

COMUNE DI GENZANO DI LUCANIA
PROVINCIA DI POTENZA
REGIONE BASILICATA

IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO "GENZANO RIPA D'API" CONNESSO ALLA RTN DI POTENZA DI PICCO P=19'993.87kWp E POTENZA DI IMMISSIONE PARI A 19'998.02 kW, DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN E PIANO AGRONOMOICO PER L'UTILIZZO A SCOPI AGRICOLI DELL'AREA

Proponente

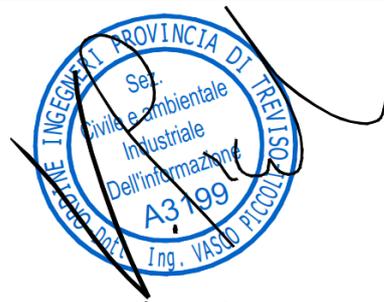
SOLAR ENERGY NOVE S.R.L.

VIA SEBASTIAN ALTMANN, 9 - 39100 BOLZANO

C.F. - P.I. - REGISTRO IMPRESE 03058390216

PEC: solareenergynove.srl@legalmail.it

Progettazione



Preparato
Dario Bertani

Verificato
Gianandrea Ing. Bertinazzo

Approvato
Vasco Ing. Piccoli

PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Titolo elaborato

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "RIPA D'API"
STIMA RIDUZIONE EMISSIONI IN ATMOSFERA

Elaborato N.

D

Data emissione

06/08/21

Nome file
EMISSIONI

N. Progetto
SOL013a

Pagina
COVER

00

06/08/21

PRIMA EMISSIONE

REV.

DATA

DESCRIZIONE

Sommario

1	Introduzione	3
2	Breve descrizione dell'impianto FV in oggetto	3
3	Producibilità energetica.....	6
4	Risparmio combustibile ed emissione evitate.....	9

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

1 Introduzione

La presente relazione costituisce parte integrante della documentazione progettuale relativa alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico denominato "Ripa d'Api" e ha lo scopo di verificare l'eventuale necessità di assoggettare la presente iniziativa progettuale alla preventiva autorizzazione dell'ENAC ai fini della salvaguardia delle operazioni aeree civili, secondo la nuova procedura ENAC/ENAV per la valutazione di compatibilità con potenziali ostacoli e pericoli per la navigazione aerea in vigore dal 16 febbraio 2015.

2 Breve descrizione dell'impianto FV in oggetto

L'impianto fotovoltaico denominato "Ripa d'Api" sarà realizzato nel territorio del Comune di Genzano di Lucania (PZ) ed è identificato dalle seguenti coordinate geografiche relative alla posizione baricentrica dell'impianto FV:

- 40°47'15.3" N
- 16°5'16.7" E

In Figura 1 è riportata la posizione del sito interessato su immagine satellitare, inquadrato nel territorio della Regione Basilicata.



Figura 1 – Inquadramento dell'impianto FV "Ripa d'Api" su immagini satellitari

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

La potenza nominale complessiva dell'impianto fotovoltaico, determinata dalla somma delle potenze nominali dei moduli FV, è pari a 19,993 MWp, mentre la potenza in immissione nella RTN è determinata dalla potenza indicata sulla STMG, ed è pari a 19,99 MW.

Il progetto definitivo prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra su strutture ad inseguimento solare mono-assiale per un'estensione complessiva di circa 32,4 Ha.

I moduli fotovoltaici, realizzati con tecnologia bifacciale ed in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, saranno collegati elettricamente in serie a formare stringhe da 26 moduli, e posizionati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, in configurazione a singola fila con modulo disposto verticalmente (configurazione 1-P).

L'utilizzo di tracker consente la rotazione dei moduli FV attorno ad un unico asse orizzontale avente orientazione Nord-Sud, al fine di massimizzare la radiazione solare captata dai moduli stessi e conseguentemente la produzione energetica del generatore FV.

Per l'impianto FV in oggetto si prevede l'utilizzo di inverter centralizzati, a ciascuno dei quali possono essere collegate fino ad un massimo di 14 cassette di stringa (o "string box"). A sua volta, ogni cassetta di stringa può ricevere in input un massimo di 16 stringhe di moduli fotovoltaici.

All'interno dei confini dell'impianto FV, suddiviso in due campi FV distinti, è prevista l'installazione di 4 cabine di trasformazione realizzate tramite struttura skid, contenenti fondamentalmente gli inverter, i trasformatori MT/BT e i quadri elettrici MT e BT.

L'energia generata dall'impianto fotovoltaico viene raccolta tramite una rete di elettrodotti interrati in Media Tensione eserciti a 30 kV, con configurazione radiale, che confluiscono in un unico punto all'interno della cabina di smistamento dotata di opportune protezioni elettriche, ubicata lungo il confine Sud-Est dell'impianto.

Un elettrodotto interrato in Media Tensione a 30 kV di lunghezza pari a circa 4,95 km trasporterà quindi l'energia generata presso la sottostazione utente di trasformazione AT/MT, predisposta per l'ampliamento e la condivisione con altri utenti produttori.

Tale sottostazione utente sarà ubicata in posizione adiacente alla sottostazione di smistamento a 150 kV della RTN denominata "Oppido" e al suo interno sarà ubicato il punto di consegna (PdC) dell'impianto con la Rete di Trasmissione Nazionale.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



Figura 2 - Inquadramento dell'impianto FV e relative opere di connessione su ortofoto

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3 Producibilità energetica

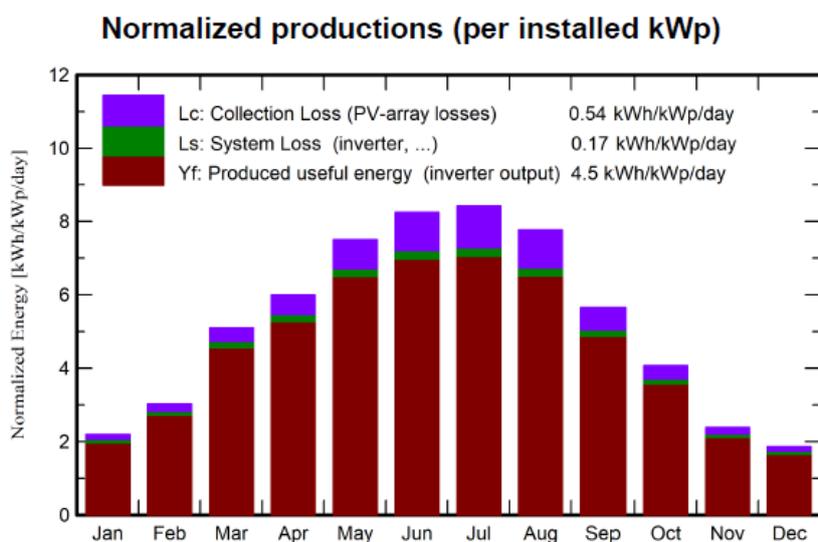
Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto FV è stato utilizzato il software PVsyst (versione 7.0.17), software di riferimento per il settore fotovoltaico, diffusamente utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni.

La disponibilità di radiazione solare costituisce il fattore di maggior rilevanza per conseguire una elevata produzione energetica e garantire la sostenibilità economica dell'iniziativa progettuale. Nella presente analisi, sono stati utilizzati i dati di radiazione solare contenuti nel database MeteoNorm 7.3, aggiornati alla data di stesura del progetto definitivo per la seguente località geografica:

- Contrada San Francesco: 40.79°N – 16.09°E

In seguito ad un'attenta analisi dell'orografia del sito considerato è stato possibile escludere la presenza di ombreggiamenti localizzati, inizialmente tramite l'ausilio di strumenti software e rilievi satellitari che sono stati confermati tramite sopralluoghi e rilievi altimetrici effettuati tramite drone (elaborato "Inquadramento generale plano-altimetrico").

Nella seguente tabella viene riportato l'andamento mensile della radiazione solare incidente sul piano dei moduli FV, considerando la configurazione impiantistica adottata per il presente impianto FV con particolare riferimento alla sezione con tracker (sezione più ampia):



	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²
January	52.1	23.50	6.32	67.8	64.5
February	68.1	38.72	6.72	84.5	80.2
March	120.6	48.27	9.42	158.2	151.4
April	144.8	71.62	12.46	180.0	171.8
May	185.0	86.55	17.07	232.9	222.8
June	195.2	79.77	21.83	247.5	237.3
July	206.1	84.53	25.11	261.1	250.3
August	185.2	68.99	24.85	240.8	231.1
September	132.5	60.08	19.63	169.6	162.1
October	96.6	40.88	15.98	126.5	120.9
November	57.5	32.59	11.59	71.5	67.7
December	44.6	23.21	7.76	57.4	54.5
Year	1488.4	658.70	14.95	1897.9	1814.6

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d'impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli FV sulle relative strutture di sostegno e degli inseguitori mono-assiali all'interno dei terreni, nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto (moduli FV ed inverter in primis).

Sulla base delle informazioni di input sopra menzionate, in termini di disponibilità di radiazione solare, caratteristiche ambientali del sito analizzato, e caratteristiche dei componenti, il software è in grado di stimare le principali voci di perdita energetica che vengono riscontrate durante il reale funzionamento dell'impianto FV.

Di seguito si riporta un elenco delle principali voci di perdite energetiche, suddivise per sezione (tracker):

- Perdite per ombreggiamento: 2.28 % - ovvero le perdite causate dall'ombreggiamento reciproco tra i filari di moduli FV. Si evidenzia come i sistemi di inseguimento solare mono-assiale utilizzati per il presente progetto implementino la strategia di inseguimento solare con "back-tracking", che verrà descritta più in dettaglio nel prosieguo della presente relazione, in grado di minimizzare tale voce di perdita;
- Fattore di irraggiamento: 0.16 % - tale coefficiente tiene conto del fattore di irraggiamento durante il funzionamento a livelli di irraggiamento inferiori rispetto al valore Standard (ovvero 1000 W/m²), in riferimento al quale è determinata l'efficienza nominale del modulo FV riportato nel relativo datasheet;
- Perdite causate dalla temperatura: 3.76 % - perdite causate dall'inevitabile decadimento delle prestazioni dei moduli FV durante il funzionamento a temperature di cella FV superiori di 25°C, temperatura STC di riferimento alla quale è determinata l'efficienza nominale di un modulo FV;
- Perdite per mismatch, moduli e stringhe: 0,6% - ovvero le perdite causate non perfetto accoppiamento tra moduli e tra stringhe, identiche nella teoria, ma differenti nella realtà e quindi il cui accoppiamento (collegamento in parallelo DC) crea delle perdite di accoppiamento;
- Decadimento prestazioni moduli FV: 0.45 % - ovvero pari al valore comunicato, e certificato, dal produttore dei moduli FV (vedere data sheet);
- Perdite elettriche di distribuzione CC – 1,3 % @STC – ovvero le perdite sui cavi DC, valore calcolato puntualmente con il calcolo di dimensionamento dei cavi DC;
- Perdite elettriche di distribuzione CA BT – 0,0 % @STC – ovvero le perdite sui cavi AC BT, valore del tutto trascurabile vista la configurazione inverter centralizzato in questo impianto;
- Perdite elettriche di distribuzione MT – 0,4 % @STC – ovvero le perdite sui cavi MT, valore calcolato puntualmente con il calcolo di dimensionamento dei cavi MT;
- Perdite elettriche nella trasformazione rete MT e AT – perdite nel ferro totali 0,2% @STC e perdite nel rame totali 1,1% @STC - ovvero le perdite in tutti i trasformatori, valori imposti dai dati di targa dei rispettivi trasformatori, pari a 0,15 e 0,8% per i trasformatori MT/BT, pari a 0,23% complessivi per il trasformatore AT/MT;
- Il consumo dei servizi ausiliari – 5W/kW (0,5%) – un consumo del 0,5% della potenza impegnata include i consumi di: sistemi ausiliari di cabina, sistemi ausiliari della centrale O&M, sistema di videosorveglianza, sistema di tracker, etc. È evidente che il valore di 600kW è eccessivo, ma è stato volutamente tenuto alto con l'intento di applicare un coefficiente di sicurezza della stima di producibilità.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

La producibilità energetica dell'impianto così stimata risulta essere pari a 32,83 GWh/anno, per il primo anno, ovvero 1'642 kWh/kWp, con un rendimento atteso pari a circa 86,51%.

Nell'elaborato dedicato "*Calcolo della stima di producibilità impianto*" sono riportati i PVSystem report che sono stati generati per determinare questi risultati.

L'energia attesa prodotta negli anni successivi al primo dovrà tener conto: della perdita di prestazioni del modulo FV (pari -0,45% all'anno – vedere data sheet), della disponibilità dell'impianto che diminuisce con il passare degli anni per effetto di rotture e guasti dei vari componenti.

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4 Risparmio combustibile ed emissione evitate

In questa sezione si vuole indicare calcolare l'impatto che questo progetto ha dal punto di vista di miglioramento ambientale

Il dato da cui partire per il calcolo di questi kg parte dal valore stimato di produzione di energia elettrica calcolato nel precedente paragrafo e pari a

32,83 GWh nel primo anno

Come riportato anche precedente paragrafo, l'energia attesa prodotta negli anni successivi al primo dovrà tener conto: della perdita di prestazioni del modulo FV (pari -0,45% all'anno – vedere data sheet), della disponibilità dell'impianto che diminuisce con il passare degli anni per effetto di rotture e guasti dei vari componenti.

I benefici ambientali si calcolano come risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera.

Il risparmio di combustibile si misura come energia primaria, ovvero Tonnellate Equivalenti di Petrolio (TEP); si utilizza il fattore di conversione:

0,0116 TEP/MWh

E quindi i TEP risparmiati annui sono pari a:

$32'827 \text{ MWh} \times 0,0116 \text{ TEP/MWh} = 380,8 \text{ TEP nel primo anno}$

Calcoliamo le emissioni evitate in atmosfera di CO₂, SO₂, NO₂:

CO₂ → $32'827 \text{ MWh} \times 0,483 \text{ t/MWh} = 15'856,9 \text{ t nel primo anno}$

SO₂ → $32'827 \text{ MWh} \times 0,0014 \text{ t/MWh} = 45,9 \text{ t nel primo anno}$

NO₂ → $32'827 \text{ MWh} \times 0,0019 \text{ t/MWh} = 62,4 \text{ t nel primo anno}$

00	06-08-2021	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione