

Investire nel parco fotovoltaico italiano esistente

Documenti e testi del Workshop di QualEnergia.it
Roma, 28 novembre 2014

Autori vari

Questo Speciale è stato realizzato grazie al contributo di:



ABSTRACT

Investire nel parco fotovoltaico italiano esistente

Lo Speciale Tecnico di QualEnergia.it riprende le relazioni e le presentazioni del Workshop “Investire nel parco fotovoltaico italiano esistente” organizzato a Roma il 28 novembre 2014, nell’ambito del “Forum QualEnergia?”.

Con un parco di impianti fotovoltaici in Italia che ormai supera le 570mila unità si sta creando un business importante, soprattutto per le taglie

medio-grandi, che nei prossimi anni sarà ancora più vivace e che verterà sulla compravendita di impianti (mercato secondario), sul miglioramento delle loro performance tecnico-economiche (revamping), sui servizi di gestione, monitoraggio e manutenzione. Come valorizzare gli investimenti realizzati e come operare in questo mercato che cambia, anche alla luce dei recenti provvedimenti normativi?

INDICE
Introduzione
Leonardo Berlen, Qualenergia.it

- | | | |
|-----|--|----|
| 1. | Il valore aggiunto del fotovoltaico per il sistema economico italiano
<i>Alessandro Marangoni, IREX Monitor - Althesys</i> | 10 |
| 2. | Le novità regolatorie nel settore fotovoltaico
<i>Gervasio Ciaccia, Aeegsi</i> | 14 |
| 3. | Il valore del fotovoltaico dopo lo “Spalma-incentivi”
<i>Tommaso Barbetti, eLeMeNS</i> | 26 |
| 4. | Il mercato secondario del fotovoltaico italiano: trend e dinamiche competitive alla luce del nuovo Decreto ‘Spalma incentivi’
<i>Lorenzo Colasanti, Energy&Strategy Group</i> | 30 |
| 5. | Alcuni accorgimenti per incrementare il valore degli impianti fotovoltaici
<i>Pietro Pacchione, assoRinnovabili</i> | 37 |
| 6. | Gli impianti fotovoltaici incentivati: cosa si può migliorare
<i>Emilio Sani, Studio Legale Macchi di Cellere Gangemi</i> | 40 |
| 7. | L’impatto del Decreto “Spalma incentivi” sulla dinamica finanziaria degli investimenti nel fotovoltaico
<i>Stefano Indigenti, Finergy</i> | 43 |
| 8. | Ottimizzazione della gestione tecnica ed economica degli impianti fotovoltaici
<i>Loris Morsucci, Moroni&Partners</i> | 51 |
| 9. | Il monitoraggio: strumento essenziale per il miglioramento della produttività dell’impianto fotovoltaico
<i>Francesco Dipasquale, Polimatica</i> | 51 |
| 10. | Servizi informatici, gestionali e consulenziali a servizio degli Asset Manager
<i>Annalisa Corrado, AzzeroCO₂ - SunxMan</i> | 51 |
| 11. | Il fotovoltaico in Italia, una base installata da ri-vitalizzare
<i>Leonardo Botti, ABB</i> | 52 |
| 12. | Il Revamping dell’impianto fotovoltaico: una seconda opportunità per il business plan
<i>Pietro Felici, SMA Italia</i> | 52 |

**SCOPRI DI PIÙ SU:
WWW.REVAMPING.INFO**



È POSSIBILE RIQUALIFICARE IL TUO IMPIANTO FV PERCHÉ CON FRONIUS PUOI FARE OPERAZIONE REVAMPING

Rivitalizza il tuo Business con Fronius - Perché il tuo Impianto non sia un Rimpianto.

/ L' impianto FV non rende quanto dovrebbe? È stato installato da un installatore non più affidabile né reperibile? Il produttore di componenti non è più sul mercato, non fornisce soluzioni né assistenza post-vendita? L'impianto non è conforme alla normativa CEI 0-21 o CEI 0-16? Fronius ti offre la soluzione con la nuova generazione di SnapINverter: Fronius Symo, massima efficienza, semplice configurabilità e montaggio, IP 66, doppio MPPT. Una rete fidata e qualificata di installatori Fronius Service Partner Plus è al tuo servizio per un'assistenza post vendita nel tempo e su tutto il territorio.

Introduzione

In poco meno di due anni, gli investimenti negli impianti fotovoltaici presenti (e anche futuri) sono stati falciati da uno stillicidio di provvedimenti che ne ha in parte compromesso la redditività, soprattutto se consideriamo l'impatto cumulativo delle varie novità normative.

Basterebbe fare solo un elenco di alcuni questi provvedimenti a cavallo della chiusura dei 'conto energia': l'abolizione dei prezzi minimi garantiti per il ritiro dedicato, i cambiamenti nel trattamento fiscale di alcuni impianti, considerati come immobili e quindi soggetti a tassazione (raddoppio IMU), con conseguente revisione delle aliquote annue di ammortamento, l'applicazione degli oneri di sbilanciamento, l'estensione della Robin Tax, le nuove commissioni per i servizi del GSE, la riforma del trattamento fiscale degli investimenti energetici nel settore agricolo, la non restituzione degli oneri generali di sistema nello scambio sul posto (che penalizza soprattutto gli impianti tra 20 e 200 kW).

Per finire, la ciliegina sulla torta, lo 'spalma-incentivi', con cui di fatto viene modificato per decreto un contratto che lo Stato aveva stabilito con migliaia di proprietari di impianti. Un provvedimento che ha prodotto già centinaia di ricorsi legali, anche internazionali, e che per molti giuristi ha gravi vizi di costituzionalità.

Non vogliamo qui discutere se si sia trattato di interventi punitivi, magari eterodiretti da altre lobby energetiche, che hanno avuto peraltro come sponda una campagna informativa denigratoria che ha continuato ad assimilare il fotovoltaico agli speculatori e considerato questa tecnologia (insieme alle altre rinnovabili) causa dell'eccessivo aumento della bolletta elettrica per famiglie e PMI. Non è questa nemmeno la sede per tornare a discutere della maldestra gestione dei meccanismi di incentivazione di questi anni da parte degli ultimi governi.

Sappiamo tuttavia il bilancio per questa tecnologia è ad oggi positivo e il futuro non è affatto nero. Si stanno sviluppando favorevoli condizioni per rilanciare il settore: la delibera sullo storage, l'opportunità offerta dai SEU, lo scambio sul posto innalzato a 500 kW, le maggiori certezze sugli oneri generali di sistema da imputare all'autoconsumo, la continua, anche se più lenta, riduzione dei costi.

Ma tornando a quell'impatto cumulativo dei recenti provvedimenti, ci siamo dovuti porre alcune domande che ci hanno poi portato a pensare il workshop del 28 novembre a Roma (Investire nel parco fotovoltaico italiano esistente) e il suo conseguente follow up, rappresentato da questo Speciale Tecnico. L'obiettivo era comprendere come stia cambiando il valore degli asset del fotovoltaico, come sia possibile valorizzarlo e proteggere gli investimenti realizzati negli impianti, soprattutto quelli di taglia medio-grande.

Solamente rendendo più solido l'attuale parco fotovoltaico, nel suo valore economico e nella sua produzione, si potrà guardare con più fiducia al futuro, anche prossimo, di un settore che dopo gli incentivi sta raggiungendo la sua piena maturità.

Stiamo in effetti parlando di un insieme di impianti che in Italia ormai supera le 570mila unità, di una fonte energetica che da 'Cenerentola' del sistema elettrico ha assunto un ruolo sempre più significativo, come dimostrano questi due grafici: in meno di 6 anni c'è stato un incremento della potenza installata di 17 volte e un contributo alla domanda elettrica nazionale che è passato dallo 0,24% al 7,6% (36 volte di più!).

POTENZA CUMULATA FOTOVOLTAICA IN ITALIA



CONTRIBUTO % DEL FOTOVOLTAICO

2009
 produzione elettrica nazionale: **0,24%**
 consumi elettrici: **0,21%**

2014 (stima)
 produzione elettrica nazionale: **8,7%**
 consumi elettrici: **7,6%**

↑ 36 volte in 6 anni

Lo Speciale Tecnico di Qualenergia.it, così come il workshop del 28 novembre, organizzato da nell'ambito del "Forum Qualenergia?", ha voluto dunque dare alcune risposte grazie all'apporto di diversi e quotati esperti del settore.

Le relazioni che seguiranno (unitamente alle presentazioni illustrate nel corso del workshop) ci aiuteranno a capire, partendo dal dovuto esame del beneficio 'macro' legato alla produzione da fotovoltaico (Alessandro Marangoni), come ristrutturare gli asset degli impianti di media e grande taglia alla luce del nuovo contesto normativo, anche ai fini degli sviluppi del mercato secondario (Tommaso Barbetti, Lorenzo Colasanti); come prepararsi a vendere l'energia elettrica solare (in un'ottica SEU); come cambia la gestione e la manutenzione degli impianti FV e quali accortezze vanno considerate nella definizione dei contratti per questo servizio, un'attività sempre più complessa che richiede nuove competenze e nuove tecnologie (Pietro Pacchione, Emilio Sani).

Un intervento dell'Autorità (Gervasio Ciaccia) fa il punto sulla normativa su oneri di sbilanciamento, accumuli e SEU. Alcuni casi concreti forniranno interessanti approcci per poter migliorare sostanzialmente il rendimento di alcuni impianti, spesso realizzati negli anni passati con fin troppa velocità (Stefano Indigenti).

Molto interessante è inoltre la documentazione dei nuovi e storici soggetti che operano sul mercato dell'O&M, del monitoraggio e del repowering degli impianti. Tecnologie e servizi a beneficio degli investimenti passati e futuri.

Stiamo dentro una svolta epocale di questa tecnologia e l'Italia può essere il paese pioniere. Tutto ciò passerà necessariamente da un nuovo approccio: non si venderanno più MW, ma MWh. E, a cascata, questo passaggio porterà ad una crescita dei produttori di tecnologie, dell'imprenditoria del settore e anche dell'utente finale.

Quello che ancora non riusciamo a vedere è però la comprensione da parte dei decisori politici di come il fotovoltaico sia diventato ormai un valore economico reale per il nostro Paese. E che siamo solo all'inizio di questo suo sviluppo. Non è improbabile che lo capiranno presto, perché questa tecnologia ha le gambe per diffondersi e crescere ancora molto... malgrado tutto.

SICURO DI OTTENERE IL MASSIMO RENDIMENTO
DAL TUO IMPIANTO FOTOVOLTAICO?

VERIFICA GRATUITAMENTE LA TUA PERFORMANCE



ENERRAY

Don't worry, be sunny

**N°1 IN ITALIA
NELLA MANUTENZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI**



NON CORRERE RISCHI QUANDO PUOI PREVENIRLI



PREVENIAMO I RISCHI E
INDIVIDUIAMO EVENTUALI
CRITICITÀ GRAZIE A UN
CHECK-UP DI PRESA IN
CONSEGNA DEL TUO IMPIANTO



ASSICURIAMO UN SERVIZIO
CONTINUATIVO 24H SU 24,
365 GIORNI ALL'ANNO E
INTERVENIAMO
TEMPESTIVAMENTE



GARANTIAMO PERFORMANCE
OTTIMALI E IL LIVELLO
MASSIMO DI PRODUCIBILITÀ
DEL TUO IMPIANTO PER TUTTA
LA DURATA DEL CONTRATTO

Per il tuo CHECK UP GRATUITO e INFO scrivici a: manutenzione@enerray.com

chiamaci al numero di tel. 051 6162611

visita il nostro sito web <http://www.enerray.it/manutenzione/>



UNI EN ISO
9001:2008



Gruppo
Industriale
Maccaferri

Il valore aggiunto del fotovoltaico per il sistema economico italiano

L'AUTORE:



Alessandro Marangoni
(direttore scientifico IREX Monitor e CEO Althesys)

Chief Executive Officer di Althesys Strategic Consultants, società professionale indipendente specializzata nella consulenza strategica e nello sviluppo di conoscenze nei settori ambiente, energia, utilities e infrastrutture. Economista aziendale, specializzato in strategia e corporate finance nei settori energetici e ambientali sia a livello accademico che professionale. È direttore scientifico dell'Irex Monitor, think tank sul settore delle energie rinnovabili che dal 2008 studia il comparto e pubblica l'Irex Index sulle pure renewable italiane quotate in Borsa.

alessandro.marangoni@althesys.com

[Presentazione workshop \(pdf\)](#)

Negli ultimi anni le energie rinnovabili, sulla spinta delle politiche originate dalla Direttiva 20-20-20, hanno conosciuto, in Italia più che in altri Paesi, un rapido sviluppo. Sebbene nascano per obiettivi ambientali, le rinnovabili comportano una serie di “effetti collaterali” in larga parte positivi. Innanzitutto, un aumento del loro peso nel fuel mix contribuisce alla sicurezza della fornitura energetica nazionale, riducendo la dipendenza dalle fonti fossili e dalle importazioni. In secondo luogo, fotovoltaico ed eolico contribuiscono alla riduzione dei prezzi sui mercati elettrici grazie all’effetto peak shaving. Consistenti sono, poi, le ricadute economiche dirette e indirette sul sistema Paese, sviluppando indotto sul territorio e di conseguenza generando ricchezza e occupazione.

Nel 2013 le ricadute economiche di tutte le rinnovabili sono stimate in circa 6 miliardi di euro. Questa analisi riguarda solo i profili strettamente economici, calcolando il valore aggiunto diretto degli operatori del settore, i consumi indiretti (generati dai salari percepiti dai relativi addetti) e il valore aggiunto relativo alle imprese fornitrici o clienti del settore delle rinnovabili (indotto). La stima ha considerato le diverse fasi della catena del valore (fabbricazione di tecnologie e componenti, progettazione ed installazione di impianti, finanziamento, esercizio e manutenzione) e dieci diverse tecnologie (fotovoltaico, eolico on-shore e off-shore, mini idroelettrico, geotermia, biomasse, solare termico, teleriscaldamento, pompe di calore, caldaie a pellet), come schematizzato nella figura 1.

Il fotovoltaico è la tecnologia che genera le maggiori ricadute economiche, stimate in 1,8 miliardi di euro, pari al 31% del totale nel 2013. Tra le diverse attività, power generation e O&M sono le fasi della filiera con il maggior valore prodotto, sia per l’insieme delle rinnovabili che per il fotovoltaico. Manufacturing e planning & installation, pur scontando la componente relativamente bassa di aziende italiane, contribuiscono per il 23% del totale. Peraltro la presenza italiana varia molto secondo le componenti e, a fronte di una quota limitata nelle celle e nei pannelli, ne ha una elevata negli inverter.

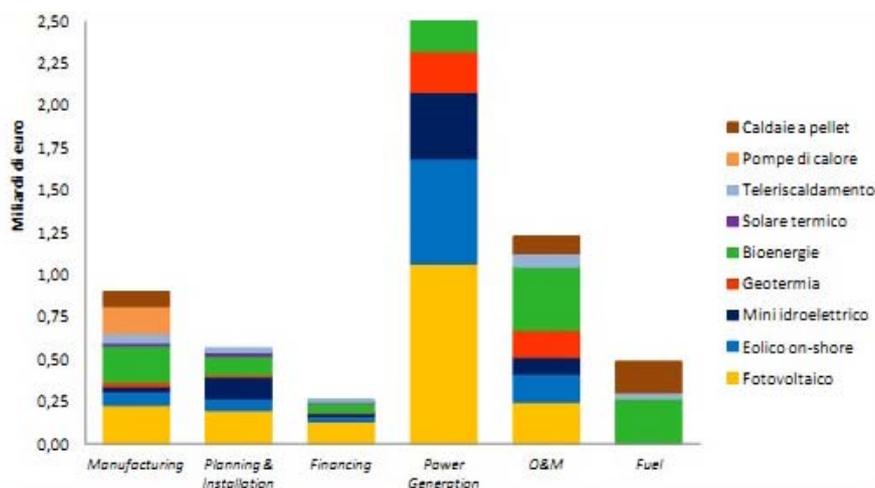


Figura 1 - Le ricadute economiche delle rinnovabili nel 2013 lungo la value chain. Fonte: Athesys

Il fotovoltaico è anche la prima tecnologia per contribuzione fiscale, con 357 milioni di euro di gettito per l'erario nel 2013. Circa un terzo delle imposte sull'utile sono di aziende attive nell'energia solare, mentre non trascurabile è il contributo dell'IVA ascrivibile agli impianti di piccola taglia.

Le ricadute occupazionali del settore fotovoltaico nel 2013 sono stimate in quasi 25.000 addetti complessivi lungo la filiera. La maggior parte della forza lavoro diretta è concentrata nella fase di planning & installation (circa 13.000), mentre il manufacturing e la generazione di energia costituiscono il 50% dell'occupazione indiretta.

Infine, il fotovoltaico in Italia ha contribuito a ridurre le emissioni di CO2 per 11 milioni di tonnellate nel 2013. Questa voce non è stata però valorizzata economicamente.

Ma quali saranno gli effetti economici nei prossimi anni? Al 2030 si sono stimate ricadute per le rinnovabili nel loro complesso comprese tra i 135,9 e i 174,6 miliardi di euro a seconda degli scenari

di crescita delle rinnovabili. Anche in futuro il fotovoltaico sarà la prima tecnologia con 34,4-40 miliardi di € di valore aggiunto prodotto, pari rispettivamente al 25 e 23% del totale delle due ipotesi di sviluppo futuro.

Queste stime si basano, infatti, su due scenari di sviluppo al 2030: uno più prudente, definito inerziale, che prevede 34 GW di potenza fotovoltaica installata al 2030; l'altro, più ottimistico, definito spinto, che ipotizza 44 GW di potenza al 2030 (figura 2).

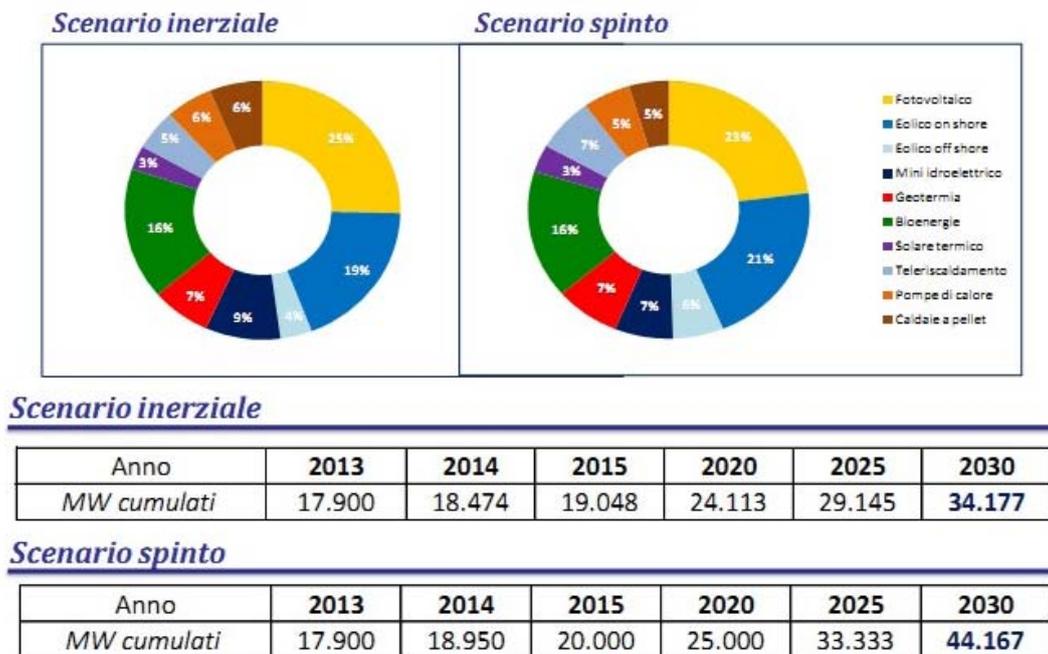


Figura 2 - Le ricadute economiche del fotovoltaico al 2030 lungo la value chain. Fonte: Althesys-Greenpeace

Il power generation risulta la prima attività per valore aggiunto diretto, stimato tra 22,7 e 25,4 miliardi di euro, con 2,7 miliardi di più nell'ipotesi spinta. L'O&M genera ricadute dirette comprese tra 2,4 e 2,6 miliardi. Il contributo fiscale ammonta a 5,7 miliardi di euro nello scenario inerziale e 6,9 miliardi in quello spinto. Ne risulta che il fotovoltaico è la prima tecnologia per gettito in entrambe le ipotesi, con una quota tra il 18 e il 20%. La principale voce è l'imposta sui redditi societari, pari al 60-65% del totale. Le imposte sul lavoro sono una quota maggiore nello scenario spinto (30%), grazie al maggior numero di occupati diretti. Gli addetti totali stimati al 2030 sono 6.775 nello scenario inerziale e 13.379 in quello spinto, con ben 6.600 unità in più in quest'ultimo. Avendo valutato solo il valore aggiunto, non sono considerate le property tax, quali Ici-Imu, invero tutt'altro che trascurabili.

Al 2030 l'energia solare contribuirà alla riduzione delle emissioni di CO2 per 276 milioni di tonnellate nello scenario inerziale e 309 milioni nell'ipotesi spinta, confermandosi prima tecnologia per riduzione di carbon emission.

Le rinnovabili sono quindi un motore di creazione di valore per il Paese; valore che tuttora i policy maker spesso faticano a percepire. Vengono così concepiti provvedimenti che non solo distruggono valore per le imprese e gli investitori, ma causano anche effetti negativi sull'intero sistema economico e sociale. In Italia, ad esempio, il recente provvedimento "spalma incentivi" ha avuto un impatto fortemente negativo sulle società pure renewable quoted, come evidenziato dal confronto tra l'indice italiano Irex e i principali indici settoriali internazionali (figura 3). In coincidenza con la prospettiva di emanazione del provvedimento, la capitalizzazione delle imprese italiane è crollata, a fronte di un andamento ben diverso degli altri mercati internazionali.

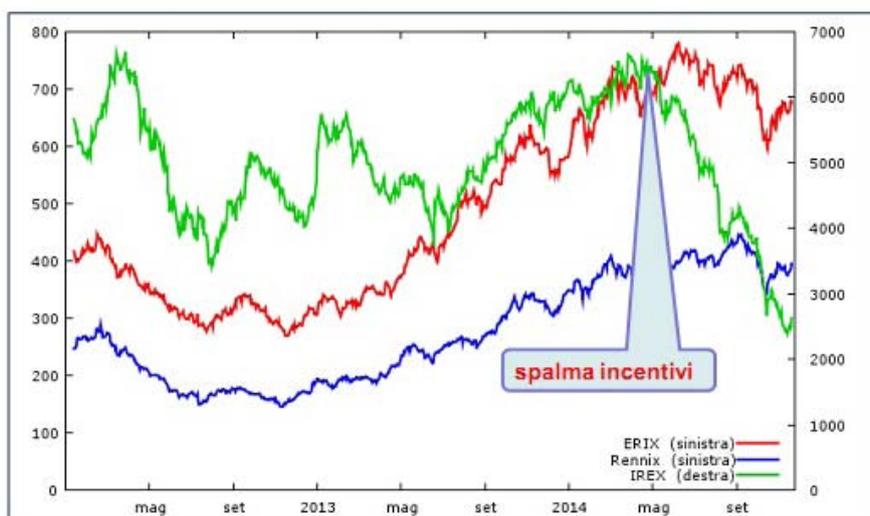


Figura 3 - L'andamento dell'Irex Index rispetto a Erix e Rennix. Fonte: Athesys

Il fotovoltaico è stato particolarmente penalizzato e la redditività degli investimenti negli ultimi anni è calata bruscamente. I ricavi sono infatti scesi più rapidamente dei costi della tecnologia e del capitale. Il differenziale costi-ricavi è pertanto diventato sensibilmente negativo, come evidenziato nella figura 4 che riporta la tabella relativa alla differenza LEOE-LCOE. In conclusione, il fotovoltaico è una filiera con rilevanti ricadute economiche e occupazionali nel nostro Paese. Anche in prospettiva il suo ruolo sarà rilevante e la sua integrazione nel sistema elettrico sarà un punto chiave nella revisione del disegno di mercato nel prossimo futuro. In particolare, lo sviluppo della generazione distribuita, con l'affermarsi del prosumer model, e la diffusione dei sistemi di accumulo comporteranno una profonda trasformazione dell'intero settore elettrico. In questo quadro, l'evoluzione dei modelli SEU e la prospettiva dei contratti di lungo periodo potranno incidere sulla struttura stessa del mercato elettrico.

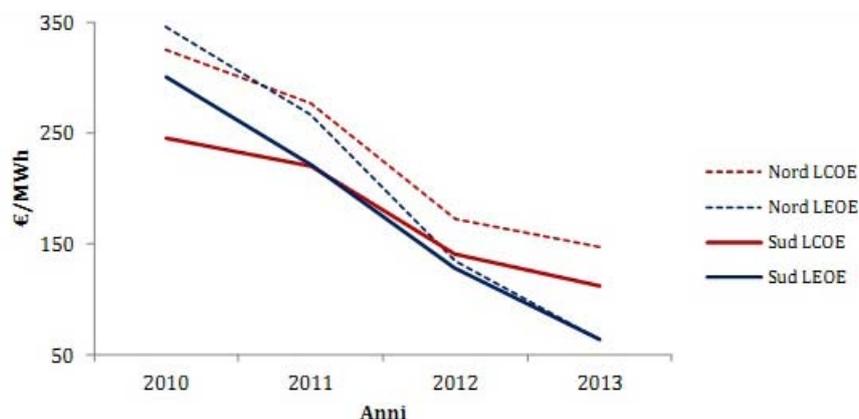


Figura 4. L'andamento LEOE-LCOE del fotovoltaico in Italia. Fonte: Althesys

LCOE - LEOE (€/MWh)		2010	2011	2012	2013	Variazione
Italia	Nord	20,8	-10,2	-37,5	-84,3	-505%
	Sud	55	1,5	-11,6	-49,3	-190%

È quindi sempre più necessario definire una strategia nazionale per l'energia e in particolare per un settore come quello fotovoltaico con forti impatti sul sistema economico italiano. Serve una politica chiara, stabile e di lungo periodo, che permetta di concretizzare il consistente potenziale ancora disponibile, date anche le cospicue ricadute economiche e occupazionali che potrebbe portare.

Le novità regolatorie nel settore fotovoltaico

L'AUTORE:



Gervasio Ciaccia

(Direzione Mercati - Unità Produzione di energia, fonti rinnovabili ed efficienza energetica - Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico)

Lavora all'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico (Aeegsi) - Direzione Mercati Unità Produzione di energia, fonti rinnovabili ed efficienza energetica.

mercati@autorita.energia.it

Argomenti

- Dispacciamento e sbilanciamenti delle FER: la delibera 522/2014/R/efr
- I sistemi di accumulo e la delibera 574/2014/R/eel
- I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e la delibera 578/2013/R/eel - I Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) ([per questo terzo argomento vedi presentazione pdf da pag. 37](#))

Il dispacciamento

L'energia elettrica, di norma, non è un bene immagazzinabile: è quindi necessario produrre la quantità richiesta e smistarla nel sistema in modo che l'offerta e la domanda di elettricità siano sempre in equilibrio, garantendo così la continuità della fornitura del servizio in condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

In sintesi, la gestione coordinata delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica e dei flussi di energia elettrica sulla rete di trasmissione ai fini del mantenimento del bilanciamento del sistema elettrico in condizioni di sicurezza è ciò che si chiama servizio di dispacciamento. Tale servizio è erogato da Terna secondo condizioni definite dall'Autorità.

Nel contesto del mercato liberalizzato dell'energia elettrica, il servizio di dispacciamento consente la traduzione delle posizioni commerciali in acquisto e vendita in impegni in immissione e in prelievo di energia elettrica nella/dalla rete elettrica nel rispetto della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

Qualora, infatti, ad impegni commerciali assunti sul mercato corrispondano impegni fisici incompatibili con la sicurezza del sistema elettrico, Terna agisce in maniera tale da ricostituire le condizioni di sicurezza acquisendo la disponibilità a correggere le posizioni fisiche in esito al mercato in maniera tale che l'azione combinata delle modifiche introdotte ricrei le condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nei termini sopra indicati.

L'acquisizione di tale disponibilità rappresenta l'acquisizione delle risorse per il dispacciamento e avviene per il tramite di un mercato (mercato per i servizi di dispacciamento) dove la disponibilità è acquisita sulla base di offerte formulate dai soggetti aventi titolo.

Gli oneri che derivano da tali movimentazioni sono allocate agli utenti tramite i corrispettivi di sbilanciamento e il corrispettivo uplift.

L'utente che sigla con Terna il contratto di dispacciamento si chiama utente del dispacciamento. Tale utente è il produttore o un suo delegato (trader). Nel caso di cessione dell'energia elettrica al GSE, quest'ultimo è l'utente del dispacciamento.

Ai fini del dispacciamento, le unità di produzione (UP) si distinguono in:

- **abilitate o non abilitate** a partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento;
- **rilevanti o non rilevanti**: in particolare, sono rilevanti se hanno una potenza superiore a 10 MVA.

Le unità non rilevanti, ai fini del dispacciamento, vengono aggregate per ogni utente del dispacciamento e per ogni zona di mercato.

Gli sbilanciamenti

Ogni utente del dispacciamento è tenuto a presentare un programma in merito alle proprie immissioni di energia in rete (per gli impianti di potenza inferiore ai 10 MVA il programma viene presentato in forma aggregata).

Tale programma viene commercializzato sul mercato del giorno prima, può essere modificato sul mercato infragiornaliero e può essere ulteriormente modificato sul mercato dei servizi di dispacciamento (nel caso di impianti abilitati a partecipare a tale mercato).

Al termine dei mercati, il programma finale prende il nome di **programma vincolante modificato e corretto**: questo è il programma che l'utente del dispacciamento è tenuto a rispettare.

La differenza, in MWh, tra l'energia elettrica effettivamente immessa e quella risultante nel programma vincolante modificato e corretto prende il nome di **sbilanciamento**. Esso può risultare **positivo o negativo**.

Gli sbilanciamenti nascono quindi dopo la chiusura di tutti i mercati, decorso il tempo reale.

Sui tre mercati (MGP, MI e MSD limitatamente alle UP abilitate), l'utente del dispacciamento ha negoziato l'energia elettrica risultante nel programma vincolante modificato e corretto (sulla base di prezzi risultanti dai rispettivi mercati).

Se l'unità di produzione ha immesso più energia di quella indicata dal programma vincolante (**sbilanciamento positivo**), il valore complessivo dell'energia sbilanciata è positivo. **Il produttore sta cioè vendendo più energia elettrica.**

Viceversa, se l'energia immessa è inferiore a quella indicata nel programma vincolante (**sbilanciamento negativo**), il valore complessivo dell'energia sbilanciata è negativo. **Il produttore sta riacquistando parte dell'energia elettrica già venduta.**

Poiché l'energia elettrica oggetto di sbilanciamento NON è stata commercializzata nei mercati, non ha necessariamente lo stesso valore unitario dell'energia programmata. Quindi nascono maggiori costi o maggiori ricavi rispetto al caso in cui, a parità di immissioni, non ci siano stati sbilanciamenti.

Il prodotto tra lo sbilanciamento e il prezzo unitario dell'energia sbilanciata prende il nome di **corrispettivo di sbilanciamento**.

Il corrispettivo di sbilanciamento non è una "penalizzazione" per non aver rispettato un programma ma rappresenta la valorizzazione di mercato dell'energia elettrica in tempo reale che, quindi, internalizza parte dei costi indotti sul sistema elettrico per effetto degli sbilanciamenti.

È compito degli utenti del dispacciamento (a cui si rivolge la regolazione in materia di dispacciamento) e, in particolare dei grossisti, **la definizione di soluzioni e strumenti finalizzati a minimizzare il rischio associato alla variabilità** della valorizzazione complessiva dell'energia elettrica programmata e immessa in rete (pari, in ogni ora, al prodotto tra la quantità di energia elettrica immessa e il prezzo zonale orario) e dell'energia sbilanciata (pari, in ogni ora, al prodotto tra lo sbilanciamento e il prezzo di sbilanciamento che dovrebbe sempre più allinearsi al valore di mercato dell'energia elettrica in tempo reale).

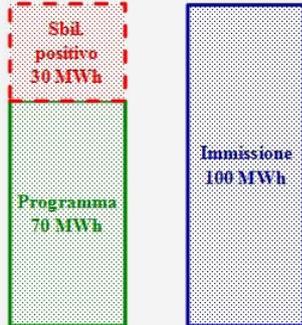
Il mancato rispetto degli impegni fisici costituisce uno sbilanciamento che viene corretto mediante il ricorso ad azioni di modifica in tempo reale dei livelli di immissioni e di prelievo sempre sfruttando la disponibilità acquisita nel mercato per il servizio di dispacciamento.

Gli sbilanciamenti sono valorizzati tramite il corrispettivo di sbilanciamento che:

- **per le unità abilitate** è sempre penalizzante e tiene conto del prezzo di acquisto o vendita su MSD (è un prezzo \leq prezzo MGP), riflettendo il valore di mercato di tale energia;
- **per le unità non abilitate** corrisponde al prezzo medio di acquisto o vendita su MSD (può essere maggiore o minore del prezzo MGP), approssimando il valore di mercato di tale energia;
- **per le fonti rinnovabili non programmabili** storicamente (e fino al 2014 per effetto di una serie di contenziosi) era pari al prezzo MGP, senza tenere conto del valore di mercato di tale energia e allocando ai clienti finali la differenza.

Il caso delle unità abilitate

Caso di sbilanciamento positivo nel punto di dispacciamento



Ipotesi:

prezzo zonale orario: 75 €/MWh
 prezzo più basso delle offerte di acquisto accettate in MSD: 35 €/MWh
 prezzo più alto delle offerte di vendita accettate in MSD: 105 €/MWh

Valorizzazione programma

70 MWh * 75 €/MWh = 5.250 €

Valorizzazione sbilanciamento

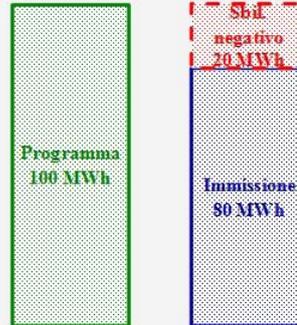
30 MWh * 75 €/MWh = 2.250 €

se sbilanciamento aggregato zonale negativo

oppure

30 MWh * min (35; 75) €/MWh = 1.050 €
 se sbilanciamento aggregato zonale positivo

Caso di sbilanciamento negativo nel punto di dispacciamento



Ipotesi:

prezzo zonale orario: 75 €/MWh
 prezzo più basso delle offerte di acquisto accettate in MSD: 35 €/MWh
 prezzo più alto delle offerte di vendita accettate in MSD: 105 €/MWh

Valorizzazione programma

100 MWh * 75 €/MWh = 7.500 €

Valorizzazione sbilanciamento

-20 MWh * max (75; 105) €/MWh = - 2.100 €

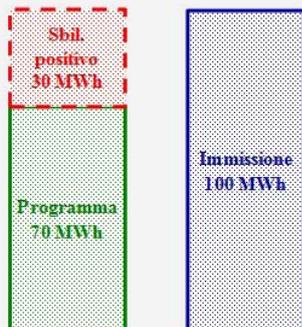
se sbilanciamento aggregato zonale negativo

oppure

-20 MWh * 75 €/MWh = - 1.500 €
 se sbilanciamento aggregato zonale positivo

Il caso delle unità non abilitate

Caso di sbilanciamento positivo nel punto di dispacciamento



Ipotesi:

prezzo zonale orario: 75 €/MWh
 prezzo medio delle offerte di acquisto accettate in MSD: 50 €/MWh
 prezzo medio delle offerte di vendita accettate in MSD: 90 €/MWh

Valorizzazione programma

70 MWh * 75 €/MWh = 5.250 €

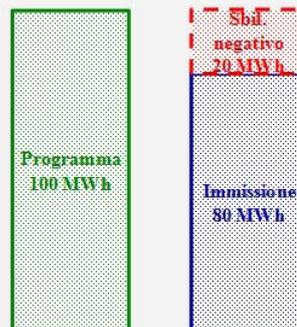
Valorizzazione sbilanciamento

30 MWh * max (75; 90) €/MWh = 2.700 €
 se sbilanciamento aggregato zonale negativo

oppure

30 MWh * min (50; 75) €/MWh = 1.500 €
 se sbilanciamento aggregato zonale positivo

Caso di sbilanciamento negativo nel punto di dispacciamento



Ipotesi:

prezzo zonale orario: 75 €/MWh
 prezzo medio delle offerte di acquisto accettate in MSD: 50 €/MWh
 prezzo medio delle offerte di vendita accettate in MSD: 90 €/MWh

Valorizzazione programma

100 MWh * 75 €/MWh = 7.500 €

Valorizzazione sbilanciamento

-20 MWh * max (75; 90) €/MWh = - 1.800 €
 se sbilanciamento aggregato zonale negativo

oppure

-20 MWh * min (50; 75) €/MWh = - 1.000 €
 se sbilanciamento aggregato zonale positivo

Gli sbilanciamenti per le FER non programmabili

- Le unità di produzione non programmabili sono definite dal decreto legislativo 387/03 come le unità di produzione che utilizzano l'energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di discarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso alle unità ad acqua fluente.
- La **“non programmabilità” di tali fonti non comporta l'impossibilità di prevedere la disponibilità della fonte** e, di conseguenza, la produzione di energia elettrica, quanto piuttosto la difficoltà di controllare e modificare, sulla base di un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete.
- In generale, tutte le forme di produzione di energia elettrica non programmabili (nel senso sopra detto) sono caratterizzate dalla possibilità di prevedere le immissioni in rete, ancorché con un diverso grado di precisione in dipendenza dalla fonte.
- Con la sentenza n. 2936/14, il Consiglio di Stato ha confermato le decisioni del Tar Lombardia e ha annullato la delibera 281/2012/R/efr nelle sole parti relative alla definizione del corrispettivo di sbilanciamento, con le seguenti motivazioni:
 - > **la non prevedibilità tecnica delle fonti non programmabili ne impedisce l'equiparazione a quelle programmabili**, ai fini dell'applicazione dei corrispettivi per gli sbilanciamenti, in ossequio al principio di non discriminazione (Capo 6);
 - > **ciò, tuttavia, non implica che i costi degli sbilanciamenti delle fonti non programmabili debbano essere socializzati** su soggetti diversi dai medesimi (cioè sui clienti finali o sui produttori da fonti programmabili come preteso in giudizio dalle controparti), in quanto ciò realizzerebbe una discriminazione non giustificabile (Capo 7);
 - > pertanto, l'Autorità ha piena discrezionalità nel trovare una soluzione che: “da un lato, tuteli il mercato nella sua interezza mediante l'imposizione anche alle unità di produzione in esame dei costi di sbilanciamento, dall'altro, introduca meccanismi calibrati sulla specificità della fonte in grado di tenere conto della modalità di produzione dell'energia elettrica e delle conseguenti difficoltà di effettuare una previsione di immissione in rete che raggiunga il medesimo grado di affidabilità che devono garantire le unità di produzione di energia programmabile.” (Capo 7);
- Con la delibera 522/2014/R/efr (che ha sostituito la delibera 281/2012/R/efr nelle parti in cui è stata annullata) si è previsto di allocare all'insieme dei produttori da fonti rinnovabili non programmabili il medesimo totale che sarebbe stato allocato applicando i criteri previsti per i piccoli impianti programmabili, al fine di evitare distorsioni sui mercati, come indicato dal Consiglio di Stato.

Non vengono più allocati alla collettività oneri aggiuntivi rispetto a quelli usualmente rientranti nell'uplift.

Tuttavia, tale totale è stato ridistribuito tra i produttori da fonti non programmabili, tenendo conto delle specificità delle diverse fonti, come indicato dal Consiglio di Stato:

- **al di sopra di una banda differenziata per fonte** (più elevata per le fonti più aleatorie), per ogni produttore è stato applicato **lo stesso criterio previsto per i piccoli impianti programmabili**;
- **al di sotto della banda**, il totale residuo non già allocato ai produttori viene redistribuito, **consentendo aggregazioni commerciali** e compensando le partite economiche di segno opposto (significa cioè che in capo ai produttori rimarrà un costo unitario ridotto perché i maggiori costi di alcuni si compensano con i maggiori ricavi di altri).

Il prezzo unitario di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo a unità non abilitate alimentate da fonti rinnovabili non programmabili è calcolato, per ciascun periodo rilevante e per ogni zona di mercato, come di seguito indicato.

Per una quantità di energia elettrica pari a:

$$\min(|sbil|; \alpha \cdot prog)$$

è posto pari alla somma algebrica di due componenti:

$$i) \quad prezzo_{MGP,i} \cdot \frac{sbil_i}{|sbil|_i}$$

$$ii) \quad \frac{\sum_i \left[(prezzo_i - prezzo_{MGP,i}) \cdot \min(|sbil|; \alpha \cdot prog)_i \cdot \frac{sbil_i}{|sbil|_i} \right]}{\sum_i \min(|sbil|; \alpha \cdot prog)_i}$$

Per una quantità di energia elettrica pari a:

$$(|sbil| - \alpha \cdot prog) \cdot \frac{sbil}{|sbil|} \text{ se } |sbil| > \alpha \cdot prog$$

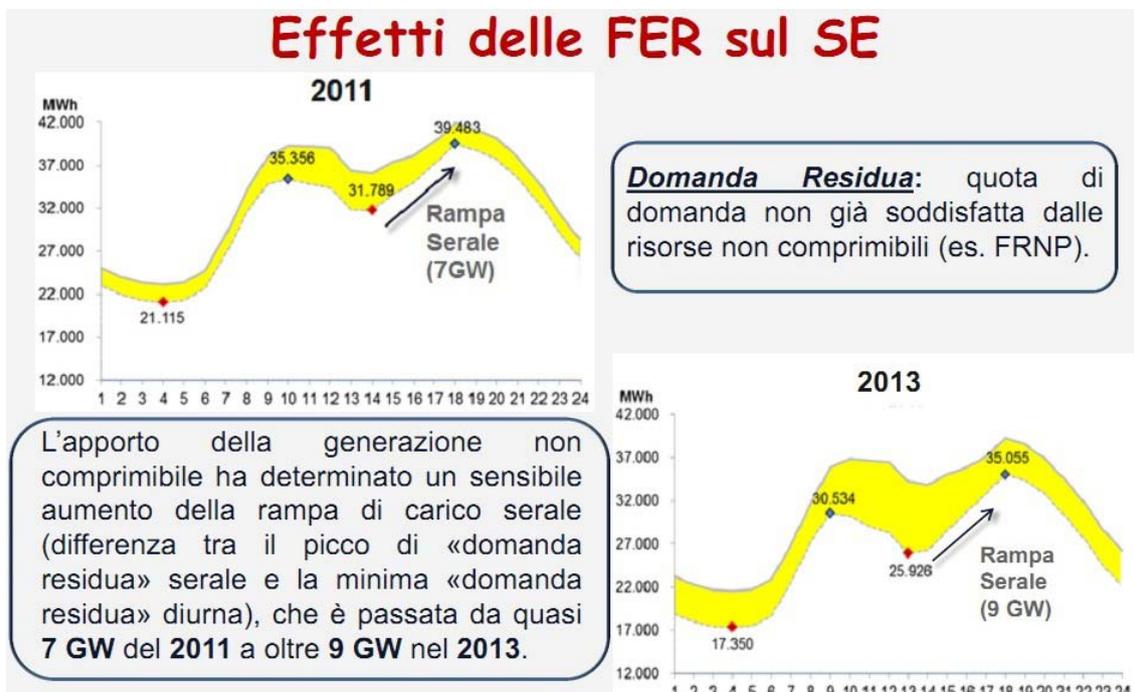
è posto pari al prezzo unitario di sbilanciamento definito per le UP non abilitate alimentate dalle fonti programmabili.

A tal fine:

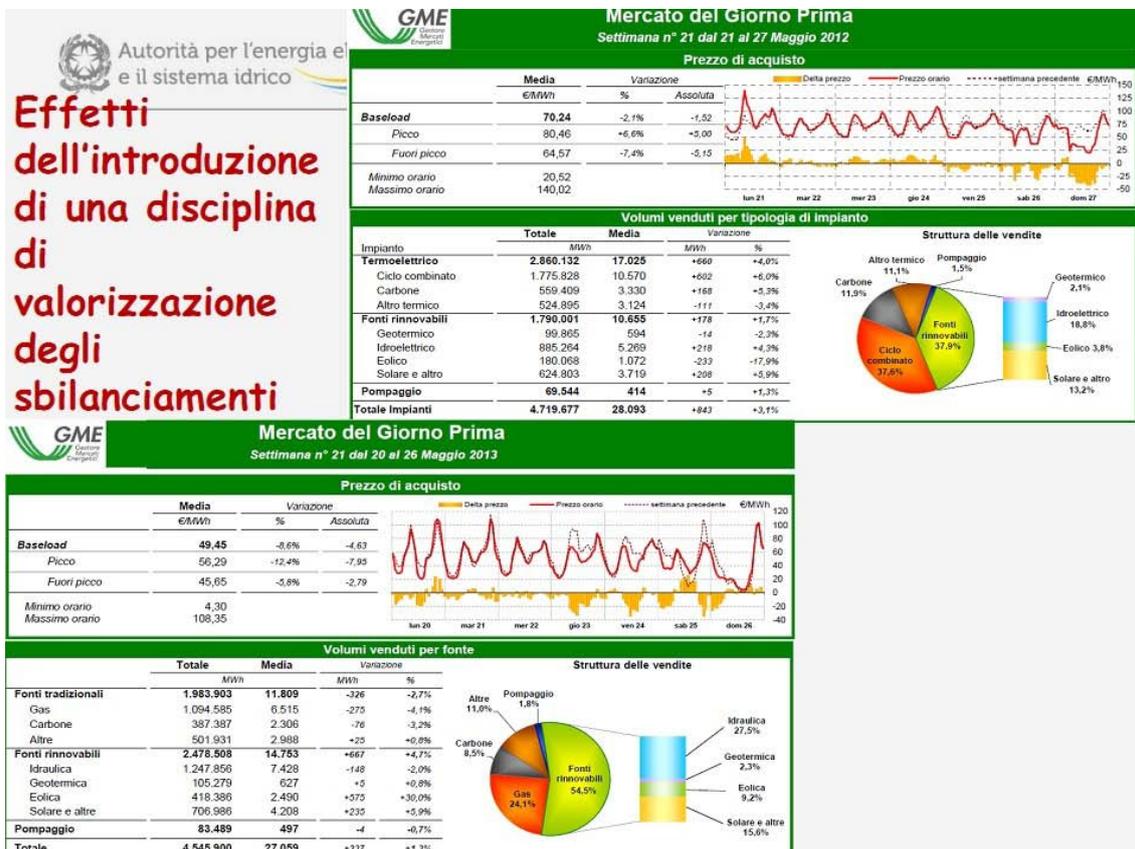
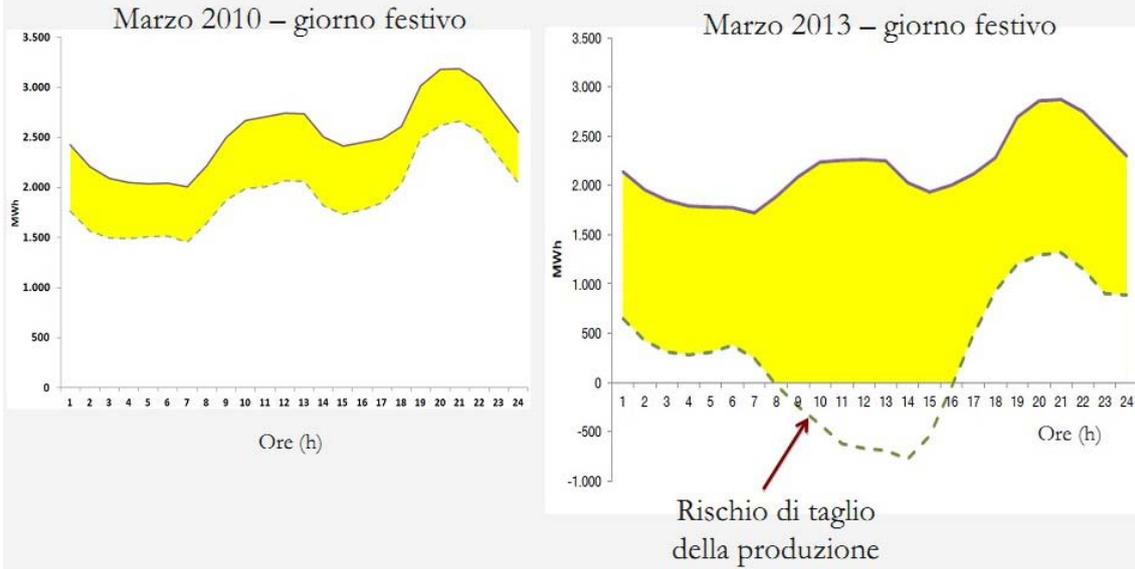
- prezzoMGP è il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta su MGP;
- prezzo è il prezzo di sbilanciamento definito per le UP non abilitate alimentate dalle fonti programmabili;
- sbil è lo sbilanciamento effettivo riferito a ciascun periodo rilevante;
- prog è il programma vincolante modificato e corretto riferito a ciascun periodo rilevante;
- il pedice "i" è riferito a ciascun punto di dispacciamento afferente alla zona di mercato a cui ci si riferisce;
- α è una soglia differenziata per fonte e pari a:
 - > **49%** in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
 - > **31%** in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;
 - > **8%** in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte idrica ad acqua fluente;
 - > **8%** in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione non rilevanti;
 - > **1,5%** in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalle altre fonti rinnovabili non programmabili.

Ulteriori elementi relativi agli sbilanciamenti

- Il termine $(prezzo_i - prezzo_{MGP,i}) \cdot sbil$ prende il nome di **quota residua**. Rappresenta il maggior ricavo o il maggiore costo in capo al produttore rispetto al caso in cui, a parità di energia elettrica immessa, non ci fossero stati sbilanciamenti.
- Terna applica all'utente del dispacciamento l'intero corrispettivo di sbilanciamento che si somma algebricamente alla negoziazione dei programmi di immissione di energia elettrica. Non viene quindi esplicitamente applicata la quota residua.
- Se l'utente del dispacciamento è un grossista, questi regola l'energia elettrica immessa con il proprio produttore, secondo modalità concordate tra le parti.
- Se l'utente del dispacciamento è il GSE (ritiro dedicato, tariffe fisse onnicomprensive, scambio sul posto), l'Autorità disciplina anche il rapporto contrattuale tra GSE e produttore.
- Nel caso di scambio sul posto e "vecchie" tariffe fisse onnicomprensive (Cip 6 e l. 244/07) tutta l'energia elettrica immessa in rete (non solo quella programmata) viene valorizzata ai rispettivi prezzi. Le quote residue dei corrispettivi di sbilanciamento sono poste in capo alla collettività (componente A3).
- Nel caso di ritiro dedicato e "nuove" tariffe fisse onnicomprensive (D.M. 5 e 6 luglio 2012) tutta l'energia elettrica immessa in rete (non solo quella programmata) viene valorizzata ai rispettivi prezzi. In più le quote residue dei corrispettivi di sbilanciamento sono poste in capo ai produttori, secondo criteri definiti dal GSE nel rispetto dei principi definiti dall'Autorità.



Modifica del profilo di carico orario zonale nella zona Sud



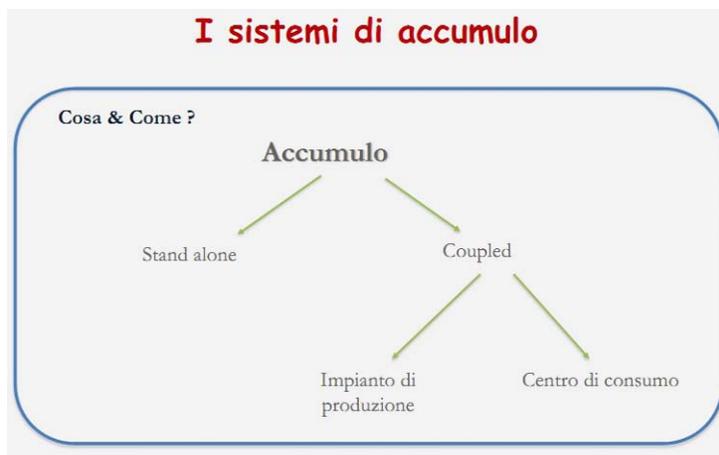


I sistemi di accumulo e la delibera 574/2014/R/eel

I sistemi di accumulo possono prestare servizi utili per la gestione delle reti elettriche.

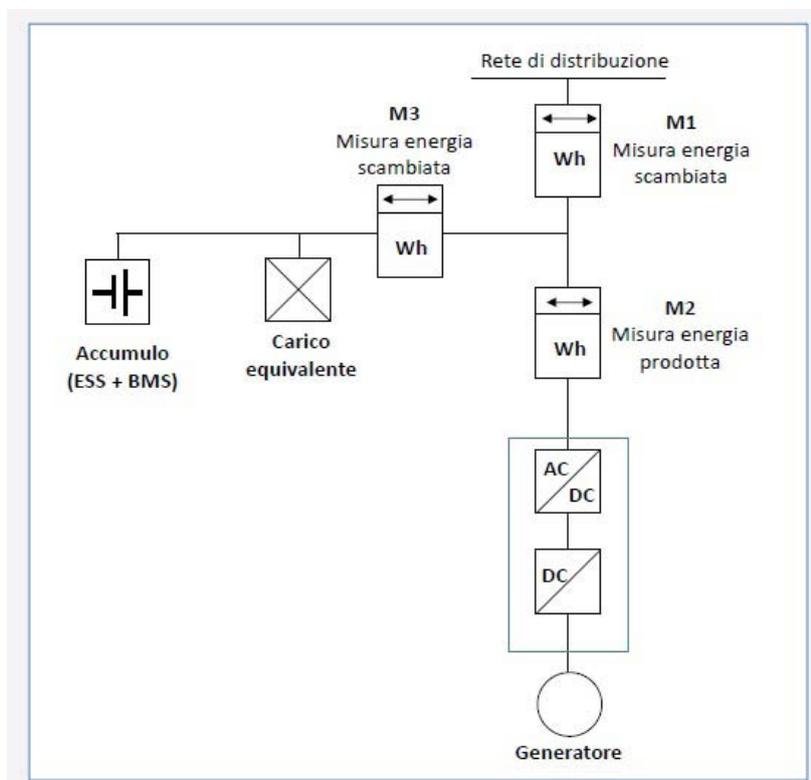
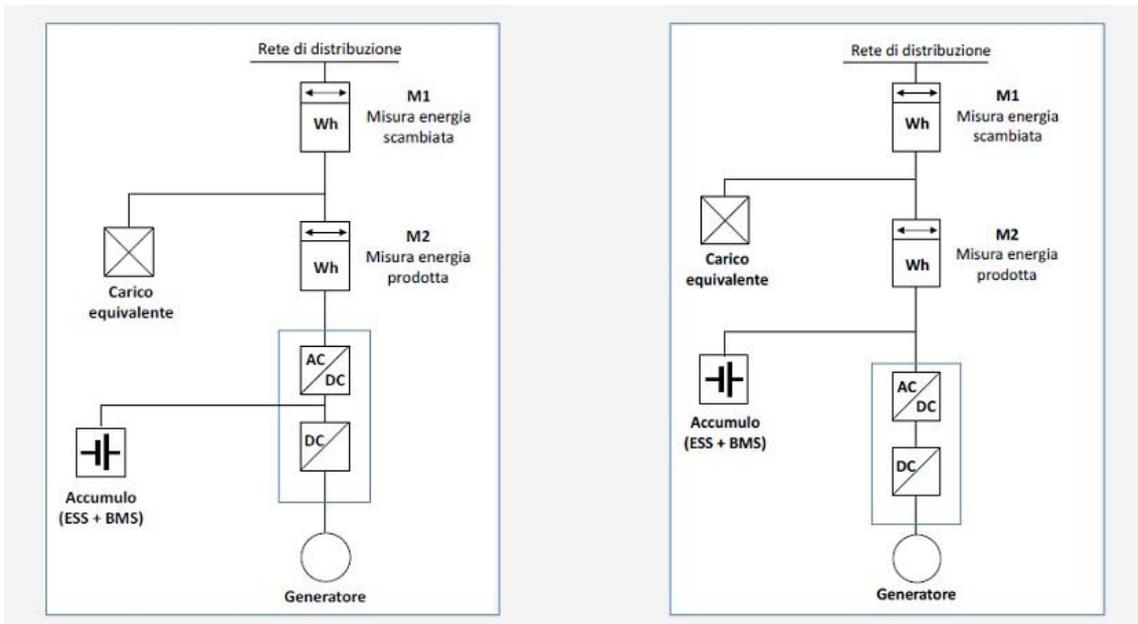
- Riduzione delle rampe
- Maggiore prevedibilità
- Minore rischio di tagli della produzione

I sistemi di accumulo possono contribuire alla riduzione o ad un minor incremento dei costi di dispacciamento determinati dalla presenza di FER



Possibili configurazioni

Il Comitato Elettrotecnico Italiano ha recentemente evidenziare le diverse modalità e configurazioni secondo cui possono essere installati i sistemi di accumulo :



Regolazione dei sistemi di accumulo

La delibera 574/2014/R/eel, definisce le modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica nel caso di sistemi di accumulo, nonché le misure dell'energia elettrica ulteriori eventualmente necessarie per la corretta erogazione di strumenti incentivanti o di regimi commerciali speciali.

La regolazione riguarda i seguenti aspetti:

- Connessione alla rete pubblica
- Trasmissione e dispacciamento
- Misura
- Erogazione di strumenti incentivanti

Il Regolatore non distingue tra le diverse tecnologie per i sistemi di accumulo.

In passato il Regolatore ha definito regole per i soli sistemi di pompaggio idroelettrico come sistema di accumulo.

hyp. Il sistema di accumulo viene considerato come un'unità di generazione ai fini regolatori.

Connessione alla rete pubblica

Nel caso di un sistema di accumulo, la procedura per la connessione alla rete pubblica è la medesima di quella applicata per gli impianti di produzione tradizionali. Il soggetto che applica per la richiesta di connessione deve include nella richiesta:

- valore della potenza nominale dei sistemi di accumulo
- nello schema unifilare, i dispositivi rilevanti ai fini della connessione dei medesimi sistemi di accumulo
- l'eventuale nuova potenza richiesta in prelievo per effetto della presenza del sistema di accumulo

Si applicano, transitoriamente, le condizioni procedurali ed economiche semplificate previste oggi per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento e impianti FER (procedure e tempistiche standard con indennizzi automatici e corrispettivi a forfait).

Trasmissione e distribuzione

Nel caso in cui i prelievi di energia elettrica siano destinati ad alimentare esclusivamente i sistemi di accumulo (cioè non ci sono altre utenze):

- Non si applica il corrispettivo di trasmissione
- Non si applica il corrispettivo di distribuzione
- Non si applicano le componenti A, MCT, UC
- L'energia assorbita è valorizzata come se fossero immissioni negative (MGP)

Nel caso in cui i prelievi di energia elettrica siano destinati ad alimentare anche altre utenze diverse dal solo sistema di accumulo, trovano applicazione tutte le componenti tariffarie, così come in vigore nel caso di un consumatore finale.

La stessa regolazione già si applica nel caso di impianti di pompaggio.

Servizio di Dispacciamento

- I sistemi di accumulo sono considerati sistemi di generazione.
- L'utente del dispacciamento, o il produttore, ha la facoltà di definire una unità di produzione specifica per i sistemi di accumulo installati, separata dagli altri gruppi di generazione, o di con-

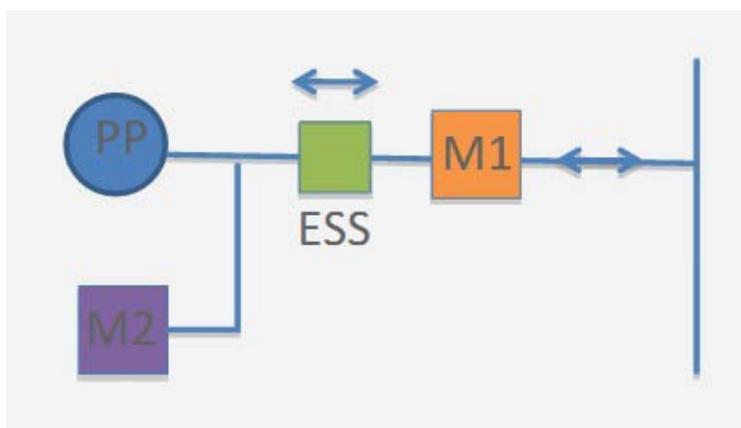
siderare i predetti sistemi come uno dei gruppi di generazione che costituiscono l'unità di produzione.

- A regime, un'unità di produzione caratterizzata da sistemi di accumulo dovrebbe essere considerata un'unità di produzione programmabile.

Utilizzo di sistemi di accumulo in presenza di impianti incentivati

Ai fini dell'ammissibilità agli strumenti incentivanti, viene considerata esclusivamente la produzione di energia elettrica effettivamente prodotta da fonti rinnovabili.

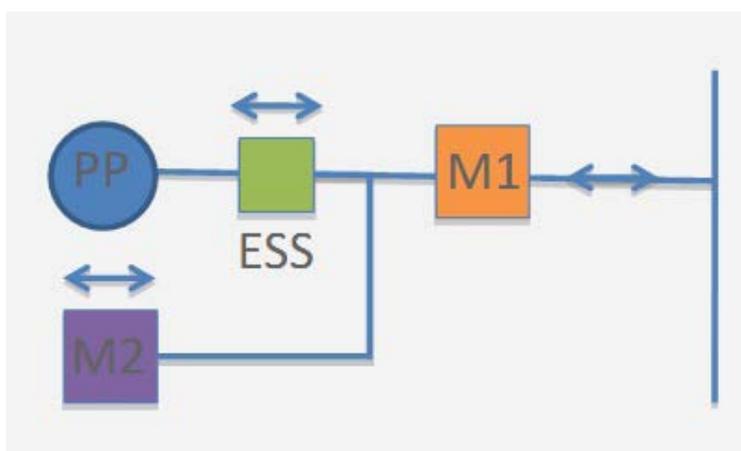
Misuratore M2 installato tra l'impianto e il sistema di accumulo



Se l'incentivo è della tipologia *feed in tariff*, è necessario distinguere l'energia immessa nella rete e prodotta direttamente dall'impianto da quella prelevata, accumulata e re-immessa in rete. E' necessario algoritmo.

Se l'incentivo è della tipologia *feed in premium*, è sufficiente far riferimento alla sola misura M2.

Misuratore M2 installato dopo l'impianto e il sistema di accumulo



Sia nel caso di un incentivo *feed in tariff* o *feed in premium*, è necessario far riferimento al misuratore bidirezionale M2 e a un algoritmo specifico.

Infatti è necessario definire la quantità di energia elettrica effettivamente prodotta dall'impianto (*feed in premium*) e distinguere l'energia immessa nella rete e prodotta direttamente dall'impianto da quella prelevata, accumulata e re-immessa in rete (*feed in tariff*).

Il valore del fotovoltaico dopo lo “Spalma-incentivi”

L'AUTORE:



Tommaso Barbetti
(eLeMeNS)

Economista esperto in materia di funzionamento dei mercati ambientali e di sistema elettrico. Docente presso Master specializzati e autore di molteplici articoli pubblicati dalle principali testate del settore. Dopo aver lavorato per APER come responsabile dell'area Mercato e Incentivi, curando la redazione dell'Osservatorio sui Certificati Verdi, fonda eLeMeNS di cui è attualmente partner.

tommaso.barbetti@elemens.it

[Presentazione workshop \(pdf\)](#)

Il ciclone “Spalma-Incentivi” si è abbattuto nel pieno dell’estate sul settore fotovoltaico, alterando numerosi equilibri che si erano venuti a creare nel corso del tempo. Si è trattata di una perturbazione di lunga durata, iniziata alla metà di aprile (quando emersero i primi rumours sul possibile taglio agli incentivi del fotovoltaico), continuata sino a giugno (quando venne pubblicato – all’interno del Decreto Competitività – la prima versione del provvedimento) e culminata ad agosto (con la versione definitiva, nella conversione in legge del decreto).

Mentre sono già stati presentati i ricorsi degli operatori, volti ad annullare il contenuto della norma, si può effettuare un primo “conteggio dei danni” connessi alla misura – sia con riferimento alla perdita di redditività degli impianti – per coloro che ne resteranno in possesso, sia alla riduzione del loro valore sul mercato secondario – per coloro che intenderanno cedere le iniziative.

In entrambi i casi la redditività e il valore delle iniziative variano significativamente in funzione della scelta di rimodulazione dell’incentivo comunicata dall’operatore al GSE entro il 30 novembre 2014.

Infatti, secondo la versione definitiva della legge, agli impianti fotovoltaici (di taglia superiore ai 200 kW) è stata data la possibilità di scegliere tra una delle seguenti opzioni:

- a. Accettare un’estensione di 4 anni dell’incentivo assieme ad una riduzione tariffaria differente in base alla data di entrata in esercizio dell’impianto (la cosiddetta misura “spalma-incentivi);
- b. Accettare un taglio secco dell’incentivo per i prossimi cinque anni (fino al 2019) che verrà compensato con un incremento della tariffa negli ultimi 5 anni di accesso agli incentivi (nel periodo compreso tra il 2020 e il sestultimo anno di accesso agli incentivi le tariffe verranno incrementate gradualmente), senza alcuna estensione del periodo incentivante;
- c. Accettare un taglio secco dell’incentivo (6% per impianti di taglia compresa tra 200 e 500 kW, 7% per taglie tra i 500 e i 900 kW e 8% per impianti sopra ai 900 kW), senza alcuna estensione del periodo incentivante: rispetto a quanto previsto dal Decreto Competitività, i tagli sarebbero più leggeri per le taglie inferiori a 900 kW.

Al fine di quantificare la perdita di redditività connessa a ciascuna soluzione – identificando quindi la soluzione ottimale, abbiamo determinato il “fair value” di alcuni impianti test (1 MW in Secondo e Quarto Conto Energia) in ciascuna opzione, scontando i flussi di cassa residui (a partire da gennaio 2015 fino al primo anno successivo alla fine dell’incentivazione) a un tasso dell’8,5%. Tale metodologia fornisce un assessment piuttosto immediato associato alla riduzione di redditività, determinando la perdita di valore degli impianti connessa al cambiamento normativo o – in caso di change of ownership – una stima preliminare del valore dell’asset da cedere.

Abbiamo pertanto determinato il fair value (insieme al valore nominale degli incentivi maturandi e ai ricavi negli anni 2015, 2020 e 2030) associato a ciascuna opzione di taglio per gli impianti sopra considerati, comparando i risultati con il BAU al fine di determinare l’opzione meno impattante in termini di riduzione di redditività.

Per quanto riguarda l’impianto in Secondo Conto Energia (tabella 1), emerge che:

- La lettera b) minimizza la perdita di valore dell’asset (-140.528 € su BAU, -4,2%), mentre il nominale degli incentivi da maturare è lievemente ridotto (-0,5%, per via della perdita di efficienza degli impianti; ipotizzando efficienza costante nel tempo, il nominale degli incentivi è perfettamente allineato al BAU). Tuttavia, applicando un tasso di sconto più elevato (funzione della percezione di rischio maggiore), tale misura può risultare sub-ottimale. In aggiunta, data la forte riduzione dei ricavi nella prima fase (2015-2019), questa opzione può richiedere rifinanziamento, non sempre agevole da concludere in tempi così stretti.
- La lettera c) è l’opzione second best in termini di perdita di valore dell’asset (-231.963 € su BAU, -7%), anche se ad essa è connessa la minor riduzione dei ricavi sul breve periodo. Può diventare la soluzione ottimale in caso di percezione di rischio elevato connesso alla lettera b) o in caso di mancata disponibilità della banca a ridiscutere il finanziamento.
- La lettera a) mostra i peggiori risultati in termini di perdita di valore dell’impianto (fair value: -8,2%).

Secondo Conto Energia (Puglia, 1 MW)	Valori assoluti				Confronto con BAU (€)			Confronto con BAU (%)		
	BAU	Lettera a)	Lettera b)	Lettera c)	Lettera a)	Lettera b)	Lettera c)	Lettera a)	Lettera b)	Lettera c)
Incentivi ancora da percepire (€)	7.429.101	7.342.010	7.392.232	6.817.785	- 87.091	- 36.868	- 611.316	-1,2%	-0,5%	-8,2%
Fair value (Jan 2015)	3.324.748	3.007.687	3.184.166	3.092.785	- 317.061	- 140.532	- 231.963	-9,5%	-4,2%	-7,0%
Ricavi 2015	552.325	438.491	461.269	493.712	- 113.834	- 91.055	- 58.612	-20,6%	-16,5%	-10,6%
Ricavi 2020	542.153	448.324	491.824	491.824	- 93.829	- 50.329	- 50.329	-17,3%	-9,3%	-9,3%
Ricavi 2030	522.822	433.581	590.353	487.254	- 89.242	67.530	- 35.568	-17,1%	12,9%	-6,8%

Tabella 1: Fair value, valore nominale degli incentivi residui e ricavi (2015, 2020, 2030) in ciascuna opzione per un 2° Conto Energia da 1 MW [eLeMeNS]

Grosso modo, le stesse considerazioni di cui sopra valgono anche per l'impianto in Quarto Conto Energia (tabella 2).

Quarto Conto Energia (Puglia, 1 MW)	Valori assoluti				Confronto con BAU (€)			Confronto con BAU (%)		
	BAU	Lettera a)	Lettera b)	Lettera c)	Lettera a)	Lettera b)	Lettera c)	Lettera a)	Lettera b)	Lettera c)
Incentivi ancora da percepire (€)	3.725.618	3.690.953	3.709.498	3.420.134	- 34.666	- 16.120	- 305.484	-0,9%	-0,4%	-8,2%
Fair value (Jan 2015)	1.625.276	1.437.582	1.551.728	1.510.339	- 187.694	- 73.548	- 114.937	-11,5%	-4,5%	-7,1%
Ricavi 2015	286.262	239.390	251.862	260.005	- 46.872	- 34.400	- 26.257	-16,4%	-12,0%	-9,2%
Ricavi 2020	282.676	244.856	263.205	265.923	- 37.820	- 19.470	- 16.753	-13,4%	-6,9%	-5,9%
Ricavi 2030	276.031	240.060	300.071	260.097	- 35.971	24.041	- 15.934	-13,0%	8,7%	-5,8%

Tabella 2: Fair value, valore nominale degli incentivi residui e ricavi (2015, 2020, 2030) in ciascuna opzione per un 4° Conto Energia da 1 MW [eLeMeNS]

Tenuto conto di tutti gli aspetti, la lettera b) sembra la migliore soluzione per gli impianti da noi analizzati – anche se la riduzione delle revenues nel breve periodo e il grado di rischio leggermente maggiore connesso all'operazione devono essere tenuti in conto, mentre per il Governo (figura 1) la migliore soluzione – ossia quella che determina un risparmio maggiore sul breve periodo – sembra essere rappresentata dalla lettera a), tuttavia assai poco attraente per i produttori FV.

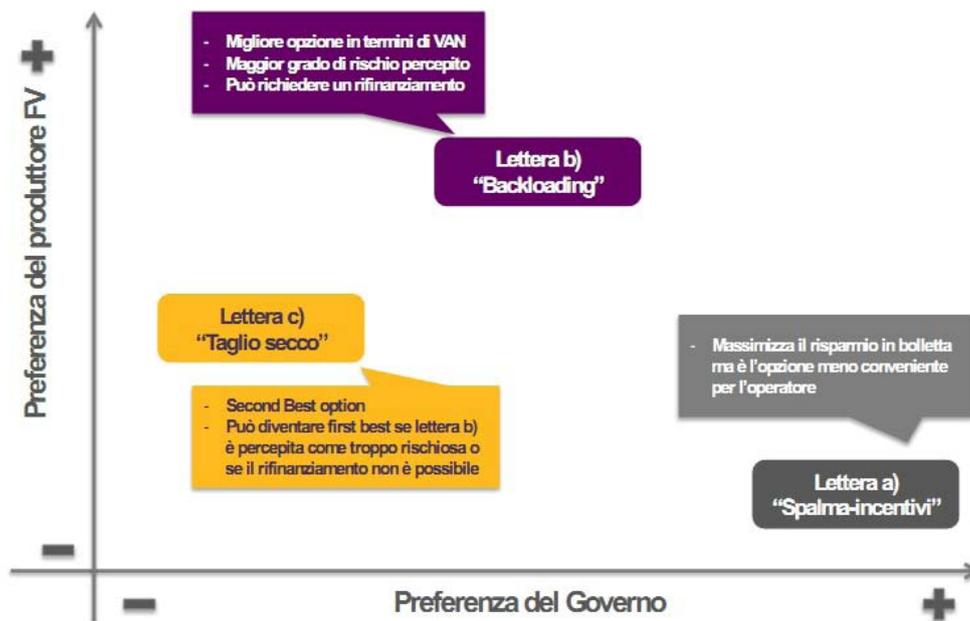


Figura 1: Trade-off tra preferenze degli operatori e del Governo associato a ciascuna opzione [eLeMeNS]

Oltre al taglio degli incentivi – che ha monopolizzato l’attenzione degli operatori, una delle disposizioni incluse nel Decreto Competitività riguarda le procedure adottate dal GSE per remunerare la tariffa incentivante agli impianti fotovoltaici che accedono al Conto Energia: la logica adottata finora (secondo la quale i pagamenti erano basati sulla produzione effettiva del mese precedente) viene ribaltata.

La procedura adottata dal GSE fino ad oggi era piuttosto semplice: i pagamenti erano basati sulla produzione effettiva del mese precedente.

Secondo le disposizioni del Decreto Competitività, a partire dal secondo semestre 2014, le procedure di pagamento GSE per il fotovoltaico non saranno più basate sulla produzione effettiva di ciascun impianto, ma sul livello teorico di produzione calcolato dal GSE. In dettaglio, il pagamento sarà basato su una metodologia di acconto – saldo, dove gli acconti saranno erogati perlopiù su base mensile e il loro valore non sarà basato sul livello di produzione effettiva ma su un livello di produzione fisso determinato all’inizio di ogni anno dal GSE (pari al 90% della produzione effettiva dell’anno precedente per ciascun impianto o a valori standard di producibilità geografica - grafico 1).

Cadrà dunque, dal punto di vista finanziario, il fattore di stagionalità, con i flussi di cassa che seguiranno più il livello di produzione essendo costanti sull’intero arco dell’anno; ci sarà inoltre il back-loading del 10% dei cash flows a giugno dell’anno successivo all’effettiva produzione: questa disposizione produrrà effetti concreti solo nel secondo semestre 2014 e nel 2015, inasprando dunque ulteriormente il contatto del fotovoltaico con la nuova realtà legislativa.

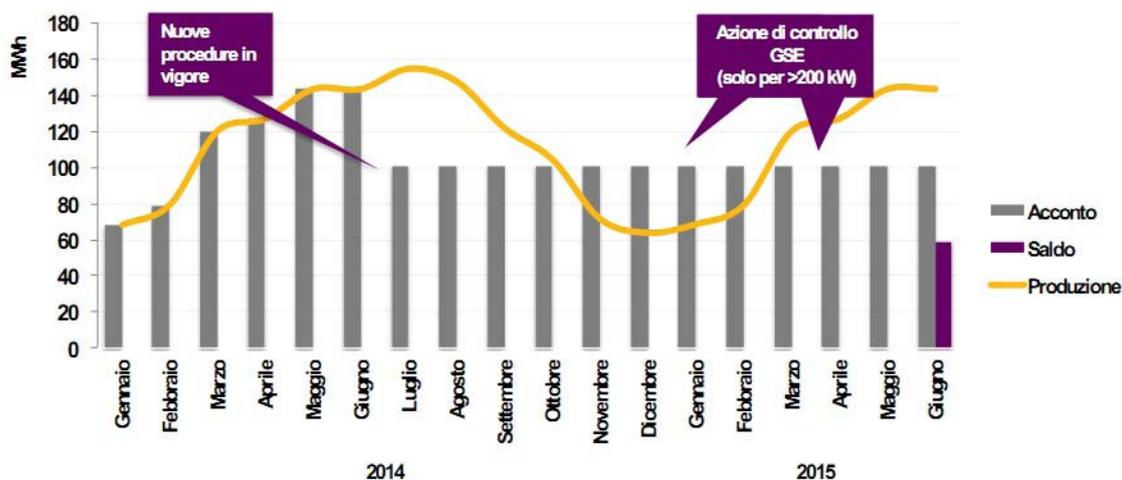


Grafico 1: Evoluzione della produzione e pagamenti GSE – acconto + saldo – prima (H1-14) e dopo (da H2-14) delle nuove procedure [eLeMeNS]

Il mercato secondario del fotovoltaico italiano: trend e dinamiche competitive alla luce del nuovo Decreto 'Spalma incentivi'

L'AUTORE:



Lorenzo Colasanti
(*Energy&Strategy Group*)

Collabora con il Politecnico di Milano come Analista e Ricercatore. Dal 2012 è Project Manager presso l'Energy & Strategy Group, gruppo di ricerca guidato dal Prof. Vittorio Chiesa, all'interno della School of Management del Politecnico di Milano, concentrandosi su due principali filoni di attività connesse all'industria del fotovoltaico e del mini-idroelettrico. È stato Project Manager per l'edizione 2014 del "Solar Energy Report" e del Report "Rinnovabili Elettriche Non Fotovoltaiche", pubblicati con cadenza annuale dall'Energy & Strategy Group.

lorenzo.colasanti@polimi.it

[Presentazione workshop \(pdf\)](#)

Gli aggiornamenti normativi

Tra la fine del 2013 e il 2014 diversi sono stati i provvedimenti che hanno comportato modifiche al contesto normativo per il fotovoltaico italiano sia sul fronte delle nuove installazioni (mercato primario), che sul fronte degli impianti esistenti e già da diversi anni operativi (mercato secondario).

	AMBITO	RIFERIMENTO - DATA	DESCRIZIONE
Mercato primario	• Sistemi di storage	• AEEG: DCO 613/2013/R/EEL - Dic 2013 • CEI 0-21_V2 - Dic 2013 • AEEG: Del 574/2014 - Nov 2014	• Definizione dello schema regolatorio di riferimento • Regole tecniche (CEI) e applicative (GSE) definitive attese entro Marzo 2015.
	• Sistemi Efficienti di Utanza	• AEEG: Delibera 578/2013/R/EEL - Dic 2013 • DL 91/2014 - Agosto 2014	• Definizione dei punti chiave che definiscono i Sistemi Efficienti di Utanza
	• Scambio Sul Posto	• AEEG: DCO 488/2013/R/EFR - Ott 2013 • DL 91/2014 - Agosto 2014	• Aggiornamento valori del corrispettivi di restituzione «oneri generali di sistema» • Esenzione dal pagamento «oneri generali di sistema» per impianti sotto i 20kW
Mercato secondario	• Ritiro Dedicato (RID) e Prezzi Minimi Garantiti (PMG)	• AEEG: Delibera 618/2013/R/EFR - Dic 2013 • DL 145/2013: «Destinazione Italia» - Feb 2014	• Aggiornamento del valore di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete per impianti con accesso al meccanismo PMG e revisione delle tipologie di impianti che possono accedere alla convenzione
	• Aspetti fiscali	• Agenzia delle Entrate : Circolare N.36/E - Dic 2013	• Definizione di modalità univoche per la determinazione della <u>rilevanza catastale</u> ai fini fiscali degli impianti fotovoltaici
	• Spalma incentivi	• DL 91/2014 - Agosto 2014 • DM 17/10/2014 - Ottobre 2014	• Rimodulazione delle tariffe incentivanti previste dal Conto energia per impianti al di sopra dei 200kW

Oltre ad una serie di provvedimenti con effetto diretto sul mercato primario, si registrano infatti tre principali novità che avranno effetto diretto sui business plan degli impianti esistenti: 1) la modifica al meccanismo del Ritiro Dedicato (RID) e dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG); 2) la revisione della rilevanza fiscale degli impianti fotovoltaici; 3) l'introduzione del cosiddetto "Decreto Spalma Incentivi", che, con modalità e opzioni diverse ha previsto la rimodulazione delle tariffe incentivanti del Conto Energia per gli impianti di taglia maggiore ai 200 kWp.

Quest'ultimo provvedimento in particolare prevede una rimodulazione delle tariffe incentivanti secondo 3 diverse opzioni:

a) estensione da 20 a 24 anni del periodo di incentivazione, a fronte di una rimodulazione della tariffa dipendente dalla durata del periodo incentivante residuo, secondo gli importi definiti nella seguente tabella:

Anno di entrata in esercizio dell'impianto	Periodo residuo di diritto all'incentivo (anni)	Percentuale di riduzione dell'incentivo
2007	12	25%
2008	13	24%
2009	14	22%
2010	15	21%
2011	16	20%
2012	17	19%
2013	18	18%
2014	oltre 19	17%

- b) mantenimento del periodo di erogazione ventennale, a fronte di una riduzione dell'incentivo per un primo periodo, e di un aumento dello stesso per un secondo periodo, secondo percentuali definite dal DM 17/10/2014;
- c) mantenimento del periodo di erogazione ventennale, a fronte di una riduzione percentuale fissata dal decreto, crescente a seconda della taglia degli impianti, come indicato nella seguente Tabella:

Potenza nominale dell'impianto (kW)	Percentuale di riduzione dell'incentivo
200 - 500 kW	6%
500 - 900 kW	7%
> 900 kW	8%

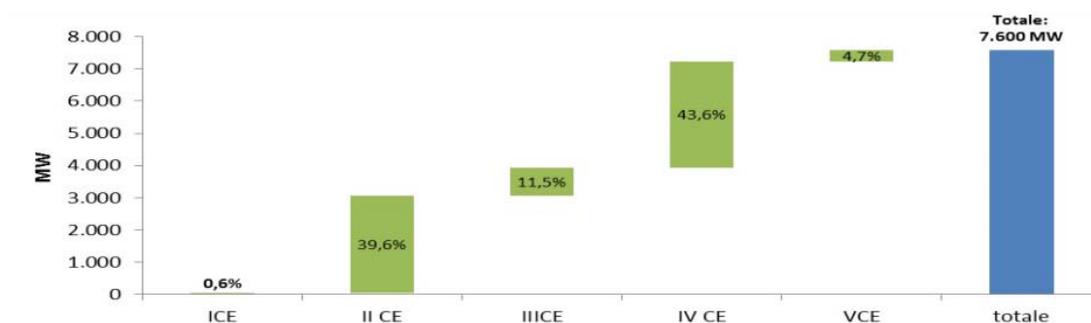
Volendo stimare l'effetto sul parco impianti italiano interessato dell'opzione "a" (ipotizzando cioè che tutti i soggetti coinvolti scelgano l'opzione "a" prevista dal Decreto), è possibile analizzare come l'impatto medio sul profilo di redditività medio "full equity" degli impianti stessi sarebbe pari a circa 1,2 punti percentuali di IRR, con un impatto che risulta particolarmente critico per (i) gli impianti incentivati tramite V CE, la cui redditività risultava già fortemente impattata dall'effetto delle riduzioni tariffarie intercorse tra IV e V CE, (ii) gli impianti incentivati tramite I e II CE ed entrati in esercizio entro il 2009 che scontando gli elevati costi di installazione.

Il risparmio medio annuo potenziale per le casse dello Stato, secondo questa ipotesi, risulterebbe pari a circa 830 mln€/anno, pari a circa il 12% del costo totale per l'incentivazione al fotovoltaico (6,7 mld€/anno) e al 21% del costo ad oggi imputabile agli impianti con taglia superiore ai 200 kW. Tale risparmio si tradurrebbe in una riduzione media dei ricavi e dei profitti operativi pari a circa 68.000 € annui per circa 12.500 soggetti titolari di impianti fotovoltaici a fronte di circa 710.000 PMI (soggetti indicati come target della manovra) che invece beneficerebbero di risparmi medi di costo dell'energia e quindi incrementi dei profitti operativi di circa 1.100 € annui.

Il mercato secondario

Con il termine mercato secondario si intende l'insieme di attività di investimento connesse alla acquisizione di asset fotovoltaici, sviluppati da investitori nel mercato primario, già connessi alla rete ed operativi.

In generale è possibile identificare il mercato secondario con impianti di potenza maggiore o uguale a 900 kW, pari a circa 7,6 GW in Italia.



Analizzando il profilo degli investitori, tre sono le categorie di soggetti protagonisti di questo mercato:

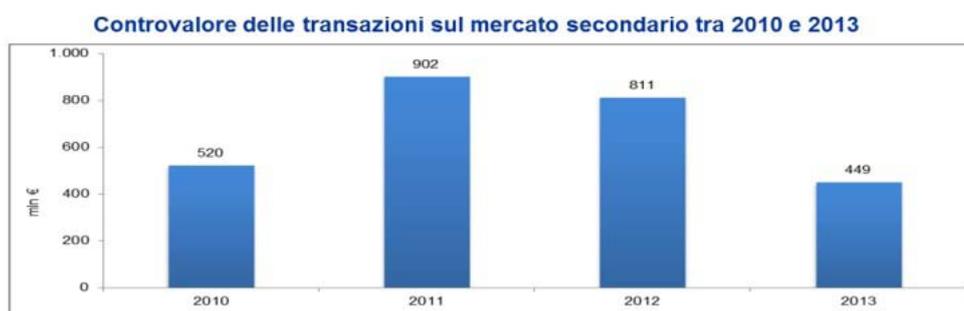
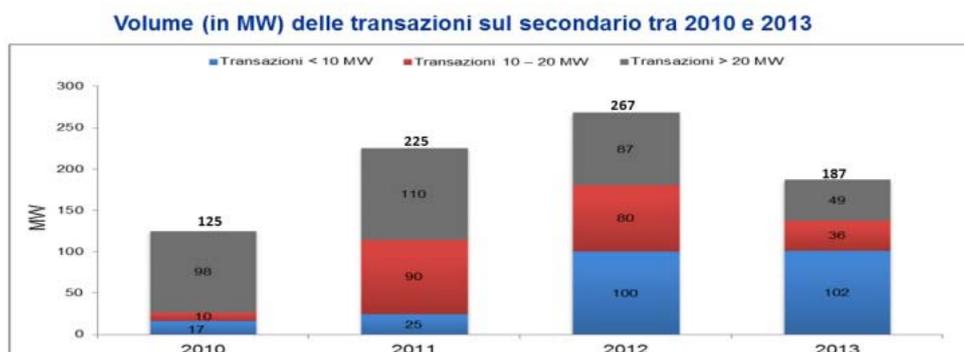
- Fondi di investimento di varia natura (immobiliari e non)
- Società di investimento (holding e gruppi industriali attivi in diversi settori e paesi);
- Soggetti industriali (prevalentemente Independent Power Producer e Multiutility)

Nel corso dell'ultimo anno, appare evidente come il ruolo di soggetti "finanziari" (Fondi e Società di investimento) sia cresciuto a discapito dei soggetti industriali e al contempo cresca la matrice "italiana" dei soggetti coinvolti con una quota superiore al 50% delle transazioni complessivamente effettuate nel 2013.

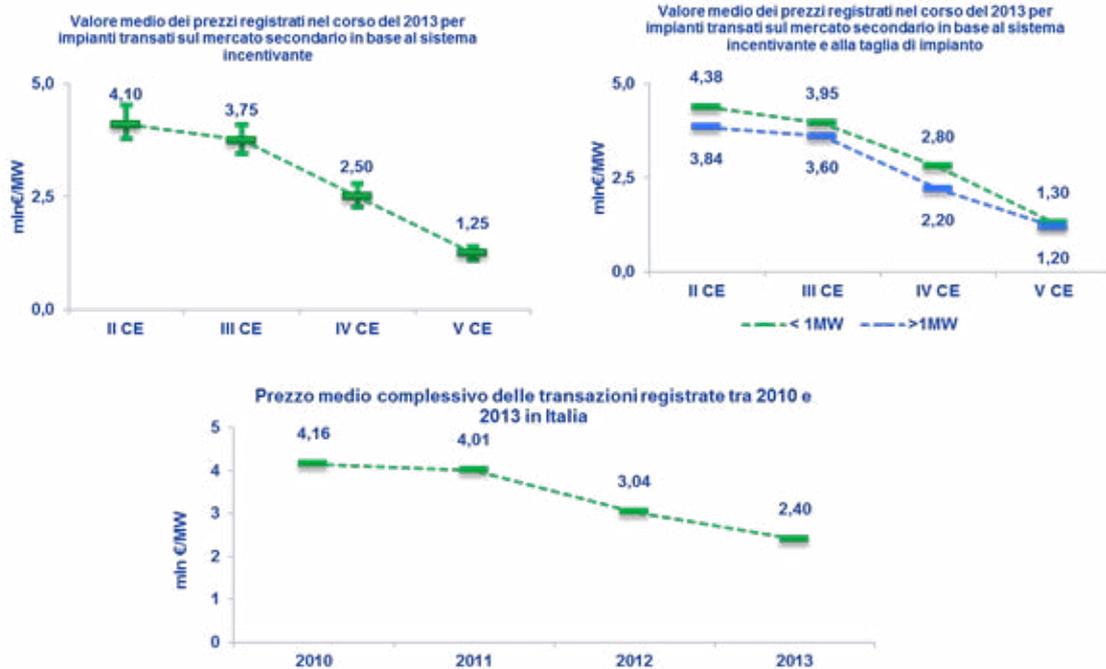


Analizzando invece il volume complessivo delle transazioni tra il 2010 e il 2013 risulta evidente come a partire dal 2012 il volume complessivo della potenza transata sia andata diminuendo, così come il contro-valore economico a causa di:

- una maggiore incertezza normativa gravante sugli impianti esistenti;
- un maggior volume di impianti dei Conti Energia più recenti transati sul mercato.



La dinamica dei prezzi delle transazioni risulta fortemente influenzata dal Conto Energia di riferimento dell'impianto oltre che dalla taglia dello stesso. Tale evidenza si riscontra analizzando il prezzo rilevato delle transazioni tra 2010 e 2013, con il valore medio in contrazione di oltre il 40%.

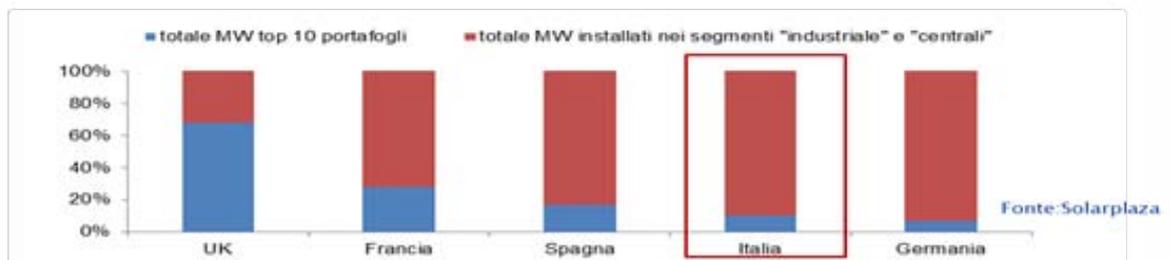


Relativamente al potenziale è possibile affermare che il mercato italiano presenta per gli investitori potenziali un alto grado di attrattività, legato a:

- un elevato potenziale di impianti non ancora scambiati sul mercato e dunque ancora disponibili;
- un elevato livello di frammentazione nella titolarità degli impianti, soprattutto se paragonato al resto d'Europa.



Grado di concentrazione medio nella proprietà di impianti in Europa a metà 2014



Tali premesse lasciano intendere come il mercato secondario italiano, possa attestarsi nei prossimi anni intorno ai 300 MW annui, con un trend caratterizzato da:

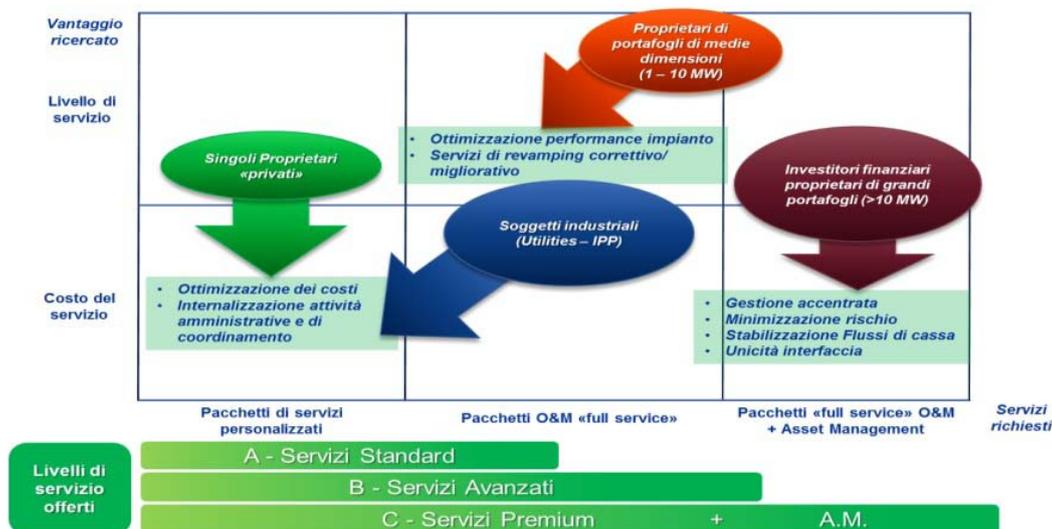
- una ulteriore contrazione dei prezzi legata all'incidenza di provvedimenti normativi e al numero crescente di impianti transati con Conti Energia più recenti (IV e V in particolare);
- un volume delle transazioni in crescita a causa di un riallineamento forzato dei valori di prezzo tra domanda e offerta, e uno stadio di maturità del mercato ancora embrionale;
- una maggiore attenzione da parte dei soggetti investitori alle attività di ottimizzazione degli impianti attraverso un ricorso ad interventi di revamping e una profonda revisione nelle logiche e nei costi) di gestione e manutenzione degli asset.

Le sfide per la gestione nel nuovo contesto normativo

In un contesto come quello definito dal nuovo scenario normativo, risulterà fondamentale la capacità degli operatori attivi nell'Operation & Maintenance (O&M) di adeguare la propria offerta alle mutate necessità del mercato.

In un mercato che a fine 2013 valeva circa 370mln€ annui, le dinamiche registrate nel corso del 2014 confermano due principali trend (in parte già avviati nel corso degli scorsi anni):

- una tendenza al ribasso dei prezzi;
- una modularizzazione dei servizi offerti:



Livello di servizio		STANDARD		AVANZATO	PREMIUM	
Configurazione opzionale		BASE	ESTESA	BASE	BASE	ESTESA
Attività comprese nella specifica configurazione		<ul style="list-style-type: none"> Manutenzione preventiva Sfalcio erba Pulizia moduli 	STANDARD-Base + <ul style="list-style-type: none"> Manutenzione correttiva Monitoring Reporting 	STANDARD-Estesa + <ul style="list-style-type: none"> Estensione garanzia Gestione spare parts 	AVANZATO-Base + <ul style="list-style-type: none"> Sorveglianza Vigilanza 	PREMIUM Base + <ul style="list-style-type: none"> Garanzia Availability Garanzia Performance Ratio
Costo medio annuo per il cliente (€ / MWp)	Taglia Impianto P ≤1 MW	15.000 13.000	23.000 21.000	32.000 28.000	38.000 33.000	44.000 40.000
	Taglia Impianto P >1 MW	10.000 8.000	17.000 15.000	26.000 22.000	30.000 25.000	38.000 35.000

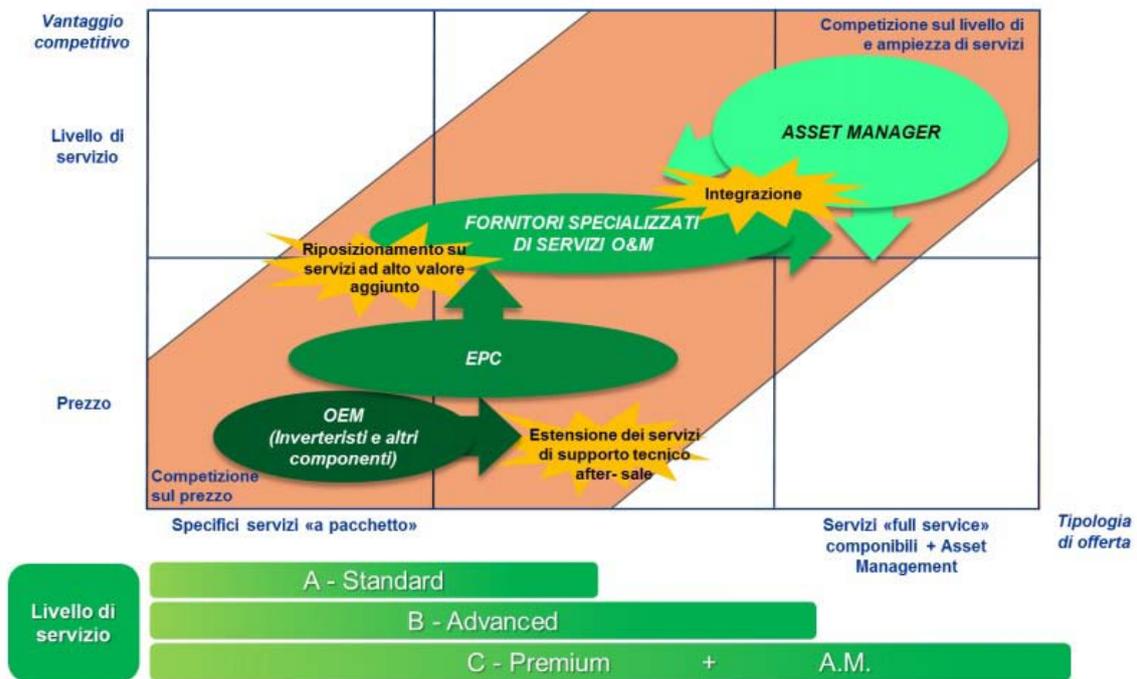
-valore 2013 -valore 2014

[Fonte: Elaborazione E&S]

Dal punto di vista degli operatori appare necessario, al fine di intercettare il mercato delle ri-negoziamenti degli impianti guidato sia dalla scadenza dei contratti esistenti che dal passaggio di titolarità nei proprietari di impianti, poter rivedere le proprie strategie, a seconda del profilo e dal ruolo specifico da essi ricoperto.

In particolare per rimanere efficacemente sul mercato:

- i produttori di componentistica dovranno puntare sulla gestione delle problematiche di funzionamento degli impianti esistenti proponendosi come fornitori di componenti (e dunque servizi post-vendita) nel caso di revamping degli stessi;
- gli EPC dovranno ri-focalizzare la propria attività su servizi a maggiore valore aggiunto, diventando a tutti gli effetti «Società specializzate in O&M» e aprendosi al mercato degli impianti realizzati da terzi;
- i fornitori specializzati di servizi di O&M, dovranno essere in grado di fornire in maniera modulare tutte le soluzioni e i livelli di servizio richiesti dai proprietari di impianto e dalle Società di Asset Management.



- gli Asset Manager giocheranno un ruolo sempre più determinante come interfaccia unica per i grandi proprietari di impianto, integrando accanto alle attività di natura amministrativa e fiscale, anche servizi di supporto alla ottimizzazione degli investimenti in una logica di «risk management», attraverso accordi di partnership con i fornitori di servizi di O&M.

Alcuni accorgimenti per incrementare il valore degli impianti fotovoltaici

L'AUTORE:



Pietro Pacchione
(*assoRinnovabili*)

Chief Operating Officer di Green Utility SpA, e amministra diverse solar company. Dal 2008 è membro del Consiglio Direttivo di assoRinnovabili in rappresentanza della fonte fotovoltaica. Si laurea presso la Facoltà di Ingegneria di Pisa. Studia all'estero presso il Royal Institute of Technology di Stoccolma e svolge attività di ricerca post laurea presso la Scuola di Perfezionamento degli Studi Universitari Sant'Anna di Pisa. Lavora da più di 10 anni nel settore energetico e ha partecipato alla creazione di start up operanti nel settore del trading di commodities e servizi energetici.

pietro.pacchione@greenutility.eu

[Presentazione workshop \(pdf\)](#)

Il mercato fotovoltaico italiano è ancora un mercato che non ha espresso tutto il suo potenziale e che può offrire interessanti opportunità. Con 18 GWp di potenza installata l'Italia occupa la seconda posizione a livello globale dopo la Germania e grazie al rilevante parco installato, esistono nel Paese molte opportunità di efficientamento e revamping degli impianti in esercizio.

Molti impianti pur essendo infrastrutture caratterizzati da alta intensità di capitale, redditività differita, lunghi tempi di vita degli investimenti e grande rigidità delle soluzioni adottate, sono stati realizzati a velocità record per rientrare in tempistiche tassative e/o graduatorie al fine di godere di specifici incentivi con la conseguenza che in molti casi, la componentistica si sta rivelando non proprio di prima scelta e in altri l'accuratezza progettuale o le logiche gestionali e manutentive stanno dimostrando forti carenze.

È probabile che nel prossimo futuro vedremo profondi processi di re-ingegnerizzazione, al fine di aumentare la produttività degli impianti fotovoltaici, accrescendone di pari passo la remunerazione e il ritorno economico, andando a lavorare su almeno quattro fronti:

- efficientamento tecnologico e gestionale dell'impianto
- valorizzazione dell'energia elettrica
- ridefinizione dei costi operativi
- ristrutturazione del debito

Pur essendo scontato che un impianto fotovoltaico nell'intero periodo di attività deve essere in grado di generare energia in maniera stabile, sicura, e di garantire prestazioni sempre al massimo delle potenzialità, purtroppo non è raro imbattersi in progetti, la cui produzione prevista dal business plan non corrisponde a quanto effettivamente prodotto.

Questo ha un impatto importante sulla redditività dell'investimento che se non opportunamente gestito può solo aggravarsi con il passare del tempo. A titolo esemplificativo, e non esaustivo, si riportano di seguito alcuni fattori che possono determinare 'sottoperformance' di un impianto fotovoltaico che, se opportunamente risolti, possono far recuperare preziosi punti di redditività del progetto o evitare problematiche di business interruption e/o perdita incentivi.

ERRORI PROGETTUALI	<ul style="list-style-type: none"> • Ombreggiamenti • Layout elettrico non ottimizzato (stringaggio, sezioni cavi e protezioni non adeguate, scaricatori di sovratensione, riarmi automatici, ecc.) • Dimensionamenti inverter non ottimale • Mismatching dei pannelli • Alte temperature locali inverter (derating) • Sistema di monitoraggio non adeguato (necessità di monitorare: stringhe, circuiti primari MT e secondari in BT ausiliari, Temperatura trafo, contatori, ecc.) • Alti consumi impianti ausiliari • Sistema di allarme non adeguato • Strutture sottodimensionate • Inadeguatezza dei sistemi di Health & Safety
PROBLEMI AMMINISTRATIVI	<ul style="list-style-type: none"> • Diffomità tra progettato e opera effettivamente realizzata • Assenza di tutti i documenti previsti dal GSE e soggetta e verifica

PROBLEMI INSTALLATIVI	<ul style="list-style-type: none"> • Errato cablaggio morsettiere quadri • PID (Potential Induced Degradation) • Fenomeni di Hot Spot • Mancato rispetto delle modalità installative della componentistica come previsto dai costruttori • Infiltrazioni acqua per tetti • Drenaggio acque per impianti a terra
QUALITÀ DEI COMPONENTI	<ul style="list-style-type: none"> • Tipologia di prodotti installati e garanzie nel tempo
O&M	<ul style="list-style-type: none"> • Scopo di fornitura non completo o inadeguato • Tempi di intervento e parti di ricambio • Adeguata organizzazione dei principali produttori di componenti • Pulizia pannelli e locali tecnici • Tenuta del verde • Procedure di accesso a coperture e locali tecnici e gestione interferenze (per impianti su coperture)
EVENTI ESTERNI	<ul style="list-style-type: none"> • Stabilità della rete • Furti e atti vandalismo • Cambi normativi

L'efficientamento di un impianto passa necessariamente anche per un adeguato telecontrollo e gestione degli allarmi, strumenti fondamentali per effettuare una costante supervisione dello stato operativo dell'impianto e un tempestivo intervento sulle cause di allarme o underperformance.

Dal lato ricavi esistono strumenti per incrementare il valore di vendita all'ingrosso dell'energia prodotta e minimizzarne i costi, come gli oneri di sbilanciamento, rispetto alla semplice cessione al GSE tramite il RID. Ad esempio accordi con trader o laddove esista in prossimità dell'impianto una unità di consumo in grado di assorbire la produzione dell'impianto, il passaggio dal regime di Cessione Totale a Cessione Parziale, ovvero sfruttare le potenzialità del nuovo mercato dei SEU/SESEU disciplinato dalla deliberazione della AEEGSI 578/2013/R/EEL. In un prossimo futuro è anche immaginabile l'implementazione di sistemi di storage per incrementare la sincronizzazione tra produzione e consumo.

Più in generale si dovrà passare per una re-ingegnerizzazione anche dei costi operativi, come ad esempio la ridefinizione dei contratti O&M/guardiana/assicurazione non solo in termini economici, ma anche in termini di servizi richiesti e garanzie offerte. Non dimentichiamoci inoltre dell'eventuale rideterminazione delle rendite catastali per la determinazione dell'IMU e della TASI.

Gli impianti fotovoltaici incentivati: cosa si può migliorare

L'AUTORE:



Emilio Sani
(*Studio legale Macchi di Cellere Gangemi*)

AmMESSO all'esercizio della professione forense nel 1997. Collabora con lo Studio Macchi di Cellere Gangemi dal 2001, svolgendo la propria attività nel settore dell'energia e in particolare delle fonti rinnovabili. Ha da allora seguito moltissime operazioni di sviluppo finanziamento e acquisizione di impianti da fonti rinnovabili e negli ultimi tre anni ha orientato in modo prevalente la propria attività alla consulenza per lo sviluppo, la costruzione e il finanziamento di impianti fotovoltaici. Svolge anche attività di approfondimento e negli ultimi due anni ha tenuto moltissime conferenze, lezioni e corsi in relazione principalmente agli aspetti tariffari e alla contrattualistica per la costruzione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile. È iscritto all'Albo degli Avvocati di Milano ed è abilitato all'esercizio avanti alla Corte di Cassazione.

e.sani@macchi-gangemi.com

[Presentazione workshop \(pdf\)](#)

A fronte del cosiddetto “Spalma-incentivi” e degli altri interventi che hanno inciso sulla redditività degli impianti fotovoltaici incentivati possono individuarsi alcuni spunti per ottimizzare i ricavi o ridurre i costi.

L'ampliamento dell'oggetto del contratto di manutenzione

Una ottimizzazione nella gestione dei contratti di manutenzione può derivare dalla regolamentazione di quelle attività nelle quali il manutentore viene coinvolto, senza che vi sia una precisa regolamentazione contrattuale. Ad esempio, la gestione dei sinistri assicurativi è attività in cui risulta generalmente coinvolto anche il manutentore che, nel caso di sinistri e furti, farà gli interventi di ripristino pagati dall'assicurazione.

Mancano, però, nella maggior parte dei contratti meccanismi che stimolino il manutentore a ridurre al minimo i sinistri e i costi che ne derivano in termini di aumento del premio e franchigie. Il produttore spesso si trova stretto fra l'assicurazione o l'istituto di vigilanza, che attribuiscono il sinistro a cause impiantistiche, e il manutentore, che lo fa derivare da forza maggiore o dal servizio di vigilanza non adeguatamente svolto. Per prevenire ciò si potrebbe delegare al manutentore la scelta degli istituti di assicurazione e delle società di vigilanza e la gestione dei rapporti con gli stessi, inserendo nel prezzo contrattuale del contratto di manutenzione un meccanismo di malus/bonus legato alle franchigie e ai premi che il produttore deve pagare. In questo modo, i compiti e le relative responsabilità sarebbero attribuiti in modo chiaro e il manutentore avrebbe interesse a prevenire quanto più possibile eventi che diano luogo a sinistri.

Altra frequente ragione di conflitto sono i tempi di indisponibilità in attesa delle parti di ricambio in caso di guasto. Se il tempo di attesa per la fornitura delle parti di ricambio viene escluso dalle formule per il calcolo della disponibilità e del rendimento dell'impianto, le garanzie di rendimento e indisponibilità rischiano di essere inefficaci, proprio nelle situazioni più critiche. Per porre rimedio a questo (fatti salvi i necessari accordi commerciali con il manutentore) si potrebbe richiedere al manutentore di inserire tali tempi nel calcolo delle prestazioni e di individuare un magazzino (anche di terzi) nel quale sia a lui costantemente garantita per tutta la durata del contratto la disponibilità immediata di tutte le parti di ricambio necessarie.

Per consentire al produttore di giovare delle esperienze maturate dal manutentore si potrebbe, poi, allegare al contratto di manutenzione una stima di costi previsti per alcune specifiche attività o spese esterne al contratto di manutenzione (ad esempio i costi per i prelievi di energia, la gestione della sicurezza sul lavoro, le rendite catastali, la gestione dei contatori, la gestione delle garanzie nei confronti dei fornitori, ecc.), prevedendo un compenso premiale per il manutentore se, a seguito delle attività da lui proposte, si arriva ad una riduzione dei costi.

La gestione della vendita di energia

La disciplina dei vari Conti Energia ammette, salvo specifiche eccezioni, sia la possibilità di vendere a grossisti o sul mercato elettrico l'energia generata che quella di auto-consumare l'energia incentivata.

Per quanto riguarda la possibilità di cedere l'energia in rete attraverso strumenti diversi dal ritiro dedicato, il manutentore può fungere da aggregatore e può quindi aiutare il produttore a gestire sia dal punto di vista commerciale, che tecnico la trattativa con il grossista. Anche in questo caso, al fine di stimolare una gestione dinamica, si potrebbe prevedere una componente premiale nel compenso del manutentore proporzionata a quanto risparmiato rispetto al ricorso al ritiro dedicato.

La cessione dell'energia a una unità di consumo in sito, secondo il modello del sistema efficiente di utenza (SEU), può poi significativamente incrementare i ricavi da vendita di energia per il produttore, ove vi siano i requisiti stabiliti dalla normativa vigente per i sistemi efficienti di utenza. In tale caso, il produttore può valorizzare, oltre all'energia in sé considerata, il mancato pagamento degli oneri di rete e di gran parte degli oneri di sistema da parte del titolare dell'unità di consumo.

Qualora sia richiesto un investimento per la riconversione dell'impianto da cessione totale a cessione parziale (ad esempio l'installazione di un sistema di accumulo, che massimizzi l'autoconsumo istantaneo), il manutentore potrebbe aiutare il produttore a superare le limitazioni che possono derivare dai vincoli dei contratti di finanziamento e dalle ristrettezze finanziarie dovute allo spalma-incentivi. Il manutentore potrebbe infatti farsi carico degli oneri finanziari per l'adeguamento, nonché della gestione tecnica della vendita dell'energia in autoconsumo, inserendo all'interno del suo corrispettivo una parte dei ricavi aggiuntivi che saranno garantiti al produttore.

Per evitare errori e rischi di perdita della tariffa da parte degli operatori e per garantire la parità di trattamento di tutti gli operatori sarebbe comunque necessario che il GSE indicasse in modo chiaro e inequivoco limiti e procedure per trasformare in SEU gli impianti incentivati attualmente in cessione totale.

Verifica della possibilità di effettuare modifiche impiantistiche che aumentino la redditività dell'impianto

Va poi considerata la possibilità di incrementare la redditività dell'impianto attraverso modifiche tecniche che consentano di incrementare il reddito dell'impianto. Tale opportunità è oggi fortemente condizionata dall'incertezza e incompletezza del quadro normativo. Il GSE, da quasi un anno, ha preannunciato l'uscita di un documento che regoli le modifiche impiantistiche specificando quali sono ammesse, e quali no, ma ancora tale documento non è stato pubblicato.

Sul sito del GSE si trova soltanto un documento "Criteri per il mantenimento degli incentivi in conto energia" di Maggio 2014, ai sensi del quale genericamente "Non sono ammessi interventi volti unicamente ad incrementare la producibilità dell'impianto". Tale limitazione non pare trovare un chiaro fondamento nella disciplina vigente e (probabilmente, andando anche oltre i suoi scopi di contenimento della produzione incentivata) di fatto impedisce di rendere più efficiente e più adeguato alle evoluzioni tecnologiche l'insieme degli impianti di produzione oggi installati.

Sarebbe dunque auspicabile che: (i) il GSE chiarisca in modo più analitico quali tipologie di intervento possono essere ammesse e con quale procedura, senza inibire ai produttori la possibilità di rendere più efficienti gli impianti; (ii) sia prevista una procedura di parere preventivo a pagamento (con tempi di risposta predefiniti) sulle modifiche impiantistiche da parte del GSE. Questo consentirebbe agli operatori e agli istituti di credito di confidare nella assenza di rischi e di garantire procedure "certe" che possano combattere il pregiudizio (in particolare degli investitori stranieri), sulla mancanza di regole chiare.

Ove a causa dei contratti di finanziamento in essere o dei vincoli finanziari derivanti dallo "spalma-incentivi", il produttore non possa fare gli investimenti necessari, il manutentore potrebbe proporsi come investitore, condividendo con il produttore i maggiori guadagni.

Uno sguardo al futuro: i servizi di dispacciamento

Dovrebbe poi essere attuata dall'Autorità per l'Energia la previsione dell'Articolo 11 comma 1 lettera d) del D. Lgs. 102/2014, per la quale la generazione distribuita e le fonti rinnovabili dovrebbero partecipare al mercato dei servizi, ivi inclusi quelli di dispacciamento. L'attuazione di tale previsione dovrebbe consentire la valorizzazione economica di alcuni servizi finalizzati al migliore dispacciamento dell'energia da parte degli impianti da fonte rinnovabile. Tali servizi in parte possono essere resi attraverso le apparecchiature esistenti, ovvero attraverso apparecchiature di nuova installazione, come i sistemi di accumulo, che ai sensi della nuova delibera 20 novembre 2014 dell'Autorità per l'Energia, risultano essere compatibili con gran parte degli impianti incentivati.

Nel Documento di Consultazione n. 354 del 1 Agosto 2013 dell'Autorità e nell'Allegata Relazione Tecnica già si possono trovare gli spunti relativi alle tipologie di servizi che gli impianti di produzione esistenti potrebbero prestare e alla loro valorizzazione economica.

L'impatto del Decreto "Spalma incentivi" sulla dinamica finanziaria degli investimenti nel fotovoltaico

L'AUTORE:



Stefano Indigenti
(CEO Finergy)

Fondatore e CEO di Finergy, una corporate finance advisory company specializzata in consulenza finanziaria ed economica nel settore energetico e delle tecnologie rinnovabili. Ha svolto attività di consulente di strategia e finanza per aziende e enti pubblici sui temi della sostenibilità e delle fonti rinnovabili con particolare riguardo alle strategie pubbliche di supporto e alla finanza d'impresa per lo sviluppo di nuovi impianti.

si@finergy.eu

[Presentazione workshop \(pdf\)](#)

Il fotovoltaico in Italia dopo anni di crescita grazie agli incentivi riscontra una brusca inversione di tendenza. Nel 2012 l'Italia era seconda a livello mondiale per nuove installazioni con più di 3,5 GW realizzati in un solo anno. Al 31 luglio 2014 la potenza totale fotovoltaica in Italia ammonta a circa 18 GW (figura 1).

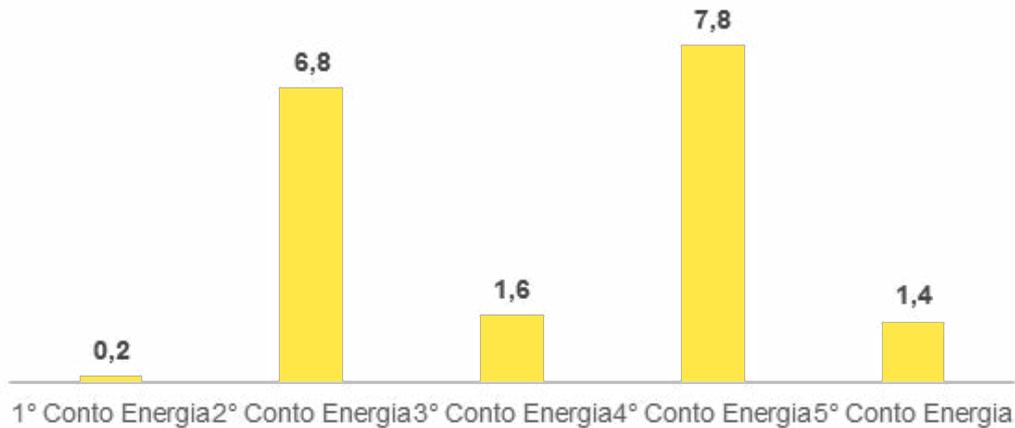


Figura 1 - Potenza fotovoltaica installata al 31/07/2014 (GW). Fonte: elaborazione su dati GSE

Grazie al fotovoltaico l'Italia ha già raggiunto l'obiettivo EU entro il 2020 di una quota del 17% di elettricità da fonti rinnovabili sul totale di elettricità consumata.

Nel periodo 2010-2013 gli investimenti italiani ed esteri nel FV si stimano pari a 45 miliardi di euro. I recenti inattesi cambiamenti normativi hanno messo in crisi il settore e fermato ulteriori investimenti.

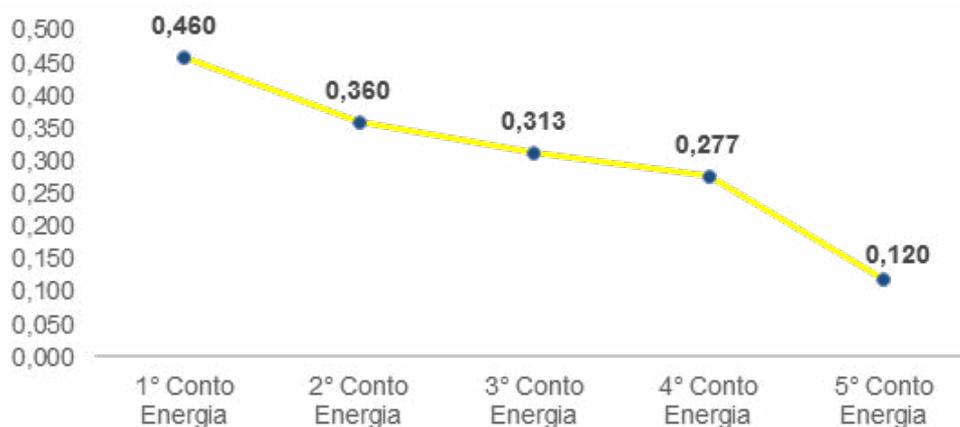


Figura 2 - Andamento della tariffa incentivante (€/kWh) per impianti a terra (1-5 MW). Fonte: elaborazione su dati GSE

Il grafico illustra la diminuzione della tariffa incentivante per un impianto a terra con potenza fra 1 a 5 MW. Il medesimo impianto realizzato con il 5° CE avrebbe ottenuto una tariffa del 60% inferiore a quella del 2° CE.

Oltre alla sistematica riduzione degli incentivi si sono susseguiti nel tempo i cambiamenti di norme con un pesante impatto economico. Ad esempio, l'abolizione del Prezzo Minimo garantito per il ritiro dedicato dal GSE (art.1 legge n.9, 21 febbraio 2014): dal 1° Gennaio 2014 i Prezzi Minimi Garantiti sono pari al prezzo zonale orario. Complice anche la congiuntura economica e la struttura del mercato elettrico il prezzo medio dell'elettricità è passato da 8 cent€/kWh a 4 cent€/kWh in alcune zone con conseguente contrazione dei ricavi.

I nuovi criteri per l'accatastamento come immobile dell'impianto FV (Circolare Agenzia delle Entrate del 19 dicembre 2013) incidono sul periodo di ammortamento (ora di 25 anni) e sull'IMU: una minore quota di ammortamento implica un maggior reddito ante imposte al quale si aggiunge un maggior onere fiscale per l'IMU (raddoppiato rispetto all'ICI).

Da ultimo il cosiddetto decreto "Spalma-incentivi" (Legge 11 agosto 2014 n.116) che muta il meccanismo di pagamento dell'incentivo. Già il GSE, a partire dal secondo semestre 2014, eroga le tariffe incentivanti con rate mensili costanti, in misura pari al 90% della producibilità media annua stimata ed effettua il conguaglio sulla produzione effettiva entro giugno dell'anno successivo. Ciò significa, almeno per il 2015, ritardare il pagamento della produzione incentivata in quota parte (10% da conguagliare) e creare quindi una tensione di cassa per le società.

Ma ancora più diretto sarà l'impatto per la rimodulazione degli incentivi (art. 26 terzo comma) secondo il quale da gennaio 2015 la tariffa per gli impianti superiori a 200 kW è rimodulata sulla base di tre opzioni:

Opzione 'a': la tariffa incentivante viene ridotta secondo la durata residua dell'incentivo con un taglio minimo del 17% e massimo del 25% (per una durata residua di 12 anni). Il periodo di erogazione della tariffa aumenta a 24 anni dall'entrata in esercizio.

Opzione 'b': il periodo di erogazione rimane di 20 anni e la tariffa è rimodulata secondo un primo periodo di riduzione (4 anni di riduzione variabile secondo la durata residua) e poi un periodo in cui l'incentivo recupera gradualmente il livello precedente di tariffa (durata da 1 a 9 anni), per poi incrementarsi della medesima percentuale di riduzione del primo periodo.

Opzione 'c': il periodo di erogazione rimane di 20 anni e la tariffa è ridotta per tutto il periodo residuo di una percentuale fissa in funzione della classe di potenza dell'impianto da un minimo del 6% fino all'8% per impianti con potenza nominale superiore a 900 kW.

Si stima che il 58% circa della potenza FV in Italia e più di 8.000 installazioni saranno toccate dallo "Spalma-incentivi". I più penalizzati saranno gli impianti che hanno mostrato già alcune criticità quali difetti di impianto (progettazione e materiali, realizzazioni carenti, maggior degrado dei componenti, O&M inadeguata) o costi operativi sottostimati (costi amministrativi, asset management, adeguamenti tecnici, furti).

Due esempi

Analizzeremo ora quale sia il differenziale di rendimento con le opzioni b e c previste dal decreto che il mercato sconta a causa dei diversi cambiamenti introdotti utilizzando i dati di due impianti reali con caratteristiche simili. Non valuteremo l'opzione 'a' (estensione a 24 anni), perché poco appetibile per gli operatori. Verificheremo l'impatto dello Spalma-incentivi sul conto economico, la dinamica dei flussi di cassa, il rendimento per l'azionista (IRR) e la capacità di sostenere il servizio del debito (DSCR).

I due impianti sono entrati in esercizio con il secondo Conto Energia: uno al Centro Nord, in Emilia Romagna, e l'altro al Sud, in Calabria. Sono entrambe impianti a terra, con potenza superiore a 2 MWp. Considerando i costi storici di realizzazione, si può assumere un rendimento atteso per l'investitore intorno al 13% di IRR. I risultati dell'analisi sulla variazione del rendimento per l'investitore sono espressi in termini di differenziale di rendimento rispetto ad uno ipotetico alla data di realizzazione degli impianti (2010 e 2011).

	Impianto Centro Nord	Impianto Sud
DATI TECNICI:		
Capacità installata (KWp)	2.076	2.670
Tariffa incentivante (€/kWh)	0,346	0,346
Data allaccio	set-10	gen-10
Periodo residuo incentivo	15 anni e 10 mesi	16 anni
Conto energia	II	II
Tipologia	impianto a terra	impianto a terra
Produzione (kWh/kWp)	1.270	1.470
DATI ECONOMICO/FINANZIARI:		
O&M (€/anno)	25.000	45.000
IMU (€/anno)	39.000	25.000
Tipologia di debito	Leasing	Project Finance
Durata (anni)	18	16
Tasso nominale annuo	3,50%	5,50%
Rapporto D/E	80/20	82/18
Periodicità rate/canoni	mensile	semestrale
DSCR soglia di riferimento	1,2	1,3

Caratteristiche dei due impianti

Per l'impianto al Centro Nord, l'effetto sui ricavi da tariffa dell'opzione b ("taglio a scalino") e dell'opzione c ("taglio secco") è confrontato con la situazione pre-decreto (figura 3).

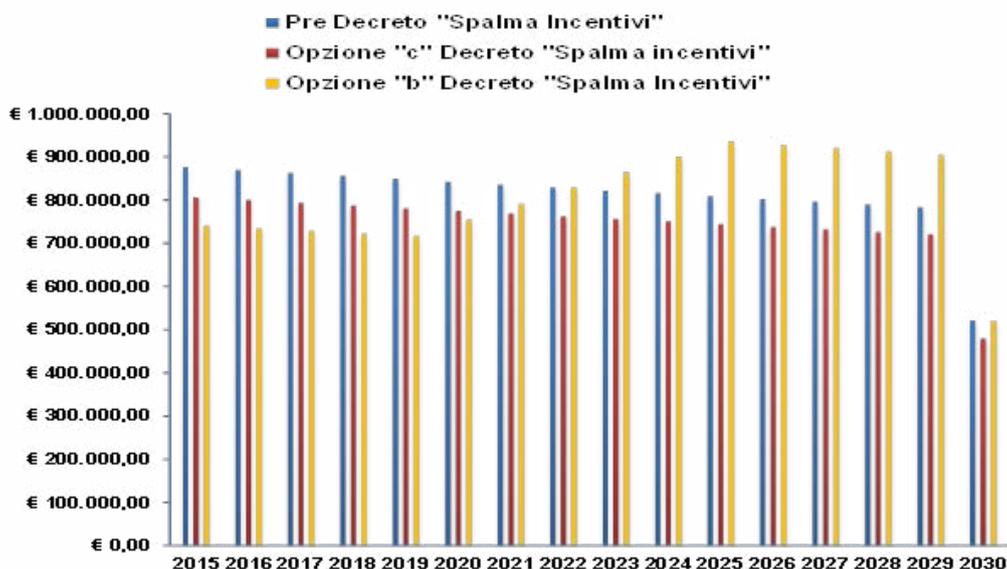


figura 3 - Impianto Centro Nord: ricavi da tariffa (€)

I flussi di cassa di cui può beneficiare l'azionista (figura 4) mostrano andamenti molto differenziati fra i due scenari b e c.

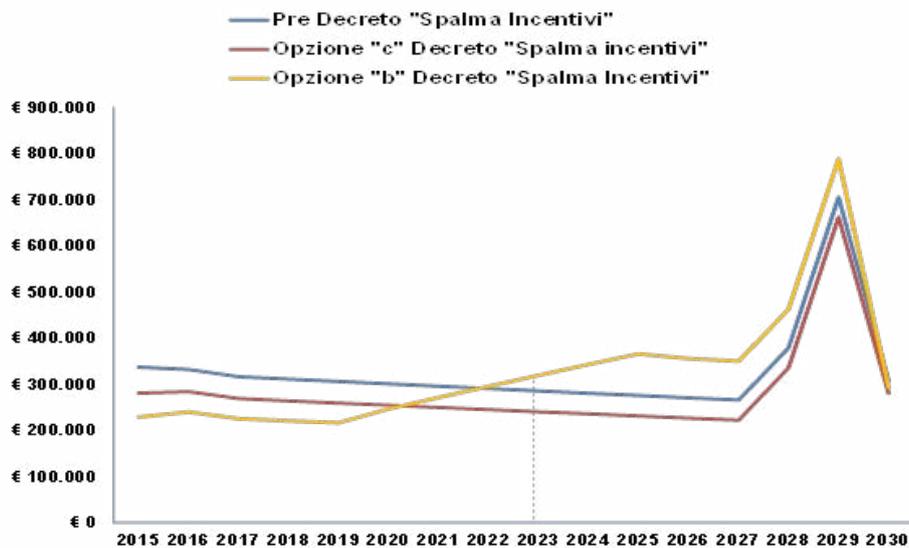


Figura 4 - Impianto Centro Nord: flussi di cassa netti (€)

Nell'opzione 'b' i flussi di cassa sono per alcuni anni addirittura superiori a quelli della situazione ante-decreto. Tale tendenza si evidenzia attorno al 2023, data in cui vi è l'inversione fra periodo di riduzione dell'incentivo e inizio del recupero di quanto tagliato. I risultati di sintesi (tabella 2) evidenziano come lo Spalma-incentivi porti a una sostanziale diminuzione del rendimento dell'investimento rispetto ad una situazione pre-decreto con perdite fino al 3% di IRR. Tuttavia l'impianto mantiene la capacità di sostenere il debito con l'indice DSCR che nonostante perda in un caso lo 0,1 e nell'altro lo 0,2 rimane sempre superiore a 1,3 (tasso soglia fissato dalla Banca finanziatrice).

	Opzione "C" Decreto "Spalma Incentivi"	Opzione "B" Decreto "Spalma Incentivi"
IRR	-3,0%	-2,5%
ADSCR	-0,2 (>1,3)	-0,1 (>1,3)

Impianto Centro Nord: indici di sintesi

La medesima dinamica si riscontra per l'impianto al Sud per ricavi da tariffa e flussi di cassa all'equity nelle due opzioni 'b' e 'c' in confronto alla situazione precedente.

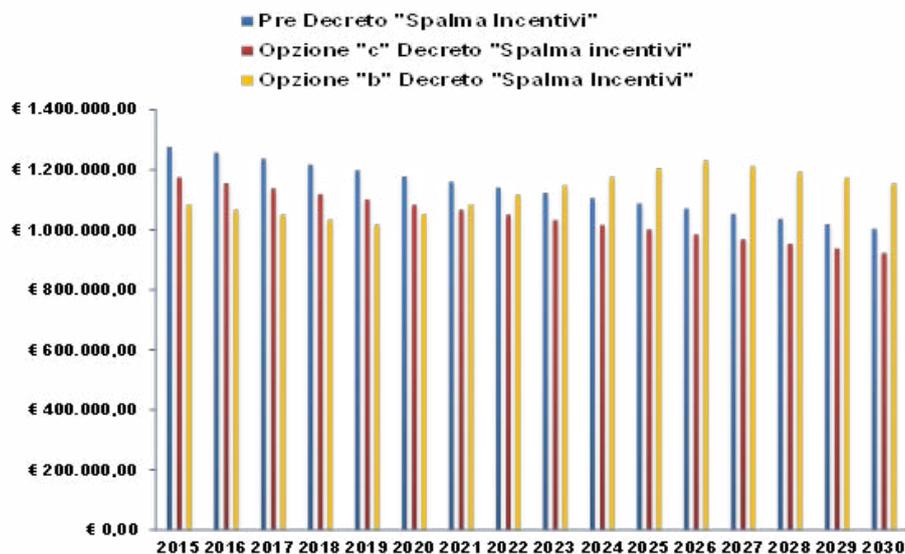


figura 5 - Impianto Sud: ricavi da tariffa (€)

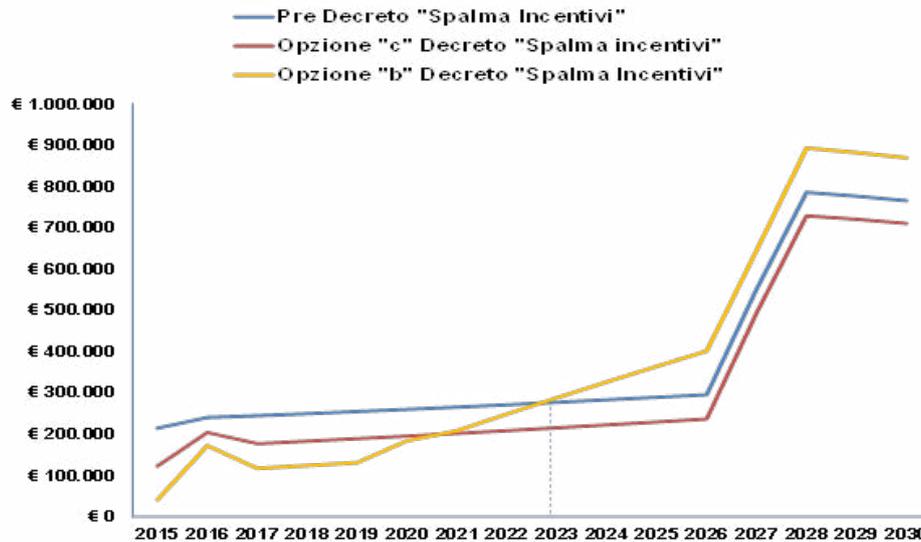


figura 6 - Impianto Sud: flussi di cassa netti (€)

Anche per l’impianto al Sud vi è un consistente differenziale di rendimento per l’investitore con un -3% di IRR; tuttavia l’impianto mantiene la capacità di sostenere il costo del debito.

	Opzione "C" Decreto "Spalma Incentivi"	Opzione "B" Decreto "Spalma Incentivi"
IRR	-3,0%	-2,5%
ADSCR	- 0,2 (>1,3)	-0,1 (>1,3)

Impianto Sud: indici di sintesi

Secondo i risultati esposti la scelta migliore per l’investitore sarebbe l’adesione all’opzione b (“riduzione a scalino”) piuttosto che l’opzione del “taglio secco”.

A livello gestionale esistono alcune possibili azioni di mitigazione per l’investitore per preservare il rendimento del suo investimento. Fra le altre:

- revisione dei costi O&M e dello scope of work
- revisione delle coperture e costi assicurativi
- eliminazione delle coperture su inverter
- ottimizzazione dei costi di gestione, amministrativi e di asset management
- contratti di cessione energia sul mercato (extra RID) a trader o utilizzatori diretti
- rinegoziazione del finanziamento in essere
- ottimizzazione del profilo fiscale (IRAP, Tremonti ambientale).

Mentre a livello tecnico le azioni che si possono mettere in campo per ottimizzare la produzione sono:

- miglioramento dei sistemi di monitoraggio
- ottimizzazione del ciclo di O&M privilegiando gli interventi preventivi
- verifiche tecniche sulle componenti di impianto
- installazione di ottimizzatori di produzione
- contenimento dei consumi ausiliari.

Per l'impianto al Centro Nord alcuni degli interventi ipotizzati (ad esempio, riduzione dell'O&M di 10.000 € anno; incremento di produzione del 2,0% annuo; riduzione dell'IRAP del 50%) potrebbero ridurre la perdita di valore dell'investimento.

		Opzione "C" Decreto "Spalma Incentivi"	Opzione "B" Decreto "Spalma Incentivi"
O&M: - € 10.000	IRR	-1,0%	-0,8%
	ADSCR	- 0,1 (>1,3)	= (>1,3)
Produzione: +2%	IRR	-0,7%	-0,5%
	ADSCR	-0,08 (>1,3)	+0,02 (>1,3)
IRAP: 50%	IRR	-1,0%	-0,8%
	ADSCR	-0,09 (>1,3)	= (>1,3)

Impatto di alcuni interventi di mitigazione

La riduzione dei rendimenti, la tensione sul debito, i problemi gestionali e la frammentazione nel settore, favoriranno l'uscita di soggetti non istituzionali e il consolidamento di player di maggiori dimensioni.

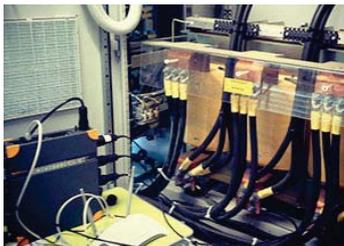


In un contesto di sigle che cambiano, un punto fermo dal 1999

Ingegneria del Sole è una società attiva nel settore delle rinnovabili in generale con una particolare e spiccata esperienza nel settore del solare fotovoltaico.

La nuova denominazione sociale - Ingegneria del Sole S.r.l. - è una pura conseguenza di Ingegneria del Sole di Giuseppe Forte azienda operante nel settore delle rinnovabili dal 1999.

Elenchiamo di seguito i servizi che il Team di Ingegneria del Sole può offrire ai propri clienti.



ifv

Solar System

- › Analisi Solari Radiative e Captative;
- › Rilevazioni clinometriche e puntuali per la definizione degli indici di ombreggiamento e i relativi fattori traspositivi;
- › Servizi di Progettazione di impianti fotovoltaici e termici civili ed industriali e delle eventuali infrastrutture ad essi connesse;
- › Collaudo e verifiche su impianti fotovoltaici e termici;
- › Ispezioni Termografiche applicate al fotovoltaico;
- › Due Diligence tecniche su impianti fotovoltaici esistenti mediante ausilio di strumentazione di alto livello tecnologico;
- › Rilevazioni CURVE I-V moduli su campo con relativo confronto diretto alle condizioni di riferimento STC e report immediato attestante la rispondenza dei moduli alle certificazioni IEC;
- › Manutenzioni ordinarie e straordinarie su impianti fotovoltaici e termici;
- › Manutenzioni ingegneristiche di impianti FV (gestione PR mensile, analisi andamenti, rapporti con Agenzia delle Dogane, AEEGSI, Gestore di Rete, GSE, etc...);

afr

Engineering Services

- › Elaborazione dei procedimenti autorizzativi per l'ottenimento dei permessi relativi alla costruzione dell'impianto di produzione da fonte rinnovabile ed eventuali infrastrutture accessorie;
- › Elaborazioni delle pratiche con il Gestore di rete, per la connessione a quest'ultima dell'impianto di produzione da fonte rinnovabile e delle eventuali infrastrutture ad esso connesse (BT, MT, AT);
- › Elaborazioni pratiche GSE per l'ottenimento del riconoscimento degli incentivi;
- › Elaborazione pratiche GSE relativa alle certificazioni di origine Impianti a Fonti Rinnovabili;
- › Formazione per progettisti e/o installatori di impianti fotovoltaici;
- › Servizi di Progettazione di elettrodotti asserviti a diverse tipologie di impianti IAFR (biomasse, biogas, fotovoltaico, eolico, geotermica

ed idroelettrico);

- › Servizi di consulenza su impianti IAFR;
- › Servizi di consulenza energetica;
- › Ispezioni Termografiche applicate ai sistemi elettrici;
- › Servizi di Progettazioni, cablaggi e forniture di quadri elettrici adibiti ad impianti IAFR.
- › Controllo e direzione processi produttivi di moduli fotovoltaici per conto dell'acquirente sia presso produttori europei che intercontinentali.

apq

Power Quality

- › Analisi di controllo della qualità della rete (giornaliere, settimanali, mensili, annuali);
- › Analisi di controllo della qualità degli impianti di produzione;
- › Analisi dei consumi energetici;
- › Rilevazione di qualsiasi parametro dei sistemi di alimentazione elettrica (V, A, Hz, buchi e sbalzi, armoniche, potenza, energia, flicker, squilibrio, catture dei transitori, correnti di spunto, etc...);

aie

Electromagnetic Analysis

- › Analisi di impatto Elettromagnetico;

ata

Sapr Services

- › Analisi tecniche aeree con sistemi di pilotaggio a controllo remoto.



GLI OPERATORI DEL SETTORE O&M, REVAMPING, SERVIZI DI MONITORAGGIO



Loris Morsucci
(Moroni e Partners)

Docente in numerosi corsi di formazione professionale fa attualmente parte dell'ufficio tecnico-commerciale di Moroni & Partners, una delle strutture di ingegneria energetica leader nel panorama italiano. Fin dall'inizio della carriera si è occupato di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili in aziende attive in tutto il territorio nazionale, specialmente nella produzione e nell'installazione di impianti solari. In particolare si occupa di fotovoltaico, eolico ed idroelettrico e collabora quotidianamente con istituti di credito, investitori e O&M contractor per fornire servizi integrati di technical advisory al fine di tutelare e ottimizzare gli investimenti.

l.morsucci@moroniepartners.it

[Presentazione workshop \(pdf\)](#)

[Ottimizzazione della gestione tecnica ed economica degli impianti fotovoltaici](#)



Francesco Dipasquale
(Polimatica)

Ingegnere elettronico. È il maggiore azionista e CEO di Polimatica srl e azionista e amministratore delegato di diverse società nel settore fotovoltaico.

francesco.dipasquale@polimatica.it

[Presentazione workshop \(pdf\)](#)

[Il monitoraggio: strumento essenziale per il miglioramento della produttività dell'impianto fotovoltaico](#)



Annalisa Corrado
(AzzeroCO₂ - SunxMan)

Ingegnere meccanico. Dottorato di Ricerca in Energetica al Dipartimento di Meccanica e Aeronautica all'Università "La Sapienza" di Roma. E' stata consulente/analista LCA (Life Cycle Assessment) e ha ricoperto per due anni ruoli di consulenza specializzata presso il Ministero dell'Ambiente. Attualmente è responsabile tecnico della società ESCO AzzeroCO₂. Si occupa principalmente di impianti alimentati da fonti rinnovabili, di efficienza energetica, di gestione virtuosa di rifiuti e sottoprodotti e di valutazione degli aspetti ambientali dei sistemi energetici.

a.corrado@azzuroco2.it

[Presentazione workshop \(pdf\)](#)

[Servizi informatici, gestionali e consulenziali a servizio degli Asset Manager](#)



Leonardo Botti
(ABB)

Si occupa di fotovoltaico dal 2007, con precedenti esperienze sempre nel campo dell'elettronica di potenza. È stato direttore del Business Development in Power-One dal 2010 e ricopre oggi lo stesso ruolo in ABB DMPC, Product Group Solar. Le responsabilità del team in cui lavora spaziano dallo sviluppo di nuovi mercati, all'identificazione e definizione di nuovi modelli di business, per ogni segmento e a livello globale. Ingegnere elettronico, ha conseguito un Executive Master in Governance e Strategia Aziendale.

leonardo.botti@it.abb.com

[Presentazione workshop \(pdf\)](#)

[Il fotovoltaico in Italia, una base installata da ri-vitalizzare](#)



Pietro Felici
(SMA Italia)

Ingegnere in Telecomunicazioni con una specializzazione nel campo delle rinnovabili presso la Business School de Il Sole 24 Ore. Ha esperienza nel settore fotovoltaico dal 2011. Le sue precedenti esperienze lavorative si inseriscono nell'ambito del Project Sales nel settore delle telecomunicazioni. In SMA Italia è nel team Power Plant Solutions e si occupa prevalentemente di integrazione di impianti fotovoltaici in strategie industriali di efficientamento energetico, performance recovery di impianti esistenti, sviluppo di nuove opportunità di business all'estero.

pietro.felici@sma-italia.com

[Presentazione workshop \(pdf\)](#)

[Il Revamping dell'impianto fotovoltaico: una seconda opportunità per il business plan](#)

VEDERE IL CALORE SENZA USTIONARSI



Il TG165 visualizza il calore e consente tempi di intervento immediati.

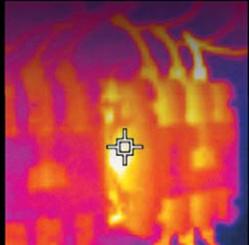
Il termometro ad immagine infrarosso TG165 colma il divario tra i termometri a infrarosso a punto singolo e le legendarie termocamere FLIR.

Guardate il video: www.flir.com/tg165

Velocità e accuratezza

TERMOGRAFIA A INFRAROSSI IN UN TERMOMETRO LASER

104.2°F $\epsilon: 0.90$



Più rapido e sicuro

RAPPORTO DI DISTANZA DALL'OGGETTO 24:1



Robusto e affidabile

PROGETTATO PER RESISTERE AGLI AMBIENTI PIÙ OSTILI



SEE THE HEAT @ FLIR.COM/TG165

FLIR

The World's Sixth Sense™

Schede sponsor

Polimatica



Con l'esperienza maturata dal 2010 nel settore del **monitoraggio degli impianti fotovoltaici**, Polimatica ha messo a punto una **metodologia di analisi dei dati a supporto** di O&M e investitori per individuare i fattori di inefficienza che aiutano a definire le azioni di ottimizzazione della produzione dell'impianto fotovoltaico.

Polimatica srl è nata nel 1982 e da allora progetta, sviluppa, realizza e gestisce soluzioni di **Information & Technology** per le aziende. Durante questi anni ha sviluppato soluzioni e progetti per risolvere le problematiche di ottimizzazione della produzione dei nostri clienti industriali, ha realizzato e gestito infrastrutture ICT di medie e grandi dimensioni e ha controllato e limitato i rischi legati alla sicurezza informatica dei nostri clienti.

Affidabilità è la parola chiave per definire Polimatica, come confermato dalle molteplici relazioni pluriennali instaurate con i clienti: per questo i servizi di assistenza erogati sono di alto livello e garantendo al cliente continuità nel tempo per la salvaguardia dell'investimento.

Le competenze di Polimatica al servizio del fotovoltaico:

Sviluppo embedded. Il software e l'hardware del datalogger fotovoltaico di Heliuss sono stati sviluppati dai progettisti nei laboratori Polimatica. Questo permette al datalogger di integrare i diversi apparati dell'impianto fotovoltaico e di adattarsi a situazioni anche estremamente complesse.

Sviluppo software. L'interfaccia di Heliuss è interamente sviluppata dal team di progettisti software. La costante interazione con i clienti ha permesso di realizzare un'interfaccia semplice ma completa delle informazioni più importanti per il lavoro di O&M e per gli investitori in impianti fotovoltaici.

Sicurezza informatica e gestione dei sistemi: La lunga esperienza nella gestione di infrastrutture ICT ha permesso di mettere a punto un'infrastruttura cloud che ospita tutti i servizi dell'azienda, tra cui Heliuss e un team dedicato di gestione che garantisce il 99% di uptime.

L'azienda è certificata ISO 9001 : 2008 / EN ISO 9001 : 2008

[Scarica la presentazione](#)

Approfondimenti

[O&M e monitoraggio impianto Carrata in Sicilia](#)

Sito ufficiale: www.polimatica.it

Polimatica

Helius



Helius nasce per facilitare la supervisione degli impianti fotovoltaici da parte di aziende che offrono un servizio di Operation & Maintenance (O&M) e per aiutare gli investitori a gestire al meglio i propri impianti fotovoltaici di qualsiasi taglia. Con Helius è possibile tenere sotto controllo contemporaneamente tutti gli impianti che si gestiscono. Dal piccolo impianto domestico al grande parco fotovoltaico.

Per O&M: Helius gestisce online tutti gli impianti, la documentazione e gli interventi sul campo con un'unica interfaccia.

Per gli investitori: Helius controlla in tempo reale la produttività, l'efficienza e le performance degli impianti.

Reportistica avanzata: l'insieme dei grafici e dei report dettagliati permette di mantenere sotto controllo tutti gli aspetti dell'impianto e diagnosticare i problemi velocemente per pianificare gli interventi di ottimizzazione della produttività.

Interfaccia semplice e intuitiva: verifica dello stato degli impianti attraverso PC, Tablet e Smartphone.

Monitoraggio completo: Helius può monitorare la maggior parte degli apparati presenti sugli impianti fotovoltaici e gestire in remoto l'accensione e lo spegnimento di altri dispositivi (es. accensione della climatizzazione).

Indici di Performance: Helius calcola in tempo reale Performance Ratio, Produzione Teorica, Produzione Statistica Attesa, Performance Stringhe. Quando si verifica un calo di performance sotto le soglie stabilite di uno di questi fattori vengono inviati allarmi via email o sms.

Le soluzioni Helius

Helius Mini: per il monitoraggio di livello professionale per impianti fotovoltaici fino a circa 100 kWp di facile installazione e a costi contenuti.

Helius Mega: per il monitoraggio degli impianti fotovoltaici di medie e grandi dimensioni fino a impianti multi-megawatt.

Helius Performance per monitorare il PR e raccogliere i dati dei contatori di produzione anche a integrazione dei sistemi di monitoraggio già installati. Il prodotto ideale per gli investitori o fondi di investimento per valutare velocemente l'efficienza di un impianto in fase di acquisizione.

Approfondimenti su QualEnergia.it: [helius](http://www.qualified.it/helius)

Fronius



Da oltre 60 anni impegnata nella ricerca di nuove tecnologie per il controllo dell'energia elettrica, il brand **Fronius** è riconosciuto in tutto il mondo come leader di qualità ed esempio di sostenibilità, grazie alla sua esperienza, innovazione e continua ricerca.

L'autosufficienza energetica richiede una disponibilità di elettricità fotovoltaica più che temporanea, ed è per questo che Fronius già da molti anni si impegna nella ricerca di modi efficienti per immagazzinare l'**energia solare**: inverter, sistemi di monitoraggio, sistemi di accumulo, soluzioni per l'efficienza energetica sono il core business dell'azienda.

La divisione Energia solare produce inverter per impianti FV collegati alla rete e componenti per la visualizzazione e l'analisi professionale dei dati dell'impianto. La quota di esportazione del 99% è un indicatore dell'elevato grado di internazionalizzazione di Fronius.

Nel 2008 Fronius apre la sua filiale italiana a Bussolengo, in provincia di Verona: la cura del supporto tecnico e del servizio post vendita ha caratterizzato la filiale italiana fin dalla sua nascita.

Presso la filiale italiana prosegue l'ambizioso programma di formazione tecnica rivolto agli installatori, per offrire loro l'abilitazione a diventare Fronius Service Partner e poter svolgere assistenza tecnica qualificata specifica.

Sito ufficiale: www.fronius.com

Fronius

Fronius Symo



Fronius Symo è l'inverter trifase senza trasformatore per gli impianti di ogni dimensione, disponibile in classi di potenza da 3 a 20 kW.

La tensione massima di 1.000 V, l'ampio range di funzionamento e il doppio MPPT assicurano la massima flessibilità per la configurazione dell'impianto. L'interfaccia standard che dialoga con Internet via WLAN o Ethernet e la facilità di integrazione di componenti terze rendono Fronius Symo uno degli inverter più flessibili e comunicativi sul mercato.

Massima flessibilità per la configurazione dell'impianto FV

Con un'alta tensione di ingresso di 1000 V, quasi tutte le classi di potenza sono realizzabili con una sola stringa, e l'impianto FV può essere adattato in maniera flessibile

a qualsiasi tetto. L'ampio range di funzionamento MPP consente molte varianti di configurazione; inoltre Fronius Symo è indicato sia per l'uso in interni che in esterni.

Fronius Symo soddisfa qualsiasi bisogno di comunicazione dati: nella versione full il **Datalogger** è **integrato di serie** e l'inverter può essere facilmente **connesso ad internet** (Fronius Solar.web) via WLAN o Ethernet. Le interfacce aperte Modbus TCP o JSON rendono facile l'integrazione con componenti terze.

Fronius Symo ha la funzione di gestione energetica integrata per **massimizzare l'autoconsumo dell'energia** generata dal proprio impianto FV.

Smart Grid Ready

Fronius Symo è già equipaggiato per soddisfare le future reti elettriche. Per massimizzare il rendimento e stabilizzare la rete, gli inverter Symo hanno funzioni di backup della rete dinamiche e statiche per la regolazione della potenza reattiva e della potenza effettiva.

L'innovativo sistema a cerniere rende l'installazione e la manutenzione estremamente semplice e agevole. L'inverter viene semplicemente posizionato sulla staffa a parete e successivamente fissato.

L'innovativa tecnologia con schede ad innesto rende possibile integrare successivamente ulteriori funzioni, rendendo Fronius Symo pronto per il futuro.

Dynamic Peak Manager, per il massimo rendimento Symo, utilizza un nuovo MPP che traccia un algoritmo che adatta dinamicamente il proprio comportamento per cercare il punto di operatività ottimale. Questo permette all'inverter di rilasciare la massima energia in ogni circostanza. Un dato particolarmente interessante del Dynamic Peak Manager è che controlla automaticamente l'intero sistema ad intervalli regolari per assicurare di trovare sempre il massimo punto di operatività, anche quando è parzialmente nuvoloso.

Approfondimenti su QualEnergia.it: fronius-symo

Enerray



Un servizio di manutenzione ottimale garantisce un soddisfacente livello di performance dell'impianto ed è fondamentale per evitare importanti perdite economiche sotto forma di mancati ricavi causati da guasti e malfunzionamenti.

Enerray è un'azienda italiana leader nella progettazione, realizzazione e manutenzione di impianti fotovoltaici di medie e grandi dimensioni appartenente al Gruppo Industriale Maccaferri che dal 1879 opera nel mondo della produzione industriale.

Poiché l'impianto fotovoltaico deve produrre ininterrottamente per 20 anni è necessario che venga gestito da società affidabili, solide ed esperte in grado di poterlo seguire fino al termine del suo ciclo produttivo. **Enerray** ha realizzato più di 180 MW e ha in **gestione più di 200 MW**, confermandosi anche nel 2013 primo operatore in Italia nella manutenzione di impianti dando continuità al medesimo brillante risultato conseguito nel 2012. L'indagine è stata condotta dall'**Energy&Strategy Group** del Politecnico di Milano.

L'elenco dei servizi forniti da Enerray:

- control room dedicata al telecontrollo con gestione continuativa degli allarmi con possibile distacco e riavvio impianto da remoto; rapporto dettagliato inviato mensilmente al cliente
- manutenzione ordinaria: verifica elettrica e meccanica, sfalcio erba, pulizia pannelli
- manutenzione straordinaria: completa gestione dei guasti 7 giorni su 7 con nostri tecnici specializzati dislocati in tutta Italia con tempi di intervento entro 3 ore
- database con lo storico degli interventi a disposizione del cliente
- garanzie totale dell'impianto (sono garantite tutte le attività e le parti di ricambio necessarie per mantenere l'impianto su standard di produzione ottimali), garanzia contrattuale di performance
- gestione amministrativa: gestione completa procedure di claim nei confronti dei produttori di moduli, gestione di tutti gli adempimenti (Enel, AEEG, UTIF e GSE), gestione polizze assicurative All Risk, servizio di Asset Management, aggiornamento costante e assistenza sulle normative di settore
- magazzino Enerray: stoccaggio di tutte le parti di ricambio
- sicurezza: gestione e manutenzione di tutti gli apparati di antintrusione e videosorveglianza
- termografia moduli e utilizzo di apparecchiature tecniche al fine di ottimizzare una manutenzione predittiva per ridurre al minimo eventuali anomalie dei pannelli e delle connessioni che possono pregiudicare la produzione; Enerray oltre a garantire una percentuale di moduli, in caso di evidenti anomalie degli stessi, su mandato del Cliente, gestisce apertura Claim per il riconoscimento delle garanzie e conseguente immediata sostituzione
- revamping: riconfigurazione dell'impianto, sostituzione delle apparecchiature, fornendo certificazioni e garanzie, al fine di riportare l'impianto su livelli ottimali di produzione.

Approfondimenti

[Come il sistema di monitoraggio Enerray ha minimizzato le perdite di produzione di energia](#)
[Revamping Enerray su impianto fotovoltaico in Puglia](#)

Sito ufficiale: www.enerray.it

Azzeroco₂ / Sunxman



Azzeroco₂, società di consulenza energetico-ambientale accreditata come ESCo, offre servizi informatici, gestionali e consulenziali a servizio degli Asset Manager. In questo ambito ha avviato una collaborazione con **SUNXMAN** che fornisce all'imprenditore e al top management indicatori chiari e tempestivi sulle performance del proprio business, non solo rispetto ai dati previsionali, ma anche riguardo a quelli ottenibili attraverso la best practice.

I servizi offerti da **Sunxman** comprendono:

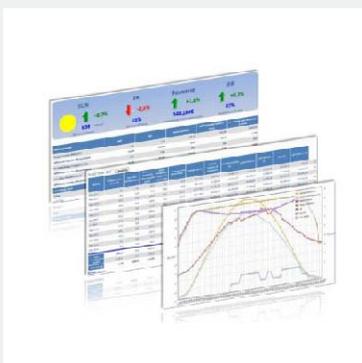
- un'innovativa piattaforma per il management degli impianti fotovoltaici, denominata **PV Asset Manager**
- un servizio di diagnosi, sia a distanza che tramite intervento sul posto, che indica all'asset manager i punti d'intervento per migliorare il rendimento di un impianto fotovoltaico
- la consulenza per la realizzazione di servizi ad hoc di Business Intelligence.

[Scarica la presentazione](#)

Sito ufficiale: www.azzeroco2.it
www.sunxman.com

 AzzeroCO₂ / Sunxman

PV Asset Manager



PV Asset Manager non si limita a comunicare le prestazioni dell'impianto, ma ne evidenzia in tempo reale gli scostamenti rispetto alle attese tecniche e finanziarie. Inoltre traccia i disservizi e quindi valorizza l'efficienza del manutentore. **PV Asset Manager** è stato ideato dopo un'attenta analisi della reale produttività degli impianti in esercizio, spesso notevolmente al di sotto rispetto a quanto ottenibile pretendendo dal sistema prestazioni allineate con quanto previsto. Per i proprietari, un 10% di differenza nella produzione di energia può significare un 50% di differenza nell'utile. Obiettivo del sistema è offrire al proprietario uno strumento per confrontare continuamente la produttività (PR) del proprio impianto e l'efficienza dell'attività di

manutenzione con le aspettative iniziali e le best practice.

PV Asset Manager fornisce in tempo reale:

- scostamenti rispetto alle attese di tutti i dati e indicatori tecnici e finanziari
- previsioni auto-aggiornate economiche e finanziarie
- gestione automatizzata degli stati di malfunzionamento
- rating automatico dell'impianto tramite Business Intelligence
- aggiornamento continuo del Business Plan pluriennale e della Prechiusura per l'anno corrente

PV Asset Manager è indipendente da sistemi di telecontrollo preesistenti: l'acquisizione del **dato di energia prodotta avviene direttamente dal contatore** di produzione, mentre il dato di irraggiamento solare da sensore real-time ad hoc o da **servizio giornaliero di elaborazione dati da satellite meteo**. Il sistema comprende e impiega anche DataBase meteo previsionali di riferimento. L'accesso al servizio è via Internet e APP. Pv Asset Manager è offerto a **quattro diversi livelli di servizio**, con prestazioni crescenti. Le funzionalità di base sono in comune in tutte le versioni e rispecchiano l'ottica del sistema, orientata a fornire al proprietario dell'impianto gli strumenti gestionali per controllare la produttività (PR) dell'impianto, il rendimento finanziario, la QoS, (Qualità del Servizio).

La differenza è nella qualità e tempestività dei dati, indicatori, allarmi, derivante dai servizi per l'acquisizione dati:

- **SIVER (free):** nessuna installazione, input dei dati da parte dell'utente
- **SAT:** nessuna installazione, input dei dati di produzione da parte dell'utente; rilevazione dell'irraggiamento solare da satellite meteo
- **SAT+:** installazione di un sensore per la lettura del contatore di produzione; rilevazione dell'irraggiamento solare da satellite meteo
- **GOLD:** installazione presso l'impianto di un sensore per la lettura del contatore di produzione e di una stazione meteo completa

I dati d'irraggiamento solare relativi all'impianto, precedenti all'avvio del PV Asset Manager, possono essere acquisiti tramite il servizio "**Historical Meteo Data**", basato su effettive osservazioni giornaliere degli ultimi 12 mesi da satellite meteo.

Approfondimenti su QualEnergia.it: [PV Asset Manager](#)

SMA



Il mercato fotovoltaico italiano è ancora un mercato florido. Con oltre 18 GWp di potenza, il nostro Paese occupa la seconda posizione a livello globale, dopo la Germania, come potenza installata sul territorio. Tuttavia, nonostante stiano diminuendo le nuove installazioni fotovoltaiche di svariati MW, c'è un altro segmento di business che sta prendendo piede: il revamping, ovvero la "ristrutturazione" di impianti fotovoltaici già esistenti.

Effettuare il revamping di un impianto significa superare i limiti progettuali e tecnologici che lo hanno caratterizzato nel passato, integrando il progetto originale con soluzioni attuali e all'avanguardia. L'ammodernamento degli impianti fotovoltaici esistenti è sicuramente meno costoso di un'installazione ex novo e permette un migliore risultato complessivo, poiché si conoscono già alcune peculiarità dell'impianto specifico.

Pioniera in questo tipo di operazioni è SMA Italia, che ha infatti acquisito esperienza in questo nuovo segmento di business, tramite casi di successo in Italia. Grazie a una struttura integrata e a un servizio di assistenza tecnica professionale che opera su tutto il territorio italiano, l'azienda è intervenuta su una vera e propria ristrutturazione e su un miglioramento dell'efficienza di diversi impianti.

"Siamo in contatto con un numero crescente di investitori che ha tra le mani impianti con tecnologia non performante, acquistata magari di corsa nel momento di picco del fotovoltaico in Italia", afferma Attilio Bragheri, responsabile della divisione Power Plant Solutions che si occupa di grandi impianti fotovoltaici.

Proprio a causa della 'corsa all'installazione', le fasi di design, procurement e construction di alcuni impianti sono state realizzate in maniera troppo accelerata e frettolosa. A ciò si sono aggiunte alcune difficoltà di approvvigionamento dei fornitori, che hanno portato a una notevole frammentazione in termini di qualità delle installazioni e di tecnologie utilizzate, con conseguenti problematiche dal punto di vista tecnico e qualitativo degli impianti installati. Conseguenza tangibile di questo percorso accelerato è che ad oggi, in diversi progetti, la produzione prevista dal business plan non corrisponde a quanto effettivamente prodotto dagli impianti e conseguentemente remunerato. Ciò ha un impatto importante dell'IRR dell'investimento anche solo dopo pochi anni di vita dell'impianto, che può solo aggravarsi con il passare del tempo.

Oggi molti produttori non esistono più, sono falliti o hanno abbandonato il settore del fotovoltaico. I gestori degli impianti, e di conseguenza gli investitori, si trovano di fronte ad impianti con tecnologia obsoleta o che non hanno più un'assistenza tecnica tale da garantire il corretto funzionamento delle macchine.

In questo contesto, si inserisce e si rende necessaria l'operazione di revamping: sostituendo l'inverter, si ha un impatto diretto e rapido sull'IRR dell'impianto e si aumenta immediatamente il valore sul mercato secondario del fotovoltaico.

[Scarica la presentazione](#)

Approfondimenti

[Revamping SMA su impianto fotovoltaico a Cuneo](#)

[Studio di SMA Italia su operazione di revamping](#)

Sito ufficiale: www.sma-italia.com

 ABB


ABB nasce nel 1988 dalla fusione di due importanti realtà industriali europee: la svedese ASEA, fondata nel 1883 e la svizzera Brown Boveri, fondata nel 1891, la quale già nel 1903 acquisisce il Tecnomasio Italiano, la più antica società elettromeccanica italiana creata nel 1863. Leadership tecnologica, presenza globale, conoscenza applicativa e forti competenze locali sono gli elementi qualificanti di un'offerta completa di prodotti, sistemi e servizi che permettono ai clienti di migliorare le loro attività in termini di efficienza energetica, affidabilità delle reti e produttività industriale. ABB offre anche la più completa gamma di prodotti, sistemi e soluzioni per la generazione, trasmissione e distribuzione di energia solare in sistemi fotovoltaici connessi alla rete e in sistemi ibridi operando lungo l'intera catena del valore del fotovoltaico. L'offerta comprende un ampio portfolio di inverter per grandi e piccoli impianti, ad uso commerciale o residenziale, industriale o utility.

Edifici residenziali e a uso commerciale

Gli impianti fotovoltaici sono una delle poche tecnologie di generazione dell'energia che è possibile installare in prossimità del punto di consumo, indipendentemente dalla quantità di energia richiesta. Ciò permette di risparmiare sui costi infrastrutturali per cablaggi, trasformatori e quadri elettrici. Gli inverter di stringa ABB rispondono ad ogni esigenza di progettazione per ogni applicazione di tal genere.

Edifici industriali e a uso commerciale

Gli impianti fotovoltaici installati in edifici industriali e a uso commerciale rappresentano la soluzione ideale per generare energia distribuita vicino al punto di consumo. In questi sistemi il picco di consumo coincide in genere con la produzione massima di energia fotovoltaica, condizione nella quale la domanda di elettricità può essere ridotta proprio nella fascia oraria a più alto consumo. Per queste applicazioni, ABB offre inverter di stringa di diverse dimensioni per la massima flessibilità di progettazione.

Parchi fotovoltaici

Nei grandi parchi fotovoltaici multimegawatt i moduli fotovoltaici sono tipicamente montati a terra, su strutture con inclinazione fissa o su dispositivi di inseguimento. In tali parchi gli inverter centralizzati ABB costituiscono la soluzione economicamente più efficiente per la produzione di energia fotovoltaica, attraverso l'immissione diretta dell'energia elettrica convertita nella rete di distribuzione in media tensione. L'offerta di ABB per grandi impianti include un'ampia gamma di inverter centralizzati e stazioni multimegawatt.

Monitoraggio e comunicazione

Aurora Vision© Plant Management Platform è una piattaforma web scalabile che consente ai clienti di gestire da remoto i propri impianti fotovoltaici. È disponibile in tre diverse versioni:

- Plant Portfolio Manager, un aiuto per gli operatori che devono gestire un portafoglio di impianti solari
- Plant Viewer per il monitoraggio del proprio impianto residenziale o commerciale in modo semplice ed intuitivo
- Plant Viewer for Mobile, versione mobile del Plant Viewer.

[Scarica la presentazione](#)

Sito ufficiale: www.abb.it

Finergy



Finergy è una società di consulenza specializzata nel settore energia, clean tech e ambiente. Offre servizi di advisory per operazioni di finanza straordinaria nel settore energetico nei seguenti ambiti principali: **mergers&acquisitions, structured finance, market scouting and intelligence, due diligence.**

Il team di Finergy conta su professionisti con una lunga e diversificata esperienza sia nel settore energetico che in finanza di progetto e si caratterizza per un elevato know-how specialistico nella gestione di tutti gli elementi di un progetto complesso: da quelli finanziari e amministrativi a quelli più squisitamente tecnici.

Finergy si rivolge a clienti quali EPC Contractor, aziende energetiche (IPP), gruppi industriali, investitori istituzionali italiani e internazionali, family office nei confronti dei quali la società si propone come interlocutore altamente specializzato nell'identificazione, strutturazione ed esecuzione di operazioni di finanza straordinaria.

Assiste inoltre alcune fra le principali banche e società di leasing italiane nell'analisi di fattibilità delle operazioni di finanziamento relative agli impianti per la produzione di energia.

L'analisi della sostenibilità del debito per gli istituti di credito e l'ottimizzazione del rendimento per l'investitore sono fra le principali attività che Finergy svolge nel contesto dei recenti cambiamenti normativi a favore di operatori italiani ed esteri.

[Scarica la presentazione](#)

Sito ufficiale: www.finergy.eu

Ingegneria del sole



Ingegneria del Sole è una società attiva nel settore delle rinnovabili, con una particolare esperienza nel settore del solare fotovoltaico.

La nuova denominazione sociale - Ingegneria del Sole srl- è una conseguenza di Ingegneria del Sole di Giuseppe Forte, azienda operante nel settore delle rinnovabili dal 1999.

Giuseppe Forte, fondatore della società e amministratore, ha ampliato le sue conoscenze nel campo dell'energia grazie agli studi ingegneristici svolti presso il Politecnico di Napoli della Federico II e alla partecipazione a diversi master e convegni nazionali e internazionali sul tema delle energie rinnovabili, inoltre nei primi anni 2000 ha partecipato alla realizzazione di grandi impianti fotovoltaici realizzati in Germania.

L'azienda grazie alla sua divisione "ifv" vanta la realizzazione di circa **400 impianti fotovoltaici** (connessi sia in BT che in MT) per una potenza pari a 50 MWp (realizzati dai primi anni 2000 con i POR regionali in primis, con il programma 10.000 tetti fotovoltaici poi e con le varie edizioni del Conto Energia) e oltre **150 contratti di manutenzioni su impianti fotovoltaici**.

Tra le varie attività seguite quella di maggior prestigio sicuramente è il fattivo contributo alla realizzazione del **parco fotovoltaico di Monte Eboli (SA) da 24 MWp**; in questo caso si è occupata delle varie fasi di implementazione dello stesso in cantiere e del collaudo dell'intero parco.

Negli ultimi anni oltre 200 sono state le due *diligence* tecniche e collaudi eseguiti su impianti esistenti realizzate da aziende esterne con strumentazione di elevato livello tecnologico.

Ha inoltre gestito, grazie alla sua divisione "afr", progettazioni di elettrodotti asserviti a diverse tipologie di impianti IAFR (biomasse, biogas, fotovoltaico, eolico, geotermia e idroelettrico).

Ha realizzato impianti ad isola, in bassa e in media tensione, e in tutte le modalità di interconnessione con la rete (scambio sul posto, autoconsumo + vendita e cessione totale).

Da sempre è impegnata, con la sua divisione "apq", nell'analisi della qualità delle reti e di generatori mediante l'ausilio di strumentazioni in classe A in accordo con le norme CEI EN 61000-4-30 e CEI EN 50160.

Recentemente, sono state avviate due ulteriori divisioni: "aie" dedicata alle misure di impatto elettromagnetico e "ate" per le analisi tecniche aeree mediante dispositivi SAPR.

Il Team di Ingegneria del Sole effettua da diversi anni controlli e analisi dei processi produttivi di moduli fotovoltaici nelle principali aziende del mondo, in particolare in Cina, Corea e Germania.

Sito ufficiale: www.ingegneriadelsole.it

Ingegneria del sole



Due Diligence tecnica di Ingegneria del Sole

Tra le varie attività svolte da Ingegneria del Sole, di estrema importanza è l'effettuazione di **Due Diligence Tecniche** di dettaglio su impianti fotovoltaici esistenti e di nuova costruzione mediante strumentazione di altissimo livello tecnologico.

Lo scopo delle verifiche ha valenze molteplici e sono diversi i soggetti interessati, come ad esempio:

- Banche, Produttori, Enti che intendono acquistare un sistema di generazione da fonte solare volendo essere a conoscenza delle sue eventuali criticità e delle reali potenzialità.
- Committenti che hanno intenzione di verificare la qualità dei lavori eseguiti dall'appaltatore prima della consegna dell'impianto.
- Produttori che intendono verificare le performance del proprio sistema di generazione e valorizzare eventuali migliorie attuabili.

L'attività espletata da Ingegneria del Sole si suddivide in tre macro-fasi:

- Fase A - Verifica Documentale
- Fase B - Verifica in Campo
- Fase C - Elaborazione delle verifiche effettuate

Approfondimenti su QualEnergia.it: [due diligence tecnica](#)



Gestione Tecnica ed amministrativa

Tra le varie attività svolte da Ingegneria del Sole, importante è anche la **gestione tecnica e amministrativa** degli impianti fotovoltaici in esercizio, incentivati e non. Oltre all'attività di gestione classica di un impianto FV dal punto di vista tecnico, Ingegneria del Sole offre un servizio di elaborazione delle pratiche amministrative che ogni impianto fotovoltaico deve effettuare con cadenza annuale al fine di salvaguardare il produttore da multe, sospensioni e in taluni casi revoche dell'incentivo. Resta inteso che Ingegneria del Sole elabora con gli enti di seguito indicati anche tutte le pratiche necessarie all'avvio dell'impianto di produzione.

Ingegneria del Sole pertanto cura per conto del produttore i rapporti con i seguenti enti:

- Aeegsi
- Enel
- GSE
- Terna
- Agenzia delle Dogane e dei Monopoli
- Trader per gestione ritiro energia

Approfondimenti su QualEnergia.it: [due diligence amministrativa](#)

FuturaSun



FuturaSun opera da anni nel settore dell'energia solare, progettando e producendo moduli altamente performanti in Europa e in Cina.

Dopo aver acquisito competenze nel fotovoltaico come distributori di moduli, inverter, strutture e materie prime, dal 2009 la società si è **specializzata nella produzione di pannelli fotovoltaici** già ampiamente diffusi nel mercato italiano per le più diverse applicazioni. L'azienda, grazie alle proprie linee produttive, riesce a soddisfare le richieste di **moduli custom con potenze oggi difficilmente reperibili sul mercato per interventi di revamping.**

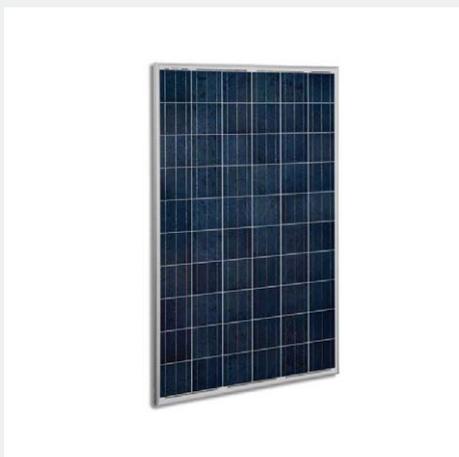
Sempre più spesso si assiste alla **necessità di sostituire moduli fotovoltaici malfunzionanti** su impianti già esistenti che godono delle generose tariffe dei primi Conto Energia. I proprietari degli impianti e i loro installatori si trovano però in difficoltà perché sul mercato è difficile, se non impossibile, trovare moduli alle potenze tipiche prodotte fino a qualche anno fa.

FuturaSun può supportare i suoi clienti nella **produzione ad hoc di moduli policristallini** da 60 celle e **monocristallini** da 60 e 72 celle con basse taglie di potenza di origine extra-EU. Prodotti essenziali per migliorare le performance di impianti che ancora per molti anni beneficeranno delle tariffe incentivanti.

Sito ufficiale: www.futurasun.com

FuturaSun

Moduli Revamping poli FU210-235P



superficie

- Massima resistenza d'urto alla grandine (83 km/h)
- Autopulente, antiriflesso, evita il deposito della polvere e idrorepellente

Approfondimenti su QualEnergia.it: [moduli FU210-235P](#)

FuturaSun offre una linea di moduli fotovoltaici **poli** **60 celle** extra-EU dedicati agli interventi di **Revamping** su impianti già esistenti. Le taglie di potenze disponibili sono 210, 215, 220, 225, 230 e 235 Wp.

Caratteristiche generali:

- **Garanzia di 12 anni** sul prodotto
- Garanzia di rendimento solare; decadimento max. 0,7% all'anno
- Garanzia di prestazione: 82% al termine del 25°anno
- Massima **garanzia di potenza** grazie alle tolleranze sempre **positive 0-5 Wp**
- Le 60 celle a 2 o 3 bus bar ad alta efficienza riducono la perdita di corrente e incrementano la potenza di uscita della cella
- Elevata resistenza ai carichi di vento (2400 Pascal) e neve (5400 Pascal)
- Vetro temperato da 3,2 mm per garantire il migliore equilibrio tra la massima resistenza meccanica e la trasparenza di

Moduli Revamping mono FU160-185M



equilibrio tra la massima resistenza meccanica e la trasparenza di superficie

- Massima resistenza d'urto alla grandine (83 km/h)
- Autopulente, antiriflesso, evita il deposito della polvere e idrorepellente

Approfondimenti su QualEnergia.it: [moduli FU160-185M](#)

FuturaSun offre una linea di moduli fotovoltaici **mono** **72 celle** extra-EU dedicati agli interventi di **Revamping** su impianti già esistenti. Le taglie di potenze disponibili sono: 160, 165, 170, 175, 180 e 185 Wp. Oltre al modello 72 celle, FuturaSun è in grado di fornire anche pannelli monocrystallini 60 celle 220-245 Wp.

Caratteristiche generali:

- **Garanzia di 12 anni** sul prodotto
- Garanzia di rendimento solare; decadimento max. 0,7% all'anno
- Garanzia di prestazione: 82% al termine del 25°anno
- Massima **garanzia di potenza** grazie alle tolleranze sempre **positive 0-5 Wp**
- Le 72 celle a 2 o 3 bus bar ad alta efficienza riducono la perdita di corrente e incrementano la potenza di uscita della cella
- Elevata resistenza ai carichi di vento (2400 Pascal) e neve (5400 Pascal)
- Vetro temperato da 3,2 mm per garantire il migliore

Ingaeta



Ingaeta tiene presente i concetti di **efficienza di un impianto FV** e del suo **mantenimento** nel tempo e per questo cura la progettazione, il dimensionamento, la selezione dei componenti, la gestione durante l'esercizio, così da massimizzare la produzione di energia. Infatti negli impianti realizzati nel Lazio frequentemente ha raggiunto e mantenuto valori di produttività dell'ordine di 1.500 kWh/kWp.

Vari sono i fattori che possono influenzare negativamente la produzione di energia di un impianto fotovoltaico e alcuni di questi interessano la sua gestione e manutenzione:

- sporcizia sulla superficie dei moduli
- riduzione di efficienza dei moduli per naturale decadimento o per guasti interni o esterni
- difetti nelle connessioni
- danneggiamenti ai cavi da roditori o altro
- intervento delle protezioni: fusibili, interruttori magnetotermici, scaricatori di sovratensione
- riduzione di efficienza o malfunzionamento degli inverter
- riduzione di efficienza o malfunzionamento delle cabine di trasformazione
- guasti nei sistemi di ventilazione o intasamento dei filtri.

Per prevenire questi problemi **Ingaeta** offre una serie di **attività O&M**:

- monitoraggio remoto di tutti i parametri significativi dell'impianto, in accordo alle norme CEI EN 61724
- lavaggio con acqua demineralizzata
- verifica visiva dei moduli e dello stato delle strutture porta moduli
- verifica delle connessioni e dello stato dei cavi
- potatura delle piante e taglio dell'erba
- verifica delle protezioni elettriche
- verifica dei quadri di campo, dello stato delle connessioni e dei componenti di protezione
- ispezioni termografiche sulle connessioni di potenza dei quadri elettrici
- pulizia e controllo della stazione meteorologica
- ispezioni termografiche a campione o su moduli sospetti
- pulizia e manutenzione delle cabine di trasformazione e di consegna
- controllo degli inverter, delle indicazioni/allarmi, dell'efficienza
- pulizia dei filtri
- misurazione della caratteristica IV di moduli fotovoltaici a campione e confronto con i dati nominali del produttore
- emissione di report mensili e annuali.

Sito ufficiale: www.ingaeta.com

Ingaeta

Servizio O&M di Ingaeta



Un'efficiente e regolare manutenzione preventiva riduce i guasti, aumenta la disponibilità del sistema FV, riduce le scorte di ricambi, permette il controllo dei costi. L'obiettivo principale è quello di contenere al massimo la durata di eventuali fuori servizio, anche parziali, a favore della disponibilità e della produzione di energia. La manutenzione di un parco fotovoltaico non si improvvisa: **Ingaeta** ha un ufficio tecnico composto da uno **staff di ingegneri altamente professionale** e con **esperienza pluriennale** nel settore elettrico e fotovoltaico. L'azienda dispone di strumentazione di altissimo livello; ecco alcuni esempi: FLIR I60 (termografie), HT SOLAR 300N (collaudo impianti fotovoltaici CEI 82-25), HT SOLAR IV400 (misura caratteristica I-V moduli fotovoltaici), ELDES PRTF2116 (prova relè di interfaccia e protezione), NOYES OFL-100 (misura OTDR fibra ottica), CHAVIN ARNOUX CA 6115N (collaudo impianti elettrici CEI 64-8), ASITA MPC-50 (misuratore della resistenza di terra e delle

tensioni di passo e contatto con correnti di 50A), FLUKE DSP100 (tester certificatore per rete locale LAN), DOSSENA MULTIVER 3S (analizzatore di reti elettriche).

Servizi offerti

- Manutenzione correttiva
- Assicurazione
- Garanzia di prestazioni

Approfondimenti su QualEnergia.it: [servizioO&M](#)

Sistemi di sicurezza di Ingaeta



Sistema di rilevazione a fibra ottica per moduli fotovoltaici

Il sistema è composto da un cavo ottico estremamente flessibile che viene inserito nelle asole normalmente presenti sulle cornici dei moduli; l'eventuale attenuazione del raggio ottico, dovuta al tentativo di effrazione, provoca un allarme mediante contatto relé. Per sua natura la fibra ottica è immune da interferenze elettromagnetiche e da qualsiasi fenomeno meteorologico ed è praticamente impossibile bypassarla o neutralizzarla senza provocare l'allarme.

Sistemi di videosorveglianza

Questi sistemi utilizzano apparecchiature delle migliori marche (Panasonic, Videotec, ecc.) e dalle caratteristiche professionali.

Colonna di protezione perimetrale a raggi infrarossi di tipo professionale

È composta da un profilo in alluminio anodizzato di produzione INGAETA con elevate doti di robustezza, resistenza alla flessione e alla corrosione. Le guide posteriori permettono un fissaggio rapido, mediante bulloni ad ancora, a parete o su profilo in acciaio, senza necessità di praticare alcun foro. Gli speciali tappi di chiusura in nylon integrano la sede per il dispositivo tamper. La particolare conformazione del tappo, con il profilo interno più alto di quello esterno, permette di realizzare una protezione IP44 dell'intera colonna. Le feritoie posteriori permettono un'agevole fuoriuscita dell'acqua di scorrimento sullo schermo. Gli schermi in polimetilmetacrilato (PMMA) nero da 3 mm di spessore garantiscono elevata trasparenza ai raggi infrarossi e una eccezionale resistenza agli agenti atmosferici. I gruppi ottici interni, dotati di 4 raggi sincronizzati, hanno portata fino a 200 m, 4 frequenze e potenze selezionabili, regolazioni orizzontali e verticali, funzione disqualifica. La colonna è disponibile in varie altezze, da 100 cm fino a 300 cm.

Approfondimenti su QualEnergia.it: [sistemi di sicurezza](#)

 CLEA


CLEA è una società fondata nel 2007 e orientata al settore della realizzazione di impianti industriali per la produzione di energia da fonti rinnovabili e la relativa gestione.

Attualmente sono 25 le centrali gestite direttamente da CLEA srl in modalità “full service”, per un totale di 15 MWp, ubicate nel territorio Italiano.

La specializzazione del personale e l'evoluzione delle tecniche di manutenzione e gestione delle centrali ha permesso alla società di ampliare il proprio mercato di riferimento e ottenere importanti risultati nel settore dei servizi di gestione di parchi tecnologici anche di edifici pubblici, residenziali e industriali nell'ottica del Facility Management e Global Service.

Unendo competenza e innovazione, CLEA è in grado di fornire soluzioni complete per la realizzazione e gestione di impianti nel settore delle rinnovabili, apportando valore aggiunto ad ogni progetto grazie al continuo e costante aggiornamento sull'evoluzione tecnologica del settore.

Grazie all'esperienza acquisita, CLEA è divenuta sinonimo di qualità e affidabilità sia nella progettazione e costruzione di grandi centrali e sia nella gestione e manutenzione programmata di impianti di produzione di energia e grandi complessi immobiliari.

Servizi offerti

I servizi di **Gestione & Manutenzione** sono stati elaborati appositamente al fine di conservare inalterate nel tempo l'efficienza e le prestazioni degli impianti.

Il collaudato programma di **Gestione & Manutenzione CLEA** si fonda su diversi elementi, risponde alle aspettative ed esigenze dei singoli clienti, assicurando flessibilità e adattabilità.

Cardine del programma di Gestione e Manutenzione è il sistema di **Monitoraggio on line** affiancato da visite periodiche programmate grazie alle quali si riescono ad eliminare anche problematiche invisibili dai sistemi in remoto. La società attraverso personale proprio garantisce una perfetta manutenzione dei siti di produzione grazie all'ausilio di macchinari speciali. La società offre ai clienti pacchetti completi che includono la vigilanza notturna dei siti e l'assicurazione “All Risk”, ottimizzando le spese di gestione e sollevando il cliente da ogni adempimento.

CLEA include nel pacchetto di manutenzione anche l'assistenza per le pratiche fiscali e doganali per la produzione dell'energia, nonché ogni adempimento con il Gestore dei Servizi Elettrici e L'Autorità per l'Energia Elettrica e Gas.

All'interno del programma di Gestione & Manutenzione, CLEA offre ai propri clienti la garanzia della producibilità attesa.

Approfondimenti

Monitoraggio Real Time e interventi da remoto per gestione impianto FV

Sito ufficiale: www.cleasrl.it

FLIR



Il modulo solare, la parte più importante di un sistema fotovoltaico, deve essere in grado di continuare a produrre elettricità per molti anni. Per assicurare il regolare funzionamento durante l'intero ciclo di vita del modulo solare, le **termocamere FLIR** possono svolgere un ruolo molto importante.

Le termocamere ad infrarossi possono essere impiegate per ispezionare i pannelli solari installati sui tetti. Il loro uso per la valutazione dei pannelli solari offre diversi vantaggi. Le anomalie sono facilmente individuabili su un'immagine nitida e, a differenza della maggior parte degli altri metodi, le termocamere possono essere utilizzate per effettuare l'ispezione di pannelli solari installati durante il loro normale funzionamento. Infine, le termocamere permettono di svolgere la scansione di aree di grandi dimensioni in un breve periodo di tempo.

Con una termocamera, le potenziali **aree problematiche** possono essere **individuate** prima che si verifichino reali problemi o guasti. Le ispezioni possono essere effettuate sotto normali condizioni operative e non richiedono la disattivazione del sistema.

La classificazione e la valutazione delle anomalie individuate richiedono una solida comprensione della tecnologia solare, la conoscenza del sistema ispezionato e l'impiego di ulteriori misurazioni elettriche. È indispensabile naturalmente una documentazione completa che comprenda tutte le condizioni dell'ispezione, misurazioni addizionali e altre informazioni pertinenti. Le ispezioni effettuate con una termocamera, a partire da un controllo di qualità in fase di installazione, seguito da verifiche regolari, facilitano un monitoraggio completo e semplice delle condizioni del sistema. Questo aiuta a mantenere il funzionamento dell'impianto solare e ad estenderne la vita utile.

Per tutti questi motivi l'utilizzo di termocamere per le ispezioni di pannelli solari avrà un impatto determinante sul ritorno sull'investimento per il proprietario del sistema.

Sito ufficiale: www.flir.it

FLIR

Termocamere FLIR Serie T 460 e 660



Per garantire il corretto funzionamento delle attrezzature sono necessari strumenti di misura affidabili per la risoluzione dei problemi, in grado di individuare e segnalarli in modo rapido. Per questo motivo le termocamere a infrarossi FLIR sono indispensabili. Consentono di individuare il calore, impercettibile a occhio nudo, dato dalla resistenza elettrica e dall'usura meccanica, con sufficiente anticipo per evitare pericoli e interruzioni costose. Nessun'altra gamma di termocamere rende così semplice acquisire e condividere le diagnosi quanto le FLIR serie T.

L'accuratezza e le immagini migliori FLIR in un palmare

- 3 eccellenti versioni di imaging termico, anche con risoluzione nativa 640 x 480;
- fino a 1.2 MP di risoluzione termica con UltraMax™ – un miglioramento 4 volte maggiore per i più piccoli dettagli e grande

- accuratezza;
- funzione di miglioramento dell'immagine MSX® che incide i dettagli visibili salienti come numeri, etichette, ecc. sulle immagini termiche dal vivo, memorizzate e UltraMax, per orientarsi più facilmente;
- sensibilità inferiore a 0,02 °C, la migliore nella sua categoria, per una qualità dell'immagine eccellente e per evidenziare le più impercettibili strutture termiche;
- tarature dell'intervallo di misura della temperatura fino a 2000 °C, per misurare anche i target più caldi.

Altri vantaggi delle termo camere FLIR serie T

- ergonomia ottimale;
- comunicazione rapida: invio immediato e ricezione risposta rapida;
- ulteriori funzionalità integrate per un'efficienza ancora maggiore.

Approfondimenti su QualEnergia.it: [serie t460/660](#)

Termocamere FLIR Serie E8



FLIR E8 è una termocamera di facile utilizzo, che proietta le possibilità di ispezione in una nuova dimensione. Sostituito di un pirometro ottico dal prezzo accessibile, questa termocamera fornisce un'immagine termica in cui ciascun pixel contiene le informazioni sulla temperatura. La termocamera FLIR E8 con risoluzione di 320x240 pixel può effettuare la scansione di un'intera area, individuando anche il più piccolo punto che potrebbe rappresentare un problema.

La nuova funzione di **regolazione manuale del livello e dell'intervallo termico** della FLIR E8 agevola il controllo della luminosità e del contrasto consentendo facilmente la visione delle più impercettibili differenze di temperatura con un dettaglio maggiore. Le termocamere FLIR Serie E8 sono semplici e intuitive e offrono all'utilizzatore di portare ad una nuova dimensione le sue capacità di ispezione. Vantaggiosa alternativa

ai pirometri, questa soluzione produce immagini termografiche con informazioni termiche per ciascun pixel. Una termocamera FLIR è in grado di analizzare intere superfici senza rischiare che sfugga una potenziale problematica, non importa quanto essa possa essere piccola. Grazie all'obiettivo fisso che non richiede messa a fuoco, la Serie E di FLIR è **estremamente facile da usare**. Progettata per gli utenti che desiderano avvicinarsi alla Termografia è in grado di misurare temperature fino a +250 °C. Produce istantaneamente immagini termografiche in formato JPEG con tutti i dati necessari alla misura della temperatura. **La tecnologia MSX**, un brevetto FLIR, produce immagini di qualità eccellente in tempo reale, aggiungendo maggiori dettagli alle immagini termografiche, consentendo maggiore rapidità nell'inquadratura del soggetto e anche nella produzione di rapporti che risulteranno più ordinati e comprensibili.

Approfondimenti su QualEnergia.it: [serie E8](#)

Energy Intelligence



Energy Intelligence nasce dall'incontro di due percorsi imprenditoriali provenienti rispettivamente dai settori energia e ICT. L'obiettivo è di fornire servizi ad alto valore aggiunto nel campo dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il Laboratorio di sperimentazione - EnergyLAB

Nel 2009 viene progettato un laboratorio di sperimentazione sulla tecnologia fotovoltaica, con il patrocinio dell'Università di Modena e Reggio Emilia. Dal laboratorio è nata anche una tecnologia per il controllo e l'analisi dei dati, primo nocciolo del percorso Energy Intelligence. Oggi l'EnergyLAB è utilizzato anche per il test e collaudo di procedure manutentive e tecnologie innovative nell'ambito della gestione intelligente dell'energia.

Gli strumenti - EnergyAPP

Gli strumenti messi a punto da Energy Intelligence sono:

- un sistema in cloud computing di concentrazione dei documenti e dei dati provenienti dagli impianti (produzione/consumo di energia)
- un software per l'elaborazione e analisi (big-data) a supporto dei processi di controllo economico, bilancio energetico, ottimizzazione delle curve di consumo e di produzione, diagnosi e previsione dei fault
- un processo organizzativo standardizzato di supervisione, diagnostica remota e governo degli interventi in campo.

Il Centro di Assistenza - EnergyCENTER

Un team di progettisti e consulenti analizzano i dati messi a disposizione dalle EnergyApp attrezzato per gestire rischi, aspetti regolamentari, tecnici e amministrativi, attraverso l'integrazione di tecnologie hw e sw e competenze specializzate. L'esperienza acquisita a seguito della rapida diffusione del FV ha portato alla costruzione di un centro di competenza specializzato nella gestione degli impianti nel loro intero ciclo di vita, con l'obiettivo di garantirne la funzionalità e il rendimento finanziario atteso.

SERVIZI PER IL FOTOVOLTAICO

Asset Management

Energy Intelligence gestisce gli impianti FV sotto il profilo tecnico, ma anche sotto il profilo della valorizzazione dell'asset. Gli Energy Manager oltre alle attività di advising e diligence affiancano i clienti nell'analisi dei dati preventivi e consuntivi riguardanti produzioni, indicatori prestazionali, conti economici, cash-flow, affidabilità dei fornitori, componenti e li supportano nelle scelte conseguenti.

Energy Intelligence governa l'intero processo di O&M manutenzione ordinaria, predittiva, correttiva, straordinaria e gestione degli interventi in garanzia attraverso due modalità:

- O&M Supervisioning: l'O&M Manager di Energy Intelligence si occupa del controllo dell'attività di una terza parte scelta dal cliente, verificando il servizio e la corrispondenza a SLA stabiliti, curando la tempestività della diagnosi e indirizzando gli interventi.
- O&M Direct Management: qui si fa carico direttamente delle attività attraverso una propria rete di partner locali specializzati.

Valutazioni e Due Diligence

Energy Intelligence gestisce il processo necessario ad analizzare valore e condizioni di un impianto fotovoltaico o di un veicolo societario per il quale vi siano intenzioni di acquisizione o vendita.

I servizi di Energy Intelligence sono pensati per:

- Proprietari di impianti/Asset
- EPC/Installatori/Produttori di tecnologie
- Operatori finanziari/Advisor

Con un parco composto da oltre **280 MWp gestiti**, di cui 104 MWp in Asset Management, 164 MWp in Technology Support e oltre 20 MWp di manutenzione O&M diretta, Energy Intelligence è leader nei servizi per il FV ed è partner ideale per tutti gli attori della filiera che vogliono gestire il FV in modo efficiente nel medio e lungo termine. È in grado dunque di supportare **processi di efficientamento energetico** in ambito industriale, mettendo a disposizione un **know-how** specialistico, una tecnologia per la misura e il controllo dei **flussi energetici** e una **metodologia sperimentata**. Il tutto finalizzato ad analizzare l'esistente, individuare gli interventi necessari e misurare gli incrementi di produttività.

Sito ufficiale: www.energyintelligence.it

Energy Intelligence



Servizi per il fotovoltaico di Energy Intelligence

La gestione e manutenzione efficiente di un impianto fotovoltaico richiede il governo dell'impianto sotto aspetti tecnici-economici e richiede la capacità di gestirne di conseguenza il rischio. Il contesto nel quale operano i produttori di energia e gli addetti ai lavori è caratterizzato da una serie di variabili normative, regolamentari, tecnologiche e di mercato fortemente in evoluzione che si sommano alle normali sollecitazioni tecniche connesse alla tecnologia ed al suo normale deperimento.

Perché Energy Intelligence

EnergyCENTER, EnergyAPP, EnergyLAB, EnergyBREAK sono i sistemi e le soluzioni che rappresentano il **core business della società** e sono integrate nell'offerta:

- **Organizzazione e governo della operation sull'Asset** (anche di operatori di terze parti) coerentemente alle indicazioni provenienti da efficaci e oggettivi indicatori prestazionali ed economici elaborati dalle EnergyApp
- **Procedure manutentive e tecnologie** preventivamente testate e collaudate nel laboratorio di sperimentazione fotovoltaica (EnergyLAB)
- **Consulenza e Servizi** puntuali necessari a supportare efficacemente il processo decisionale del cliente a fronte di mutamenti normativi-regolamentari e/o rischi (EnergyCENTER)
- **Aggiornamenti** sulle eventuali opportunità (Trading di energia/SEU) e/o sulle rischiosità del mercato in modo da valorizzare, nel medio-lungo periodo, l'investimento gestendo in modo intelligente il budget allocato (EnergyBREAK).

Con un parco in costante crescita composto da oltre **280 MWp gestiti** di cui 104 MWp in Asset Management, 164 MWp in Technology Support ed oltre 20 MWp di manutenzione O&M diretta, Energy Intelligence è leader nei servizi per il fotovoltaico ed il partner ideale per tutti gli attori della filiera che vogliono gestire il fotovoltaico in modo efficiente nel medio e lungo termine. I servizi di Energy Intelligence sono pensati per **Proprietari di impianti/Asset - EPC/Installatori/Produttori di tecnologie e Operatori finanziari/Advisor**.

L'offerta è modulare e viene consigliata al cliente in base alle esigenze specifiche a seguito di una preventiva qualificazione.

Centro di Assistenza

- Consulenza energetica
- Asset Management
- Applicazioni Software specializzate a supporto delle attività (*)
- Assistenza on-line, reperibilità tecnica e ticketing
- Monitoraggio, diagnostica e report
- Pratiche e aggiornamenti normativi

O&M

- Manutenzione ordinaria, correttiva e straordinaria
- Gestione ricambi ed estensioni di garanzia
- Garanzia sulla prestazione

Consulenza on Demand

- Supporto Ispezione GSE
- Analisi e Verifica costi/benefici di possibili ottimizzazioni
- Misure prestazionali (pre/post interventi)
- Supervisione delle attività di O&M
- Consulenze tecniche di parte
- Due Diligence/Valutazione dell'impianto
- Analisi stato pannelli/componenti (Termografia, Curva IV, Analisi del PID)
- Calcolo del Valore attuale netto dell'impianto

(*) La piattaforma software realizzata da Energy Intelligence è la prima ad essere completamente allineata ai recenti aggiornamenti regolamentari e normativi :

- **GME-PLUG-IN:** permette la valorizzazione della vendita di energia secondo i **Prezzi Zonali Orari (PZO)** mensili calcolati sulla base dei dati forniti dal GME oppure la possibilità di valorizzare l'energia in base a specifici contratti **SEU** o con Trader energetici **PPA**, Power Purchase Agreement.
- **FEED-IN-TARIFF-PLUG-IN:** permette di gestire **profili incentivanti variabili** anche coerentemente alla nuova normativa Italiana (Legge n.116 dell'11 agosto 2014) denominata **Spalma-Incentivo** (scenari A,B,C).

Approfondimenti su QualEnergia.it: [servizi](#)




Energy
intelligence
 smart & green solutions

QUANDO IL BIT INCONTRA IL KW INIZIA L'EFFICIENZA



**ENERGY
 LAB**

Laboratorio di ricerca e sperimentazione sul fotovoltaico e sulle tecnologie innovative nell'ambito della gestione intelligente dell'energia. Realizzato nel 2009 a Fiorano Modenese, con il patrocinio delle Istituzioni e dell'Università di Modena e Reggio Emilia.



**ENERGY
 APP**

Piattaforma tecnologica Cloud Based realizzata da Energy Intelligence per la gestione ed il controllo dei flussi energetici degli impianti di produzione e consumo di energia. Si compone di sistemi di campo, sistemi di comunicazione, datacenter per la storizzazione ed analisi dei dati, sistemi di Business Intelligence per diagnostica e simulazione scenari.



**ENERGY
 CENTER**

Centro di Competenze che costituisce il centro di riferimento per tutti i clienti. All'interno dell'Energy Center operano gli Energy e gli O&M Manager i quali, utilizzando processi organizzativi standardizzati supportano i clienti e forniscono consulenza relativa agli impianti tenuti sotto controllo.



Energy Intelligence srl®
www.energyintelligence.it



[@EnIntelligence](https://twitter.com/EnIntelligence)



<http://www.linkedin.com/company/energy-intelligence-srl>



IL PORTALE WEB CHE ANALIZZA MERCATI E SCENARI ENERGETICI

Powered by Qualenergia srl

Direttore scientifico - Gianni Silvestrini

Responsabile e coordinamento della redazione - Leonardo Berlen

Marketing e relazioni con gli sponsor - Maristella D'Amico, Dario Abballe

Progetto grafico e impaginazione - Valentina Barsotti, Matteo Stefanelli

Redazione

Via Genova, 23 - 00184 Roma

tel. +39 06 4882137 Fax: +39 06 48987009

redazione-online@qualenergia.it

www.qualenergia.it

© 2014 QualEnergia.it. Tutti i diritti riservati.

E' vietato riprodurre il contenuto di questo Speciale.



OGNI GIORNO NEWS, ANALISI, COMMENTI SUL MONDO DELL'ENERGIA

- Giornalisti ed esperti del settore curano ed elaborano l'informazione
- Un archivio di migliaia di news e documenti
- Una fonte di informazione per operatori, progettisti, installatori, enti locali, decisori politici e industriali, giornalisti, ricercatori, consumatori e cittadini



www.QualEnergia.it è anche
per smartphone e tablet