



Ministero dell'Ambiente e della
Sicurezza Energetica



Regione Calabria



Comune di Scandale

Provvedimento di VIA nell'ambito del provvedimento unico in materia ambientale ai sensi dell'art.27 del D.Lgs152/2006 per la "Costruzione ed esercizio di un impianto fotovoltaico della potenza complessiva pari a 25,1085 Mw, da ubicare nel comune di Scandale (KR) in località Collarica e località Fota e relative opere di connessione"

PROPONENTE

MYT RENEWABLES DEVELOPMENT 5 S.R.L.
Piazza Fontana 6 - 20122 Milano (MI)
Pec: mytdevelopment5srl@legalmail.it

ELABORATO

Relazione tecnica generale

SCALA: ____

A.1

PROGETTAZIONE:

Ing. Nicola Daniele
Via Carnine Cavali, 27
88837 Petilia Policastro (Kr)
e-mail: ing-nicola.daniele@libero.it
cell.333.7152607

Ing. Annibale Marrella
Via Vittorio Emanuele II, 240
88836 Cotronei (Kr)
e-mail: ingannibalemarrella@libero.it
cell. 339.2264510

TECNICO:

Aggiornamenti

Numero	Data	Motivo
Rev 0	Giugno 2023	Provvedimento di VIA nell'ambito del provvedimento unico in materia ambientale ai sensi dell'art.27 del D.Lgs.152/2006

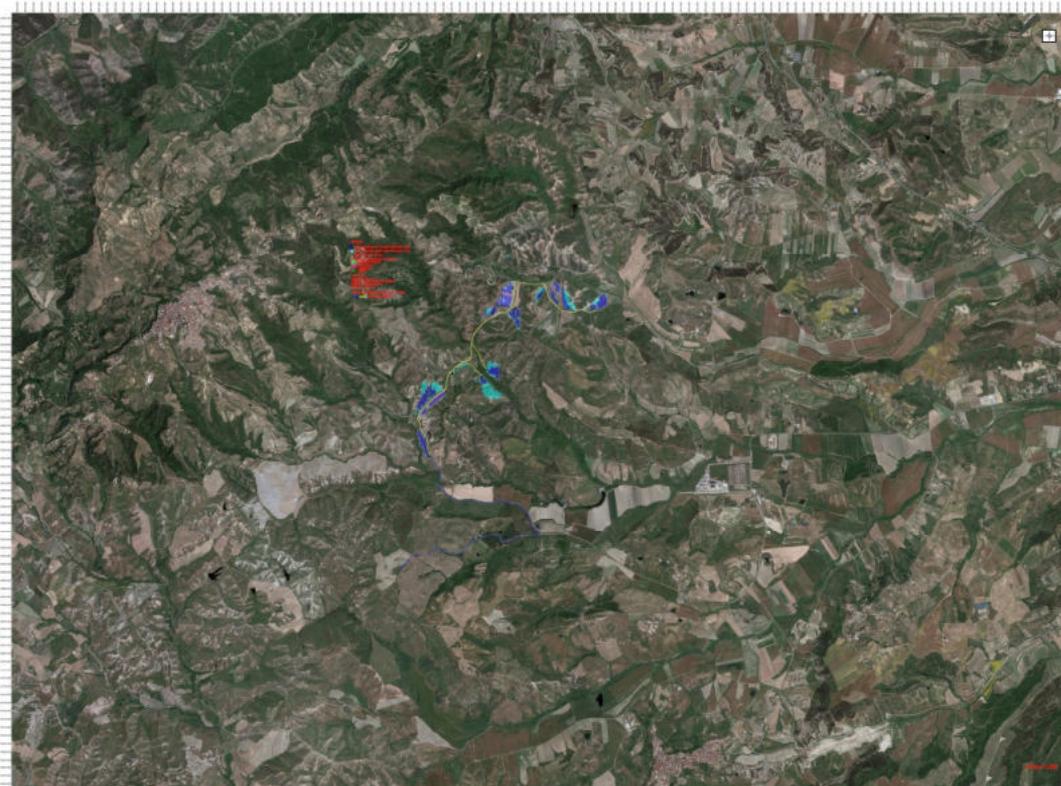
SPAZIO RISERVATO AGLI ENTI

INDICE

- 1 INTRODUZIONE
- 2 ATTENZIONE PER L'AMBIENTE
- 3 DISPONIBILITA' DI SPAZI SUI QUALI INSTALLARE L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
- 4 DISPONIBILITA' DELLA FONTE SOLARE
- 5 FATTORI MORFOLOGICI E AMBIENTALI
- 6 PROCEDURE DI CALCOLO
- 7 DIMENSIONAMENTO, PRESTAZIONI E GARANZIE
- 8 ANALISI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
- 9 RETE ELETTRICA NAZIONALE PER IL COLLEGAMENTO DELL'IMPIANTO
- 10 COMPONENTI ED OPERE*
- 11 CAVI ELETTRICI E DI CABLAGGIO*
- 12 COLLEGAMENTO ALLA RETE*
- 13 SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO (SCM)*
- 14 IMPIANTO DI MESSA A TERRA (MAT)*
- 15 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO*
- 16 VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE*
- 17 ALCUNE CONSIDERAZIONI SUGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI*
- 18 DISMISSIONE DELL'IMPIANTO*
- 19 REGIME VINCOLISTICO VIGENTE*
- 20 QUADRO TERRITORIALE REGIONALE PAESAGGISTICO – REGIONE CALABRIA*
"DISPOSIZIONI NORMATIVE"
- 21 VARIE*
- 22 SCELTE PROGETTUALI*
- 23 CONCLUSIONI*

1 INTRODUZIONE

Il presente Studio riguarda il progetto di un nuovo impianto fotovoltaico, della potenza di 25,1085 MWp, da realizzarsi nel Comune di Scandale Provincia di Crotone in loc. Fota-Collarica. Su Ortofoto si riporta la localizzazione dell'impianto di progetto. Nello specifico, il sito identificato per la realizzazione dell'opera risulta ubicato in un'area pianeggiante e collinare, ad uso agricolo, posta nella porzione orientale del territorio comunale di Scandale Provincia di Crotone in loc. Fota-Collarica, distante alcuni chilometri dal centro abitato di Scandale, facilmente accessibile dalla strada comunale e provinciale e brevi tratti di strada podereale.



Sovrapposizione impianto su ortofoto

DATI CATASTALI

Area Impianto

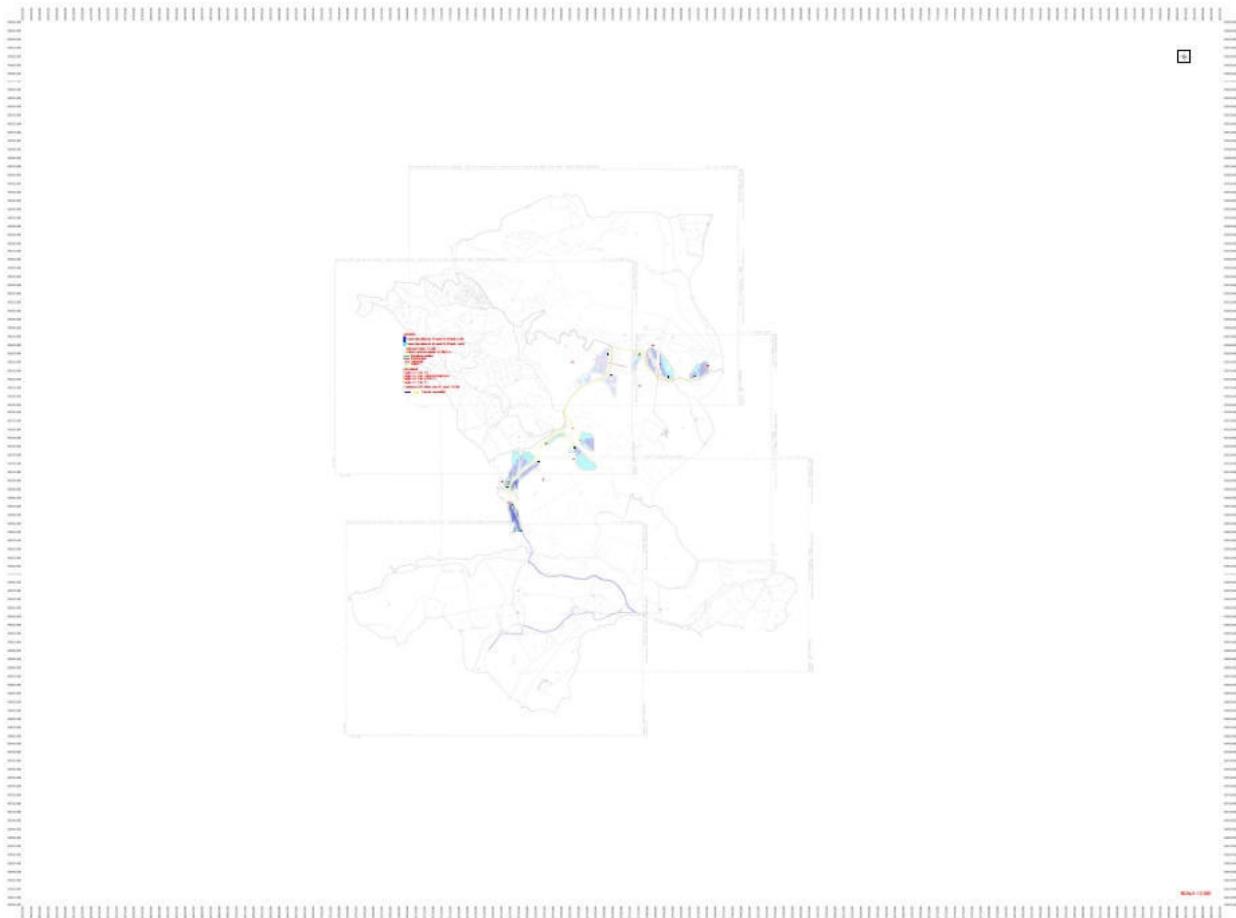
Foglio n.13 – particella n.176

Foglio n.14 – particelle n.1-69-6-18-78-50-52-55

Foglio n.10 – particelle n.37-39-110

Impianto di Rete

Foglio n.17 – particella n.75



Inquadramento catastale

Con la realizzazione dell'impianto, si intende conseguire un significativo risparmio energetico, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

2 ATTENZIONE PER L'AMBIENTE

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile.

2.1 Risparmio sul combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	11.97
TEP risparmiate in 20 anni	220.00

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

2.2 Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO₂	SO₂	NO_x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	30 341.80	23.88	27.33	0.90
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	557 649.17	438.83	502.35	16.47

NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento adoperate per la progettazione e l'installazione degli impianti fotovoltaici sono:

Guida CEI 82-25, "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione".

Tra le principali Norme che si applicano al settore si evidenziano:

CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo

CEI EN 61646: Moduli fotovoltaici a film sottile per usi terrestri. Qualificazione del progetto e approvazione di tipo

CEI EN 61730-1: Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici. Prescrizioni per la sicurezza

CEI EN 61730-2: Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici. Prescrizioni per le prove

CEI EN 62108: Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo

norme di connessione:

CEI 0-16, “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;

CEI 0-21, “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”.

CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

- conformità al marchio CE per i moduli fotovoltaici e per il convertitore c.c./c.a.;
- UNI 10349, o Atlante Europeo della Radiazione Solare, per il dimensionamento del campo fotovoltaico;
- UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici.

Si richiamano, inoltre, le norme EN 60439-1 e IEC 439, La Norma CEI EN 62271-200 sui quadri elettrici in media tensione, per quanto riguarda i quadri elettrici, le norme CEI 110-31 e le CEI 110-28 per il contenuto di armoniche e i disturbi indotti sulla rete dal convertitore c.c./c.a., le norme CEI 110-1, le CEI 110-6 e le CEI 110-8 per la compatibilità elettromagnetica (EMC) e la limitazione delle emissioni in RF. Le norme 89/336/CEE e successive modifiche 92/31/CEE, 93/68/CEE e 93/97/CEE in merito alla Compatibilità Elettromagnetica

Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:

- IL D.LGS 81/2008: IL CANTIERE TEMPORANEO O MOBILE
- il DPR 547/55 e il D.Lgs. 626/94 e successive modificazioni e integrazioni, per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- la legge 46/90 e DPR 447/91 (regolamento di attuazione della legge 46/90) e successive modificazioni e integrazioni, per la sicurezza elettrica.

Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l’esercizio dell’impianto, le scelte progettuali devono essere conformi alle seguenti normative e leggi:

- La Norma CEI 0-21 regola la connessione degli utenti, sia attivi che passivi, alle reti in bassa tensione; la Norma CEI 0-16 regola analogamente le connessioni in media ed alta tensione.
- Codice di Rete TERNA

In materia di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale si riportano di seguito i principali riferimenti normativi vigenti:

- DELIBERA 19 DICEMBRE 2015 ARG/EIT 281/05
- DEL. 28/05/12 226/2012/R/EEL E 26/07/12 328/2012/R/EEL - TICA

- ❑ DELIBERA 23 LUGLIO 2008 ARG/EIT 99/08 - TICA
- ❑ DELIBERA 29 DICEMBRE 2007 ARG/EIT 348/07
- ❑ DECRETO LEGISLATIVO 29 DICEMBRE 2003 387/03
- ❑ D.Lgs 28/2011
- ❑ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili” (art.17 e allegato 3), così come recepite dalla DGR n. 871 del 29.12.2010,
- ❑ L.R. n. 42 del 29 dicembre 2008 “Misure in materia di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili”
- ❑ D.G.R. 29 dicembre 2010, n. 871, con speciale riguardo per le fonti fotovoltaica ed eolica alle quali è riconducibile il maggior impatto diretto sul paesaggio
- ❑ QTRP REGIONE CALABRIA di cui agli Artt.17 e 25 della Legge Urbanistica Regionale 19/02 e succ. mod. e integr.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

3 DISPONIBILITA' DI SPAZI SUI QUALI INSTALLARE L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il presente Studio riguarda il progetto di un nuovo impianto fotovoltaico, della potenza di 25,1085 MWp, da realizzarsi nel Comune di Scandale Provincia di Crotone in loc. Fota-Collarica. Su Ortofoto si riporta la localizzazione dell’impianto di progetto. Nello specifico, il sito identificato per la realizzazione dell’opera risulta ubicato in un’area pianeggiante e collinare, ad uso agricolo, posta nella porzione orientale del territorio comunale di Scandale Provincia di Crotone in loc. Fota-Collarica, distante pochi chilometri dal centro abitato di Scandale, facilmente accessibile dalla strada comunale e provinciale e brevi tratti di strada podereale.

DATI CATASTALI

Area Impianto

Foglio n.13 – particella n.176

Foglio n.14 – particelle n.1-69-6-18-78-50-52-55

Foglio n.10 – particelle n.37-39-110

Impianto di Rete

Foglio n.17 – particella n.75

4 DISPONIBILITA' DELLA FONTE SOLARE

4.1 Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati “UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Crotone” relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di CROTONE (KR) avente latitudine 39°.0828 N, longitudine 17°.1319 E e altitudine di 8 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
7.70	10.80	15.30	18.60	23.40	25.20	26.10	23.20	16.10	13.40	8.60	7.20

Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Crotone

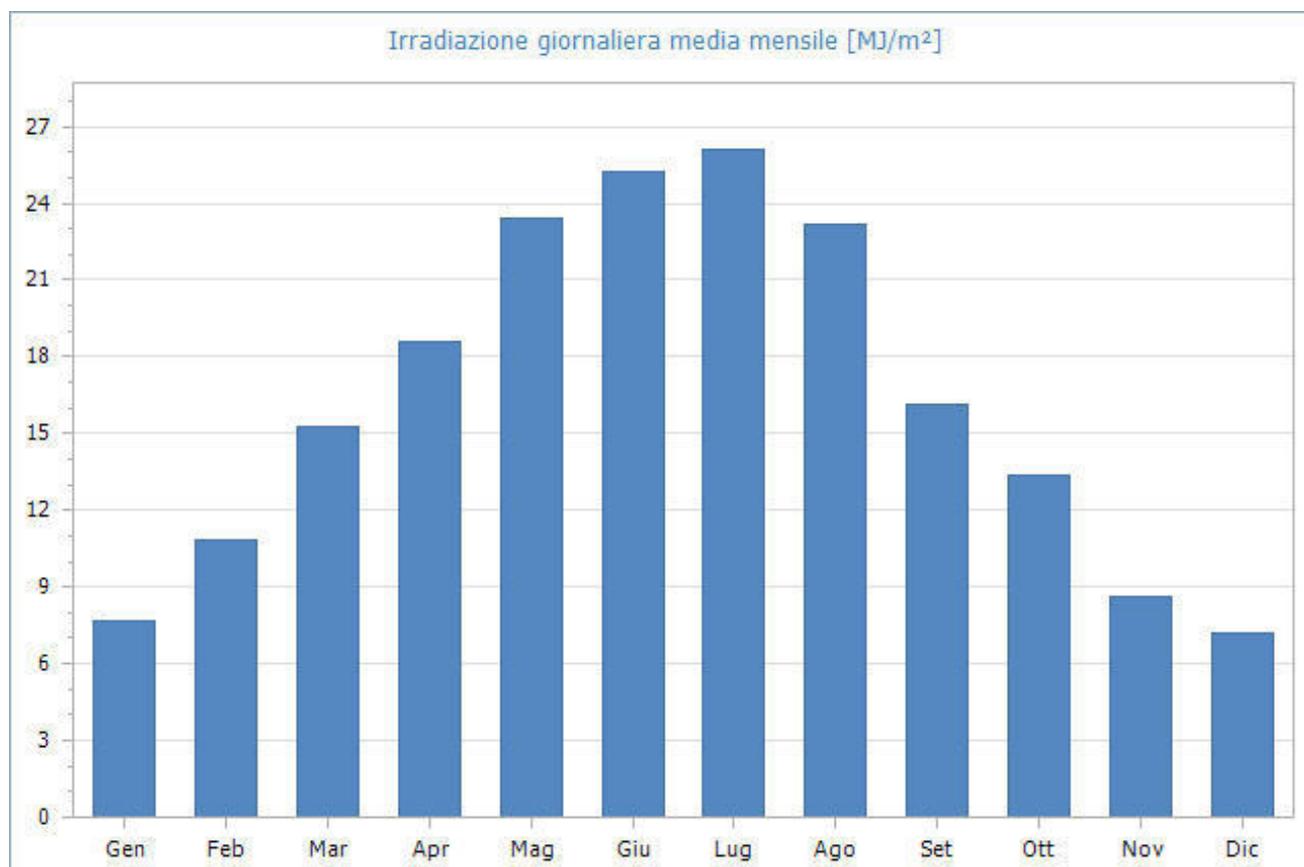


Fig. 1: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]- Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Crotone

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **5 962.70 MJ/m²** (Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Crotone).

5 FATTORI MORFOLOGICI E AMBIENTALI

5.1 Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a **1.00**.

Di seguito il diagramma solare per il comune di CROTONE:

DIAGRAMMA SOLARE

CROTONE (KR) - Lat. 39°0828 N - Long. 17°1319 E - Alt. 8 m

Coeff. di ombreggiamento (da diagramma) 1.00

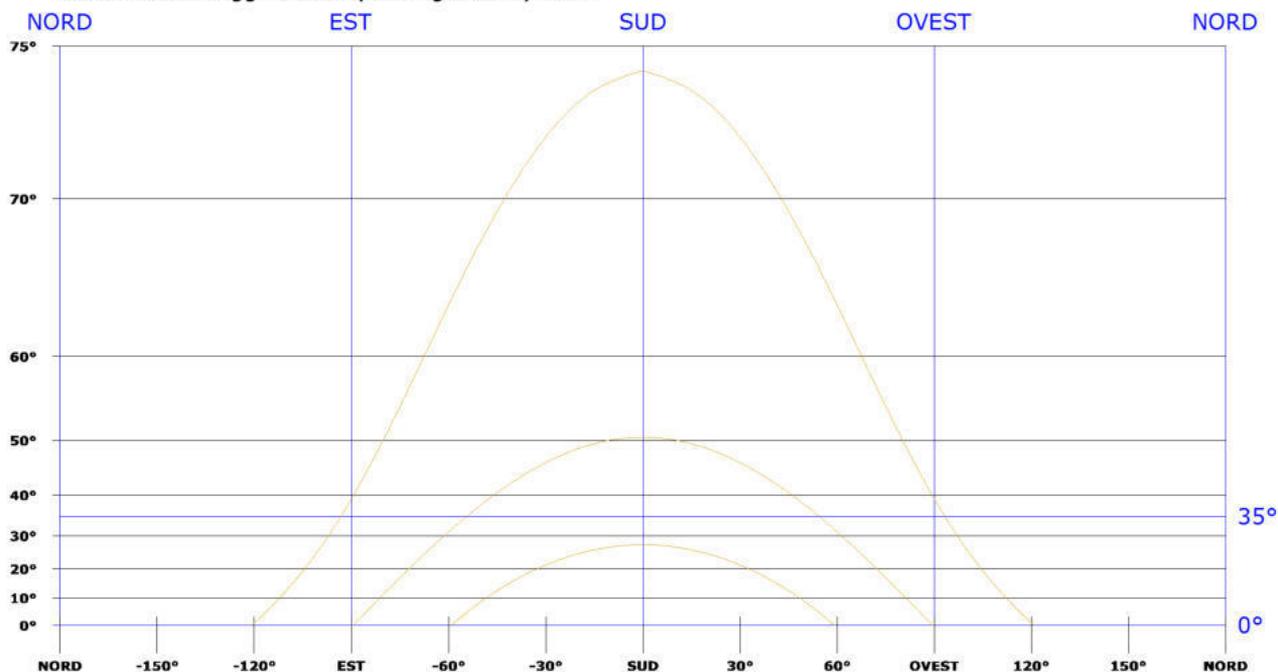


Fig. 2: Diagramma solare

5.2 Riflettanza

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 10349:

Valori di riflettanza media mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

La riflettanza media annua è pari a **0.20**.

6 PROCEDURE DI CALCOLO

6.1 Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

6.2 Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

6.3 Criterio di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli ($-10\text{ }^{\circ}\text{C}$) e dei valori massimi di lavoro degli stessi ($70\text{ }^{\circ}\text{C}$) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico a esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

7 DIMENSIONAMENTO, PRESTAZIONI E GARANZIE

La quantità di energia elettrica producibile sarà calcolata sulla base dei dati radiometrici di cui alla norma UNI 10349 (o dell'Atlante Europeo della Radiazione Solare) e utilizzando i metodi di calcolo illustrati nella norma UNI 8477-1.

Gli impianti fotovoltaici dovranno essere realizzati rispettando le seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / I_{STC}$$

In cui:

P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;

P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;

I è l'irraggiamento espresso in W/m^2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;

I_{STC} pari a $1000 W/m^2$ è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

Tale condizione sarà verificata per $I > 600 W/m^2$.

$$P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$$

In cui:

P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del $\pm 2\%$;

Tale condizione sarà verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione.

Non sarà ammesso il parallelo di stringhe non perfettamente identiche tra loro per esposizione, e/o marca, e/o modello, e/o numero dei moduli impiegati. Ciascun modulo, infine, sarà dotato di diodo di by-pass.

Sarà, inoltre, sempre rilevabile l'energia prodotta (cumulata) e le relative ore di funzionamento.

8 ANALISI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto oggetto della presente relazione tecnica ha una potenza nominale di 25,10850 MW_p, per una potenza in immissione richiesta di 23 MW_p, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare il generatore fotovoltaico, e nascerà nel comune di SCANDALE (KR).

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica il cui layout prevede l'utilizzo di inverter di stringa HUAWEI con potenza in uscita in AC di 185 kVA.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici del tipo Trina Solar da 570 W_p, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati, premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione.

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari 44.050, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N \text{ moduli} = (P_n \text{ generatore}) / (P_n \text{ modulo})$$

dove:

- ✓Pn generatore è la potenza nominale del generatore fotovoltaico in Wp;
- ✓Pn modulo è la potenza nominale del modulo fotovoltaico, in Wp.

L'impianto sarà formato da 132 inverter HUAWEI SUN2000-185KTL-H1 con MODULI TRINA SOLAR VERTEX 570. Tutti gli inverter avranno funzione di conversione da continua ad alternata bT.

Successivamente si avrà, sempre all'interno del parco fotovoltaico, una prima cabina di trasformazione bT/MT ed infine in prossimità dell'uscita una cabina di trasformazione MT/AT da 20 kV a 36 kV. .

<i>Dati relativi al committente</i>	
Committente:	MYT RENEWABLES DEVELOPMENT 5 SRL
Indirizzo:	PIAZZA FONTANA 6 - 20122 MILANO
Codice Fiscale:	13075240963
Partita Iva:	13075240963

<i>Località di realizzazione dell'intervento</i>	
Indirizzo:	loc. Fota-Collarica - 88831 SCANDALE(KR)
Dati Catastali	Area Impianto Foglio n.13 – particella n.176 Foglio n.14 – particelle n.1-69-6-18-78-50-52-55 Foglio n.10 – particelle n.37-39-110 Impianto di Rete Foglio n.17 – particella n.75

Scheda tecnica dell'impianto

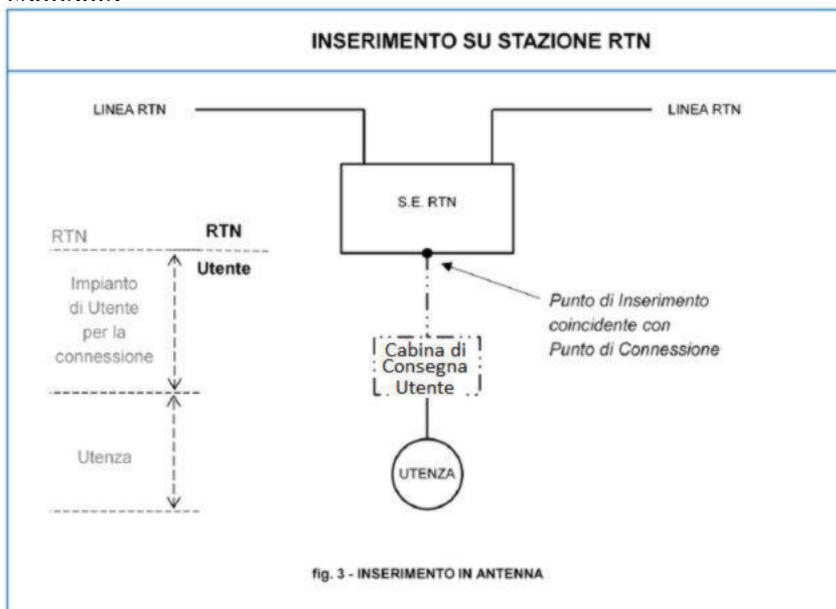
Dati generali	
Latitudine(zona Nord)	39°07'25'' N
Longitudine(zona Nord)	17°0'18'' S
Altitudine(zona Nord)	108 m
Latitudine(zona Sud)	39°06'44'' N
Longitudine(zona Sud)	16°59'34'' S
Altitudine(zona Sud)	104m

--	--

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	119.090,00 m ²
Numero totale moduli	44.050
Numero totale inverter	132
Energia totale annua	39.020,08 MWh/anno
Potenza totale	25.108,5 kW

9 RETE ELETTRICA NAZIONALE PER IL COLLEGAMENTO DELL'IMPIANTO

Lo schema di connessione alla “Rete di Trasmissione Nazionale” prevede che venga collegata in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica a 380/150/36 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV “Belcastro – Scandale”, come rappresentato in figura seguente:



L'impianto fotovoltaico verrà connesso alla costruenda stazione a 36 kV di tensione.

10 COMPONENTI ED OPERE

10.1 GENERATORE FOTOVOLTAICO

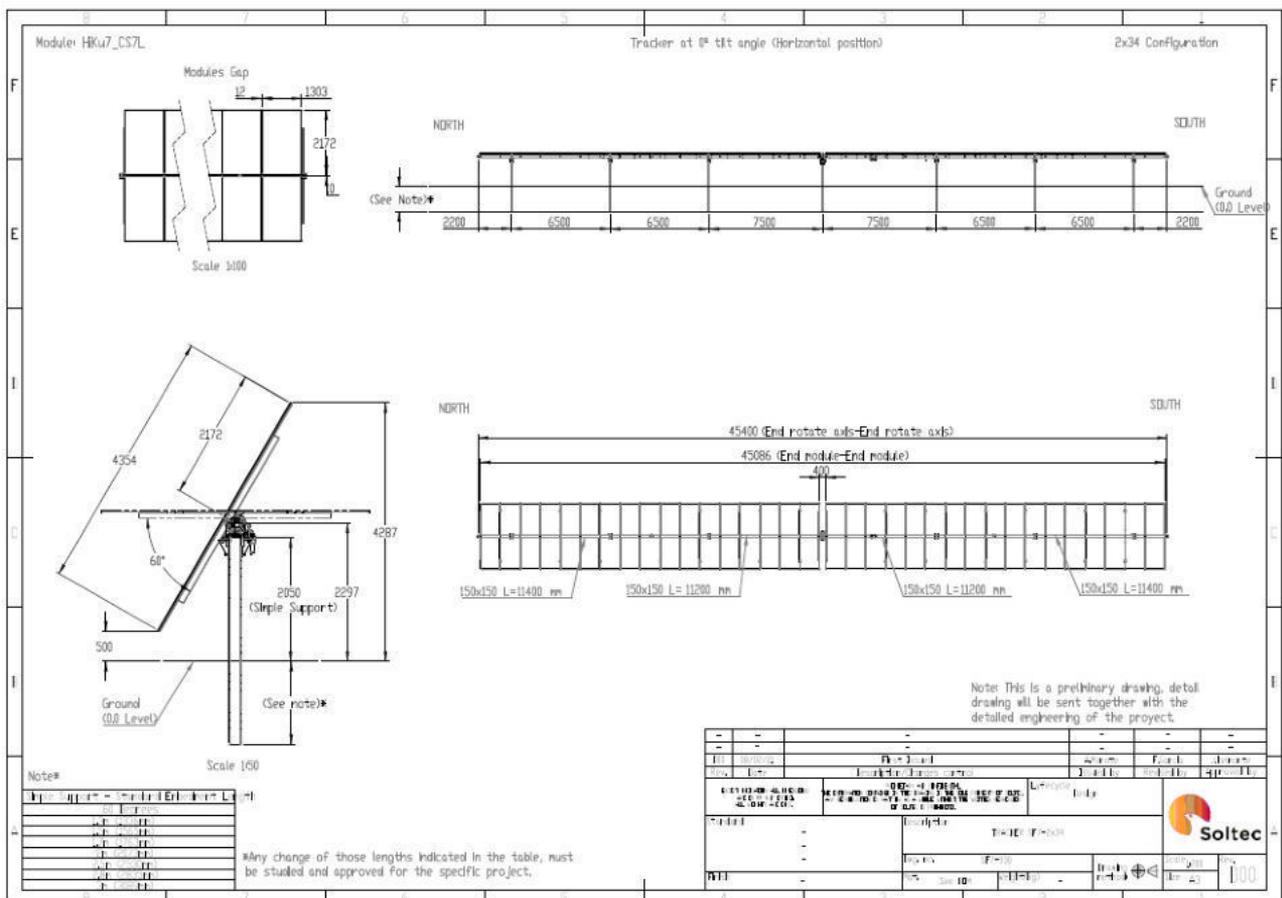
Il generatore fotovoltaico si comporrà di moduli con $P_n=570$ W e una vita utile stimata di oltre 20 anni senza degrado significativo delle prestazioni.

Le altre caratteristiche del generatore fotovoltaico in condizioni STC sono:

Marca – Modello	MODULI TRINA SOLAR VERTEX
Numero moduli:	44.050
Potenza nominale	570 Wp
Celle:	Silicio monocristallino alta efficienza
Tensione circuito aperto V_{OC}	45.8 V
Corrente di corto circuito I_{SC}	15.85 A
Tensione V_{MPP}	38.5 V
Corrente I_{MPP}	14.79 A
Grado di efficienza:	21.1 %
Dimensioni:	2384×1134×35mm

10.2 STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI

La struttura meccanica è realizzata in acciaio zincato a caldo ed è progettata per resistere a venti fino a 130Km/h. E' composta da più tracker :



Sistema di sincronizzazione delle file

Per garantire una elevata affidabilità e ridurre a zero i costi di manutenzione la struttura non prevede nessuna parte meccanica in rotazione soggetta ad usura. Il sistema di rotazione e sincronizzazione delle file è affidato ad un perno in acciaio e una boccia in bronzo. La rotazione del perno di acciaio sulla boccia in bronzo non comporta usura nel tempo e allo stesso tempo non richiede lubrificazione poiché è autolubrificante. Questa soluzione garantisce una affidabilità nel tempo e non necessità di manutenzione.

Attuatore lineare

Il movimento dei moduli è affidato ad un attuatore lineare a vite senza fine posizionato sulla parte posteriore della struttura. L'attuatore è altamente resistente e robusto con grado di protezione IP65. Il movimento sincronizzato delle file avviene tramite l'attuatore che pilota una barra di sincronizzazione. Il sistema di movimentazione necessita una alimentazione a 230Vac prelevabile direttamente dall'uscita AC dall'inverter.

L'attuatore è alimentato da una tensione di 24V e con basso assorbimento di corrente massima e bassi consumi energetici.

Centralina elettronica e Sensori solari.

L'inseguimento del sole avviene tramite la centralina elettronica che regola la posizione dei moduli sulla base dell'irraggiamento solare captato tramite n°2 sensori solari collegati lateralmente alla fila centrale. Il movimento non è tempo dipendente ma è funzione dell'effettiva posizione del sole rilevata dai sensori solari.

L'elettronica, in contenitore con grado IP65, è gestita da un microprocessore che elabora i dati rilevati dai sensori solari i quali rilevano la variazione dell'incidenza solare al variare della sua posizione. L'elettronica di controllo del movimento implementa un algoritmo di ottimizzazione del punto di massima produzione denominato "fuga dalle ombre". Questo algoritmo ci permette di migliorare la produzione dell'impianto nelle condizioni critiche di cielo coperto e ombreggiamento del campo FV.

In condizioni di copertura totale o parziale da ombra la centralina elettronica posiziona i moduli sempre nel punto di massimo irraggiamento come somma di luce diffusa e riflessa.

Controllo remoto

Questo sistema prevede la possibilità di un controllo remoto tramite PC di tutti gli inseguitori con un controllo ID punto/punto. Le centraline Western Galileo Control vengono collegate con seriale RS 485 e gestite da un PC che tramite software l'utente è in grado di monitorare il funzionamento degli inseguitori e di inviare dei comandi di controllo.

Monitoraggio:

- Check up dei parametri dello stato di funzionalità dell'elettronica (alimentazione centralina, sovraccarico attuatore, allarme di protezioni ecc);
- Lettura dell'irraggiamento solare sul piano dei moduli FV tramite i sensori di EST ed OVEST;
- Esito dell'ultima ricerca di inseguimento del sole (Puntamento ottimale, raggiungimento finecorsa, condizione di ombra ecc).

Comando di controllo:

- Comando di TRACK per la ricerca della posizione del sole;
- Comando di indicazione della posizione dell'inseguitore (posizione EST, OVEST, Orizzontale);
- Comando di STOP per la sospensione di inseguimento.

10.3 GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dal convertitore statico (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.

- Efficienza massima $\geq 90\%$ al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione sarà composto:

n° 132 inverter tipo HUAWEI modello SUN2000-185 KTL con potenza in uscita in AC di 185 kVA. ;

Le caratteristiche tecniche dell'inverter scelto sono le seguenti:

Marca – Modello	HUAWEI SUN2000-185 KTL
Numero totale	132
Max. Efficiency	99.03%
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm

10.4 SISTEMI AUSILIARI

Per l'alimentazione dei Servizi Ausiliari in corrente alternata sarà prevista una fonte esterna in bassa tensione e come soccorso un Gruppo Elettrogeno, mentre l'alimentazione primaria verrà derivata direttamente dalle celle AT d'impianto. Per l'alimentazione dei Servizi Ausiliari in corrente continua sarà previsto un sistema di alimentazione tramite complesso raddrizzatore/batteria. In caso di mancanza della sorgente alternata, la capacità della batteria assicurerà il corretto funzionamento dei circuiti alimentati per il tempo necessario affinché il personale di manutenzione possa intervenire, comunque per un tempo non inferiore a 3 ore. L'alimentazione dei S.A. in c.c. sarà a 110 V con il campo di variazione compreso tra +10%/- 15%. Lo schema di alimentazione dei S.A. in c.c. sarà composto da:

- n. 1 complesso raddrizzatore/batteria in tampone. Il raddrizzatore verrà dimensionato per erogare complessivamente la corrente permanente richiesta dall'impianto e la corrente di carica della batteria (sia di conservazione che rapida); la batteria assicurerà la manovrabilità dell'impianto, in assenza dell'alimentazione in c.a., con un'autonomia di 3 ore. Le batterie saranno di tipo ermetico, i raddrizzatori saranno adatti a prevedere il funzionamento in: - "carica in tampone" con tensione regolabile 110÷120 V; - "carica rapida" con tensione regolabile 120÷125 V; - "carica di trattamento" con tensione regolabile 130÷150 V.
- n. 1 quadro BT di distribuzione a doppia sbarra con interruttore congiuntore e dispositivo di commutazione automatica. In generale, per i circuiti di alimentazione in c.c. e c.a., per i raddrizzatori e le batterie valgono i requisiti specificati al paragrafo 8.2 della norma CEI 11-1. L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema di Sistema integrato Anti-intrusione composto da: telecamere tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 35-40 m; cavo alfa con anime magnetiche, collegato a sensori microfonic, aggirato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina; barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di

cabina e del cancello di ingresso; badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina; centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

10.5 SERVIZI GENERALI

Per gli impianti luce per le aree esterne di stazione sarà installato: N. 1 quadro per l'illuminazione esterna. Verranno, inoltre, impiegate apparecchiature e materiali provvisti di certificazione IMQ o di marchio Europeo internazionale equivalente. Gli impianti elettrici saranno di norma tutti "a vista", cioè con apparecchiature, corpi illuminanti, tubazioni e canaline per i conduttori e scatole di derivazione. L'alimentazione elettrica degli impianti tecnologici sarà derivata da interruttori automatici magnetotermici differenziali (secondo norme CEI EN 61009-1) ed installati nell'armadio SEC. Il sistema di distribuzione BT 230 V e 400 V c.a. adottato sarà tipo TN-S previsto dalle norme CEI 64-8. Tutti gli impianti elettrici saranno completi di adeguato impianto di protezione. Gli impianti elettrici avranno di norma il grado di protezione IP40 secondo norme CEI EN 60529. I conduttori e i cavi saranno di tipo flessibile, con grado di isolamento 4, non propaganti la fiamma e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi secondo CEI 20-22 e CEI 20-37, contrassegnati alle estremità e con sezioni dimensionate in accordo alle CEI 64-8.

10.6 RECINZIONI E STRADE INTERNE

Per garantire la sicurezza dell'impianto, l'area di pertinenza sarà delimitata da una recinzione metallica integrata da un impianto di allarme antintrusione e di videosorveglianza. La recinzione eseguita in rete metallica elettrosaldata in filo di ferro di diametro 2 mm, a maglia quadrata 50x50 mm zincata a caldo dopo la saldatura e plastificata con processo di sinterizzazione, di altezza 2000 mm, compresa la posa in opera della palificazione di sostegno con interdistanza di 3 metri, realizzata con pali tondi in lamiera di acciaio zincata a caldo all'interno ad all'esterno del palo, zincatura Sendzmir e copertura in poliestere con cappuccio in materiale plastico, il tutto in colore verde . Essa offre una notevole protezione da eventuali atti vandalici, lasciando inalterato un piacevole effetto estetico e costituisce un sistema di fissaggio nel rispetto delle norme di sicurezza. In prossimità dell'accesso principale saranno predisposti un cancello metallico per gli automezzi della larghezza di sei metri e dell'altezza di due e uno pedonale della stessa altezza e della larghezza di un metro e mezzo. I diversi lotti di impianti dislocati sull'intera area saranno attrezzati di strade interne perimetrali di larghezza di 4 metri, in modo di consentire l'accesso e la manutenzione di ogni modulo e componente che costituisce l'impianto. Tali strade saranno realizzate in materiale compatto quale ghiaia e granulare, evitando l'adozione di binder e tappetino di usura.

10.7 LIVELLAMENTI

Sarà necessaria una pulizia propedeutica del terreno dalle graminacee e dalle piante selvatiche preesistenti. L'adozione della soluzione a palo infisso senza fondazioni ridurrà praticamente a zero la necessità di livellamenti localizzati, necessari invece in caso di soluzioni a plinto. Saranno necessari degli sbancamenti localizzati nelle sole aree previste per la posa del locale cabina d'impianto e dei locali cabina di trasformazione BT/MT. La posa della recinzione sarà effettuata in modo da seguire l'andamento del terreno. La posa delle canale portacavi non necessiterà in generale di interventi di livellamento. Il profilo generale del terreno sarà soggetto a lievi livellamenti, lasciando quasi intatto il profilo orografico preesistente del territorio interessato. Né saranno necessarie opere di contenimento del terreno. In generale gli interventi di spianamento e di livellamento, dovendo essere ridotti al minimo, saranno ottimizzati in fase di direzione lavori.

10.8 SCOLO ACQUE

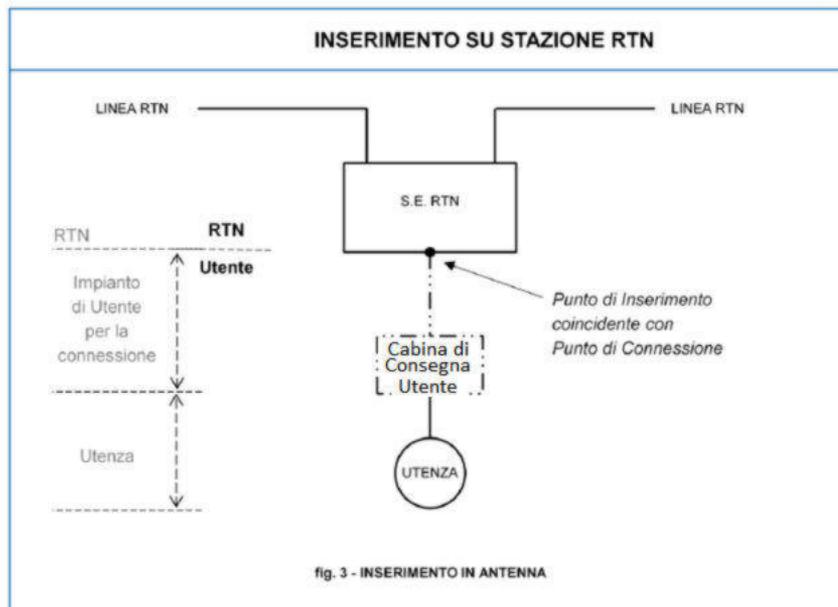
Sull'intera area dell'impianto non sono previste opere di raccolta delle acque bianche, in quanto le superfici impermeabilizzate sono ridotte al minimo, constatata la sola presenza di cabine elettriche prefabbricate di lieve ingombro.

11 CAVI ELETTRICI E DI CABLAGGIO

I cavi elettrici impiegati di BT avranno lo scopo di collegare le cabine inverter agli scomparti in MT, i cavi saranno posati su terreni di proprietà e su bordo della sede stradale provinciale e quella comunale, i cavi elettrici in MT avranno lo scopo di collegare gli scomparti in MT al scomparto in AT, saranno posati lungo i bordi della strada provinciale e comunale. I cavi in BT e MT verranno collocati a profondità adeguate tali da scongiurare interferenze con sottoservizi e sollecitazioni meccaniche esterne. L'elettrodotto in AT avrà una lunghezza complessiva di circa 4 km e ricade nel territorio comunale di Scandale in provincia di Crotone. Sarà realizzato in cavo interrato con tensione nominale di 36 kV, che collegherà l'impianto fotovoltaico con la stazione di utenza adiacente alla stazione di rete 36/150 kV denominata "Belcastro-Scandale".

12 COLLEGAMENTO ALLA RETE

Lo schema di connessione alla "Rete di Trasmissione Nazionale" prevede che venga collegata in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica a 380/150/36 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Belcastro – Scandale", come rappresentato in figura seguente:



L'impianto fotovoltaico verrà connesso alla costruenda stazione a 36 kV di tensione.

13 SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO (SCM)

Il sistema digitale di supervisione e comando dell'impianto si basa su tecnologia a microprocessore programmabile, al fine di permettere il facile aggiornamento dei parametri, applicazioni ed espansioni degli elementi dell'architettura. Il sistema sarà finalizzato alle attività di acquisizione, esercizio e manutenzione degli impianti con possibilità di comando da remoto attraverso un sistema di tele conduzione.

Descrizione del sistema

Il sistema di supervisione e comando in argomento sarà composto da apparecchiature in tecnologia digitale, aventi l'obiettivo di integrare le funzioni di acquisizione dati, controllo locale e remoto, protezione ed automazione, integrata con l'architettura fisica di piattaforma specifica del fornitore. Il sistema si basa sulla seguente visione di architettura dell'automazione degli impianti:

- Adozione di sistemi aperti con distribuzione delle funzioni;
- Integrazione del controllo locale con quello remoto (teleconduzione);
- Comunicazione paritetica tra gli apparati intelligenti digitali
- Interoperabilità di apparati di costruttori diversi;
- Interfaccia di operatore standard e comune alle diverse applicazioni;
- Configurazione, controllo e gestione dei sistemi in modo centralizzato.

Sala comando locale

La sala di comando locale consente di operare in autonomia per attuare manovre opportune in qualsiasi situazione di gestione dell'impianto. A tal proposito nella sala comando sarà prevista un'interfaccia HMI, che consente una visione schematica generale dell'impianto, nonché permette la manovrabilità delle apparecchiature; inoltre presenta in maniera riassuntiva le informazioni relative alle principali anomalie e quelle relative alle grandezze elettriche quali: tensioni, frequenza di sbarra, correnti dei singoli stalli, ecc..

Teleconduzione e automatismo di impianto

L'automatismo di impianto e le interfacce con la postazione dell'operatore remoto saranno garantite per un'elevata efficienza della teleconduzione basata su: • semplicità dei sistemi di automazione; omogeneità, nei diversi impianti telecondotti, dei dati scambiati con i Centri; • numero delle misure ridotto a quelle indispensabili; • ridondanza delle misure e segnalazioni (ove necessarie); • affidabilità delle misure; • interblocchi che impediscano l'attuazione di comandi non compatibili con lo stato degli organi di manovra e di sezionamento.

14 IMPIANTO DI MESSA A TERRA (MAT)

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici, singolarmente sezionabili e provviste di protezioni contro le sovratensioni.

Deve essere prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua solo nel caso di impianti monofase.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite, sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

Qualora l'inverter non fosse fissato nella struttura di sostegno, la stessa non dovrà essere collegata all'impianto di terra in quanto si utilizzano moduli in classe II e cavo a doppio isolamento o ad isolamento rinforzato.

L'impianto di terra sarà dimensionato in accordo alla Norma CEI 11-1, sarà costituito da una rete magliata di conduttori in corda di rame e dimensionato termicamente per adeguata corrente e tempi di intervento. Per il suo progetto si procederà: - al dimensionamento termico del dispersore e dei conduttori di terra in accordo all'Allegato B della Norma CEI 11-1; - alla definizione delle caratteristiche geometriche del dispersore, in modo da garantire il rispetto delle tensioni di contatto e di passo secondo la curva di sicurezza di cui alla Fig.C-2 della Norma CEI 11-1. Allo stato attuale delle conoscenze si può supporre di realizzare la rete magliata di conduttori scegliendo il lato di maglia in modo da limitare le tensioni di passo e di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalla norma CEI 11-1. Nei punti sottoposti ad un maggior gradiente di potenziale (sostegni, TA, TV, scaricatori) le dimensioni delle maglie saranno opportunamente ridotte. La rete di terra primaria potrà essere costituita, come da altri impianti similari della RTN, da conduttori in corda di rame nudo. I conduttori di terra che collegano al dispersore le strutture metalliche, saranno in rame collegati a due lati di maglia. I TA, i TV, ed i portali di amarro sono collegati alla rete di terra mediante quattro conduttori di rame, allo scopo di ridurre i disturbi elettromagnetici nelle

apparecchiature di protezione e di controllo (compatibilità elettromagnetica), specialmente in presenza di correnti ad alta frequenza.

Tensioni di contatto e di passo

La definizione della geometria del dispersore al fine di garantire il rispetto dei limiti di tensione di contatto e di passo sarà effettuata in fase di progetto esecutivo, quando saranno noti i valori di resistività del terreno, da determinare con apposita campagna di misure. In caso di terreno non omogeneo con strati superiori ad elevata resistività si potrà procedere all'installazione di dispersori verticali (picchetti) di lunghezza sufficiente a penetrare negli strati di terreno a resistività più bassa, in modo da ridurre la resistenza di terra dell'intero dispersore. In ogni caso, qualora risultasse la presenza di zone periferiche con tensioni di contatto superiori ai limiti, si procederà all'adozione di misure correttive così come previsto dalla norma CEI 11.1 in vigore, dalle nuove norme CEI 99-2 e 3 (supereranno la norma CEI 11.1 dal 01/11/2013) e dalla Norma CEI 11-37.

15 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Per il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico il valore di potenza a cui si fa riferimento è il Watt picco, cioè la potenza che ogni modulo riesce a sviluppare in condizioni standard di riferimento STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m² a 25°C di temperatura). In tali condizioni, corrispondenti ad una perfetta giornata di sole, il campo fotovoltaico esprime il massimo delle proprie potenzialità. L'impianto oggetto della presente relazione tecnica ha una potenza nominale di 25,108,5 MWp, per una potenza in immissione richiesta di 23 MWp, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare il generatore fotovoltaico.

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica il cui layout prevede l'utilizzo di n. 132 inverter di stringa del tipo HUAWEI modello SUN2000-185 KTL con potenza in uscita in AC di 185 kVA.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici del tipo Trina Solar da 570 Wp, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati, premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.

Si prevede l'utilizzo di inverter di stringa, rispettivamente così formati:

1.584 stringhe fotovoltaiche costituite da 25 moduli in serie;

132 stringhe fotovoltaiche costituite da 16 moduli in serie;

38 stringhe fotovoltaiche costituite da 17 moduli in serie

94 stringhe fotovoltaiche costituite da 18 moduli in serie;

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione.

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari 44.050, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N \text{ moduli} = (P_n \text{ generatore}) / (P_n \text{ modulo})$$

dove:

- ✓ P_n generatore è la potenza nominale del generatore fotovoltaico in W;
- ✓ P_n modulo è la potenza nominale del modulo fotovoltaico, in W.

L'impianto sarà suddiviso in 124 sottocampi, per ognuno dei quali verrà installato un inverter che ha funzione di conversione, i dispositivi di protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un interruttore generale di media tensione e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

I misuratori di energia prodotta saranno due:

- un contatore idoneo alla misura bidirezionale dell'energia scambiata con la rete (M1), installato presso il punto di consegna a cura del Distributore di Energia Elettrica.
- un contatore idoneo alla misura bidirezionale dell'energia (M2) con visualizzazione della quantità di energia elettrica prodotta dal sistema fotovoltaico ai fini del riconoscimento della tariffa incentivante prevista dal DM 19/02/2007, installato in uscita del gruppo di conversione a cura del Distributore di Energia Elettrica.

Le predisposizioni murarie saranno a cura dell'installatore dell'impianto FV.

16 VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

a **condizione da verificare:** $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / I_{STC}$;

in cui:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;

- I è l'irraggiamento [W/m^2] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;
- I_{STC} , pari a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

Tale condizione deve essere verificata per $I > 600 \text{ W}/\text{m}^2$.

b condizione da verificare: $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$.

in cui:

- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2% .

La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a $600 \text{ W}/\text{m}^2$.

Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a $40 \text{ }^\circ\text{C}$, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione a) precedente diventa:

$$a \quad P_{cc} > (1 - P_{\text{tpv}} - 0,08) * P_{\text{nom}} * I / I_{\text{STC}}$$

Ove P_{tpv} indica le perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all' 8% .

Le perdite termiche del generatore fotovoltaico P_{tpv} , nota la temperatura delle celle fotovoltaiche T_{cel} , possono essere determinate da:

$$\dot{Y} \quad P_{\text{tpv}} = (T_{\text{cel}} - 25) * \gamma / 100$$

oppure, nota la temperatura ambiente T_{amb} da:

$$\dot{Y} \quad P_{\text{tpv}} = [T_{\text{amb}} - 25 + (\text{NOCT} - 20) * I / 800] * \gamma / 100$$

in cui:

- γ : Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a $0,4 \div 0,5 \text{ } \%/^\circ\text{C}$).
- NOCT: Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a $40 \div 50^\circ\text{C}$, ma può arrivare a $60 \text{ }^\circ\text{C}$ per moduli in vetrocamera).
- T_{amb} : Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature.
- T_{cel} : è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

La produzione di energia elettrica per conversione fotovoltaica dell'energia solare non causa immissione di sostanze inquinanti nell'atmosfera ed ogni kWh prodotto con fonte fotovoltaica consente di evitare l'emissione nell'atmosfera di 0,3 - 0,5 kg di CO₂ (gas responsabile dell'effetto serra, prodotto con la tradizionale produzione termoelettrica che, in Italia, rappresenta l'80% circa della generazione elettrica nazionale).

18 DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

Al termine del periodo di vita dell'impianto (circa 30 anni) è previsto lo smantellamento delle strutture ed il recupero del sito. Si procederà quindi alla rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero. In conseguenza di quanto detto tutti i componenti dell'impianto e gli associati lavori di realizzazione sono stati previsti per il raggiungimento di tali obiettivi. Per il finanziamento dei costi delle opere di smantellamento e ripristino dei terreni verranno posti in bilancio congrui importi dedicati a tale scopo. Si evidenzia che una caratteristica che rende maggiormente sostenibili gli impianti fotovoltaici, oltre alla produzione di energia da fonte rinnovabile, è la possibilità di effettuare un rapido ripristino ambientale, a seguito della dismissione dell'impianto, e quindi di garantire la totale reversibilità dell'intervento in progetto ed il riutilizzo del sito con funzioni identiche o analoghe a quelle preesistenti. Nei paragrafi seguenti si riportano le attività previste per la dismissione di ciascuna componente impiantistica.

1. Moduli Fotovoltaici

Per quanto riguarda lo smaltimento dei moduli fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra, l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati. Le operazioni consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi ad idonea piattaforma predisposta dal costruttore di moduli fotovoltaici che effettuerà le seguenti operazioni di recupero: recupero cornice di alluminio; recupero vetro; recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer; invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

2. Strutture di Supporto

Le strutture di supporto dei moduli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei profilati di fondazione infissi. I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge. Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in calcestruzzo gettati in opera.

3. Impianto Elettrico

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT – AT/MT saranno rimossi, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore. Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno

inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio. Le polifere ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta. I manufatti estratti verranno trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative. Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

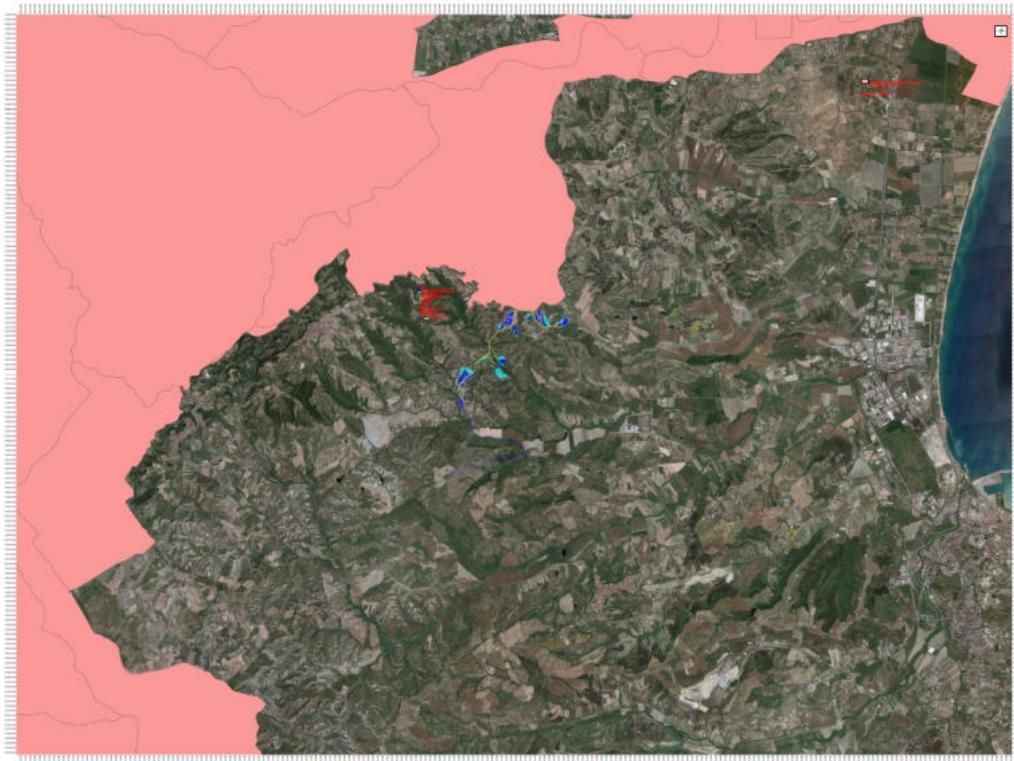
4. Cabine Elettriche

Per quanto attiene alla struttura prefabbricata alloggiante le cabine elettriche si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi). Per il ripristino del terreno sarà necessario procedere alla rimozione del magrone del basamento sul quale è alloggiata la vasca di fondazione prefabbricata di ciascuna cabina.

19 REGIME VINCOLISTICO VIGENTE

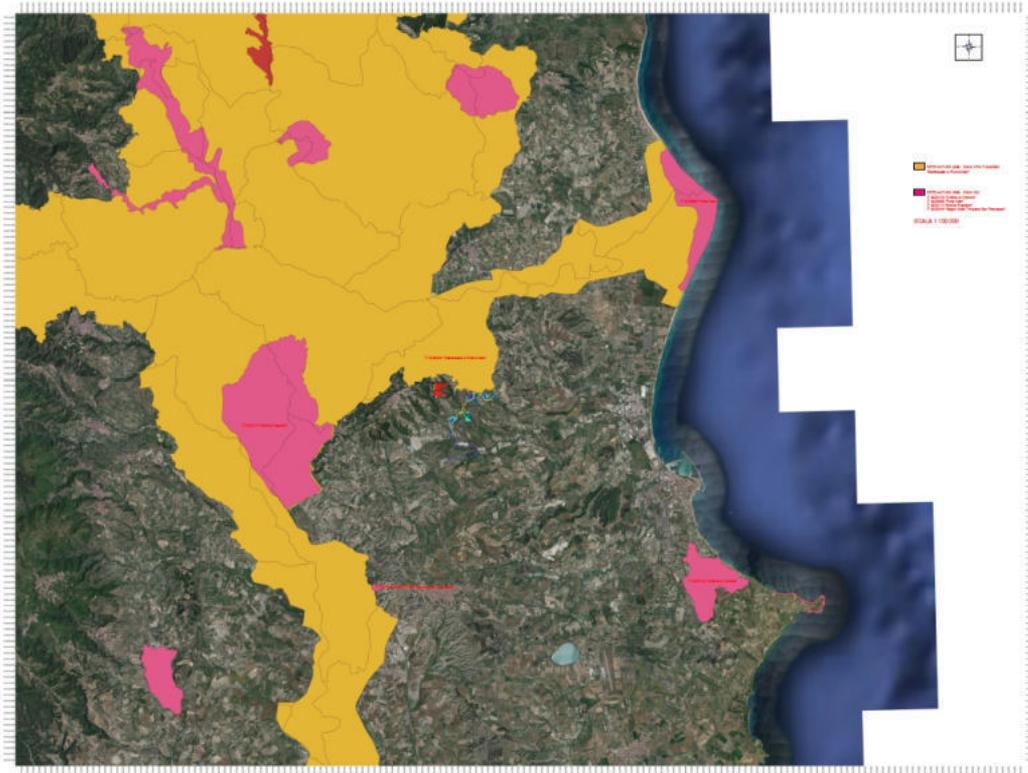
Per le opere da realizzare dovranno essere rispettate le seguenti disposizioni in materia di pareri inerenti i vari vincoli ambientali da parte delle autorità competenti:

1) L'impianto in questione non ricade in aree : ZPS (Fig.1)



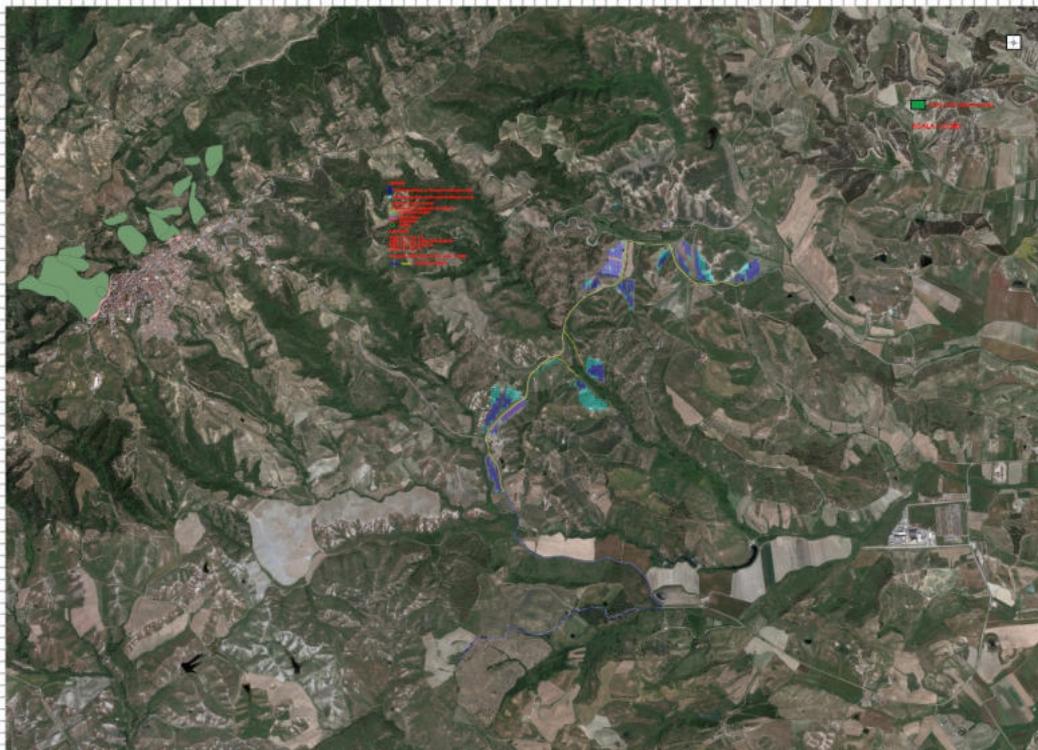
(Fig.1)

1) L'impianto in questione non ricade in aree : ZPS-SIC (Fig.2)



(Fig.2)

L'impianto in questione non ricade in zona PAI rischio frane (Fig.3).



(Fig.3)

L'impianto in questione non ricade in zona PAI rischio idraulico come riportato in Fig.4

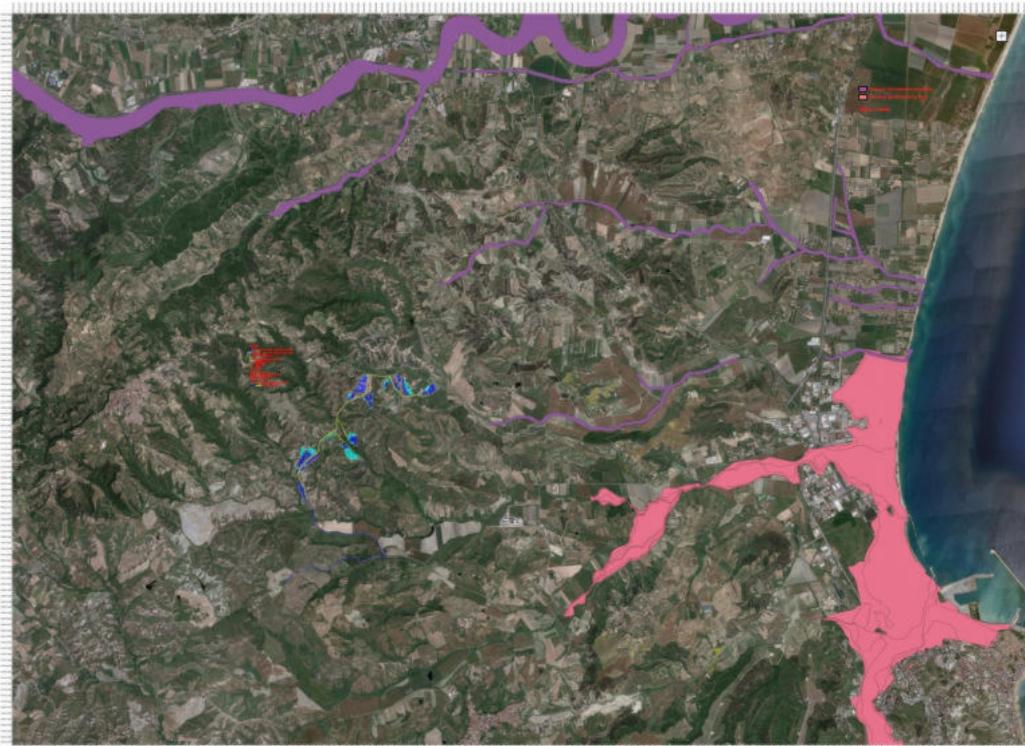


Fig.4

L'impianto in questione non ricade in zone aree boscate come riportato in Fig.5



Fig.5

L'impianto in questione non ricade in zone corsi d'acqua come riportato in Fig.6

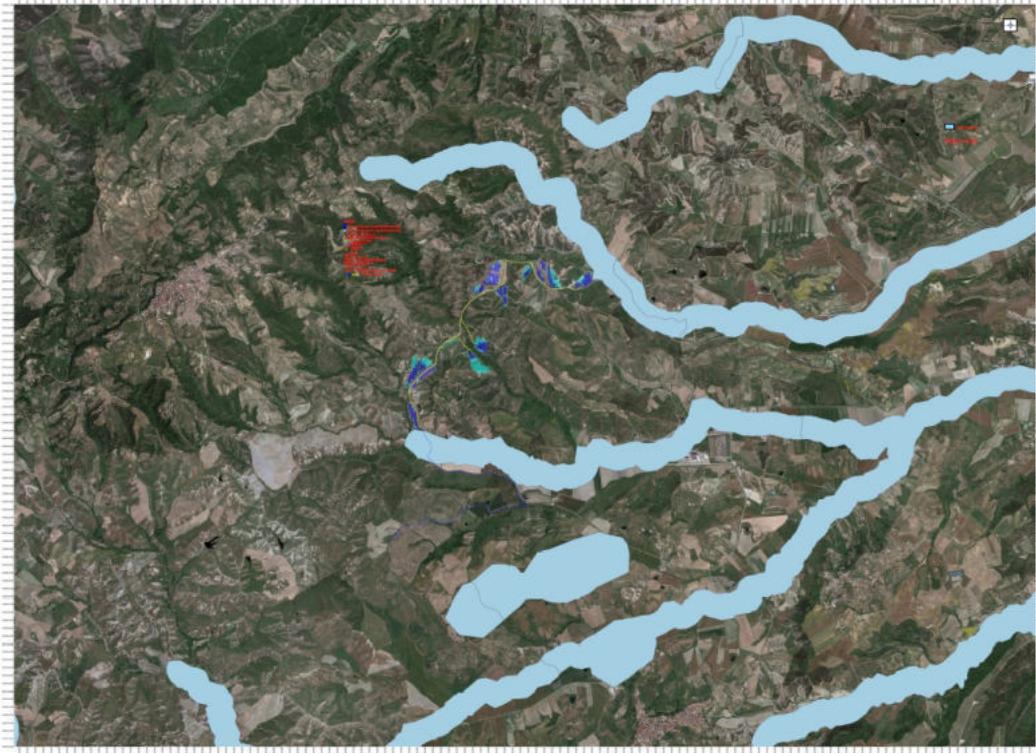


Fig.6

L'impianto in questione non ricade in zone aree percorse dal fuoco come riportato in Fig.7



Fig.7

L'impianto non ricade in area vincolo archeologico come riportato in Fig 8



Fig.8

20 QUADRO TERRITORIALE REGIONALE PAESAGGISTICO – REGIONE CALABRIA "DISPOSIZIONI NORMATIVE"

In riferimento all'art.15 comma 4 lett,a, che riporta la seguente citazione:

“a) gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed in particolare da fonte fotovoltaica soggetti all’Autorizzazione Unica di cui all’art. 12 del D.Lgs n. 387/2003, realizzati a terra in terreni a destinazione agricola ovvero, in particolare, nell’ambito di aziende agricole esistenti, non potranno occupare oltre un decimo dell’area impiegata per le coltivazioni garantendo le caratteristiche progettuali di cui al punto successivo”

L'impianto in questione occupa meno di un decimo dell'area impiegata per la coltivazione.

La progettazione garantisce di:

- a. gli interventi previsti non comportano alterazioni della morfologia dei suoli, in quanto i terreni interessati sono situati su versanti collinari e pianeggianti;
- b. gli unici tracciati caratterizzanti e riconoscibili sul terreno quali impluvi naturali mantengono il loro tracciato e la loro area, disponendo i filari delle vele fotovoltaiche a debita distanza;
- c. i filari delle vele fotovoltaiche prevedono idonei spazi, mantenendo l'uso agricolo, per attenuare la continuità visiva determinata dai pannelli fotovoltaici, a tale proposito viene lasciata una fascia di 5,10 metri tra i filari delle vele fotovoltaiche;

e. la disposizione planimetrica delle vele viene eseguita secondo comparti non rigidamente geometrici ma di andamento adatto alla morfologia del luogo, per conseguire forme planimetriche dell'impianto di elevata qualità architettonica inserite nel contesto e nella trama del paesaggio locale;

d. sono previste opportune schermature vegetali non secondo schemi rigidi e continui per mitigare l'impatto visivo dell'impianto, utilizzando essenze autoctone con ecotipi locali, al fine di una migliore integrazione con il contesto di riferimento;

e. il fenomeno dell'abbagliamento è stato registrato esclusivamente per le superfici fotovoltaiche "a specchio" montate sulle architetture verticali degli edifici. Vista l'inclinazione contenuta (pari a circa 30°), si considera poco probabile un fenomeno di abbagliamento per gli impianti posizionati su suolo nudo. Inoltre, i nuovi sviluppi tecnologici per la produzione delle celle fotovoltaiche, fanno sì che, aumentando il coefficiente di efficienza delle stesse, diminuisca ulteriormente la quantità di luce riflessa (riflettanza superficiale caratteristica del pannello), e conseguentemente la probabilità di abbagliamento.

21 VARIE

Durante i lavori sarà applicata la seguente cartellonistica:

- quadro elettrico generale
- pericolo
- non eseguire lavori prima di aver tolto la tensione
- quadro elettrico
- non usare acqua per spegnere incendi

22 SCELTE PROGETTUALI

Le scelte progettuali individuano la soluzione che presenta il miglior rapporto tra costi e benefici, in relazione alle specifiche esigenze da soddisfare e prestazioni da fornire. Il progetto di fattibilità comprende tutte le indagini e gli studi necessari per la definizione:

- a) il soddisfacimento dei fabbisogni;
- b) la qualità architettonica e tecnico funzionale e di relazione nel contesto dell'opera;
- c) la conformità alle norme ambientali, urbanistiche e di tutela dei beni culturali e paesaggistici, nonché il rispetto di quanto previsto dalla normativa in materia di tutela della salute e della sicurezza;
- d) un limitato consumo del suolo;
- e) il rispetto dei vincoli idrogeologici, sismici e forestali nonché degli altri vincoli esistenti;
- f) il risparmio e l'efficientamento energetico, nonché la valutazione del ciclo di vita e della manutenibilità delle opere;

g) la compatibilità geologica, geomorfologica, idrogeologica dell'opera; nonché l'individuazione delle caratteristiche dimensionali, volumetriche, tipologiche, funzionali e tecnologiche dei lavori da realizzare.

Il progetto di fattibilità è redatto sulla base di studi preliminari sull'impatto ambientale e evidenzia, con apposito adeguato elaborato cartografico, le aree impegnate, le relative eventuali fasce di rispetto e le occorrenti misure di salvaguardia.

23 CONCLUSIONI

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- dichiarazione di conformità ai sensi della legge 46/90, articolo 1, lettera a);
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, ed alla norma CEI EN 61646 per moduli a film sottile;
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità del convertitore c.c./c.a. alle norme vigenti e, in particolare alla CEI 11-20 qualora venga impiegato il dispositivo di interfaccia interno al convertitore stesso;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- garanzia sull'intero impianto e sulle relative prestazioni di funzionamento.

La ditta installatrice, oltre ad eseguire scrupolosamente quanto indicato nel presente progetto, dovrà eseguire tutti i lavori nel rispetto della regola dell'arte.

Scandale Giugno 2023

I Progettisti

Ing. Nicola DANIELE



Ing. Annibale MARRELLA

