



Mantenere l'incentivo per gli impianti fotovoltaici in conto energia

Esapro, efficienza garantita.

Esapro è la prima azienda specializzata nei servizi integrati per la massima resa dei sistemi energetici sostenibili.

L'impianto viene condotto in tutti i suoi aspetti da team di professionisti qualificati e competenti, forniti dei migliori sistemi tecnologici.

Esapro: un unico referente per massima sicurezza e rendimento nel tempo.

I NOSTRI SERVIZI INTEGRATI



MONITORAGGIO
PRODUZIONE
GUASTI



SICUREZZA
ANTINTRUSIONE
VIDEOCONTROLLO



SERVICE 24H
MANUTENZIONE
GARANZIE



ASSISTENZA
GESTIONE PRATICHE
ADEMPIMENTI
BUROCRATICI

ESAPRO E LE TIPOLOGIE DI IMPIANTI SULLE QUALI OPERA



Questo Speciale è stato realizzato grazie al contributo di:



ABSTRACT

Mantenere l'incentivo per gli impianti fotovoltaici in conto energia

Lo Speciale Tecnico esamina dal punto di vista legale e tecnico-economico i contenuti delle *“Regole per il mantenimento degli incentivi in conto energia”*, il documento tecnico di riferimento pubblicato il 1° maggio 2015 dal GSE. Nonostante sia al momento sospesa l'efficacia del documento,

riportiamo una sintesi dell'analisi svolta nel corso del Workshop di QualEnergia.it del 1° luglio, poiché resta ancora di utile orientamento per tutti i proprietari degli impianti fotovoltaici e gli operatori del settore, anche in vista di un prossimo aggiornamento delle norme.

INDICE

Introduzione	7
Regole per il mantenimento degli incentivi in conto energia: i principi	8
<i>Avv. Emilio Sani - Studio legale Macchi di Cellere Gangemi</i>	
Regime delle comunicazioni inerenti gli interventi di modifica degli impianti incentivati	13
<i>Avv. Andrea Sticchi Damiani - Studio legale Sticchi Damiani</i>	
Gli aspetti tecnico-economici connessi agli interventi di manutenzione, revamping e ottimizzazione degli impianti FV	18
<i>Ing. Emiliano Guerrieri - Protos SpA</i>	
Documenti	25
Schede Sponsor	27



The Award Winning Solar Enterprise Resource Planning Platform Integrated Solar Monitoring, O&M, Asset Management

World Class Monitoring System

- Full alerting and alert handling capabilities with configuration down to the individual string level
- Monitoring of all devices
- Monitoring of communication network quality
- Monitoring of security system
- Over 35 different customizable charts for analysing technical and financial data
- Evaluation through data comparison
- Dashboards with true real-time information on the operation of the plant(s)

Service Management

- Incident identification, handling and statistical evaluation
- Management of as-built information
- Equipment inventory
- Spare part management
- Technician/Subcontractor management
- Technician/Subcontractor evaluation
- Technician/Subcontractor training management
- Service scheduling
- Subcontractor terms and conditions
- Full alerting configuration
- Service cost management
- Technical KPI calculation (response, resolution time, PR, AVA, Uptime etc.)

Asset Management

- Account & Contact Management
- Activity management
- Contract & Document management
- Contract compliance
- Owner's activities management
- PPA's
- Warranty management
- Cash flow management, Financial alerting
- Loan management
- Insurance claims management
- Business plan management
- Financial KPI calculation (DSCR, IRR etc.)



Greece

Industrial Area of Thessaloniki
 57022 Sindos
 24 G Papadiamantopoulou Str, 4th
 Floor 11528 Athens
 Makis Tzierakis
 +30 6936 172152
 makis.tzierakis@alectris.com

Cyprus

1 Arch. Makarios III
 Avenue
 Lakatameia
 2324 Nicosia
 +357 22 021202
 Fax: +357 22 021203

Italy

Piazzale Cadoma 10
 20123 Milano
 Emanuele Tacchino
 +39 342 8835856
 emanuele.tacchino@alectris.com

USA / Latin America

600 California
 Suite 600
 San Francisco, CA
 94108 Ken Kostok
 +1 562 756 3045
 ken.kostok@alectris.com

Introduzione

Lo scorso 1° maggio il Gestore dei Servizi Energetici ha pubblicato le “*Regole per il mantenimento degli incentivi in conto energia*”. Un Documento tecnico di riferimento (DTR) che – spiegava il GSE - era in attuazione dei decreti ministeriali di riferimento, anche alla luce dell'evoluzione della normativa. Obiettivo: disciplinare gli interventi e le relative modifiche agli impianti fotovoltaici che beneficiano degli incentivi. A tal proposito era stata avviata una consultazione pubblica il 23 febbraio 2015, ma quasi nessuna delle osservazioni delle associazioni di categoria venne poi recepita nel DTR.

Da come era stato impostato il documento del GSE del 1° maggio, fare un intervento, anche il più usuale, avrebbe potuto comportare la perdita di una parte o di tutti gli incentivi, con una discrezionalità che, in alcuni casi, era veramente eccessiva. Un esempio significativo è quello relativo alla norma che spiegava che “*non sono ammessi interventi finalizzati a incrementare la producibilità dell'impianto*”, cioè in pratica a migliorarne l'efficienza anche senza aumentarne la potenza. Per non parlare poi delle “pretese” sui tempi e sulle modalità delle comunicazioni da fare al GSE riguardo agli interventi da realizzare.

Una normativa, oltre che discrezionale e di fatto caratterizzata da retroattività, palesemente in contrasto con fonti gerarchicamente superiori, come le leggi che disciplinano i diversi conti energia. Non è difficile immaginare come molti proprietari di impianti FV e operatori del settore O&M fossero più che perplessi da questo documento, visto che venivano stravolte anche alcune regole di buon senso.

Ad una prima lettura, ci è dato sapere, che persino il Ministero dello Sviluppo Economico, a cui era stato chiesto un parere, aveva consigliato il GSE di non procedere alla sua pubblicazione. Ma i dirigenti del GSE hanno poi deciso diversamente. In gioco c'è stata, e c'è purtroppo ancora, la qualità e la resa degli impianti fotovoltaici in conto energia installati in Italia (oltre 550mila), certamente ben incentivati, ma realizzati anche con un notevole impegno di risorse e, come è stato dimostrato, anche importanti per il sistema elettrico nazionale.

Gli uffici legali si sono mossi prontamente e hanno presentato nei tempi il ricorso al TAR, cioè entro il 30 giugno. Nel frattempo il GSE aveva prorogato al 30 settembre i termini per comunicare gli interventi sugli impianti precedenti alla pubblicazione del DTR (inizialmente previsti a 30 gg. dall'uscita del documento). In seguito, il 9 luglio, dopo una serie di incontri con gli operatori, il GSE ha deciso di sospendere l'efficacia di queste regole “in attesa - si legge in una nota - che il confronto sul DTR si concluda e in considerazione del fatto che la materia possa trovare specifica regolamentazione nell'ambito del nuovo decreto FER”. Insomma, il GSE fa marcia indietro, ma anche questo episodio è indice della confusione che regna attualmente nella disciplina della normativa energetica e anche fra le diverse competenze istituzionali.

Il 1° luglio, subito dopo la scadenza per i ricorsi al TAR, QualEnergia.it ha organizzato un Workshop Tecnico per affrontare tutta la questione da un punto di vista legale e tecnico-economico. In questo Speciale presentiamo, anche su grande richiesta dei nostri lettori, le sintesi degli interventi degli esperti (con alcuni aggiornamenti) grazie ai quali l'analisi del DTR è risultata di notevole interesse.

Un'analisi che, nonostante la sospensione del documento, resta importante approfondire nell'attesa di una prossima disciplina. E questo perché - hanno voluto ricordarci i legali coinvolti - già prima della pubblicazione del DTR gli orientamenti del GSE erano particolarmente restrittivi su tutta la partita degli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti FV. È dunque utile conoscere nel dettaglio le modifiche che erano ammesse o non ammesse ai sensi del DTR affinché ciò possa costituire un orientamento per tutti gli operatori.

Regole per il mantenimento degli incentivi in conto energia: i principi

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



Collabora con lo Studio dal 2001, svolgendo l'attività nel settore dell'energia e in particolare delle fonti rinnovabili. Ha seguito moltissime operazioni di sviluppo finanziamento e acquisizione di impianti e negli ultimi anni ha orientato la propria attività alla consulenza per lo sviluppo, la costruzione e il finanziamento di impianti FV. Svolge attività di approfondimento e tiene conferenze, lezioni e corsi anche sugli aspetti tariffari e alla contrattualistica per la costruzione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile. È iscritto all'Albo degli Avvocati di Milano e è abilitato all'esercizio avanti alla Corte di Cassazione. e.sani@macchi-gangemi.com

Nonostante l'intervenuta sospensione del DTR da parte del GSE l'esame dei principi e delle casistiche esaminate dal GSE può essere utile all'operatore per avere una guida del punto di vista del GSE rispetto alla possibilità o meno di effettuare alcune modifiche agli impianti incentivati. Di seguito perciò ci si sofferma sulla identificazione dei principi indicati dal GSE per la valutazione dell'ammissibilità delle modifiche e su una serie di casistiche concrete. Vale la pena però di specificare che gli orientamenti del GSE di cui di seguito si da conto sono estremamente restrittivi e non sempre fondati su previsioni esplicite di legge. Sugli stessi sono dunque pendenti molteplici contenziosi, che potrebbero portare alla loro modifica.

I principi generali individuati dal GSE sulle modifiche non ammesse

I principi sulla base dei quali il GSE ha individuato le fattispecie ammesse e non ammesse possono essere riassuntivamente elencati come segue:

- **Gli interventi devono mantenere le condizioni che hanno consentito l'accesso agli incentivi** (condizioni per l'accesso diretto, per l'ammissione in graduatoria in una determinata posizione nei registri e per l'iscrizione ai registri);
- Rispetto del limite previsto dei 6,7 miliardi di euro l'anno e divieto di interventi finalizzati a incrementare la producibilità dell'impianto (ad es.: trasformazione da impianto fisso a impianto a inseguimento);
- Rispetto dei divieti stabiliti dalla normativa dei conti energia precedenti;
- Necessità di seguire le formalità di comunicazione.

Lista di operazioni alla luce di tali principi non permesse

Non sono ammessi:

1. **modifiche dell'impianto che non siano autorizzate dagli enti competenti;** prima di effettuare l'intervento bisognerà dunque sempre sincerarsi che sia effettuata la Procedura abilitativa semplificata o comunicazione al Comune;
2. **interventi di modifica della localizzazione dell'impianto,** salvo quando sia all'interno della stessa area di sedime catastale;
3. **interventi che prevedono l'uso di componenti già incentivati su altri impianti;** per quanto riguarda componenti rigenerati che non sono stati utilizzati in impianti incentivati? Secondo la bozza di Decreto FER l'uso di componenti rigenerati dovrà essere consentito.
4. c'è poi il principio, secondo me assolutamente non chiaro, che *«la modifica della configurazione elettrica non potrà comportare in alcun caso un incremento dei benefici riconosciuti, se non previsto dalla normativa di riferimento».*

Lista di operazioni non permesse

- **Sostituzione di pannelli europei con pannelli extraeuropei** se ciò era stato dichiarato in sede di iscrizione a registro e era un criterio per la graduatoria;
- **Sospensione della fornitura all'edificio sottostante** se l'asservimento era dichiarato in sede di iscrizione a registro ed era un criterio per la graduatoria;
- **Perdita della qualità di edificio della struttura** sulla quale sono installati pannelli, se l'impianto è in quinto conto, ovvero se ha avuto l'iscrizione a registro in quanto impianto su edificio;
- **Perdita della caratteristica per impianti con caratteristiche innovative,** ad esempio per il fatto di non essere più su un edificio energeticamente certificabile o per il fatto che non si sostituiscono più componenti architettoniche;
- Quando l'accesso agli incentivi è stato dovuto alla qualità di serra la **perdita della qualità di serra,** perché in zona agricola non avrebbero più potuto essere incentivati gli impianti;
- **Perdita della classificazione energetica** almeno in classe D se questo è stato un requisito per l'iscrizione ai registri di quinto conto;
- **Sospensione dello scambio sul posto,** se ai sensi del Quarto Conto Energia l'impianto ha avuto accesso agli incentivi in modo diretto grazie allo scambio sul posto;
- **Connessione allo stesso punto di connessione di un altro impianto;**
- **Ottenimento di incentivi incompatibili** (certificati bianchi, detrazioni fiscali, credito d'imposta in misura eccedente quella permessa, contributi a fondo perduto oltre i limiti concessi, quando permessi);
- **Aumento della potenza dell'impianto,** salvo il caso in cui si faccia una sezione separata non incentivata;
- **Perdita da parte della pubblica amministrazione della disponibilità dell'area** di impianto, o dell'impianto quando l'impianto ha goduto dei benefici per gli impianti su aree delle pubbliche amministrazioni, o delle pubbliche amministrazioni;
- **Sostituzione con componenti che non hanno i requisiti richiesti dal quinto conto energia,** salvo il caso in cui si tratti di componenti già approvvigionati; deve trattarsi di componenti già approvvigionati al cliente o possono andare bene anche quelli già approvvigionati dal manutentore?
- **Inosservanza degli oneri di comunicazione** previsti dal GSE per le modifiche.

Gli interventi che incrementano la producibilità dell'impianto

Riguardo al tema degli incrementi di potenza e producibilità bisognerà probabilmente in futuro fare riferimento ai criteri che il Ministero sta individuando nel Decreto FER in fase di redazione.

La normativa, oggi sospesa, del DTR distingueva tre tipi categorie di interventi che incrementano la producibilità:

1. Gli interventi mirati soltanto a incrementare la producibilità, che non sono permessi;
2. Gli interventi che sono giustificati da guasti, furto, avarie non riparabili, che sono permessi, ma incentivabili solo nei limiti consentiti (+2% rispetto all'anno migliore negli ultimi tre anni o se l'impianto c'è da meno di tre anni è il valore di producibilità calcolato sulla base di una stima regione per regione). Sostanzialmente può significare la perdita di una parte anche significativa dell'incentivo se l'impianto ha componenti molto performanti o se è in un'area particolarmente assoluta della Regione;
3. Gli interventi che sono espressamente consentiti a prescindere, ma sono incentivati solo nei sopramenzionati limiti di soglia.

L'individuazione degli interventi ammessi non può quindi che essere **fatta per esclusione**.

1. La gamma degli **interventi vietati** sulla base di questo sembra estendersi a tutti gli interventi che non rientrano nelle seguenti categorie:
2. Furto, guasto, avaria non riparabile;
3. Inserimento di nuovi componenti o eliminazione di componenti esistenti per adeguare all'evoluzione della normativa tecnica relativa al collegamento alla rete e all'esercizio in sicurezza;
4. Interventi volti a mantenere in efficienza l'impianto o a garantirne un corretto rendimento, come l'installazione di dispositivi per ridurre perdite di produzione dovute al non uniforme ombreggiamento dei moduli; alla diversità delle caratteristiche elettriche dei moduli;
5. Riduzione della potenza nominale dell'impianto, purché debitamente autorizzata;
6. Aumento della potenza installata, con sezione separata non incentivata.
7. Installazione di sistemi di stoccaggio.

A questo punto si tratta di identificare cosa potrebbe residuare; l'unico intervento esemplificato è quello di trasformazione ad impianti ad inseguimento, ma a dare una lettura letterale:

1. la sostituzione di componenti principali con componenti nuovi per ripristinare o migliorare la producibilità potrebbe essere messa in discussione; tant'è che viene richiesta la motivazione sottesa all'intervento.
2. l'installazione di specchi o altri strumenti per incentivare la producibilità pure.

La legittimità del divieto di interventi di mero incremento della producibilità è assai dubbia in quanto non prevista in alcuna norma. Anche perché se comunque oltre la soglia consentita non sono pagati incentivi non vi è neanche una logica economica di salvaguardia del tetto di risorse disponibili per l'incentivazione.

La disciplina speciale degli stoccaggi

Le delibere 574/2014 e 624/2014 dell'Autorità per l'Energia regolano la compatibilità degli accumuli con gli impianti in conto energia.

Gli accumuli possono essere utilizzati per erogare servizi di rete, per contenere gli sbilanciamenti (soprattutto se combinati con impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili), per contenere i picchi di prelievi di energia elettrica, nonché per massimizzare l'autoconsumo sfruttando gli esoneri tariffari attualmente previsti nei casi dei sistemi efficienti di utenza (SEU) e dei sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU)

I sistemi di accumulo possono essere divisi:

Riguardo alla **tipologia di energia che accumulano** in due categorie:

- sistemi di accumulo installati in modo tale da essere alimentati esclusivamente dall'impianto presso cui sono installati (monodirezionali);
- sistemi di accumulo installati in modo tale da poter essere alimentati sia dall'impianto sia dall'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica (bidirezionali);

Riguardo alla loro **posizione**, poi di nuovo in due categorie:

- sistemi di accumulo posizionati tra l'impianto di produzione e il misuratore dell'energia elettrica prodotta (di seguito: sistemi di accumulo lato produzione);
- sistemi di accumulo posizionati tra il misuratore dell'energia elettrica prodotta e il misuratore dell'energia elettrica scambiata con la rete pubblica (di seguito: sistemi di accumulo post produzione);

L'installazione di sistemi di accumulo non è compatibile con gli incentivi di cui ai decreti interministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 nel caso di impianti fotovoltaici fino a 20 kW in scambio sul posto. La potenza incentivata non include la potenza dei sistemi di accumulo. L'energia accumulata dovrà essere misurata in caso di sistemi di accumulo bidirezionali lato produzione e nel caso di tariffe omnicomprehensive

Quando per gli interventi bisogna fare la comunicazione preventiva e quando invece soltanto quella a posteriori?

È nota la difficoltà ad avere risposte scritte dal GSE al di fuori dei casi tipizzati.

Come principio generale non è prevista la possibilità di ottenere da parte del GSE una conferma che l'intervento sia compatibile con gli incentivi preventivamente se non in specifici casi, come individuati di seguito.

La **comunicazione preventiva** degli interventi di modifica nel Documento di Consultazione era prevista nei seguenti casi:

1. interventi dovuti a sopravvenuti motivi di ordine pubblico;
2. eventi dipendenti da cause di forza maggiore;
3. eventi eccezionali, fattispecie del tutto indeterminabile, ma che perlomeno lascia un margine di flessibilità alla possibilità di avere il parere preventivo;
4. eventi non espressamente descritti;
5. casi di modifica del punto di connessione che non rientrano fra le seguenti ipotesi: (a) cambio su richiesta del gestore di rete; (b) cambio perché si è in presenza di cessione parziale e il cliente intende aumentare la potenza in prelievo; (c) passaggio da POD di cantiere a definitivo. Dietro questo probabilmente si pone il tema che affrontiamo subito dopo del controllo del passaggio da cessione totale a cessione parziale per gli impianti incentivati.

Con riguardo ai punti (i),(ii) e (iii) sembra esserci contraddizione fra quanto scritto a pagina 16 del DTR dove sembra una facoltà la comunicazione preventiva e quanto scritto a pagina 33 dove la comunicazione preventiva sembra invece essere sostanzialmente un obbligo.

Nell'Allegato 3 è poi previsto che per chiedere l'autorizzazione preventiva occorre avere ottenuto tutte le autorizzazioni, il che non pare logico, considerato che ancora non si sa se il GSE permetterà l'intervento.

Si spera che la sospensione del DTR non abbia come effetto che il GSE non risponda neanche sui temi sui quali aveva dato disponibilità a dare risposte preventive. Il GSE dovrebbe non soltanto avere un obbligo di controllo, ma anche di assistenza e di indirizzo degli utenti per evitare l'insorgere di errori.

La possibilità di trasformare impianti in cessione totale incentivati a conto energia in impianti in cessione parziale

E' nota la difficoltà ad avere risposte scritte dal GSE al di fuori dei casi tipizzati. Ai sensi dei documenti dell'Autorità la disciplina dei sistemi efficienti di utenza è compatibile con il Conto Energia, tant'è che con la Delibera 578/2013 l'Autorità ha anche modificato le regole applicative del secondo e terzo conto energia per consentire agli impianti in SEU con produttore diverso dal cliente di godere dei premi addizionali in caso di scambio sul posto.

Va però evidenziata la reticenza del GSE a disciplinare l'argomento e a prendere posizione su tale trasformazione. Né nella proposta di regole applicative per il mantenimento degli incentivi in conto energia, né nelle regole applicative sui SEU si è data alcuna indicazioni sulle modalità e procedure per la trasformazione degli impianti incentivati in cessione totale in impianti in autoconsumo, senza perdere le tariffe incentivanti. Perché questa reticenza?

Considerato che ciascun Conto Energia ha la propria disciplina e che per gli operatori non è semplice individuare le limitazioni sulla base del complesso della disciplina sarebbe stata opportuna una chiara evidenziazione dei casi in cui il passaggio a cessione totale è permesso e dei casi in cui non è permesso, come ad esempio il caso in cui, a seguito del passaggio a cessione parziale, ci siano più impianti connessi allo stesso punto di connessione.

Le procedure da effettuare per chiedere il passaggio da cessione parziale a cessione totale

In mancanza di disposizioni specifiche l'unico elemento che si può ricavare dal DTR è che se si vuole fare tale passaggio occorre richiedere parere preventivo utilizzando l'Allegato 3. Infatti, il passaggio da cessione totale a cessione parziale implica modifiche sul punto di connessione e queste come abbiamo visto sono soggette al parere preventivo.

Le contraddizioni fra la bozza di Decreto FER e le regole GSE per il mantenimento degli incentivi in Conto Energia

Quasi in parallelo al Documento Tecnico di Riferimento del GSE, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emesso una bozza di decreto FER che contraddice molti dei principi del documento tecnico di riferimento.

Di seguito si evidenziano le principali discrepanze:

1. si parla di regolare gli interventi di ammodernamento degli impianti e di salvaguardia della efficienza degli impianti, mentre come abbiamo visto in precedenza, l'ammodernamento degli impianti è sostanzialmente vietato dal documento del GSE e anche la salvaguardia dell'efficienza è fortemente pregiudicata dal fatto che dopo un intervento di efficienza, soprattutto se effettuato prima che siano decorsi tre anni dall'inizio dell'incentivo, è probabile che si perda una quota di incentivo, in quanto il livello massimo di incentivazione viene riferito a soglie regionali;
2. vengono consentiti fino all'1 % incrementi della potenza nominale e del 5 % per gli impianti fino a 20 kW, mentre potenziamenti non sono previsti nelle regole GSE;
3. vengono esonerati da ogni comunicazione gli impianti fino a 3 kW in scambio sul posto;
4. è prevista solo una comunicazioni a posteriori per la sostituzione dei componenti principali;
5. non si parla di soglie di producibilità, né tantomeno di divieto di fare interventi che abbiano come solo obiettivo l'incremento della producibilità;
6. viene espressamente consentito l'uso di componenti rigenerati.

Regime delle comunicazioni inerenti gli interventi di modifica degli impianti incentivati

Avv. **Andrea Sticchi Damiani** (Studio legale Sticchi Damiani)



Co-titolare dello Studio Legale Sticchi Damiani dal 2004, esercita la libera professione forense e si occupa prevalentemente di diritto amministrativo, di diritto dell'energia e diritto dell'ambiente. Ha assistito negli ultimi anni centinaia di società tanto nel contenzioso quanto nello stragiudiziale sia in relazione all'ottenimento dei titoli autorizzativi sia in relazione all'ottenimento e mantenimento delle tariffe incentivanti. Sul tema ha pubblicato vari articoli per riviste di settore ed è intervenuto come relatore in numerosi convegni. Tra i clienti leader del mercato assistiti vi è la prima società per numero di impianti fotovoltaici detenuti nel territorio italiano (circa 310 MW) e circa altre 250 società operanti nel ramo. andrea@studiosticchidamiani.com

In data 1° maggio 2015 il Gestore dei Servizi Energetici ha comunicato sul proprio sito web istituzionale l'avvenuta pubblicazione delle "Regole per il mantenimento degli incentivi in conto energia - Documento tecnico di riferimento" (nel prosieguo, anche DTR), redatte con l'obiettivo di disciplinare le ipotesi in cui, durante il periodo di incentivazione, risulti necessario apportare modifiche agli impianti fotovoltaici.

Il Documento si fonda sul principio secondo il quale gli impianti oggetto di modifica devono mantenere i requisiti che hanno consentito l'accesso agli incentivi, nonché sul principio per cui gli interventi di modifica non possono in alcun caso comportare un incremento del valore della tariffa incentivante riconosciuta originariamente.

Il **Paragrafo 1** del DTR contiene un elenco, dichiaratamente esemplificativo e non esaustivo, degli interventi che possono essere realizzati sugli impianti incentivati. Le modifiche possono essere di carattere: i) **tecnico-progettuale** (ad esempio spostamenti, sostituzioni componenti, ecc.); ii) **giuridico** (ad esempio cambi di titolarità dell'impianto o di proprietà del sito di installazione); iii) **commerciale** (ad esempio cambi di regime commerciale per la valorizzazione dell'energia immessa in rete); iv) **amministrativo** (ad esempio cambi di IBAN del soggetto responsabile).

In particolare, il Documento disciplina le seguenti categorie di intervento: i) Spostamento dell'impianto; ii) Modifiche del punto di connessione dell'impianto; iii) Variazione delle modalità installative; iv) Sostituzione dei componenti dell'impianto; v) Interventi di modifica della configurazione elettrica; vi) Riduzione della potenza dell'impianto; vii) Potenziamanti non incentivati; viii) Variazione della proprietà del sito di installazione degli impianti; xi) Cambio di titolarità degli impianti; x) Variazione del regime di cessione in rete dell'energia prodotta dall'impianto e/o del regime commerciale di valorizzazione della stessa con esclusivo riferimento al regime di incentivazione.

Il **Paragrafo 2** del DTR disciplina poi il regime delle **comunicazioni** da effettuare in relazione agli interventi eseguiti sugli impianti incentivati, ivi compreso il procedimento di valutazione di ammis-

sibilità dell'intervento e i relativi costi di istruttoria.

Per quanto riguarda gli interventi di modifica descritti al Paragrafo 1 del Documento, il Soggetto responsabile dell'impianto è tenuto:

i) a notificare al GSE la *“comunicazione di inizio lavori di modifica dell'impianto fotovoltaico”*, completa della documentazione indicata nell'Appendice B al DTR, secondo il *format* contenuto nel relativo Allegato 1 (la documentazione varia a seconda del tipo di intervento, e comprende, a titolo esemplificativo, una relazione ante operam a firma di un tecnico qualificato, esplicativa anche delle motivazioni dell'intervento, documentazione fotografica, elaborati grafici, schemi elettrici, ecc.); ii) entro 30 giorni dalla realizzazione dell'intervento, a inviare al GSE la *“Comunicazione di avvenuta modifica dell'impianto fotovoltaico”*, allegando tutta la documentazione meglio indicata nell'Appendice B al DTR (la documentazione varia a seconda del tipo di intervento, e comprende, a titolo esemplificativo, relazioni post operam redatte da tecnici abilitati, disegni planimetrici, elaborati fotografici, elaborati grafici quotati, nuovi schemi elettrici, ecc.), redatta secondo il *format* di cui al relativo Allegato 4.

Ricevuta la comunicazione di fine lavori, il GSE avvia il **procedimento di valutazione di ammissibilità dell'intervento**, da concludersi entro 90 giorni, con provvedimento espresso recante *“la valutazione delle conseguenze in termini di conferma, di rimodulazione del valore della tariffa originariamente riconosciuta, di decadenza dal diritto agli incentivi o, infine, di determinazione della soglia massima di energia incentivabile”*.

Il principio che il Gestore è chiamato a perseguire nella predetta valutazione di ammissibilità è quello per cui le modifiche e le variazioni che determinino il venir meno dei requisiti previsti dalla specifica normativa di riferimento comportano la **decadenza dal diritto a percepire gli incentivi e la risoluzione della convenzione** stipulata tra il Soggetto Responsabile dell'impianto e il GSE. Mentre le modifiche che determinino una variazione delle caratteristiche in base alle quali è stato riconosciuto il valore della tariffa incentivante, comportano la rideterminazione della stessa, in base alle nuove caratteristiche dell'impianto, ma solo in riduzione.

Il DTR elenca, inoltre, alcuni tipi di interventi per i quali non è necessaria la comunicazione preventiva, **ma solo la comunicazione di fine lavori**. Per quanto rileva ai fini della presente trattazione, fra queste fattispecie viene individuato anche il *“caso di interventi tali da non alterare in alcun modo i criteri e i requisiti sulla base dei quali l'impianto è stato ammesso agli incentivi (quali, ad esempio, sostituzione del quadro, dei cavi, dei componenti minori (...))”*. Si tratta, per meglio intenderci, degli interventi di manutenzione c.d. *“ordinaria”*, che non incidono significativamente né sulle caratteristiche strutturali dell'impianto, né sul regime di incentivazione, né sui requisiti soggettivi del responsabile.

Per quanto riguarda, infine, gli interventi **già posti in essere prima della pubblicazione del DTR**, si prevede che il soggetto responsabile invii al GSE la comunicazione di fine lavori entro 30 giorni dalla pubblicazione del documento, nel caso in cui, a tale data, la modifica già realizzata non sia stata ancora comunicata, ovvero non si sia ancora ricevuta una risposta dal Gestore.

Quanto ai **costi di istruttoria**, il paragrafo 3.2. del Documento, rinviando al decreto del ministro dello Sviluppo Economico 24.12.2014, impone agli operatori di corrispondere, per ciascun intervento comunicato, un **contributo pari a euro 50 fissi**, più una **componente variabile** pari a euro 2 per i primi 20 kW di potenza dell'impianto, e pari a euro 1 per ogni kW di potenza eccedente i 20.

Ciò posto, con il presente contributo si analizzeranno le **modifiche** che il Documento Tecnico di Riferimento ha apportato al **regime delle comunicazioni** relative agli interventi di manutenzione di impianti incentivati, che i soggetti responsabili sono tenuti a notificare al GSE, con specifico riguardo all'ampiezza degli oneri comunicativi, ai relativi costi istruttori, nonché alle conseguenze della omessa comunicazione o della valutazione di ammissibilità dell'intervento effettuata dal Gestore.

Va premesso, al riguardo, che tutti i profili in esame presentano **elementi di criticità**. Presumibilmente, peraltro, è proprio alla luce di queste criticità che il GSE si è già determinato per intavolare un confronto con gli operatori del settore, al fine di ovviare ad alcune incongruenze che potrebbero venire alla luce a seguito dell'applicazione pratica delle regole contenute nel Documento.

Ma procediamo con ordine, partendo dall'**ampliamento degli oneri comunicativi** imposti al responsabile dell'impianto.

Come anticipato, la disciplina delle comunicazioni introdotta dal DTR varia a seconda che l'intervento di modifica sia o meno in grado di incidere sui criteri e sui requisiti sulla base dei quali l'impianto è stato ammesso agli incentivi, ovvero su criteri e requisiti che hanno consentito l'attribuzione di una determinata tariffa o di un premio.

Mentre nel primo caso l'operatore è tenuto a inviare al GSE sia una comunicazione di inizio lavori che una comunicazione di fine lavori, entro 30 giorni dal relativo completamento, nel caso di interventi che non incidano sui requisiti di incentivazione l'onere è limitato alla comunicazione di fine lavori, "corredata della documentazione idonea a descrivere la configurazione dell'impianto prima dell'intervento".

Sia per il primo tipo di operazioni che per quelle di ordinaria manutenzione, che siano state effettuate prima della pubblicazione del DTR e non ancora comunicate al GSE (o alle quali non sia ancora stato dato riscontro), inoltre, viene imposto ai soggetti responsabili l'obbligo di comunicarne l'effettuazione entro trenta giorni dalla pubblicazione del Documento (termine successivamente prorogato al 30 settembre 2015).

Per comprendere come sia stato ampliato il regime delle comunicazioni, è necessario aver riguardo, in primo luogo, a quanto previsto dai vari d.m. sui Conti Energia che si sono susseguiti nel tempo, e dalle attuative delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (Aeegsi).

Per quanto riguarda gli impianti accedenti al c.d. "**Secondo conto energia**", tanto il d.m. 19.2.2007, quanto l'attuativa Delibera dell'Aeegsi n. 90/2007, e, in particolare, l'art. 9 del suo allegato n. 1, si limitano a prescrivere in capo al soggetto responsabile, per quanto qui interessa, l'obbligo di "*comunicare al soggetto attuatore il/i nuovo/i numero/i di matricola a sostituzione di quello/i precedente/i, nel caso in cui uno o più pannelli e/o convertitori della corrente continua in corrente alternata che compongono l'impianto, a seguito di danni o avarie non riparabili e che ne rendano necessaria la sostituzione, venga/vengano sostituito/i con altri di pari potenza*".

Analogo regime è stabilito per gli impianti ammessi ai **successivi Conti Energia**. In particolare, tanto i dd.mm. 6.8.2010, 5.5.2011, 5.7.2012, quanto l'attuativa Delibera dell'AEEG n. ARG/elt 181/10 e s.m.i., e, in particolare, l'art. 12 del suo allegato A, impongono al Soggetto responsabile, per quanto rileva, i seguenti obblighi: i) "*comunicare al soggetto attuatore il/i nuovo/i numero/i di matricola a sostituzione di quello/i precedente/i, nel caso in cui uno o più pannelli e/o convertitori della corrente continua in corrente alternata che compongono l'impianto, a seguito di danni o avarie non riparabili e che ne rendano necessaria la sostituzione, venga/vengano sostituito/i con altri di pari potenza*"; ii) *più in generale, "comunicare al GSE ogni altra modifica relativa all'impianto che potrebbe comportare modifiche nell'erogazione delle tariffe incentivanti o dell'eventuale maggiorazione del premio, ivi incluse manutenzioni straordinarie, dismissioni o furti"*.

Pertanto, la **normativa di settore** – diversamente dal DTR – **non sembra imporre l'onere di comunicare l'esecuzione di interventi di ordinaria manutenzione**, ma solo quelli che potrebbero incidere (soggettivamente ovvero oggettivamente) sul regime di incentivazione.

A conclusioni analoghe si giunge analizzando i contenuti delle Convenzioni-tipo stipulate dal GSE con gli operatori.

Precisamente, per gli impianti ammessi al c.d. "Secondo Conto Energia", l'articolo 6 della Convenzione-tipo contiene una previsione di tenore testuale identico a quella di cui alla Delibera Aeegsi n. 90 del 2007, riportata poco sopra; per gli impianti ammessi ai successivi Conti Energia, l'articolo 3 delle Convenzioni-tipo contiene una previsione analoga a quella di cui alla richiamata Delibera AEEG ARG/elt 181/10 e s.m.i.

Anche a livello contrattuale, insomma, l'onere di comunicazione – diversamente da quanto previsto dal DTR – riguarda esclusivamente gli interventi che incidono, in senso oggettivo o soggettivo, sul regime di incentivazione, mentre non è previsto per le attività di ordinaria manutenzione, la cui esecuzione non può comportare alcuna modifica dei requisiti e delle condizioni che hanno consentito l'accesso agli incentivi.

Per rintracciare un **fondamento normativo che giustifichi l'ampliamento del regime delle comunicazioni** introdotto dal DTR, allora, è d'obbligo una disamina dei principi desumibili dall'art. 42, del d.lgs. n. 28 del 2011, e dall'attuativo decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 31.1.2014, che

disciplinano la materia dei controlli sugli impianti incentivati.

La *ratio* sottesa al regime dei controlli, infatti, può estendersi, logicamente prima ancora che giuridicamente, alla disciplina relativa agli interventi sugli impianti, nonché a quella, connessa, inerente le comunicazioni degli stessi; l'onere di comunicazione, si ritiene, potrebbe conservare un senso solo nel caso in cui l'intervento comunicato possa essere fatto oggetto del procedimento di controllo.

Ma deve anticiparsi come anche in questo caso la disamina conduce a un risultato negativo.

Gli atti normativi in esame, infatti, appaiono fondati sul principio per cui l'attività di controllo è finalizzata alla verifica della sussistenza o della permanenza dei requisiti soggettivi e oggettivi e dei presupposti per il riconoscimento o il mantenimento degli incentivi.

La **disciplina dei controlli**, insomma, allo stesso modo dei decreti ministeriali sui conti energia e delle Convenzioni, investe esclusivamente le fattispecie che incidano sull'accesso al regime di incentivazione o sul relativo mantenimento, e **non anche gli interventi ordinari**.

Concludendo sul punto, il regime delle comunicazioni contenuto nel DTR, nella parte in cui impone al soggetto responsabile l'onere di informare il GSE non solo circa l'effettuazione di operazioni che comportino, dal punto di vista soggettivo o oggettivo, una variazione dei requisiti che hanno consentito l'accesso all'incentivazione o il riconoscimento di una determinata entità della tariffa o di un premio, ma anche degli interventi di manutenzione ordinaria o comunque non incidenti sui predetti requisiti, solleva diverse perplessità, stante l'assenza di una base normativa che giustifichi l'ampliamento degli oneri comunicativi.

Quanto detto vale sia per le comunicazioni dei futuri interventi, sia, a maggior ragione, per quelle relative alle operazioni già effettuate prima della pubblicazione del Documento, per le quali la normativa vigente (e pure i contratti stipulati con il GSE) non prevedeva alcun obbligo di questo tipo.

Come si accennava, il DTR presenta profili di **criticità** anche nella parte in cui non chiarisce quali siano i **poteri di valutazione del GSE** nel caso di un intervento manutentivo ordinario. In assenza di una specifica indicazione in proposito, si dovrebbe ritenere applicabile il procedimento di ammissibilità previsto per tutte le altre operazioni di modifica, procedimento che si conclude entro 90 giorni dalla comunicazione di fine lavori, con provvedimento espresso del GSE il cui contenuto potrebbe essere addirittura dichiarativo della decadenza dalle tariffe incentivanti e risolutivo della Convenzione, o comunque riduttivo dell'entità dell'incentivo o del premio riconosciuto al soggetto responsabile.

Si ritiene che una soluzione di questo tipo, sebbene desumibile da un'interpretazione sistematica del Documento, presti il fianco a diverse criticità.

In primo luogo, si ribadisce che tanto i decreti ministeriali sui conti energia, quanto la normativa sui controlli di cui all'art. 42 del d.lgs. n. 28 del 2011 e al d.m. 31.1.2014, ricollegano il potere di dichiarare la decadenza dal diritto alle tariffe incentivanti (o di disporre la rimodulazione) soltanto al riscontro di violazioni, elusioni o inadempimenti dai quali sia conseguito l'indebito accesso agli incentivi o l'illegittimo mantenimento degli stessi.

Sicché l'eventualità che il GSE possa riconoscere l'inammissibilità di un intervento di manutenzione ordinaria e ricondurre a tale valutazione un provvedimento di decadenza o rimodulazione dell'incentivazione appare priva di adeguato supporto legittimante nella normativa di riferimento.

Ma anche ipotizzando che non siano questi gli scopi perseguiti dal DTR, è lecito evidenziare come il difetto di chiarezza sul punto possa comportare una **lesione del principio di certezza dei rapporti giuridici**, che deve governare i rapporti tra il privato e la Pubblica Amministrazione, specie nel caso in cui gli stessi siano contrattualizzati, come nella specie.

Ad analoghi rilievi critici si espone il DTR nella parte in cui non chiarisce **quali siano le conseguenze dell'omessa comunicazione** di avvenuta esecuzione di un intervento di ordinaria manutenzione. Anche in questo caso, l'operatore è lasciato in balia del dubbio di poter incorrere nella decadenza dall'incentivo, sulla base dell'esercizio di un potere che tuttavia non trova fondamento nel diritto positivo.

Un ultimo profilo che il DTR sembra trattare in maniera non approfondita riguarda il regime dei costi di istruttoria. Il paragrafo 3.2 del Documento, infatti, impone ai soggetti responsabili l'onere

di corrispondere, per ciascuna comunicazione, un contributo fisso di € 50, e un contributo variabile di € 2 per i primi 20 kW di potenza dell'impianto, e di € 1 per ciascun kW di potenza superiore ai 20. Anche in questo caso, la disciplina introdotta non fa differenza fra comunicazioni inerenti gli interventi che incidono sul regime di incentivazione – a livello oggettivo o soggettivo – e gli interventi ordinari.

Invero, il d.m. 24.12.2014 (recante *“Approvazione delle tariffe per la copertura dei costi sostenuti dal Gestore servizi energetici GSE S.p.A. per le attività di gestione, verifica e controllo, inerenti i meccanismi di incentivazione e di sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, ai sensi dell'articolo 25 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116”*), richiamato dal DTR, nello stabilire le tariffe a copertura degli oneri sostenuti dal GSE per l'istruttoria inerente gli interventi sugli impianti incentivati, circoscrive il pagamento di questi oneri ai soli casi di *“sostituzione dei componenti dell'impianto e spostamento dello stesso e variazioni: i) della tipologia installativa; ii) della configurazione elettrica; iii) del punto di connessione alla rete”*.

Interventi di diverso tipo, quali quelli di ordinaria manutenzione, dunque, non vengono contemplati dal decreto ministeriale in esame.

Per evitare che il DTR si esponga a censure di illegittimità per violazione dell'atto presupposto, nonché per disparità di trattamento – assoggettando allo stesso regime di oneri sia gli interventi di ordinaria manutenzione sia quelli che invece incidono sul regime di incentivazione – e per imposizione di un onere amministrativo privo di base normativa, il paragrafo 2.3. dovrebbe dunque essere letto in conformità alle prescrizioni del d.m. 24.12.2014.

Di conseguenza, gli operatori dovrebbero corrispondere i costi di istruttoria nei soli casi previsti dal relativo Allegato 1. Diversamente opinando, un operatore responsabile di un impianto di potenza nominale intorno ai 900 kW, sarebbe tenuto a versare un contributo di circa 1.000 euro per ciascuno degli interventi di ordinaria manutenzione eseguiti in passato, e per tutti quelli futuri, con notevole e ingiustificato aggravio economico (si consideri infatti che interventi di questo tipo sono all'ordine del giorno, specie per gli impianti di notevoli dimensioni che abbisognano di una manutenzione costante).

Concludendo, la nuova disciplina delle comunicazioni relative agli interventi sugli impianti incentivati, introdotta dalle *“Nuove regole per il mantenimento degli incentivi in conto energia”*, sembra presentare diversi profili di criticità, difficilmente superabili attraverso la semplice attività ermeneutica, specie a fronte dei poteri di valutazione concessi al GSE, e non adeguatamente delimitati dal Documento.

Ad ogni modo, le discordanze sopra evidenziate sono state oggetto di ricorso innanzi al Tar Lazio notificato (in data 30 giugno 2015) dallo scrivente (congiuntamente al Professor Francesco Saverio Marini) e sono state altresì poste nell'ambito di un Tavolo tecnico di confronto che il Gestore ha attivato con le Associazioni di categoria, nell'ottica di collaborazione con gli operatori del settore. Tale doppia attività, giudiziale e stragiudiziale, ha condotto il 9 luglio 2015 alla auspicata sospensione del DTR che allo stato è tamquam non esset in attesa che venga pubblicato il nuovo Decreto FER.

Gli aspetti tecnico-economici connessi agli interventi di manutenzione, revamping e ottimizzazione degli impianti FV

Ing. Emiliano Guerrieri (Senior Technical Specialist/PV Market di Protos SpA)



Ha lavorato per più di 8 anni nel settore energetico, concentrandosi sulla consulenza tecnica degli impianti di produzione di energia da FV e progetti di efficienza energetica. In Protos riveste un ruolo come Senior Technical Specialist per il mercato fotovoltaico ed è responsabile del Technical Advisory alle Banche/Sponsor in Project Financing/leasing progetti strutturati e programmi di investimento relativi a impianti che producono energia rinnovabile. Si occupa del monitoraggio e della gestione di impianti FV per conto di investitori e banche. eguerrieri@protos-spa.it

Come abbiamo visto gli interventi su impianti incentivati in conto energia possono essere di natura **tecnico-progettuale, giuridica, commerciale e amministrativa**. Analizziamo qui più nel dettaglio quelli di natura **tecnico-progettuale**:

- Spostamento dell'impianto
- Modifiche del punto di connessione dell'impianto
- Variazione delle modalità installative
- Sostituzione dei componenti d'impianto
- Interventi di modifica della configurazione elettrica
- Riduzione della potenza dell'impianto
- Potenziamanti non incentivati

Spostamento dell'impianto

Sono consentiti spostamenti all'interno del sito di prima installazione, purché autorizzati dagli Enti territorialmente competenti e adeguatamente motivati al GSE. **Per gli impianti installati su edificio** sono consentiti spostamenti a condizione che:

- la collocazione finale dell'impianto rimanga nell'ambito della stessa particella catastale
- l'intervento sia realizzato disponendo del titolo autorizzativo/abilitativo necessario

Per gli impianti installati a terra sono consentiti spostamenti a condizione che:

- la collocazione finale dell'impianto rimanga nell'ambito delle particella/e su cui lo stesso è stato inizialmente autorizzato e realizzato
- l'intervento sia realizzato disponendo del titolo autorizzativo/abilitativo necessario

Modifiche del punto di connessione dell'impianto

Il codice POD che identifica il punto di connessione può subire variazioni, nei seguenti casi:

- su iniziativa del Gestore di Rete
- sostituzione del POD provvisorio/di cantiere
- variazione della tensione di collegamento alla Rete dell'impianto
- modifica del regime di cessione in rete dell'energia
- spostamento del punto di connessione

Il punto di connessione deve rimanere non condiviso con altri impianti fotovoltaici incentivati per tutta la durata del periodo di incentivazione, pena la decadenza dal diritto a percepire gli incentivi per tutti gli impianti che condividono il medesimo POD.

Variazione delle modalità installative

La variazione della modalità installativa dell'impianto non deve modificarne la classificazione ai fini del riconoscimento della tariffa incentivante. In caso contrario, la modifica apportata, potrà comportare:

- la rimodulazione della tariffa e perdita di eventuali premi (es. da integrato a non integrato);
- la revoca della tariffa, qualora la modifica faccia decadere le condizioni per cui l'impianto abbia avuto accesso diretto ai meccanismi incentivanti ai sensi del V Conto Energia.

Sostituzione dei componenti d'impianto

Cos'è ammesso:

Entro i limiti della Potenza Nominale Incentivata è ammessa la sostituzione dei principali componenti di impianto:

- Moduli e inverter
- Contatori
- Trasformatori, compreso il trasformatore d'isolamento
- Dispositivo d'interfaccia
- Strutture di sostegno dei moduli

In caso di sostituzione dei moduli e inverter: il Soggetto Responsabile è tenuto a dare evidenza al GSE della destinazione del componente sostituito, nei casi e modalità seguenti:

1. **sostituzione per furto:** dovrà essere presentata la denuncia presentata alle Autorità competenti;
2. **guasto o avarie non riparabili:** dovrà essere presentata la documentazione comprovante l'avvenuto smaltimento ai sensi della normativa vigente in materia di RAEE o l'eventuale ritiro, da parte del produttore dei pannelli, in caso di difetti di fabbricazione coperti da garanzia;
3. **sostituzione dei moduli per motivi diversi:** se i componenti sostituiti non vengono smaltiti come RAEE ma sono destinati ad altri usi, potrà essere richiesta dal GSE idonea documentazione comprovante la presa in carico dei medesimi da parte di un soggetto terzo (ad es.: fattura, in caso di vendita) o il loro riutilizzo su altro impianto non incentivato.

Approvvigionamento dei materiali (moduli e inverter) in sostituzione

- Se approvvigionati successivamente all'1 maggio 2015, dovranno possedere i requisiti previsti dal quinto Conto Energia
- Se approvvigionati dal Soggetto Responsabile prima del 1 maggio 2015 dovranno almeno possedere i requisiti richiesti dal Decreto ai cui sensi l'impianto è stato incentivato.

Se il modulo FV da sostituire non è più disponibile nella potenza esattamente equivalente all'originale e nei soli casi di impianti di potenza complessiva non superiore a 20 kW, sono consentiti incrementi di potenza (da +7% per impianti <3 kWp a 3% per impianti < 20kWp).

Cosa non è ammesso:

Sostituzioni di componenti che comportino:

- l'incremento della producibilità dell'impianto (es. sostituzione delle strutture fisse con sistemi ad inseguimento)
- per l'uso di tecnologie innovative o nel caso di impianti CPV, la sostituzione di componenti con altri che facciano decadere dei requisiti per i quali le tecnologie sono state incentivate o hanno percepito delle maggiorazioni di tariffa
- sostituzione di componenti prodotti di Origine Europea SEE, con altri componenti senza i suddetti requisiti.

Modifiche della configurazione elettrica

Cosa è ammesso:

- l'inserimento di nuovi componenti o l'eliminazione di componenti esistenti laddove ciò sia necessario al fine di adeguare l'impianto all'evoluzione della normativa tecnica relativa al collegamento alla rete e all'esercizio in sicurezza
- interventi volti a mantenere in efficienza l'impianto o a garantirne un corretto rendimento (cosiddetti "ottimizzatori").

La modifica della configurazione elettrica non potrà comportare, in nessun caso, un incremento dei benefici economici riconosciuti, se non previsto dalla normativa di riferimento.

Riduzione della Potenza installata e Potenzamenti non Incentivanti

Il DTR ammette la riduzione temporanea o definitiva della Potenza Installata, così come è possibile prevedere potenziamenti dell'impianto, al fine di aumentarne la produzione (non incentivata).

- La riduzione della Potenza Installata è possibile (ad esempio a seguito di furti). Nel caso di riduzione permanente, questa dovrà essere autorizzata degli Enti competenti. La riduzione della potenza non prevede la possibilità di rimodulazione della Tariffa Incentivante
- Il Potenzamento dell'Impianto è possibile se questo è dotato di opportuni sistemi di misura che permettano di contabilizzare l'energia incentivabile da quella non incentivabile.

Interventi per i quali è raccomandabile la Valutazione Preventiva

Il DTR prevede la possibilità di richiedere al GSE una Valutazione Preventiva rispetto l'ammissibilità dell'intervento. Quando è necessario/raccomandabile richiedere la Valutazione Preventiva:

- **Modifica del punto di connessione** non compresa tra quelle già permesse dal DTR (SEU)
- **Sostituzione non in garanzia dei principali componenti:** moduli o inverter sostituiti a seguito di sinistro o di furto, con materiali diversi da quelli originariamente utilizzati. Cambio di tecnologie
- **Modifiche circuitali** atte all'inserimento/spostamento di gruppi di misura dell'energia prodotta
- **Modifica della soluzione installativa** conseguente ad interventi di manutenzione dell'immobile/ copertura sul quale l'impianto è installato
- **Modifiche della Configurazione d'impianto (elettrica-meccanica):** spostamento e ri-cablaggio di vele di moduli all'interno del sito.

Rischi potenziali derivanti dall'applicazione del DTR

- Effetti economici negativi sul mercato per inutilizzo delle scorte strategiche dei produttori (moduli e inverter)
- Possibile applicazione del limite di produzione incentivata a seguito di sostituzione dei materiali per danno e furto, non debitamente documentati
- Inadeguatezza delle garanzie prestate dai produttori che a oggi non operano più sul mercato europeo
- Precoce obsolescenza del parco FV, per "disinteresse" da parte dell'investitore a preservare ed ottimizzare l'impianto.

Applicazione «Appendice A» - Case Study

Tutti gli interventi su impianti incentivati che comportino un incremento della producibilità verranno valorizzati applicando un valore di soglia alla quantità di energia incentivabile, così definita:

- Impianti in esercizio da più di 3 anni solari: valore massimo dell'energia prodotta negli ultimi 3 anni +2%
- Impianti in esercizio da meno di 3 anni: si applica la Tabella 1 del DM MSE 16 ottobre 2014.

Regione	Anno di Entrata in Esercizio	Potenza Nominale	Ore Equivalenti Medie *	Ore Equivalenti da DM 16/10/14**	Tariffa Incentivante (III CE)	Investimento Iniziale
		kWp	kWh/kWp	kWh/kWp	€/kWh	€/kWp
Sicilia	2012	1.000	1.500	1.369	0,303	2.500
Lazio	2012	1.000	1.340	1.213	0,303	2.500

* Le ore equivalenti utilizzate nella simulazione sono state estrapolate dai dati di esercizio reali di impianti FV monitorati da Protos a partire dall'anno di entrata in esercizio

** Tabella 1 ("Stima regionale") del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, 16 ottobre 2014.

Intervento di Ottimizzazione al 2015, con Investimento ipotizzato pari a **150.0000€**

Nei casi pratici abbiamo messo a confronto un impianto tipo da 1 MW nel Lazio e in Sicilia, con una tariffa del 3° conto energia, con un capex iniziale di 2.500 per kWp.

Le simulazioni sono state effettuate considerando tutte e tre le opzioni dello spalma-incentivi (A, B e C). Il confronto tra i due case study (con intervento di ottimizzazione) e le tre opzioni è stato fatto considerando due indici finanziari tipici per l'analisi degli investimenti in impianti in corporate finance e project finance: DSCR e IRR.

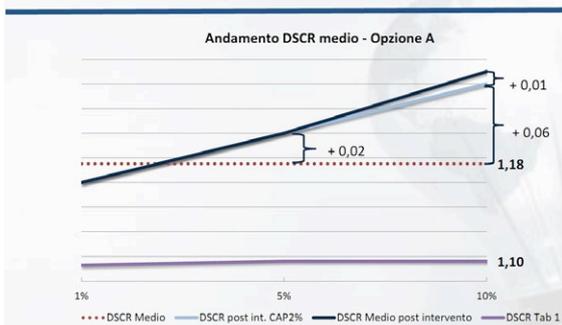
Il **DSCR** (Debt Service coverage Ratio) è un indice di interesse della banca finanziatrice e da' evidenza del cash flow disponibile per il ripagamento del debito. Questo indice, affinché il progetto sia in salute, non deve essere assolutamente minore di 1.

L'**IRR** è tasso interno di rientro dell'investimento: più è alto e più rende appetibile l'investimento.

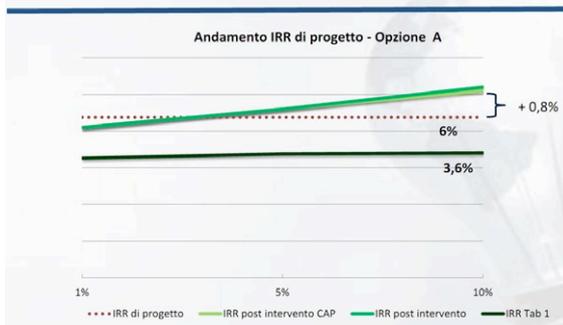
Nei grafici vediamo 4 linee di andamento: il rosso tratteggiato rappresenta il DSCR medio del progetto nello stato attuale; la riga viola dà il DSCR medio che si otterrebbe a valle dell'intervento qualora venisse applicato come valore soglia per l'energia incentivabile il valore della tabella 1 del decreto; in ordinata i punti percentuali di performance che riusciamo ad ottenere grazie all'intervento.

SCARICA I GRAFICI IN PDF

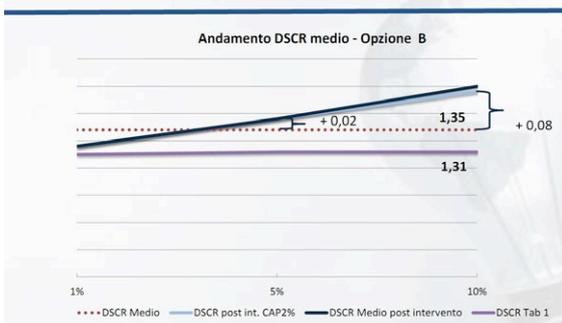
Case Study – Lazio Impianto fisso 1MW – Opzione A



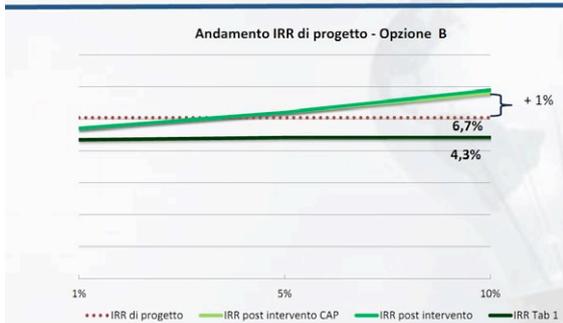
Case Study – Lazio Impianto fisso 1MW – Opzione A



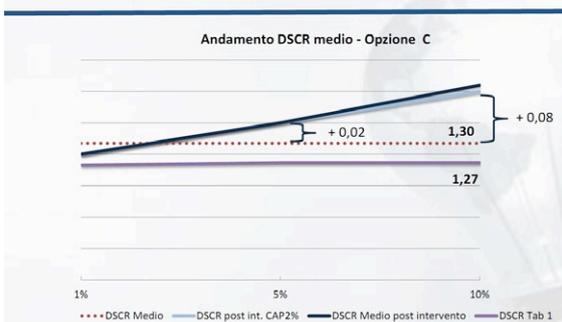
Case Study – Lazio Impianto fisso 1MW – Opzione B



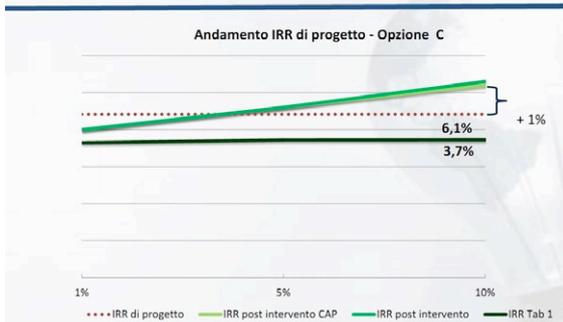
Case Study – Lazio Impianto fisso 1MW – Opzione B



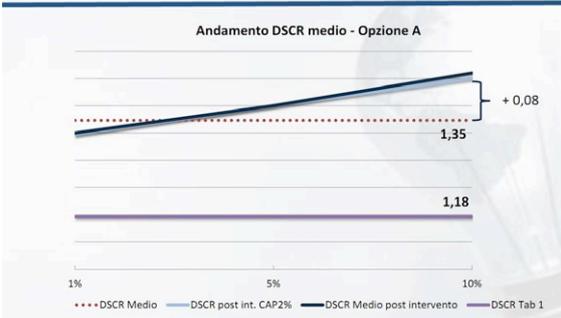
Case of Study – Lazio Impianto fisso 1MW – Opzione C



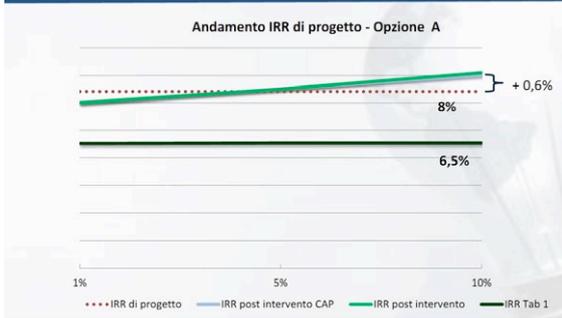
Case of Study – Lazio Impianto fisso 1MW – Opzione C



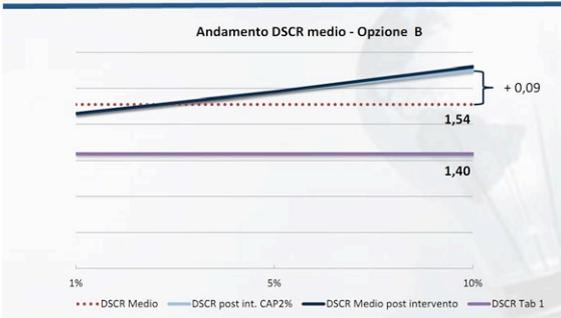
Case of Study – Sicilia Impianto fisso 1MW – Opzione A



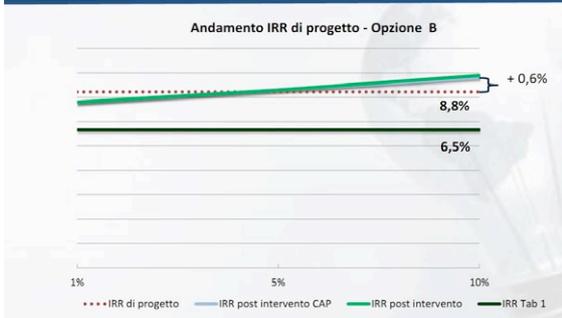
Case of Study – Sicilia Impianto fisso 1MW – Opzione A



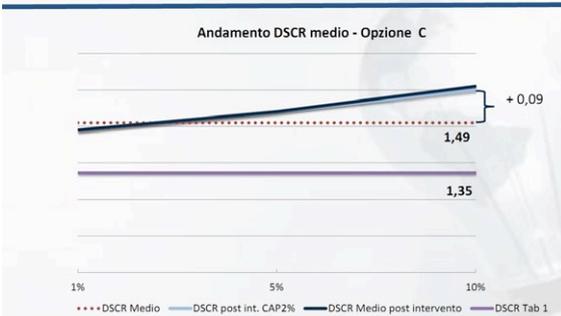
Case of Study – Sicilia Impianto fisso 1MW – Opzione B



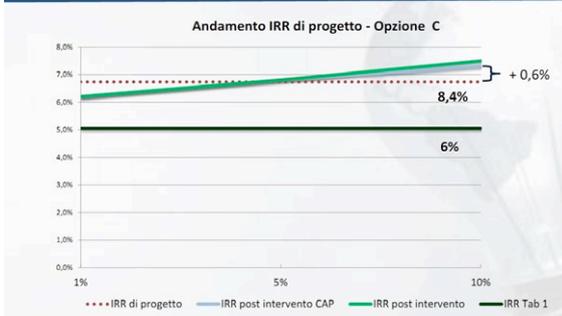
Case of Study – Sicilia Impianto fisso 1MW – Opzione B



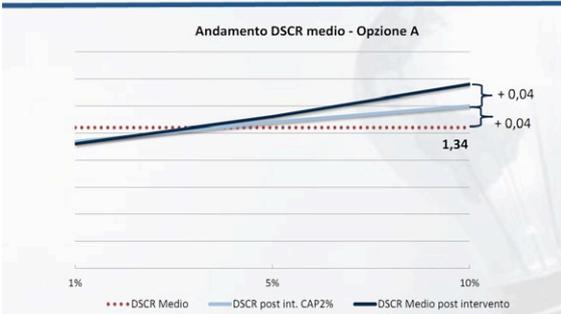
Case of Study – Sicilia Impianto fisso 1MW – Opzione C



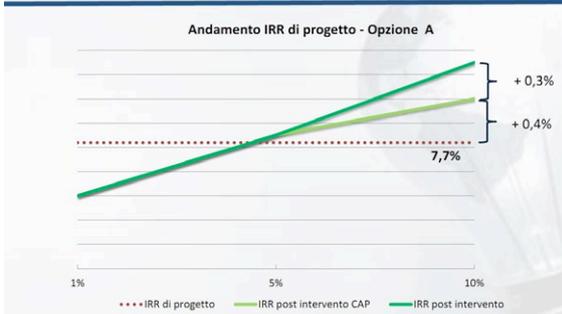
Case of Study – Sicilia Impianto fisso 1MW – Opzione C



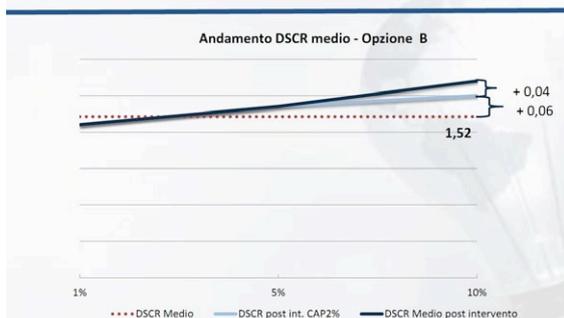
Case of Study – Sicilia 1MW (Basso Rendimento) – Opzione A



Case of Study – Sicilia 1MW (Basso Rendimento) – Opzione A



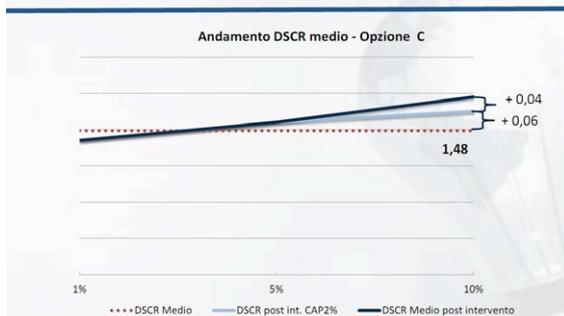
Case of Study – Sicilia 1MW (Basso Rendimento) – Opzione B



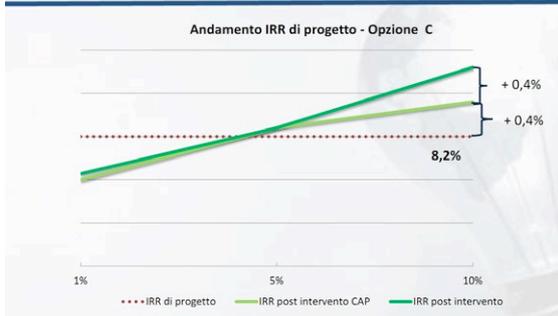
Case of Study – Sicilia 1MW (Basso Rendimento) – Opzione B



Case of Study – Sicilia 1MW (Basso Rendimento) – Opzione C



Case of Study – Sicilia 1MW (Basso Rendimento) – Opzione C



Commenti ai Case Study

In generale come si può vedere dai grafici, impianti che vengano eserciti correttamente e non presentano particolari under performance strutturali, dopo l'intervento possono avere effetti minimi in termini di aumento di DSCR e di IRR, considerando il cap o meno. Eccezione è dove il rendimento dell'impianto è stato basso. In sintesi:

- L'applicazione del CAP all'energia incentivabile premia gli impianti con un «Track Record» positivo, penalizzando gli impianti con uno storico di produzione più debole.
- L'applicazione dei valori della Tabella 1 del DM 16 ottobre 2014, per il calcolo della produzione incentivabile, è estremamente penalizzante per gli impianti oggetto di ottimizzazione.
- Gli impianti per i quali è stata scelta l'Opzione A (allungamento del periodo) per la modulazione degli incentivi secondo le modalità definite dal Decreto «Spalma Incentivi» risultano più soggetti agli effetti negativi del CAP applicato sull'energia incentivabile.

In attesa che il confronto con le principali associazioni degli operatori si concluda e in considerazione del fatto che la materia potrebbe trovare specifica regolamentazione nell'ambito del nuovo decreto FER, **Il GSE ha al momento sospeso l'efficacia del DTR.** Tale decisione, comunicata in via ufficiale il 9 luglio 2015, fa seguito alla precedente comunicazione del 30 giugno 2015, con la quale lo stesso GSE faceva presente l'intenzione di procedere alla modifica del valore di soglia per l'energia incentivabile a seguito di interventi di ottimizzazione/revamping.

Pertanto, come confermato dallo stesso GSE, relativamente a interventi su impianti incentivati e alle attinenti comunicazioni e obblighi, ad oggi gli Operatori sono tenuti al **rispetto di quanto stabilito dai Decreti di Conto Energia di riferimento.**

Documenti

- Regole per il mantenimento degli incentivi in conto energia
Documento tecnico di riferimento (DTR)
- Proposte di modifica di assoRinnovabili
La risposta del GSE
- Ottimizzare le performance degli impianti abbattendo i costi di una non corretta manutenzione e rivedere le filosofie delle attività degli operatori di O&M anche alla luce dei nuovi scenari imposti dal DTR
(Diego Demetrio – Esapro)

Sei sicuro che il tuo impianto stia producendo al meglio?

Ti aiutiamo a verificarlo e a tutelare il tuo investimento con un servizio efficiente di manutenzione



YOUR ENERGY. WE CARE.

Il massimo valore dal tuo impianto



**PICCOLI E MEDI
IMPIANTI**



**GRANDI
IMPIANTI**



**ASSISTENZA TECNICA
INVERTER**



TOPS Energy Italia S.r.l.

Viale Rimembranze, 20 - 20068 Peschiera Borromeo (MI) - T. +39 02 50990091
commerciale@topsenenergy.com - www.topsenenergy.com

 Gruppo
inditel

Schede sponsor

Esapro



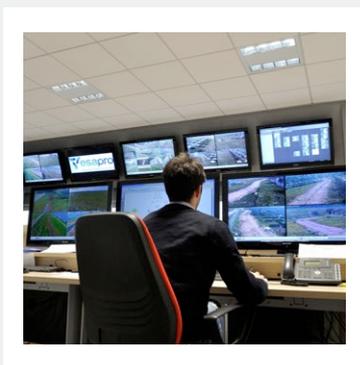
Esapro è la prima azienda italiana specializzata nei servizi integrati - manutenzione, gestione e sicurezza - per garantire la massima resa di sistemi energetici sostenibili. È nata con l'obiettivo di garantire il massimo delle performance per gli impianti che producono energia da fonte rinnovabile. L'azienda è oggi in grado di offrire, in modalità integrata o singolarmente, molteplici servizi fondamentali per massimizzare il rendimento energetico degli impianti alimentati da fonti rinnovabili: monitoraggio e supervisione, vigilanza e antintrusione, service 24 ore su 24 e gestione della burocrazia. In particolare, Esapro garantisce un incremento della produzione di energia attraverso:

1. Il **monitoraggio** continuo dei guasti e della produzione dell'impianto, che avviene da un'apposita centrale operativa, attiva 24 ore su 24, e dalla quale si controlla il rendimento dell'impianto verificandone il corretto funzionamento. Il servizio offerto da Esapro comprende tecnologia satellitare dedicata; monitoraggio continuo dello stato delle varie componenti dell'impianto; gestione di tutti i dati e le informazioni; analisi dati e redazione di report; software di supervisione Esacontrol dedicato e sviluppato da Esapro
2. Il **controllo** degli impianti, che consiste nel monitoraggio costante della sicurezza 24 ore su 24, 7 giorni su 7. Esapro è il primo istituto di vigilanza del settore energetico ufficialmente riconosciuto in Italia. In caso di atti vandalici, furti e tentativi di intrusione, oltre a fornire le tecnologie più avanzate come specifici sistemi di allarme e videosorveglianza, gli addetti alla sicurezza intervengono tempestivamente per scongiurare ogni violazione mediante l'intervento di guardie giurate sul posto e, se necessario, delle forze dell'ordine
3. La **manutenzione** ordinaria e straordinaria degli impianti e dei loro sistemi di sicurezza, del verde e la gestione delle garanzie delle componenti. Tutti questi servizi vengono offerti da Esapro per un funzionamento perfetto, attuando interventi tempestivi in caso di anomalie. Per ottenere nel tempo il massimo delle prestazioni dell'impianto, vengono effettuati interventi di manutenzione, pulizia, riparazione e sostituzione delle varie componenti, ispezioni in loco, nonché - ove necessario - tutte le attività di cura del sito
4. Conoscere e rispettare gli **obblighi burocratici** è fondamentale per la garanzia di rendimento del proprio impianto. Esapro è in grado di seguire e ottemperare a tutti gli impegni burocratici e amministrativi con gli enti distributori di energia e col GSE per l'intera durata di erogazione degli incentivi (20 anni) e di esercizio dell'impianto.

Esapro, ad oggi, ha nel proprio portafoglio di gestione oltre **300 impianti fotovoltaici** dislocati in tutta Italia, maggiormente costituiti da grandi parchi fotovoltaici a terra e da impianti di grande taglia su coperture industriali, sviluppando una **potenza complessiva di oltre 290 MWp**. La società ha attualmente due sedi principali in Italia, una a San Pietro in Gu, in provincia di Padova dove vi sono anche gli uffici direzionali, e una sede operativa a Molfetta, in provincia di Bari. L'azienda ha anche un ufficio a Roma e altre basi secondarie dislocate nel territorio nazionale più una sede in Romania, e conta circa 30 professionisti specializzati e con lunga esperienza nel mondo del fotovoltaico e nelle energie rinnovabili e più di 100 tra tecnici e addetti alla sicurezza.

Sito ufficiale: www.esapro.it

Servizio di sorveglianza Esapro Control



Il servizio di sorveglianza fornito dalla centrale operativa 'Esapro Control' rappresenta ad oggi la soluzione più evoluta in termini di sicurezza per impianti di produzione di energia alimentati da fonte rinnovabile.

La centrale operativa Esapro Control è un istituto di vigilanza specifico per impianti di produzione di energia con regolare **autorizzazione prefettizia** ed eroga i propri servizi in modalità always on, 24h su 24h e 365 giorni all'anno, attraverso la presenza continua di 8 guardie giurate, coordinate da due responsabili di centrale supportati da un responsabile operativo e attraverso l'assistenza di 4 tecnici che supervisionano l'ottimale funzionamento dei sistemi.

La **centrale operativa** diventa quindi il primo e **principale punto di contatto per tutte le problematiche** che possono insorgere, operando come primo livello di sicurezza in grado di discriminare in **tempo reale** tutti gli eventi che provengono dai siti vigilati, attivando in caso di bisogno il secondo livello, corrispondente alla verifica fisica da parte del personale degli Istituti di Vigilanza locali convenzionati e delle Forze dell'Ordine, ottimizzando in questo modo sia i tempi di intervento che la sua efficacia.

L'elevato **livello tecnologico** che caratterizza la struttura, rinnovata totalmente nel 2014, permette la gestione dei seguenti servizi:

- Acquisizione e gestione degli allarmi remoti
- Verifica del funzionamento degli apparati installati
- Video ronde e telecontrollo
- Controllo accessi e uscite
- Disinserimento/inserimento del sistema di allarme
- Servizi di reportistica

In caso di necessità e a seconda dei casi è possibile inoltre attivare dei servizi complementari quali

- Servizi di portierato/guardiana
- Servizi di piantonamento fisso o itinerante

La trasmissione di dati e segnali avviene principalmente attraverso un **canale satellitare dedicato**, garantendo quindi dimensione e stabilità di banda per assicurare la continuità del servizio. A tal fine sono previsti anche dei sistemi di trasmissione di **backup** di differente tecnologia per evitare assenze di servizio. E' possibile anche prevedere altre tecnologie di connessione grazie alla **flessibilità** del sistema concepito.

Alectris



Alectris è un fornitore internazionale di servizi per la cura a 360° di asset fotovoltaici. Forte della significativa esperienza maturata nel consolidato mercato fotovoltaico europeo, la trasversale e completa gamma di servizi offerti da Alectris consente agli investitori e titolari di impianti di **minimizzare i rischi operativi** massimizzando i propri ritorni.

Grazie ad **ACTIS**, la **piattaforma di monitoraggio** e asset management proprietaria, Alectris è in grado di coprire tutti i servizi necessari alla protezione degli asset fotovoltaici, dall'**operation and maintenance**, all'asset management, dal **check up** alla **diagnostica** fino al **revamping** e all'ottimizzazione delle performance.

L'azienda punta sempre all'eccellenza, e per questo ottimizza costantemente i propri servizi O&M per poter sempre superare le attese dei propri clienti.

"Investors need O&M suppliers who care about their solar power plants as if they were their own. Alectris has demonstrated that level of care and ability to deliver sophisticated O&M services for the solar investor." Guy Vanderhaegen, Origis Energy, 24 MWp in Italy and 24 MWp in USA with Alectris services

Contatto commerciale

Emanuele Tacchino, Business Development Manager
 +39 342 8835856
 emanuele.tacchino@alectris.com

Sito ufficiale: www.alectris.com

Alectris' O&M operations on a solar PV portfolio



The Solar PV Portfolio

The project owner is a reputable Italian family company active in several business sectors who has diversified into renewable energy investments. The solar PV portfolio is made up of four plants, approximately 1 MWp each for a total of 4MWp. The portfolio is located in Puglia, Italy. It was constructed between 2010 and 2011. It is a fixed, ground mounted installation.

The Challenges – Project and Policy

The solar PV portfolio had been in operation several months when it started to exhibit severe technical deficiencies and under-performance. In addition to the performance issues of the portfolio, the owner was concerned about a changing policy environment including the reduction of the Italy FIT (feed in tariff) incentives and rumors of heavier taxation would compress margins further.

The underperformance of the portfolio was attributed to:

- Plants were constructed under extreme time pressure
- EPC Contractor had limited experience in solar PV
- EPC Contractor who undertook the O&M of the plants experienced financial difficulties and neglected O&M performance

Results of Underperformance

- The results of inadequate solar operations and maintenance included:
- High costs of continuous interventions
- Low PR (<66%)
- Low Uptime (<93%)
- Low IRR

The Solution – An Integrated Approach to Margin Protection

Alectris provides an integrated care approach to solar photovoltaic (PV) energy assets. This holistic, step by

step process helped identify the main causes of the performance issues and ensured the corrections would create the desired performance results.

Step One – First level Survey and Remedies to Immediately Stem Losses

Alectris stepped into this portfolio of distressed plants as the solar O&M manager starting in late 2012. The company started with a diagnosis of the plants and recommendations for initial performance enhancements. This led to the implementation of immediate actions aimed at increasing the portfolio's energy generation and performance availability. The first objective was to bring the plants back to satisfactory availability levels (>98%).

Step Two – Implement ACTIS for Holistic View of Plant Performance

The first three months constituted a transition period to run a complete and thorough plant diagnosis, suggest and implement a series of discretionary variations aimed at correcting all the engineering and construction mistakes and increasing significantly the portfolio's performance. In parallel to the diagnostic phase, ACTIS, the Alectris award winning Solar Enterprise Resource Planning platform, was used to manage the plants and monitor progress.

Step Three – Apply Performance Measures across the Portfolio

With a clear view of the performance issues and strong initial results, the Alectris team was able to replicate the process to all the plants to boost the plants' energy generation and performance. With ACTIS and the Alectris team in place, the investor will continue to have strong returns and increase even further in the future.

The Outcome

Dramatic increase of the solar portfolio's profitability.

Beginning with the initial plant turnaround, the results are very strong. In a few months since Alectris took over the portfolio's solar operations and maintenance (O&M) activities, it has registered a yield optimization of +38%. These are the results only from the initial phase. The Alectris team is already planning actions together with the investor to further boost performance by 2-4% in the coming months.

Full white paper available upon request.

Approfondimenti: www.qualenergia.it

Distressed PV Plants Revived by Alectris



The Solar PV Portfolio

The project owner is a reputable and specialized investor in large-scale PV projects. This solar PV portfolio is made up of seven plants, approximately 1 MWp each for a total of 7MWp, composed of biaxial trackers. It is located in Puglia, Italy, and was constructed between 2009 and 2010.

The Challenges – Underperformance and Safety

The portfolio was experiencing severe underperformance and safety issues.

The underperformance of the portfolio was attributed to:

- Bad system design
- Lack of proper maintenance
- Complete absence of proper monitoring
- Issues' Root cause never properly investigated.

Results of Underperformance

The plants were producing well below the Base Case Scenarios leading to cash flow issues with overall financial performance of the investment below the budgeted values, up to 25% below base case scenario, leading to an average yearly loss of revenues of 150.000 euro per MW. In addition, huge costs were incurred in order to preserve even the suboptimal operational status of the plants.

The Solution – An Integrated Approach to Margin Protection

Alectris provides an integrated care approach to solar photovoltaic (PV) energy assets. This holistic, step by step process helped identify the main causes of the performance issues and ensured the corrections would create the desired performance results.

Step One – In Depth Analysis of the Design of the Trackers

Alectris stepped into this portfolio as the solar O&M manager starting in late 2013. The company conducted an in depth study of the existing trackers implementation to identify the bottlenecks and deficiencies of the system, paying special attention to the safety mechanisms incorporated. The structural issues affecting the biaxial trackers were identified and summarized for the client.

Step Two – Implement ACTIS for Holistic Control of Trackers and Plant Performance

Plant monitoring via ACTIS, the Alectris Solar ERP Platform, and analysis of the portfolio's performance and availability revealed severe underperformance. The performance was aggravated by structural issues including: manageability (proprietary protocols bottleneck, inefficient and unreliable hw, difficult and prolonged (re) startup, unreliable tracker positioning) and safety (lack of general alarms, inefficient tracker movement, high consumptions, no alarm positions). ACTIS alerted the team to the range of issues involved and allowed fixes to be adapted readily.

Step Three – Trackers Re-Engineered

Major modifications of the existing biaxial trackers control system were required:

- Identification of proper hardware PLC upgrades
- Correction of any malfunctions of the existing firmware
- Enhancement of alarms, parameters and settings to maximize proper operations and remote control via ACTIS
- ACTIS customization according to trackers requirements.

The Outcome

Dramatic increase of the solar portfolio's profitability. The new configuration resolved the underperformance and safety issues. The first month of operation showed additionally generated revenue of 15% if compared to the same prior year, resulting in a payback period of the new tracking system installation of few months. Moreover, thanks to the close monitoring reached via ACTIS no manual intervention is required and reliable predictive maintenance can be achieved. Additionally, extra yield can easily reach 33% thanks to further optimization of the backtracking capabilities of the installed firmware.

Approfondimenti: www.qualenergia.it

TOPS Energy



Per affrontare il mercato del **O&M fotovoltaico**, il gruppo Inditel ha creato "TOPS Energy", un fornitore specializzato di servizi di installazione e manutenzione in tutta Italia per il settore delle energie rinnovabili. **TOPS Energy (Technical Operations Services)** si è poi affermato come il principale fornitore indipendente e specializzato di servizi di O&M e di servizi tecnici per impianti fotovoltaici. Solo nel 2014 l'azienda ha realizzato più di 4.900 interventi presso impianti fotovoltaici in tutta Italia (oltre 20 al giorno).

TOPS Energy offre un set completo di servizi O&M in grado di affrontare qualunque esigenza legata agli impianti fotovoltaici, sia di taglia grande che medio-piccola, fornendo servizi di altissima qualità attraverso un'offerta modulare e commisurata alle richieste specifiche di ciascun cliente e di ciascun impianto.

La società dispone di una organizzazione evoluta per la manutenzione, strutturata su due livelli - centrale e locale - e supportata da una piattaforma informatica dedicata e specializzata. Grazie alla profonda conoscenza del mercato del fotovoltaico e delle esigenze dei proprietari, grazie alle capacità operative di erogazione dei servizi, alle competenze tecniche di alto livello e alle relazioni con i principali fornitori di tecnologia del settore, TOPS Energy può assicurare il **miglior livello di qualità** nella gestione degli impianti e **massimizzare la produzione di energia** e quindi il ritorno economico dell'investimento realizzato.

L'azienda, oltre a fornire servizi di manutenzione degli impianti fotovoltaici, dal 2008 offre assistenza tecnica per conto dei principali costruttori di inverter su tutta Italia, realizzando l'outsourcing, interamente o parzialmente, delle problematiche relative ai processi di garanzia e attivazione dei nuovi prodotti.

Inoltre TOPS Energy vanta un'ampia esperienza e competenza su tutti i componenti chiave dell'impianto fotovoltaico: impianti di vigilanza, moduli fotovoltaici e sistemi di monitoraggio.

L'obiettivo dell'azienda è quello di aiutare i clienti a migliorare in modo significativo il livello delle prestazioni e del rendimento dei propri impianti.

Quale fornitore O&M, **indipendente** da terze parti, TOPS Energy assicura un **approccio intransigente** nei confronti del costruttore dell'impianto e si dedica all'analisi delle prestazioni di impianti fotovoltaici per l'individuazione di tutte le **azioni correttive necessarie**. L'indipendenza è una notevole tutela per il proprietario dell'impianto in quanto, quando l'appaltatore EPC svolge anche i servizi di manutenzione dell'impianto, proteggerà prima di tutto se stesso astenendosi, quando possibile, dal rivelare difetti progettuali dell'impianto fotovoltaico realizzato.

TOPS Energy beneficia di:

- 50 anni di storia del gruppo INDITEL nella manutenzione e nel supporto a tecnologie avanzate e impianti distribuiti in varie sedi.
- Consolidata cultura del servizio al cliente in applicazioni «Mission Critical».
- Organizzazione, competenze, set di strumenti e sistemi informativi specializzati per le attività e i processi di manutenzione.
- Solidità finanziaria e patrimoniale.

Sito ufficiale: www.topsenergy.com

Offerta O&M di TOPS Energy



Gli impianti fotovoltaici sono generalmente considerati **estremamente affidabili e di semplice gestione**, ma assicurare che un impianto continui ad essere efficiente nel tempo richiede una **attenta e corretta manutenzione e un adeguato sistema di monitoraggio**. Attingendo alla propria esperienza nella gestione degli impianti fotovoltaici e nella fornitura di servizi O&M in diversi settori, TOPS Energy ha strutturato un'offerta O&M completa, in grado di soddisfare qualunque esigenza.

Offerta O&M suggerita per impianti inferiori a 500 kW

TOPS Energy offre vantaggiosi pacchetti di servizi strutturati per gestire economicamente e in modo specifico impianti fotovoltaici inferiori ai 500 kW, **qualunque sia la località di installazione**. L'azienda

garantisce il massimo rendimento energetico, l'ottimale funzionamento dell'impianto e la salvaguardia del suo valore nel lungo periodo. Il cliente può scegliere tra 3 pacchetti:

- **FLEX** - L'offerta per chi vuole gestire autonomamente la manutenzione del proprio impianto senza vincoli ma con la garanzia di poter sempre contare su un tecnico esperto e specializzato e **accedere a tariffe vantaggiose** per l'acquisto di singoli servizi. Con un canone di adesione minimo, il cliente può disporre del monitoraggio da remoto e, su richiesta, di tutti i servizi di supporto disponibili
- **SMART** - L'offerta intelligente che permette di avere un giusto mix tra servizi a canone fisso (**manutenzione programmata e monitoraggio**) e tutti gli interventi di manutenzione correttiva su richiesta a tariffe vantaggiose. La **gestione ordinaria inclusa** a un costo certo e gli interventi straordinari a richiesta a condizioni convenienti
- **RELAX** - L'offerta che permette di affidare la gestione del tuo impianto ad un esperto competente e responsabile, in grado di fornirti un **servizio completo**: dal check-up iniziale alla gestione programmata e al pronto intervento in caso di guasto. **Gestione ordinaria e straordinaria incluse** in un conveniente pacchetto assicurano le prestazioni ottimali ad un costo fisso.

Offerta O&M suggerita per i Grandi Impianti

Per impianti di grande taglia, TOPS Energy offre tutte le funzionalità necessarie per soddisfare ogni tipo di esigenza dell'impianto fotovoltaico durante il suo intero ciclo di vita, con un servizio modulare e adattato alle richieste specifiche di ciascun cliente e di ciascun impianto. La gamma di servizi e la frequenza delle attività O&M dipendono strettamente dalle caratteristiche specifiche del sito, del territorio e da una attenta analisi costi-benefici. Sulla base di una verifica tecnica dell'impianto e delle prestazioni passate, il contratto può includere garanzie contrattuali basate su:

- Garanzia di **Disponibilità (Availability)**
- Garanzia di **Performance Ratio (PR)**

Il contratto è basato su un canone annuo predefinito, che prevede l'esecuzione di tutte le attività di manutenzione preventiva e le attività di manutenzione correttiva relative ai problemi tecnici dell'impianto. In caso di garanzia di PR, è previsto solitamente un premio in caso di performance superiori ai livelli garantiti.

TOPS Energy fornisce inoltre piena assistenza in caso di qualsiasi evento straordinario.

Approfondimenti: www.qualenergia.it

O&M di Tops Energy su impianto FV in Campania



Nel corso della sua attività di manutentore di impianti fotovoltaici Tops Energy ha riscontrato un notevole numero di casi nei quali la produzione era ben al di sotto dei livelli attesi. Questo può essere dovuto sia a eventuali errori in fase di progettazione e scelta delle componenti, sia a una insufficiente attenzione alle attività di gestione e manutenzione.

Un insieme di cause che ha portato nello specifico alla quasi totale **inefficienza di un parco fotovoltaico da 3,5 MW situato in Campania**, preso in gestione da TOPS Energy quale fornitori di servizi di O&M nel Maggio 2013 (quando l'impianto era già operativo da circa 2 anni).

Dall'analisi della documentazione tecnica relativa alle **prestazioni dell'impianto** nel periodo precedente, le gravi lacune tecniche progettuali furono da subito evidenti: in sede di PAC (Provisional Acceptance Certificate) il PR (Performance Ratio) misurato era attestato al 77%, e dopo 3 mesi non superava nemmeno il 38%.

Il primo obiettivo fu di riportare nel più breve tempo possibile l'impianto a un soddisfacente livello di resa, lavorando prima di tutto sulla piena disponibilità degli inverter. **Una diagnosi** completa e approfondita dell'impianto ha permesso di **identificare una serie di interventi** volti a correggere tutti gli errori tecnici, di progettazione e costruzione, nonché di gestione, trascurati dal precedente O&M e ad **aumentare significativamente le performance dell'impianto**.

Ad esempio, i cavi di potenza realizzati con sezioni non appropriate e con giunti non idonei causavano guasti di isolamento, prevalentemente durante le stagioni più piovose, con conseguenti prolungati periodi di fermo impianto e mancata produzione. In aggiunta, l'inappropriato sistema di sicurezza ha determinato il verificarsi di **furti ricorrenti**. A seguito delle analisi è stato perciò predisposto un articolato piano con interventi correttivi e migliorativi dell'impianto, ognuno preliminarmente discusso con il cliente e supportato attraverso un'attenta analisi costi/benefici.

Il ripristino ha riguardato anche il **sistema di monitoraggio remoto**, non funzionante a causa di danneggiamenti ai cavi in fibra ottica, per consentire un preciso controllo e follow-up del livello di resa e di prestazioni dell'impianto. Già al termine di questo primo periodo successivo all'intervento di TOPS Energy, l'impianto ha raggiunto una 'availability' decisamente migliore nonostante i diversi problemi strutturali.

Confrontando il rendimento fornito dall'impianto misurato a un anno dalla presa in carico dei servizi O&M di TOPS Energy, si rileva un **crescente miglioramento e un indice di PR (Performance Ratio) passato da un disastroso 38%-40% a un valore del 80%** (considerato quasi ottimale per la maggior parte degli impianti), corrispondente a un **maggior ricavo annuale per la proprietà di circa 360.000 euro** che ha consentito di "salvare" il piano economico del progetto e il conseguente ritorno dell'investimento per la proprietà.

Il successo ottenuto, chiaramente misurabile e confermato dalla soddisfazione del cliente, è un ulteriore importante traguardo brillantemente raggiunto e superato da TOPS Energy.

Protos



Protos è una società di **Technical Advisory** completamente indipendente. Dal 1986, è presente in Italia e all'estero come **consulente tecnico e finanziario** per committenti pubblici e privati, seguendo le varie fasi di realizzazione e gestione delle opere, con l'obiettivo di fornire sempre un servizio indipendente, rigoroso e trasparente per Banche, Compagnie assicurative e riassicurative, Fondi d'investimento e investitori istituzionali.

Protos opera su **tre principali settori** (Infrastrutture e Ambiente, Energia e impiantistica, Immobiliare) avvalendosi di una struttura operativa di circa 100 risorse tecniche altamente qualificate, operanti su tutto il territorio nazionale, selezionate in larga maggioranza nell'ambito delle migliori realtà dell'ingegneria civile ed impiantistica. Il core business è rappresentato **dall'analisi e dal monitoraggio** dei rischi di natura prevalentemente tecnica di un progetto e dalle attività volte alla loro minimizzazione, per conto di Banche, Compagnie Assicurative e Investitori.

L'accreditamento a livello nazionale e internazionale come player di riferimento è frutto di un alto livello di qualità e affidabilità del lavoro svolto, di **competenze tecniche multi-settoriali** e gestionali possedute dalle risorse, dell'assetto della compagine sociale, del grado di indipendenza rigorosamente mantenuto.

Grazie al **know-how** acquisito Protos è entrata anche in alcuni mercati emergenti (Sud Africa, America Latina, Israele, Europa dell'Est, vicino oriente) con lo stesso modus operandi e la stessa deontologia professionale che ne caratterizza l'attività da quasi 30 anni ed è presente in maniera costante, dal 2010, nella top 10 mondiale stilata dal prestigioso "Infrastructure Journal".

Nei settori delle **energie rinnovabili e dell'efficienza Energetica** Protos può vantare l'esperienza maturata nell'analisi di 2500+ impianti fotovoltaici (per oltre 3 GWp di potenza installata), 100+ impianti eolici (per circa 1 GW), 100+ impianti a biogas/biomassa, 60+ centrali mini-hydro, 50+ impianti e reti di cogenerazione e/o teleriscaldamento.

Sito ufficiale: www.protos.it



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

© 2015 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