovoltaico: il franamento e la subsidenza

Se sono il “furto” ed il “sovra-voltaggio” rischi ad alta frequenza e media entità, quelli a scarsa frequenza ed altissima intensità sono il **franamento e la subsidenza** in primis. Il fenomeno del dissesto idrogeologico sempre più spesso arriva infatti a mettere a repentaglio l'esistenza di intere centrali. Un buon prodotto assicurativo dovrà garantire il contraente da questi rischi ed in generali dai rischi **catastrofali** legati ad **eventi atmosferici** o **tellurici** per il 100% del valore della centrale. Dato che il mercato assicurativo di riferimento tende ad offrire prodotti che sottolimitano queste garanzie al 50%-60% delle somme assicurate, è opportuno volgere il proprio interesse verso compagnie di assicurazioni in grado di soddisfare una copertura di rischio il più vicino possibile al 100%.

Cosa intendiamo per somme assicurate per gli impianti fotovoltaici?

Praticamente tutti i prodotti Operational All Risks indennizzano il contraente per il costo di ricostruzione a nuovo (ripristino) dell'impianto. Pertanto è fondamentale verificare che le somme assicurate nel proprio contratto assicurativo siano in linea con i reali valori di ricostruzione di un impianto. Molto spesso si trovano ancora contratti assicurativi con somme assicurative risalenti al periodo di costruzione dell'impianto o equivalenti al valore finanziato. Una semplice verifica di questo aspetto potrebbe comportare un dimezzamento della spesa assicurativa in corso senza pregiudicare l'estensione delle garanzie prestate.

Il rischio dell'impianto fotovoltaico: i rischi finanziari

Infine è importante evidenziare tutta quella fattispecie di rischi finanziari che mettono a repentaglio la sostenibilità dei flussi di cassa di una società veicolo proprietaria di una centrale. In particolare ci riferiamo alle numerose fidejussioni che una SPV deve rilasciare verso privati ed enti pubblici nell'espletamento della sua ragione sociale ed alle garanzie che deve presentare all'Agenzia delle Entrate ed ai suoi concessionari per poter ottenere un rimborso anticipato del suo credito IVA/IRAP, rimborso sempre più importante per implementare i revamping necessari alla mitigazione dei rischi di cui sopra. Ad oggi il miglior strumento per lo scongelamento dei capitali immobilizzati per il rilascio di questi collaterali è sicuramente il take over delle fidejussioni bancarie con garanzie assicurative.

Il rischio dell'impianto fotovoltaico: ottimizzare la spesa assicurativa

Possiamo dunque concludere che l'ottimizzazione della spesa assicurativa non passa solo da una mera riduzione del costo delle polizze contratte dall'SPV, ma bensì da un'attenta valutazione delle stesse e delle implicazioni di franchigie e sottolimiti sul cash flow della società. In un mercato dell'energia in cui le parole grid parity e prosumer acquistano sempre più rilevanza un approccio al rischio di questo tipo sarà fondamentale per una buona gestione dei propri asset.



Sistemi Efficienti di Utenza (SEU): scopriamo come funzionano

L'autoconsumo dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico è sicuramente la modalità maggiormente remunerativa in quanto si configura un **risparmio diretto sulla bolletta elettrica**.

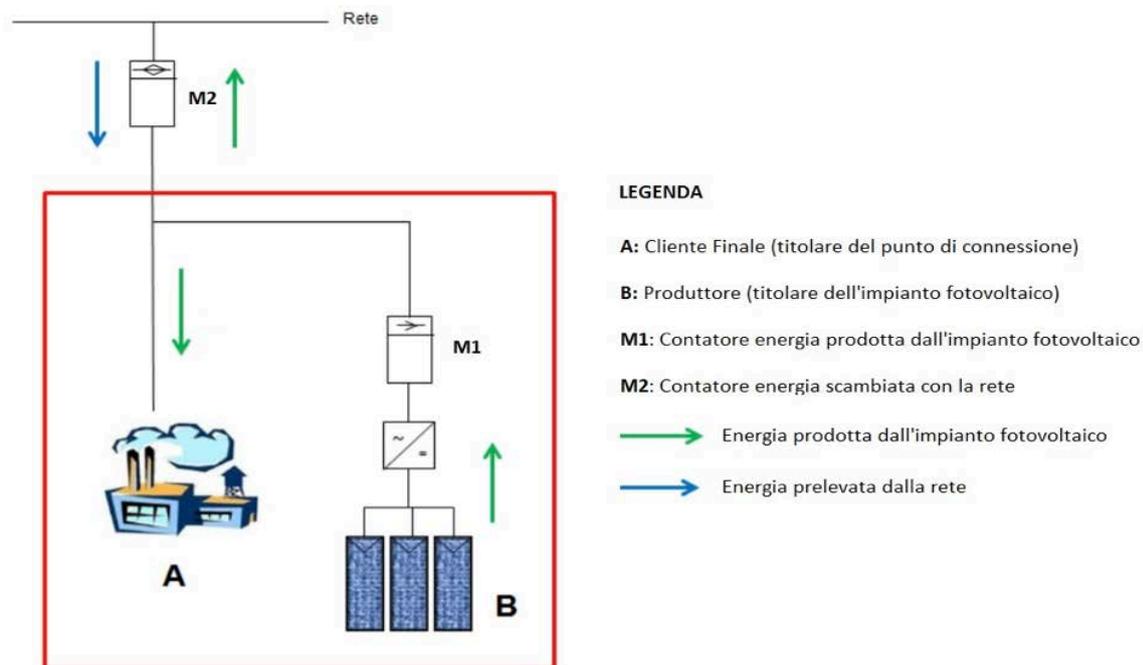
Volendo sfruttare i benefici dell'autoconsumo, oltre al meccanismo dello scambio sul posto (valido per impianti di potenza fino a 500 kWp) è **possibile operare secondo il modello SEU (Sistemi Efficienti di Utenza)** su impianti di potenza nominale **fino a 20 MWp**. Inoltre i benefici derivanti dal modello SEU **sono compatibili con gli incentivi in Conto Energia**.

In particolare la normativa (TISSPC) ci dice che: *un Sistema efficiente di utenza (SEU) è un **sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, complessivamente installati sullo stesso sito, alimentati da fonti rinnovabili ... , gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi**, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, **all'unità di consumo di un solo cliente finale** (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, 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.*

Dal punto di vista economico è importante sottolineare che l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e consumata dal cliente finale è **esentata dal pagamento degli oneri di sistema**, vale a dire la componente della bolletta elettrica destinata alla copertura dei costi relativi ad attività di interesse generale.

In altre parole i proprietari degli impianti fotovoltaici possono **vendere l'energia a un consumatore** in loco **ad un prezzo finale sensibilmente inferiore al costo di prelievo dalla rete** elettrica.

Un esempio di configurazione SEU è riportato nella seguente figura.



In termini economici i vantaggi sono evidenti:

- Il produttore potrà vendere l'energia auto consumata a prezzi sensibilmente più alti rispetto a quanto percepirebbe in caso di cessione in rete (Ritiro Dedicato GSE o vendita a Trader)
- Il consumatore potrà acquistare parte dell'energia del suo fabbisogno a prezzi sensibilmente più bassi rispetto al prelievo dalla rete elettrica (oltre 150-180 €/MWh)

Gli accordi tecnico-commerciali tra produttore e consumatore **dovranno essere regolati attraverso un contratto specifico**, chiamato PPA (Power Purchase Agreement). Tra le variabili da tenere in considerazione ci sono la durata dell'accordo, il prezzo di vendita, la gestione dell'energia prodotta e non auto consumata.

Si consiglia di affidarsi ad un team di esperti tecnici e legali per la definizione degli aspetti tecnico-commerciali, la gestione dell'iter burocratico e la stesura del contratto PPA.

Gli impianti in configurazione SEU rappresentano ad oggi **la modalità più conveniente per valorizzare l'energia prodotta da impianti fotovoltaici installati su coperture di tipo commerciale e industriale** e di potenza superiore ai 500 kWp. Inoltre sono attese evoluzioni normative che possano estendere il rapporto commerciale a più consumatori finali come nel caso dei centri commerciali in cui un unico impianto può alimentare le utenze delle varie attività presenti nella struttura.

Revamping: il ruolo chiave dell'inverter

IMPORTANZA NEL MERCATO DEL REVAMPING

Il mondo del revamping, o per intenderci meglio, il mercato delle sostituzioni e delle riparazioni di un impianto fotovoltaico già in essere, è un mercato immenso che permette di offrire numerose opportunità a tutti gli operatori del settore. Per capire la grandezza di tale mercato è sufficiente pensare che in Italia ad oggi sono stati installati circa 18 GW di potenza, e di questa quota quasi il 50% si trova fuori garanzia o il produttore delle componenti inserite ha abbandonato il mercato italiano. Ciò significa che impianti pari a 9

GW di potenza sono “orfani”. Se solo un 5% di questi impianti avesse dei problemi e/o necessitasse di un adeguamento, il mercato potenziale che ne scaturirebbe sarebbe pari a quasi 450 MW annui.

Molti di questi impianti sono stati realizzati durante i Conti Energia, quindi con installazioni effettuate in maniera rapida, spinti da incentivi generosi e effettuati senza la consapevolezza di problematiche tecniche future che avrebbero potuto far calare la produzione. Infatti molte installazioni non stanno rispettando le previsioni di produzione su cui sono stati costruiti i business plan. Se questi scostamenti in negativo potevano essere trascurati negli anni passati, ora spingere l'impianto a produrre al massimo sfruttando ogni singolo kWh è un must.

IL CUORE DEL REVAMPING: L'INVERTER

Una delle componenti che ha un ruolo preponderante nel funzionamento dell'impianto fotovoltaico è sicuramente l'inverter, il cuore del sistema, colui che garantisce la conversione dell'energia o meno e quindi la produzione. È perciò fondamentale capire se gli inverter installati rendano in maniera equiparata alle aspettative tecnico/economiche. Studi su decina di MW installati hanno infatti evidenziato che i malfunzionamenti degli inverter siano responsabili di quasi un 60% di guasti per la mancata produzione di un impianto fotovoltaico. Quindi se la performance di tale componente non è al 100% ne risente tutto il business plan dell'investimento.

Visto che molti produttori non esistono più, spesso ci si ritrova davanti a impianti con inverter con tecnologia obsoleta o senza assistenza tecnica che permette di risolvere guasti sulla macchina, ciò comporta gravi perdite di produzione. Una rapida azione di revamping in questa direzione comporta quindi un impatto rapido sull'indice di ritorno dell'investimento, aumentando il valore di tutto il proprio parco fotovoltaico.

LA NUOVA TECNOLOGIA DEGLI INVERTER

Secondo il Politecnico di Milano, durante l'Energy & Strategy Group del 29/05/2017, oggi in Italia la potenza degli impianti che necessitano di interventi di manutenzione relativi alla componente inverter potrebbe affacciarsi alla quota di 1 GW. Inoltre, si afferma, che la sola sostituzione di inverter esistenti, caratterizzati da tecnologia obsoleta (es: inverter con trasformatore a bordo 50 Hz o ad Alta Frequenza), con inverter di ultima generazione (TL e performanti al 98%), permette di avere un aumento di produzione dell'impianto per una quota variabile dai 2 ai 5 punti percentuali.

Così come una semplice correzione di errori progettuali, per esempio una nuova stringatura sull'inverter, considerando anche le quote di ombreggiamento, può fornire un benefit all'intero sistema in kWh del 2-4%.

Altra tendenza positiva è anche quella di sostituire inverter centralizzati con inverter di stringa. Questo permette di parzializzare l'impianto, monitorare ogni singola porzione, andando ad avere solo parziali fermi impianti, una rapida risoluzione dei problemi e quindi ulteriore abbattimento dei costi operativi.

MONITORAGGIO E RAPIDITA' NELLA SOSTITUZIONE

Il primo passo per individuare eventuali problematiche sugli impianti è senza ombra di dubbio il monitoraggio. È fondamentale ad oggi monitorare gli impianti, sia che siano esistenti sia che siano impianti nuovi o da progettare per un domani. Infatti questo permette di individuare in maniera rapida un eventuale guasto della macchina, captando il fermo macchina fin da subito e operando per una sua risoluzione il più in fretta possibile.

La rapidità nella sostituzione della componenti è infatti un'altra caratteristica chiave da tenere in considerazione per la scelta del produttore dell'inverter, delle domande che bisognerebbe porsi infatti potrebbero essere le seguenti: con questo produttore ho la garanzia che mi sostituiscano l'inverter in breve termine? È addirittura possibile andare a sostituire in maniera individuale, facendo anche un corso di formazione, una scheda o il display della macchina? Tutto questo per ottimizzare i tempi ed abbattere i costi operativi (OPEX), perché avere un fermo macchina per 2 ore, 1 giorno o una settimana, fa davvero la differenza.

DOVE SONO LE OPPORTUNITA' OGGI E DOMANI

Nel mondo del fotovoltaico installato, le problematiche di mancanza di produzione e quindi problematiche dei sistemi sono all'ordine del giorno e riguardano non solo i grandi impianti, ma anche e soprattutto il residenziale. Infatti i piccoli impianti installati, sono per la maggioranza non dotati di monitoraggio, non viene effettuata una manutenzione ordinaria e i fermi macchina vengono individuati dopo mesi di mancata produzione. È quindi importante controllare e verificare il funzionamento degli inverter ovunque, sia per l'impianto da 1 kW, sia per l'impianto da 1 MW, senza distinzioni.

Laddove si ha la possibilità di intervenire su impianti esistenti, sarebbe interessante anche proiettare un impianto obsoleto verso il futuro, magari andando a sostituire un inverter esistente con un inverter predisposto per i sistemi di accumulo. I sistemi di accumulo sono infatti la nuova frontiera del mercato del fotovoltaico, rappresentano il presente e saranno sempre di più il futuro di questo mondo.

A questo proposito si riportano dei casi reali di revamping effettuato sugli inverter.

CASE HISTORY residenziale:

Impianto su tetto da 6kW a Cisternino (BR) è stato installato a settembre 2010 con inverter di un produttore dell'Europa dell'est. Dopo soli 3 anni e mezzo si sono verificati guasti su due dei tre inverter presenti. Dato che il produttore si è rifiutato di assumere i costi di riparazione, il proprietario dell'impianto ha deciso di cambiare gli inverter. All'epoca l'impianto era fermo già da 4 mesi.



DATI DELL'IMPIANTO	
Taglia impianto	5,98 kWp
Tipo di impianto	Su tetto
Inverter	3 Fronius Galvo 2.0-1
Produzione annua	8.200 kWh
Messa in funzione	Prima messa in funzione: Settembre 2010 Revamping di due inverter: Gennaio 2014 Revamping del terzo inverter: Dicembre 2014
Peculiarità	Quota di autoconsumo pari a 50%

CASE HISTORY commerciale:

L'impianto di 357kW è installato sul tetto di un'azienda di Import-Export a Verona. Da agosto 2010 a marzo 2015 erano installati due inverter centralizzati di un'altra marca per la produzione di energia da FV. A causa della difficoltà nel reperire i componenti elettronici di ricambio e non esistendo più l'azienda produttrice, il progettista dell'impianto ha deciso di modificarlo passando da inverter centralizzati a inverter di stringa. Il risparmio annuo in bolletta grazie alla quota di autoconsumo del 45% e l'abbattimento del costo del trasformatore esterno e condizionamento comportano un risparmio di circa 6.000€. In combinazione con l'aumento dell'efficienza dell'impianto, tutti questi fattori fanno sì che l'investimento fatto per questo Revamping venga ammortizzato in meno di 6 anni.



DATI DELL'IMPIANTO	
Dimensione impianto	357,5 kWp
Tipo di impianto	Installazione a tetto
Inverter	17 Fronius Symo 20.0-3-M
Produzione annua	406.530 kWh
Risparmio di CO ₂ all'anno	Circa 215,18 Tonnellate
Inbetriebnahme	Prima installazione: Agosto 2010, Revamping: Marzo 2015
Peculiarità	Quota di autoconsumo del 45% I costi sostenuti per fare il revamping vengono ammortizzati in meno di 6 anni

CASE HYSTORY accumulo:

Nel 2012 il Sig. Christian Kasberger decide di installare un impianto FV sul tetto della sua abitazione. Inizialmente l'impianto è stato realizzato con un Fronius Symo con una produzione annuale di 7,500 kWh.

Con un autoconsumo del 30%, l'impianto FV ha contribuito notevolmente al risparmio sulla bolletta.

In Agosto 2014 l'impianto esistente è stato integrato con un sistema di accumulo Fronius, ovvero un Fronius Symo Hybrid 4.0 e una Fronius Solar Battery 7.5. Ora la famiglia Kasberger può utilizzare il suo impianto ibrido per accumulare l'eccesso di energia prodotta in batteria e massimizzare la quota di autoconsumo.



SYSTEM DATA	
System size	7.3 kWp
Purpose, system type	Rooftop, maximising self-consumption rate
Module type and area	Fronius Symo Hybrid: 5 kWp monocrystalline VTA 195M; Area: 32 m ² Fronius Symo: 2.3 kWp polycrystalline CNPV-300P; Area: 16 m ²
Inverter	1 Fronius Symo 8.2-3-M, 1 Fronius Symo Hybrid 4.0-3-S
Storage solution	1 Fronius Solar Battery 7.5
Commissioned	Fronius Symo: May 2012, Fronius Symo Hybrid & Fronius Solar Battery: August 2014
Annual yield	Approx. 7,500 kWh
CO ₂ saved/ year	Approx. 4 tonnes
Special feature	Energy independence thanks to decentralised power generation coupled with a local storage facility

Pagamenti GSE: nuove modalità di calcolo della tariffa incentivante.

PAGAMENTI GSE: NUOVE MODALITA' DI CALCOLO DELLA TARIFFA INCENTIVANTE.

CHI E' IL GSE?

Il GSE (Gestore dei Servizi Energetici) è l'unico Soggetto attuatore che qualifica gli impianti fotovoltaici, **eroga gli incentivi** previsti dal Conto Energia ed effettua attività di **verifica** e **controllo**. E' il secondo operatore nazionale per energia intermedia: ritira e colloca sul mercato elettrico l'energia prodotta dagli impianti e certifica la provenienza da fonti rinnovabili dell'energia elettrica immessa in rete.

Il GSE, inoltre, valuta e certifica i risparmi conseguiti dai progetti di efficienza energetica nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi, anche noti come "Titoli di Efficienza Energetica" (TEE), e promuove la produzione di energia termica da fonti rinnovabili (Conto Termico).

QUALI SONO LE PRINCIPALI ATTIVITA' CHE SVOLGE?

Le attività attribuite al GSE dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'11 maggio 2004 riguardano principalmente le seguenti aree:

- **Attività, rapporti giuridici e personale** impegnato nella compravendita dell'energia e nell'emissione e verifica dei certificati verdi;

In questo caso, le misure nell'arco temporale di riferimento, non presentano alcuna misura di produzione valida, l'algoritmo in questo caso assegna quindi un numero di ore equivalenti di produzione pari a zero, restituendo la rata di acconto con valore nullo.

“E' importante tenere monitorata costantemente la propria posizione, in quanto, il GSE non sempre eroga correttamente la cifra spettante”.

Le continue variazioni normative anche retroattive ed aggiornamenti burocratici, hanno reso difficile mantenere gli incentivi anche una volta ottenuti. Il tempo che ogni impiegato, ragioniere o tecnico deve spendere per capire i complicati meccanismi di pagamento degli incentivi GSE, controllare di incassare effettivamente quanto spetta ed effettuare tutte le pratiche obbligatorie è diventato un costo sostanziale oltre che una continua fonte di ansie e seccature.

I pagamenti in acconto saranno effettuati, qualora sia stata superata una soglia di importo pari a 100 euro, con cadenza:

- **Quadrimestrale** per gli impianti di potenza **fino a 3 kW**;
- **Trimestrale** per gli impianti di potenza **superiore a 3 kW e fino a 6 kW**;
- **Bimestrale** per gli impianti di potenza **superiore a 6 kW e fino a 20 kW**;
- **Mensile** per gli impianti di potenza **superiore a 20 kW**.

Il pagamento del conguaglio viene effettuato, laddove sia stata superata una soglia di importo pari a 100 euro, con riferimento alle competenze degli anni precedenti, entro 60 giorni dal mese di ricezione delle misure (relative alla produzione di energia nell'anno precedente rispetto all'anno di erogazione del conguaglio) e, comunque, entro il 30 giugno di ogni anno.

Nel caso in cui **non sia raggiunta la soglia di 100 euro**, il conguaglio viene erogato dal GSE contestualmente al successivo acconto previsto (qualora la somma degli importi spettanti sia superiore alla soglia prevista).

In caso di **conguaglio negativo**, il GSE avvia tutte le azioni necessarie al recupero degli importi non dovuti e alla corretta imputazione dei successivi.

RITARDI NEI PAGAMENTI DEL GSE: POSSIBILI CAUSE E SOLUZIONI.

Capita sempre più spesso che alcuni proprietari di impianti fotovoltaici incentivati con il conto energia, lamentino di non ricevere gli incentivi dal GSE, di riceverli in ritardo oppure con somme inferiori rispetto a quanto previsto. Fermo restando che è giusto valutare caso per caso, possiamo fornirvi alcune delle possibili cause di mancato pagamento.

Quali le possibili cause dei ritardi nei pagamenti e nella sospensione dell'incentivo?

- Malfunzionamento dell'impianto (ritardi);
- Ritardo o errore nella comunicazione dei dati al GSE da parte del distributore di rete (ritardi);
- Recupero dell'adeguamento ISTAT per gli impianti in Primo Conto Energia: il GSE ha iniziato a richiedere ai soggetti beneficiari la restituzione dell'aggiornamento ISTAT delle tariffe incentivanti, applicato dal 2006 (ritardi e sospensione);
- Mancato adeguamento alla Delibera 243/2013/R/EEL (sospensione);
- Mancato caricamento della Dichiarazione Antimafia sul portale GSE (sospensione).

Grazie ad un monitoraggio costante dell'andamento dell'impianto e della situazione riguardo a tutte le nuove normative, pratiche ed adeguamenti, si è in grado di capire

eventuali problematiche e offrire una consulenza su misura adatta a ripristinare la situazione.

Verifiche GSE: a che punto siamo?

Sono passati ormai più di 4 anni dall'emanazione del famigerato “DM Controlli” (DM 31/01/2014), dispone la disciplina generale dei controlli e delle sanzioni in materia di incentivi nel settore delle energie rinnovabili. Il decreto riguarda tutti gli impianti, di qualsiasi potenza e di qualsiasi tipologia che abbiano ricevuto incentivi da parte del GSE, e individua le modalità dei controlli, gli aspetti degli impianti oggetto di controllo e la lista delle violazioni rilevanti in conseguenza delle quali il GSE può disporre la sospensione o la decadenza dagli incentivi e il recupero delle somme già erogate.

L'attività di verifica svolta dal GSE ha assunto negli anni crescente importanza. Nel corso del 2017, in piena continuità con l'operato del 2016, l'attività di verifica è stata ulteriormente potenziata in considerazione dell'esigenza di rendere più selettivi gli obiettivi di controllo a seguito dell'emanazione del DM Controlli e in attuazione delle Linee Guida per la pianificazione e programmazione dell'attività di verifica e ispezione nel periodo 2017-2019.

In particolare il GSE ha fatto sapere, all'interno del proprio ultimo “Rapporto delle attività 2017” **che i controlli totali svolti nell'anno 2017 sono 5.260**, di cui 1.967 con sopralluogo e 3.293 mediante verifiche documentali, per una **potenza complessivamente verificata di 4,34 GW**.

Per quanto riguarda il fotovoltaico **nel corso del 2017 sono state effettuate 1.674 verifiche**, per una potenza complessiva pari a 1.5 GW così suddivisi in funzione del regime di incentivazione:

- Il 41,5% su impianti incentivati ai sensi del D.M. 5 maggio 2011 (Quarto CE);
- il 33,6% su impianti incentivati ai sensi del D.M. 19 febbraio 2007 / Legge 129/10 (Secondo CE);
- il 13,2% su impianti incentivati ai sensi del D.M. 5 luglio 2012 (Quinto CE);
- l'8,4% su impianti incentivati ai sensi del D.M. 6 agosto 2010 (Terzo CE);
- il 2,9% su impianti incentivati ai sensi dei DD. MM. 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 (Primo CE);
- lo 0,4% di tali verifiche ha riguardato impianti solari termodinamici incentivati ai sensi del D.M. 23 giugno 2016.

La seguente tabella riepiloga i principali numeri relativi alle attività di verifica del GSE tra il 2001 e il 2017.

		2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
FTV	Sopralluoghi	1.764	2.525	1.546	2.440	2.798	2.086	2.220	1.572
	Documentali	-	-	-	68	390	833	1.333	102
	Totale	1.764	2.525	1.546	2.508	3.188	2.919	3.553	1.674
IAFR/FER	Sopralluoghi	421	72	135	99	97	86	87	218
	Documentali	-	-	-	-	335	164	93	188
	Totale	421	72	135	99	432	250	180	406
CB/CT	Sopralluoghi	-	-	-	-	54	53	103	92
	Documentali	-	-	-	-	57	172	290	2.952
	Totale	-	-	-	-	111	225	393	3.044
Avvalimento ARERA	Sopralluoghi	14	31	35	27	22	14	7	2
CHP+TLR/CAR	Sopralluoghi	43	2	2	20	37	51	84	83
	Documentali	-	-	-	-	2	5	23	51
	Totale	43	2	2	20	39	56	107	134
Totale	Sopralluoghi	2.242	2.630	1.718	2.586	3.008	2.290	2.501	1.967
	Documentali	-	-	-	68	784	1.174	1.739	3.293
	Totale	2.242	2.630	1.718	2.654	3.792	3.464	4.240	5.260

Figura 1 - Numero di verifiche effettuate dal GSE dal 2001 al 2017 (fonte GSE)

TIPOLOGIA DI IMPIANTO/ MECCANISMO INCENTIVANTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Impianti fotovoltaici	69	1.033	884	402	568	675	818	1.505
Impianti IAFR/FER	1.573	1.408	3.767	783	1.086	1.812	1.481	1.098
Impianti CIP6/92 e di cogenerazione in avvalimento ARERA	1.017	3.135	1.793	2.149	1.916	956	32	259
Impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento	421	26	31	426	12	76	443	204
Impianti CAR (D.M. 5 settembre 2011)	-	-	-	-	1.275	1.801	225	1.278
CB (D.M. 28 dicembre 2012)	-	-	-	-	-2	-2	-2	-2
Conto Termico (D.M. 28 dicembre 2012)	-	-	-	-	-2	-2	-2	-2
Impianti verificati (potenza totale MW)¹	2547	5.602	6.475	3.760	4.857	5.320	2.999	4.344

¹ I valori totali possono non coincidere con la somma dei valori di ciascuna colonna in quanto alcuni impianti possono beneficiare di più meccanismi.

² Per gli interventi di efficienza energetica incentivati ai sensi dei DD.MM. 28 dicembre 2012 (CB e Conto Termico) non è generalmente applicabile un valore di potenza elettrica associato all'intervento.

Figura 2 - Verifiche svolte dal 2010 al 2017: potenza [MW] degli impianti verificati (fonte GSE)

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici si nota una sostanziale diminuzione del numero di verifiche (da 3.553 a 1.674) rispetto al 2016 ma con **un raddoppio della potenza oggetto di verifica** (da 0,8 a 1,5 GW), segno inequivocabile che il GSE si sta concentrando sugli impianti di grande taglia.

Inoltre **sono sostanzialmente aumentati le gli impatti di tali controlli sui produttori di energia solare: nel 2017 sono state accertate 2.421 violazioni** (anche relative a verifiche iniziate in precedenza), in ragione delle quali sono stati conclusi con **esito negativo o parzialmente negativo 1.171 procedimenti di verifica**.

Tale dato è sensibilmente maggiore di quelli relativi agli anni precedenti:

- nel 2016 sono state accertate 961 violazioni con 501 procedimenti con esito negativo
- nel 2015 sono state accertate 412 violazioni con 284 procedimenti con esito negativo

- nel 2014 sono state accertate 243 violazioni con 183 procedimenti con esito negativo

Nell'ambito delle attività svolte nel 2017 il GSE evidenzia, tra le altre cose, che:

- sono state effettuate **verifiche senza preavviso**, anche congiuntamente alle forze dell'ordine;
- in continuità con quanto effettuato nel 2016, sono state svolte attività di verifica mirate su impianti presso i quali sono installati **moduli con potenziali problematiche di contraffazione**;
- **il GSE ha costantemente informato la Guardia di Finanza** trasmettendo i provvedimenti recanti la decadenza dal diritto agli incentivi, per gli esiti di propria competenza.

In conclusione le statistiche mostrano **una tendenza all'aumento delle violazioni accertate dal GSE** e conseguentemente dei procedimenti con esito negativo e conseguente revoca degli incentivi.

L'attività di verifica e soprattutto di revoca degli incentivi da parte del GSE non si ferma, inoltre nuovi scenari si apriranno con la piena applicazione della legge di bilancio 2017. Il comma 960 dell'articolo 1 di tale norma (legge 205 del 27 dicembre 2017) prevede che, per impianti a rinnovabili incentivati in cui siano rilevate delle irregolarità, **il GSE possa in alcuni casi applicare un taglio della tariffa incentivante dal 20 all'80% anziché la revoca totale**, con sanzioni ulteriormente ribassate per chi le denuncia senza aspettare i controlli. Il GSE è ancora al lavoro per individuare le tipologie di violazioni soggette a decurtazione dell'incentivo e stabilire la misura dei tagli.

Revamping fotovoltaico: il punto della situazione

Ad un anno di distanza dalla pubblicazione del documento GSE, che regola gli interventi di manutenzione e ammodernamento sugli impianti incentivati, il mercato degli interventi di **revamping** sugli impianti fotovoltaici in Conto Energia è in piena attività. I produttori infatti devono approfittare della elevata redditività economica dovuta dalla combinazione tra l'elevata **tariffa incentivante ancora valida per più di 10 anni** e tra il **basso costo dei componenti**, specialmente dei moduli fotovoltaici. Di seguito gli interventi più interessanti in materia di ottimizzazione delle performance ammessi dal documento GSE:

- **Sostituzione dei componenti d'impianto:** si fa riferimento a moduli e inverter (definiti componenti principali), senza limitazioni in merito al numero e soprattutto alla causa della sostituzione. Sono ammessi incrementi della potenza nominale da convenzione nell'ambito dei seguenti limiti: 5% su impianti di potenza non superiore a 20 kW, 1% su quelli di potenza superiore.
- **Variazioni delle configurazione elettrica:** finalmente viene esplicitamente consentito l'utilizzo di nuove tecnologie come ottimizzatori e rigeneratori di moduli affetti da PID.
- **Variazioni del regime di connessione alla rete (Cessione o Scambio) e del codice POD,** consentite, ma attenzione a non intaccare i requisiti richiesti per l'ottenimento dell'incentivo.

In tale ottica l'intervento che può impattare maggiormente sulle performance di impianto è la **sostituzione dei moduli fotovoltaici** affetti da difettosità: sono ben note le problematiche venute fuori nel corso degli anni:

- Surriscaldamenti localizzati delle celle fotovoltaiche (Hot Spots)
- Problematiche di PID (Potential Induced Degradation)
- Fenomeni di degradazione precoce del backsheet
- Fenomeni di delaminazione
- Problematiche relative alle Junction Boxes e ai relativi componenti interni

Tali problematiche riguardano sia produttori referenziati e ancora presenti sul mercato e che pertanto rispondono con le garanzie di prodotto e performance, sia produttori (Europei e non) non più presenti sul mercato. In questo ultimo caso dovrà essere il proprietario dell'impianto a farsi carico dei costi legati alla sostituzione dei moduli difettosi.

A tale proposito è da evidenziare come il costo dei moduli fotovoltaici policristallini di fascia media sia passato da un valore medio di oltre 1,50 €/Wp relativo al 2010 all'attuale valore di circa 0,35 €/Wp con un decremento pari al 75% del valore iniziale. Se traduciamo tali informazioni in termini di CAPEX **un intervento su un impianto da 1 MWp, che includa la totale sostituzione dei moduli, ha oggi un costo di circa €400.000** a cui vanno aggiunti eventuali costi legati all'adeguamento delle strutture di sostegno, nel caso sia necessario installare moduli di dimensioni differenti rispetto alla configurazione iniziale di impianto (ad esempio nel caso di sostituzione di moduli a film sottile con moduli cristallini).



Figura 1 – Difetti moduli fotovoltaici riscontrati tramite ispezioni visive ed elettroluminescenza

Uno dei tanti casi studio riguarda un impianto da circa **1 MWp ubicato nel Nord Italia**, affetto da difettosità su oltre il 70% dei moduli, forniti da un produttore non più sul mercato, che hanno portato alla perdita delle caratteristiche di isolamento elettrico e quindi di sicurezza. In questo caso il produttore ha dovuto valutare due scenari:

1. Sostituire solo i moduli (ad oggi) difettosi
2. Sostituire tutti i moduli per massimizzare la resa energetica e prevenire il deterioramento degli altri moduli fotovoltaici.

In entrambi i casi è stata fatta attenzione a limitare l'impatto dell'intervento sul layout di impianto autorizzato, **limitando eventuali problematiche da parte dell'ente in fase di autorizzazione** della variante: le strutture di sostegno sono state conservate a meno di alcune file lasciate inevitabilmente vuote a causa della **maggiore efficienza dei moduli fotovoltaici attuali** che erogano **più potenza a parità di superficie**.

Come mostrato nella seguente tabella i parametri economici relativi all'investimento preso in esame sono molto interessanti, permettendo il **ritorno dell'investimento entro 9 anni**, con oltre 6 anni di periodo incentivante residuo.

	Configurazione Attuale	Configurazione Scenario 1	Configurazione Scenario 2
Potenza Nominale Impianto [kWp]	983.94	988.08	993.60
Potenza nominale Moduli [Wp]	230	270	270
Numero moduli fotovoltaici	4278	3864	3680
Entrata in Esercizio	2011	2018	2018
Fine periodo incentivante	2031		
Periodo incentivante residuo	13 anni		
Tariffa incentivante 2° CE [€/kWh]	0.318		
Ricavi da vendita Energia [€/kWh]	0.04		
Ubicazione	Nord Italia		
Tilt	30°		
Azimut	Sud		
Producibilità Specifica [kWh/kWp]	1220.0	1315.3	1360.0
Performance Ratio	71.8%	77.4%	80.0%
Costo Intervento [€]	-	307,086	447,184
Incremento Ricavi annuali [€]	-	35,444	53,916
Payback Time [anni]	-	9	9
IRR (2040)	-	8.2%	9.3%
VAN (2040) [€]	-	133,302	240,938

Tabella 1 – Simulazione tecnico economica sostituzione moduli su impianto da 1 MWp

Alla luce delle precedenti considerazioni lo **scenario selezionato dal produttore è stato il secondo** che, sebbene comporti un investimento maggiore, garantisce una migliore redditività e scongiura ulteriori operazioni sui moduli nel futuro.

La **sostituzione dell'inverter**, nel caso di macchine con bassi valori di efficienza di conversione e/o di disponibilità dovuti a frequenti guasti e fermi macchina, riveste un ruolo altrettanto importante in quanto tali sotto-performance si ripercuotono **direttamente** sulla resa dell'impianto fotovoltaico.

Anche in questo caso i prezzi sono scesi in maniera considerevoli attestandosi oggi sotto i 100.000 €/MWp includendo anche i costi di trasporto, installazione ed eventuali modifiche alla configurazione di impianto per assicurare la compatibilità con il nuovo inverter.

Nel caso studio proposto, relativo a un **impianto da 850 kWp a inseguimento solare ubicato in sud Italia e incentivato in 2° Conto Energia**, gli inverter installati (N°8 unità da 100 kW cadauna) sono caratterizzati da una disponibilità storica pari al 92% con un'efficienza di conversione misurata pari al 96%. Dalle simulazioni effettuate la sostituzione

delle macchine sottoperformanti con dispositivi di ultima generazione porterà invece ad una disponibilità pari al 99% e ad un'efficienza di conversione media superiore al 98%.

In termini energetici l'intervento porterà quindi un **aumento di produzione di oltre 30.000 kWh/anno** e quindi un aumento dei flussi di cassa operativi pari a oltre 10.000 €/anno.

La seguente tabella riporta infine i parametri economici dell'investimento, in ogni caso sempre positivi, in funzione di 3 livelli di costo di investimento (CAPEX).

CAPEX [€/MW]	IRR	Payback Time	VAN (2040) [€]
100.000	12.5%	7 anni	81,268
95.000	13.4%	6 anni	85,528
90.000	14.3%	6 anni	89,788

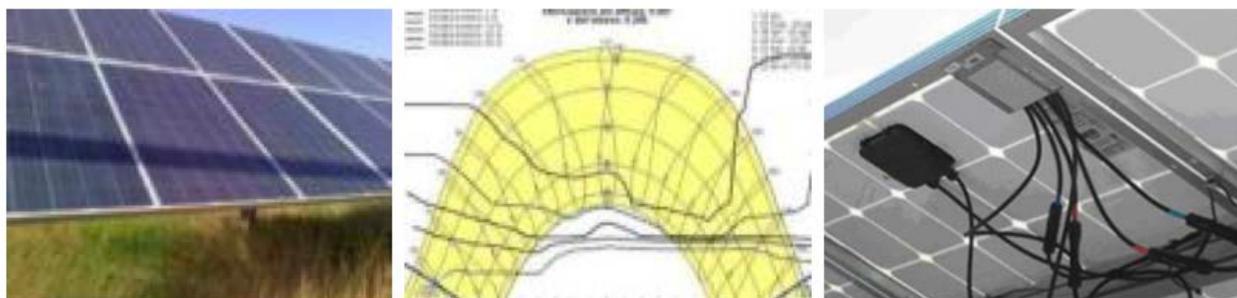
Tabella 2 – Simulazione tecnico economica sostituzione inverter su impianto da 1 MWp

Gli interventi di ammodernamento degli impianti fotovoltaici non riguardano solo la sostituzione dei componenti principali: si possono ottenere interessanti miglioramenti anche con apparecchiature e sistemi ausiliari che possono correggere eventuali problematiche dovute a errori di progettazione e/o a caratteristiche del sito non modificabili. Fra questi sono assolutamente da prendere in considerazione i seguenti:

- **Installazione di un moderno sistema di monitoraggio:** un tempestivo e dettagliato monitoraggio riduce i tempi di risoluzione delle problematiche e consente di avere un ricco set di parametri da analizzare per interpretare e correggere eventuali comportamenti anomali dell'impianto.



- **Soluzioni per la riduzione degli effetti dell'ombreggiamento:** è possibile ridurre tali effetti modificando il cablaggio delle stringhe, il relativo collegamento agli MPPT dell'inverter e installando appositi ottimizzatori di potenza che riducono l'impatto della riduzione della corrente di stringa sulle performance complessive.



- **Soluzioni per la prevenzione dei furti e dei relativi fermi impianti:** oltre ad un moderno sistema di videosorveglianza e anti-intrusione e ad un efficace vigilanza è opportuno sostituire i cavi in rame, molto apprezzati dai ladri, con cavi in alluminio.



Naturalmente i parametri di investimento variano a seconda del caso specifico: è necessaria una dettagliata analisi tecnica, sia desktop che con prove strumentali in capo, volta a: rilevare le performance attuali dei componenti installati, determinare gli interventi di miglioramento necessari e i relativi costi, individuare le procedure autorizzative corrette delle varianti, calcolare i parametri economici dell'investimento.

Decreto FER 2018 – Nuove prospettive per il fotovoltaico italiano

La Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017) ha introdotto nuovi ambiziosi obiettivi in merito alle fonti rinnovabili di energia, in particolare l'energia prodotta dal fotovoltaico dovrà passare dagli attuali 23 TWh ad un valore di 72 TWh nel 2030 triplicando di fatti la base installata.

Il primo passo per il raggiungimento di tali obiettivi sarà costituito dal nuovo decreto sulle rinnovabili elettriche (FER) che introduce il **ritorno degli incentivi al fotovoltaico**, in particolare sono previsti incentivi per impianti con le seguenti caratteristiche:

- Potenza maggiore di 20 kWp;
- Non installati su terreni agricoli, salvo le serre fotovoltaiche;
- Di nuova costruzione (sono quindi esclusi potenziamenti e rifacimenti);
- Provvisi di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio e di preventivo di connessione alla rete elettrica.

In particolare la bozza di decreto prevede che gli impianti di **potenza inferiore a 1 MWp accedono agli incentivi tramite registri** mentre, **da 1 MWp in su, i progetti dovranno partecipare ad aste competitive** con dimostrazione di requisiti economici e il versamento di cauzioni proporzionali alla taglia da realizzare.

L'**incentivo**, erogato per **20 anni** e calcolato sull'**energia immessa in rete**, consiste nella **differenza tra prezzo zonale dell'elettricità all'ingrosso e la tariffa fissata**; la bozza di stabilisce dei valori base, riportati nella seguente tabella, a partire dai quali dovranno essere proposti dei ribassi.

Meccanismo	Potenza [kW]	Tariffa [€/MWh]
Registro	20	110
Registro	100	90
Asta	1000	70

Per partecipazione al registro lo sconto massimo proponibile è pari al 30%, per le aste invece non può superare il 70% e deve essere al minimo del 2%. Le tariffe avranno ulteriori riduzioni in funzione della data di entrata in esercizio, se si sono ottenuti contributi in conto capitale, se l'impianto è ceduto dopo l'aggiudicazione ma prima di ottenere la tariffa (in questo caso la riduzione è pari addirittura al 50%).

L'energia autoconsumata non sarà incentivata e le tariffe non sono compatibili con ritiro dedicato e scambio sul posto. Gli impianti a registro sotto i 100 kWp possono scegliere in alternativa una tariffa omnicomprensiva che include anche l'acquisto dell'energia, mentre in caso di impianti sopra 100 kWp l'energia immessa in rete dovrà essere venduta a un trader. Qualora si ritenga di rinunciare alla tariffa incentivante, occorrerà restituire anche gli incentivi pregressi.

Per quanto riguarda i **registri**, i criteri di priorità sono i seguenti (in ordine di importanza):

1. Impianti su cave, miniere e discariche esaurite o siti contaminati;
2. Riduzione percentuale offerta su tariffa;
3. Minor valore tariffa (questo sembra penalizzare gli impianti più piccoli, che hanno maggiore tariffa);
4. Anteriorità data di completamento procedura autorizzativa.

Per quanto riguarda le **aste** nella graduatoria sarà favorito chi offre il maggiore ribasso mentre, a parità di ribasso, si considerano, nell'ordine:

1. Rating di legalità
2. Ubicazione su cave e discariche esaurite o siti contaminati

Per la partecipazione alle aste sarà necessario presentare:

- Impegno di istituto bancario che attesta la capacità finanziaria ed economica in relazione all'intervento, tenuto conto della redditività dell'intervento e della capacità del gruppo societario, o impegno a finanziare o capitalizzazione pari almeno a 10% fino a 100 milioni, 5% fra 100 e 200 milioni e 2% oltre;
- Cauzione provvisoria pari al 5% del costo d'investimento (convenzionalmente fissato a 1.000 €/kWp), poi sostituita dalla cauzione definitiva pari al 10%;
- Dichiarazione che si hanno tutti i requisiti per partecipare a gare pubbliche (Art. 80 D.Lgs. 50/2016);

- Può esserci contingentamento per impianti in quelle zone che siano individuate dai gestori di rete come critiche;

Successivamente all'aggiudicazione sarà necessario versare la cauzione definitiva (pari al 10% del costo di investimento) e l'impianto dovrà entrare in esercizio entro 24 mesi dall'esito dell'asta.

Sia per le aste che per i registri sono previste 7 sessioni, a copertura del periodo 2018-2020, con tempistiche e tetto potenze incentivabili riportate nella seguente tabella.

N° Procedura	Data di apertura bando	Potenza totale incentivabile Registri [MW]	Potenza totale incentivabile Aste [MW]
1	30 Novembre 2018	35	500
2	30 Marzo 2019	35	500
3	30 Luglio 2019	90	700
4	30 Novembre 2019	90	700
5	30 Marzo 2020	110	700
6	30 Luglio 2020	110	800
7	30 Novembre 2020	110	800

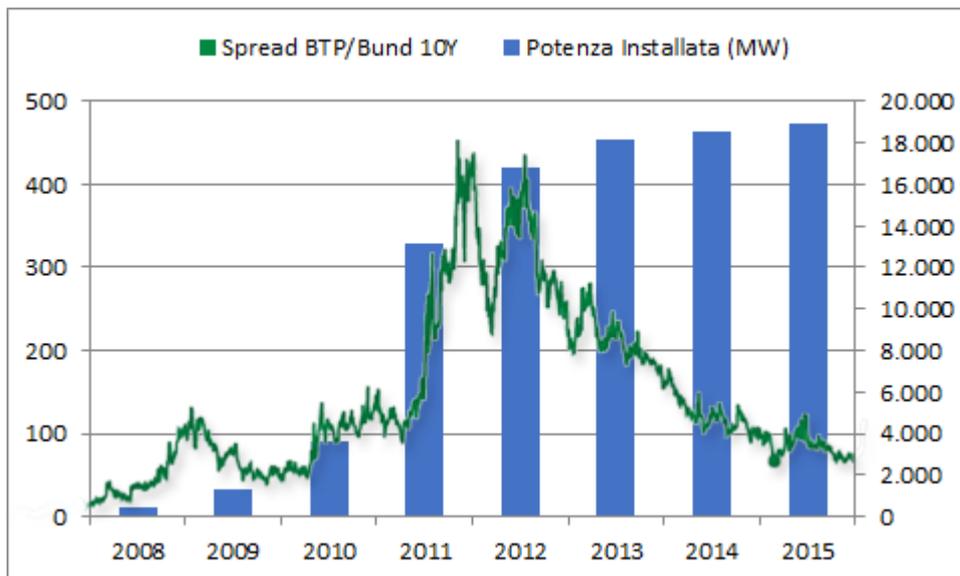
La domanda dovrà essere fatta entro 30 giorni dalla data di apertura, mentre entro 90 giorni la graduatoria dovrà essere chiusa e pubblicata sul sito web del GSE.

Infine si segnala che è previsto un **controllo preventivo** sulla sussistenza dei requisiti generali e specifici e sul rispetto dei criteri di priorità, che dovrebbe evitare i controlli a posteriori sui titoli autorizzativi.

Ridurre il costo del debito: le opportunità e gli strumenti a disposizione degli operatori del fotovoltaico

Le origini del disallineamento tra costo del debito e standard di mercato

Oggi giorno molti operatori del mercato del fotovoltaico sono alle prese con oneri di finanziamento non più allineati agli attuali standard di mercato. L'origine di questo disallineamento risale al triennio 2010-2012, intervallo di tempo caratterizzato da un lato da una crescita senza precedenti delle installazioni, dall'altro da un innalzamento dei tassi di interesse.



Tra il 2010 ed il 2012 si sono susseguiti tre programmi di incentivazione pubblica (“Conto Energia”) del fotovoltaico che hanno quintuplicato le installazioni. Il rapido avvicendamento di tre Conto Energia (III, IV e V) si è affiancato a un aumento di competitività della tecnologia fotovoltaica senza pari: un impianto a terra da 1 MW che nel 2010 poteva costare 3.500 €/kW, già nel 2012 l’investimento era sceso a 2.000 €/kW. Da qui una diminuzione rapida degli incentivi pubblici che innescò una corsa degli investitori per accedere agli incentivi più appetibili, trascurando a volte gli aspetti riguardanti la progettazione, l’autorizzazione e la realizzazione degli impianti (inclusa la qualità dei materiali) e, non ultimo, anche gli aspetti inerenti alla fase di contrattazione del finanziamento bancario.

Ad aver tratto vantaggio da quel particolare momento di mercato sono stati anche gli istituti di credito. In un periodo in cui la crisi economica ed il crollo del mercato immobiliare avevano notevolmente ridotto di gli impieghi delle banche, queste hanno potuto mantenere un buon indice di redditività finanziando ampiamente il fotovoltaico. Dati non ufficiali stimano gli impieghi nel fotovoltaico di Unicredit e Banca Intesa superiori a 3 miliardi ciascuna.

Visto il parallelo aumento del costo della provvista e degli spread, non stupisce come in quel periodo i tassi applicati dalle banche abbiano spesso superato la soglia del 7%. Si è trattato nella gran maggioranza dei casi di tassi fissi, spesso perché ai contratti di finanziamento è stato associato un contratto derivato. **Nel clima da euforia per il fotovoltaico, il rischio derivante da un costo del finanziamento elevato e da leve aggressive è stato ampiamente sottovalutato.** Nel giro di un paio di anni, tuttavia, i nodi sono venuti al pettine ed il processo disordinato e controverso di sviluppo del fotovoltaico italiano ha mostrato tutte le sue lacune. A peggiorare le cose ci si è messo poi anche lo Stato Italiano che, in tempo di austerità, ha prodotto il taglio/ridimensionamento sui prezzi minimi garantiti e soprattutto sulle tariffe incentivanti, con il noto provvedimento “Spalma Incentivi”.

Rifinanziamento: le opportunità del mercato creditizio italiano

Superato il periodo del credit crunch, la situazione oggi nel mercato creditizio italiano si è capovolta: i valori di Euribor sotto lo zero da ormai tre anni e l’ampia disponibilità di liquidità sul mercato hanno rinnovato l’interesse delle banche nei confronti del fotovoltaico e viceversa. **Il rischio percepito dagli istituti di credito nei confronti dell’energia solare si è ridotto: il settore ha raggiunto una discreta maturità,**

possiede un track record produttivo ed è diminuita la parcellizzazione della proprietà a favore di investitori specializzati. Molti investitori dell'ultima ora, quelli che consideravano un impianto fotovoltaico alla stregua di un prodotto finanziario, sono usciti dal mercato. Chi è rimasto guarda con favore all'opportunità di rifinanziare il proprio mutuo o leasing. Attualmente le leve finanziarie si aggirano in media intorno al 70-75% del valore dell'impianto, valore che nel caso del rifinanziamento coincide con il valore a bilancio del cespite. Lo spread può invece essere compreso, in base al rating del soggetto richiedente, in un intervallo tra il 2,5 e il 3,5%. Se si optasse per un tasso di interesse fisso, viste le quotazioni EURIRS, si tratterebbe di aumentare lo spread di un +1%. Viaggiamo all'interno di un range di valori minore del 50% rispetto al passato. Non sfugge, pertanto, all'operatore come **la riduzione del costo del servizio del debito possa essere considerata la via principale per migliorare la marginalità.** Tuttavia, il costo del debito non è il solo strumento a disposizione dell'azienda, ad esempio una maggiore redditività potrebbe derivare da una revisione dei contratti con gli attuali fornitori, molti delle quali presentano condizioni economiche ormai non in linea con il mercato.

Opzioni per la riduzione del costo del debito finanziario

Tornando al problema di ridurre il costo del debito finanziario, si tratta di una soluzione non sempre facilmente praticabile e che comporta la necessità di aprire un dialogo con la banca che a volte può richiedere tempi relativamente lunghi e capacità di analisi tecnico-finanziarie complesse. **Fra le varie opzioni a disposizione del debitore, secondo noi tre sono le principali:**

- Estinzione anticipata e rifinanziamento
- Revisione del contratto di finanziamento
- Contenzioso bancario

Estinzione anticipata e rifinanziamento. In considerazione dei bassi tassi correnti sul mercato del credito bancario, rifinanziare il debito contratto per realizzare gli impianti può costituire una soluzione molto vantaggiosa per beneficiare di un costo per le rate molto inferiore a quello attuale. Tuttavia, non tutti i contratti di finanziamento a medio lungo termine (mutuo o mini project financing) stipulati tra il 2009 ed il 2012 e ancor meno i contratti di leasing, contemplano una clausola per l'estinzione anticipata del finanziamento. Nel caso del contratto di leasing, la situazione è ancora più complessa in quanto la proprietà dell'impianto ed i diritti sui terreni non sono in capo al produttore ma all'istituto finanziario. In questo caso e in mancanza di una clausola che regoli i costi per l'estinzione anticipata dal contratto, estinguere il debito può essere oneroso e in alcuni casi soggetto ad una certa arbitrarietà della banca nel fissare il costo della penale. Nei casi in cui è esplicitata la penale (ad esempio nei contratti di mutuo più recenti) questa viene quantificata pari al valore attuale delle rate residue a un tasso predefinito contrattualmente. Ove presente un contratto di swap, non bisogna poi sottovalutare il costo d'estinzione del derivato al suo valore corrente di mercato (cosiddetto mark-to-market) che può raggiungere valori relativamente elevati. **In sintesi, la strada dell'uscita anticipata dal finanziamento per rifinanziare a tassi inferiori il debito, ha dei sicuri vantaggi ma va valutata bene dal debitore in termini di benefici futuri e costi di "uscita".**

Revisione del contratto di finanziamento. Il secondo strumento a cui può ricorrere un operatore consiste in una revisione dei termini del finanziamento. Dopo l'emanazione dello Spalma incentivi, alcuni istituti si sono mostrati disponibili a rivedere i termini contrattuali del finanziamento, al fine di prevenire il rischio di insolvenza dei propri clienti. C'è da premettere, tuttavia, che **le banche sono spesso restie a ridurre in modo significativo**

la propria marginalità a vantaggio del cliente, motivo per cui la rettifica del tasso è spesso l'ultima delle soluzioni preferite dalle banche. Per la banca oltre alla possibile perdita sulla posizione dovuta al costo di provvista interbancario, a volte vi sono dei vincoli dovuti all'utilizzo di fondi BEI a tasso agevolato. In alternativa, specie nel caso in cui l'operatore abbia scelto la cosiddetta opzione a farfalla (opzione b) dello Spalma incentivi, l'istituto potrebbe proporre una rimodulazione delle rate secondo l'andamento dei flussi di cassa generati dall'impianto in oggetto. Nella fattispecie significherebbe scontare la rata periodica nel momento in cui la tariffa è determinata in base a valori più bassi e viceversa. In terzo luogo, gli istituti possono acconsentire ad un allungamento del periodo di finanziamento, nei limiti comunque di un margine di sicurezza che per lo più consiste in un divario di un anno tra la scadenza del finanziamento e il termine della Convenzione GSE. Infine, una quarta opzione consisterebbe nell'incameramento delle riserve contrattualmente da stabilite, quali il DSRA, al fine di ridurre l'esposizione dell'operatore nei confronti dell'istituto. Si tratta di quattro opzioni non indipendenti l'una dell'altra, che quindi possono essere combinate a seconda del grado di rischio di insolvenza del creditore e sulle quali è utile un confronto tecnico con la banca anche al fine di dimostrare che vengono mantenuti gli indici di solvibilità del debito (LLCR e DSCR). Questa opzione permette al debitore di recuperare marginalità sull'investimento soprattutto se si affianca a una razionalizzazione dei costi operativi ed evita l'irrigidirsi delle posizioni basate su una eccessiva insistenza sulla revisione del solo tasso di interesse debitorio.

Contenzioso bancario. L'ultima opzione consiste nel contenzioso bancario. Si tratta effettivamente dell'ultima strada percorribile sia perché **implica spesso il sostenimento di elevate spese legali sia perché il processo di giudizio in sede legale può essere lungo e comportare una ancora più problematica fase di stallo dell'operatore.** Le motivazioni tecniche più di frequente sollevate dal cliente sono la presenza nei contratti di finanziamento di clausole che possono configurare forme di commissioni o anatocismo occulti, spesso originate da errori di calcolo nel conteggio degli interessi da parte della banca. **Sebbene una eventuale vittoria in sede legale, possa consentire al debitore di recuperare una parte consistente degli oneri, commissioni e a volte interessi pagati negli anni, tuttavia è bene considerare gli effetti reputazionali e relazionali di tale opzione.** Sarebbe consigliabile evitare di compromettere i rapporti con l'istituto di credito e cercare invece di instaurare un dialogo improntato sulla trasparenza e sulla correttezza reciproca.

Adottare le politiche più vantaggiose al fine di ridurre il costo del debito finanziario è un'operazione complessa e delicata. Richiede un livello di analisi costi-benefici approfondita perché, come abbiamo già spiegato, alcune scelte all'apparenza vantaggiose possono non risultare tali. A tal fine è necessario studiare l'andamento dei flussi di cassa attraverso la redazione di un business plan dettagliato, che aiuti a comprendere ad esempio anche i riflessi fiscali impliciti di ogni scelta. Come già evidenziato, nelle circostanze più complesse è importante instaurare un dialogo trasparente e costruttivo con la banca, al fine di esporre dettagliatamente tutte le difficoltà del caso. Potrebbe essere, ad esempio, utile fornire documenti, approfondimenti, report che agevolino il lavoro dei periti della banca e consentano di identificare aspetti che potrebbero essere trascurati. **Spesso questo lavoro è fuori dalla portata di molti operatori, per cui è sempre raccomandabile il sostegno di un consulente finanziario esperto e soprattutto che conosca il settore.**

L'impatto di Burian sugli impianti fotovoltaici

In questi giorni l'Italia è stata sotto la morsa della perturbazione siberiana chiamata Burian, che ha portato gelo e neve su buona parte della penisola.

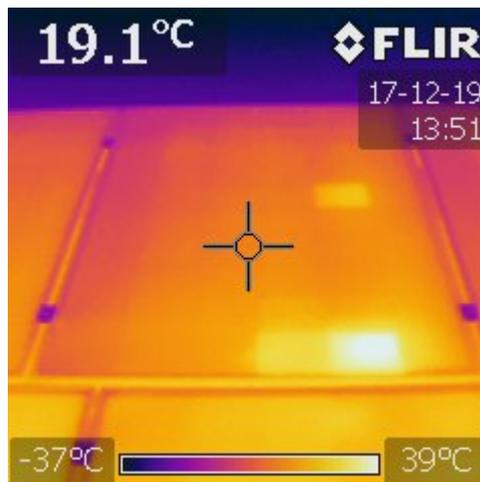
Ma quali sono i possibili impatti sugli impianti fotovoltaici e cosa possiamo fare per proteggere il nostro investimento green?



L'accumulo di neve sulla superficie dei moduli fotovoltaici può portare a tre principali categorie di problematiche:

- **Problematiche relative alle performance**, dovute alla ovvia schermatura della superficie captante da parte dello strato nevoso, anche se di pochi millimetri di spessore.
- **Problematiche di integrità strutturale**, dovute agli extra-carichi a cui sono sottoposte le strutture di sostegno con possibilità di deformazione e/o rotture.
- **Problematiche di integrità dei moduli**, dovute alla pressione della neve sulla copertura vetrata dei moduli. In alcuni casi tale pressione può danneggiare le celle fotovoltaiche sottostanti, in particolare con formazione di micro-cricche.





Purtroppo non si può fare granché per evitare la problematica relative alle performance, ma fortunatamente i fenomeni nevosi avvengono nel periodo invernale, naturalmente caratterizzato da bassi valori di irraggiamento solare e quindi basse produzioni di energia. Consigliabile la rimozione del consistente manto nevoso, ove possibile, nel caso di annunci di nevicate eccezionali o ripetute. In questi casi la rimozione della neve può salvaguardare l'integrità delle strutture. In ogni caso è **assolutamente sconsigliato l'uso di sale o additivi chimici**, in quanto andrebbero a danneggiare i moduli fotovoltaici, i componenti elettrici e le strutture di sostegno.

Per le problematiche relative a integrità strutturale e integrità dei moduli risulta invece consigliabile:

- Verificare che le strutture di sostegno abbiano resistito bene alle sollecitazioni del fenomeno nevoso ed eventualmente, ove necessario, prevedere opportuni rinforzi strutturali
- Effettuare una serie di ispezioni visive sulle componenti principali e secondari di impianto quali: cablaggi e connessioni elettriche, serraggio di giunti e bullonature, stato dei materiali delle strutture di sostegno, parti elettromeccaniche di trackers
- Effettuare una verifica strumentale a campione sui moduli sottoposti al carico della neve al fine di verificare se vi siano danni che possano influire su performance e sicurezza elettrica



Ma esistono effetti positivi associati a precipitazioni nevose sugli impianti fotovoltaici?

Sì, ci sono: se la superficie dei moduli è pulita, l'effetto di albedo (riflessione) da parte della neve a terra, associata alle basse temperature amplifica le produzioni.

Vuoi controllare lo stato del tuo impianto fotovoltaico dopo le abbondanti nevicate degli scorsi giorni? **Clicca nel seguente link** e scopri come ricevere fino a **3 preventivi gratuiti** da parte di professionisti del settore per il **servizio di manutenzione!**