

Comuni di Altamura e Matera

Province di Bari e Matera - Regioni Puglia e Basilicata



Progetto per l'attuazione del
Green Deal Europeo approvato l' 11.12.2020:
**“INTERVENTO AGROVOLTAICO IN
SINERGIA FRA PRODUZIONE
ENERGETICA ED AGRICOLA
IN ZONA INDUSTRIALE“**

Sito in agro di Altamura (BA) e Matera (MT)
Denominazione “MASSERIA IESCE“
Potenza elettrica installata: **33.996,62 kW**
(Rif. Normativo: D.Lgs 387/2003 – L.R. 25/2012)

Proponente:

PV Apulia 2020 S.r.l.

Contrada Lobia, 40 – 72100 Brindisi

I8XVLC8_RelazioneTecnica_01

RELAZIONE TECNICA

Progettazione a cura:

SEROS INVEST ENERGY

c.da Lobia, 40 – 72100 BRINDISI
email infoserosinvest@gmail.com
P.IVA 02227090749

Progettisti:

Ing. Pietro LICIGNANO

Iscr. N° 1188 Albo Ingegneri di Lecce
licignano.p@gmail.com

Ing. Fernando APOLLONIO

Iscr. N° 2021 Albo Ingegneri di Lecce
fernando.apollonio@gmail.com

SOMMARIO

§ 1	<u>DATI GENERALI DEL PROPONENTE</u>	3
§ 2	<u>ANALISI TERRITORIALE</u>	3
	<i>Situazione esistente e Stato dei luoghi</i>	3
	<i>Irradiazione media mensile ed annua sul piano orizzontale</i>	9
	<i>Principali scelte progettuali</i>	10
§ 3	<u>DATI TECNICI D'IMPIANTO</u>	12
	<i>Fasi di lavorazione</i>	12
	<i>Componenti d'impianto</i>	13
	<i>Descrizione dei componenti l'impianto</i>	14
	<i>Moduli fotovoltaici</i>	15
	<i>Inverter 15</i>	
	<i>Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (tracker)</i>	15
	<i>Trincee e cavidotti</i>	18
	<i>Strade e piste di cantiere</i>	18
	<i>Recinzione</i>	19
	<i>Regimazione idraulica: Recinzione e cancello</i>	20
	<i>Sistema di videosorveglianza e di illuminazione</i>	21
	<i>Progettazione esecutiva</i>	24
	<i>Ripristino dello stato dei luoghi</i>	26
	<i>Misure di Mitigazione e Compensazione</i>	26
	<i>Piano di Dismissione dell'Impianto e Ripristino dei luoghi</i>	28
§ 4	<u>ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, AMBIENTALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO</u>	32
	<i>Costi esterni</i>	35
	<i>Benefici globali</i>	36
	<i>Benefici locali</i>	41
§ 5	<u>SCELTE TECNOLOGICO/COSTRUTTIVE</u>	43
§ 6	<u>ALLEGATO: VISURA CAMERALE</u>	45

§ 1 DATI GENERALI DEL PROPONENTE

La società proponente è la **PV Apulia 2020 S.r.l.**, con sede in Brindisi alla Contrada Lobia n° 40, cap 72100, P.IVA e Cod. Fisc. 02618240747, pec: *pvapulia2020@pec.it*, e iscritta alla CCIA di Brindisi con il numero REA 159255.

Nella Relazione *5X94018_PresentazioneProponente* allegata al presente progetto sono riportate le informazioni e le attività svolte dalla società capogruppo Seros Energy Invest S.r.l. mentre in allegato alla presente relazione vi è la Visura Camerale della società proponente PV Apulia 2020 S.r.l..

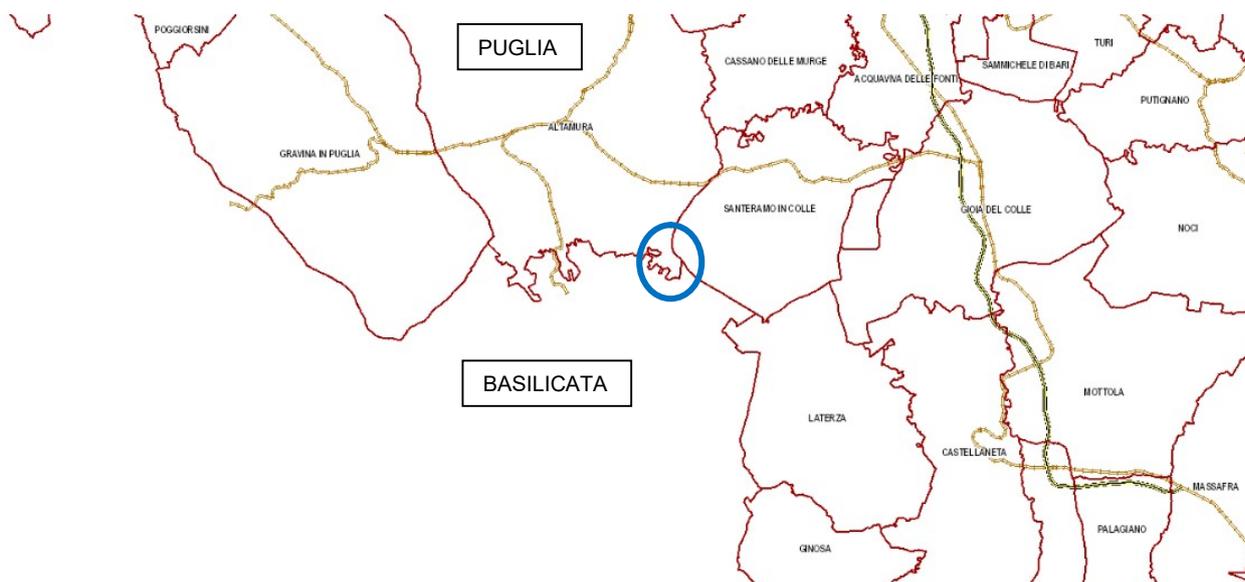
§ 2 ANALISI TERRITORIALE

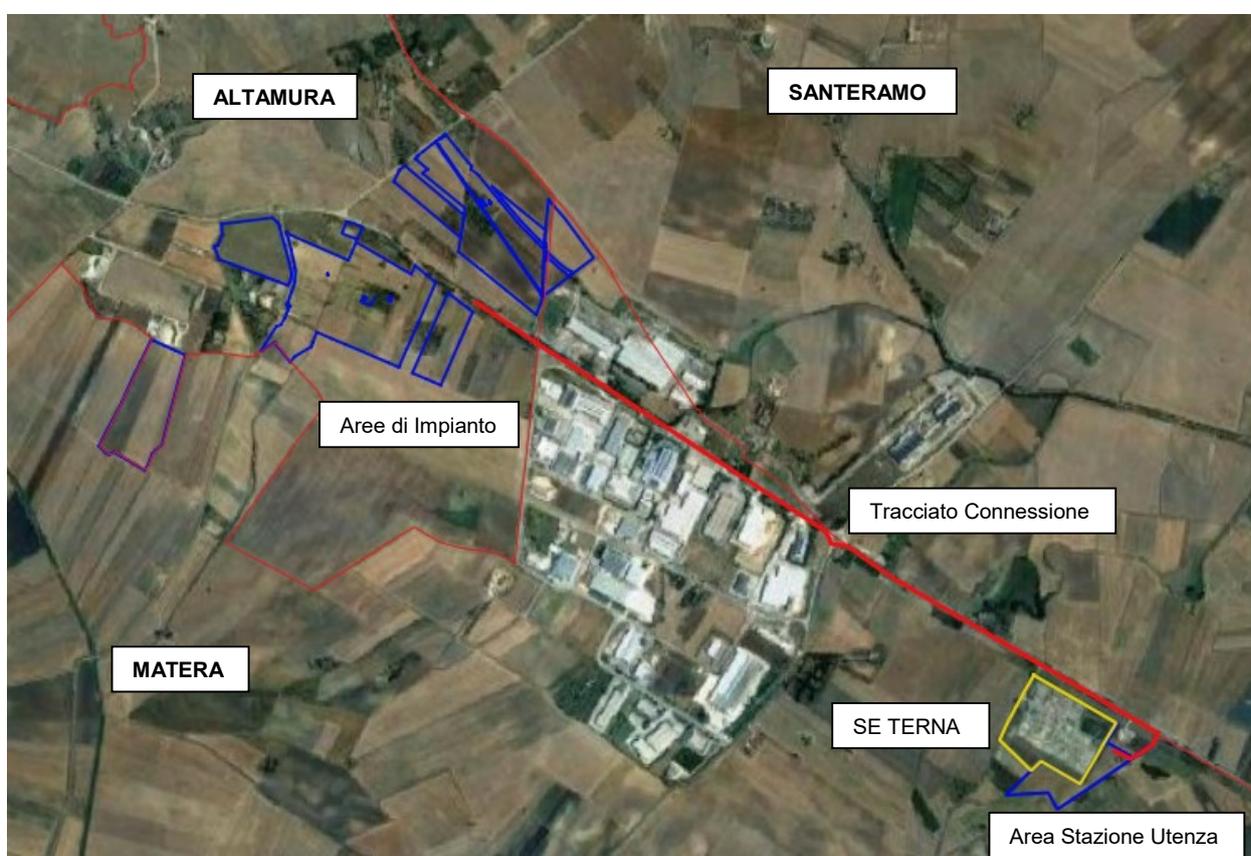
Situazione esistente e Stato dei luoghi

L'intervento impiantistico, che coinvolge le due Regioni limitrofe Puglia e Basilicata, viene proposto nella Zona Industriale dei Comuni di Altamura (BA) e di Matera (MT) all'interno di terreni nella disponibilità della società proponente PV Apulia 2020 S.r.l. quale promissaria acquirente.

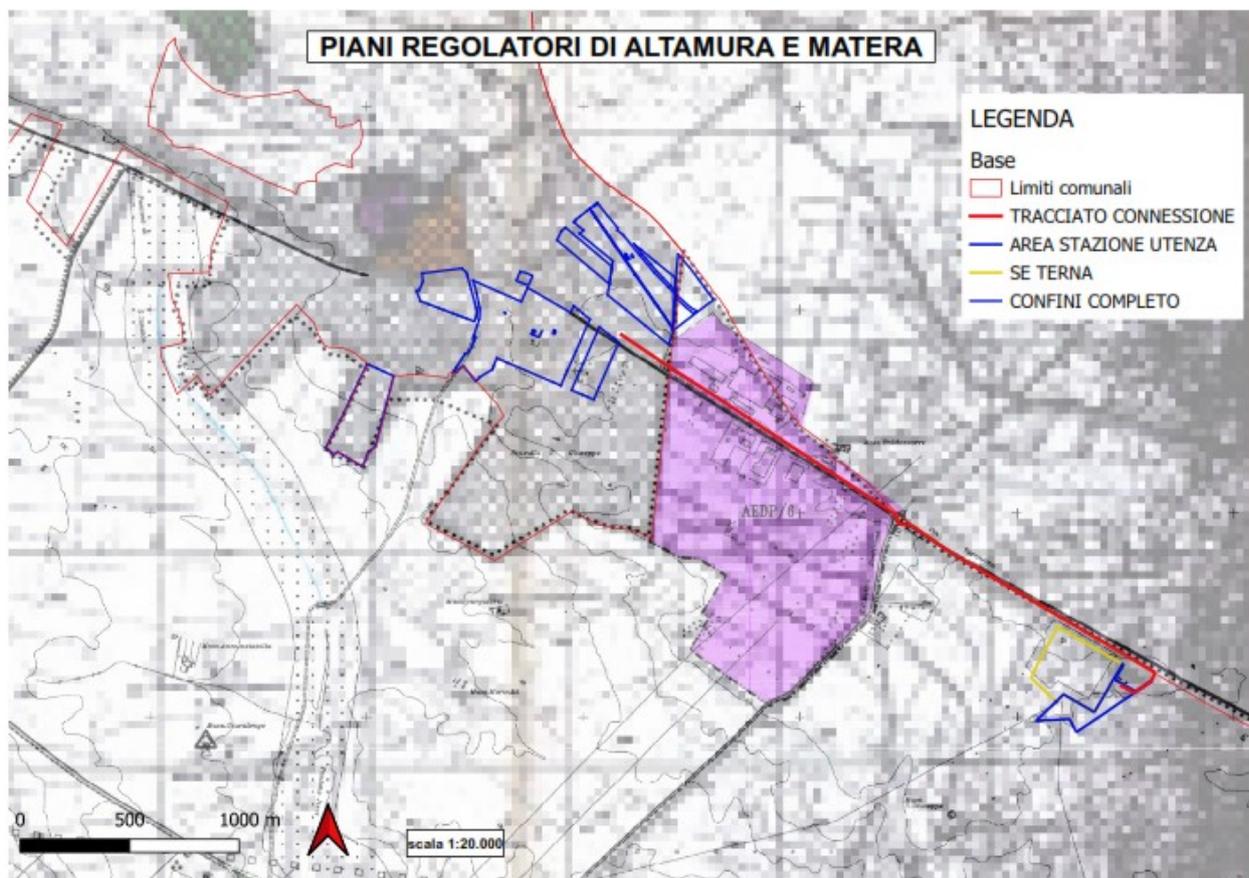
All'interno del territorio pugliese di Altamura (BA) ricade la quasi totale superficie dell'impianto mentre, nel territorio lucano di Matera (MT) ricade una sola particella e la SE TERNA.

Seguono la localizzazione fra le Regioni e le viste satellitari dell'impianto e della Stazione Elettrica TERNA a cui allacciare l'impianto stesso.





Il progetto dell'Impianto AgroVoltaico viene sviluppato all'interno di aree tipizzate urbanisticamente come **"Zona D - Industriale"** e censite nei **Fogli 276, 277 e 278 di Altamura (BA)** e nel **Foglio 8 di Matera (MT)** in area tipizzata come **"Zona Agricola"** e **"Fascia di rispetto della Zona Industriale"** mentre la Stazione di Utenza, da realizzare ai fini della connessione alla SE TERNA esistente, ricade in **"Zona Agricola"** nel **Foglio 19 di Matera**.



Gli estremi catastali delle particelle interessate dall’Impianto Agrovoltaico sono i seguenti:

Comune	Foglio	Particella	Superficie (mq)
Altamura	278	41	5.200
		40	10.300
		36	2.915
		37	20.250
		29	8.232
		39	8.113
		137	13.173
		10	8.113
		128	7.993
		12	4.104
		24	8.000
		124	20.421
		139	16.287
		25	8.260
		15	8.330
		38	20.510
		21	1.667
13	18.660		
34	12.646		
27	1.666		
26	1.667		
Altamura	277	14	67.190
		15	5.730

Altamura	276	93	4.300
		125	12.402
		151	3.030
		284	3.056
		52	5.460
		58	7.216
		154	2.980
		177	3.610
		178	6.900
		179	1.900
		273	4.272
		275	8.965
		274	3.953
		276	9.285
		87	6.646
		146	270
		88	4.980
		148	1.920
		51	6.340
		57	7.030
156	2.610		
158	250		
46	20.560		
90	8.805		
16	43.992		
Matera	8	10	29.100
TOTALE			489.259

La Superficie complessiva ammonta a **489.259 mq = 48,92 ha** ed è così distribuita:

SUPERFICIE TERRENI TOT.	489.259,00
SIEPI	8.216,00
STRADE	30.522,00
AREA TOT. AGROVOLTAICO	368.732,46
Area a Foraggio fra i Tracker	213.598,86
Incolto Naturale	155.133,60
AREA VINCOLI E FASCE DI RISPETTO	81.788,54
AREA A FORAGGIO TOTALE (Area a Foraggio fra i Tracker + Area Vincoli e Fasce di Rispetto)	295.387,40

Sulla **particella n° 244** del **Foglio 19** del Comune di Matera verrà realizzata la Stazione di Utente in adiacenza alla SE TERNA AT/MT esistente.

L'area di impianto prospetta sulle strade:

➤ S.P. 41;

➤ S.P. 160.

La SE TERNA prospetta anch'essa sulla strada S.P. 41 ad una distanza di circa 2.425 m dall'estremità dell'impianto.

Le Coordinate Geografiche corrispondenti al centro della proprietà sono: **Latitudine 40° 44' 44.54" N e Longitudine 16° 39' 20.40" E.**

Le distanze in linea d'aria del sito d'impianto dai perimetri urbani dei due Comuni sono: **Altamura 9.880 m e Matera 6.860 m.**

PRODUCIBILITA' ELETTRICA DEL SITO

In linea generale le perdite di sistema tengono conto di diversi fattori.

In prima analisi si considera l'efficienza percentuale del pannello fotovoltaico.

L'efficienza dei pannelli fotovoltaici, al fine di avere dei riferimenti identici per tutti i produttori, viene calcolata alle condizioni **STC (Standard Test Condition)**, ovvero un irraggiamento di 1.000 W/mq, temperatura di 25°C, distribuzione spettrale = 1,5.

Il rendimento di un pannello è la quantità di energia solare che un pannello riesce a convertire in energia elettrica per unità di superficie, ed è sempre il massimo rendimento alle condizioni STC di cui sopra.

Il valore dell'efficienza di un pannello fotovoltaico è riportato in genere sul data-sheet del modulo, quindi è fornito dal produttore. È altresì semplice da calcolare conoscendo la potenza di picco e le sue dimensioni (si utilizzano le dimensioni del pannello comprese le cornici, in definitiva l'ingombro massimo del modulo).

La formula per il calcolo del rendimento del pannello è:

$$\text{Rendimento \%} = (\text{Potenza modulo} / \text{Superficie} / 1000) * 100$$

nel caso particolare in esame avremo:

$$\text{Rendimento \%} = (695 / 3,094 * 1 / 1000) * 100 = 27,50 \%$$

Altri fattori di perdita che il calcolo prende in considerazione sono:

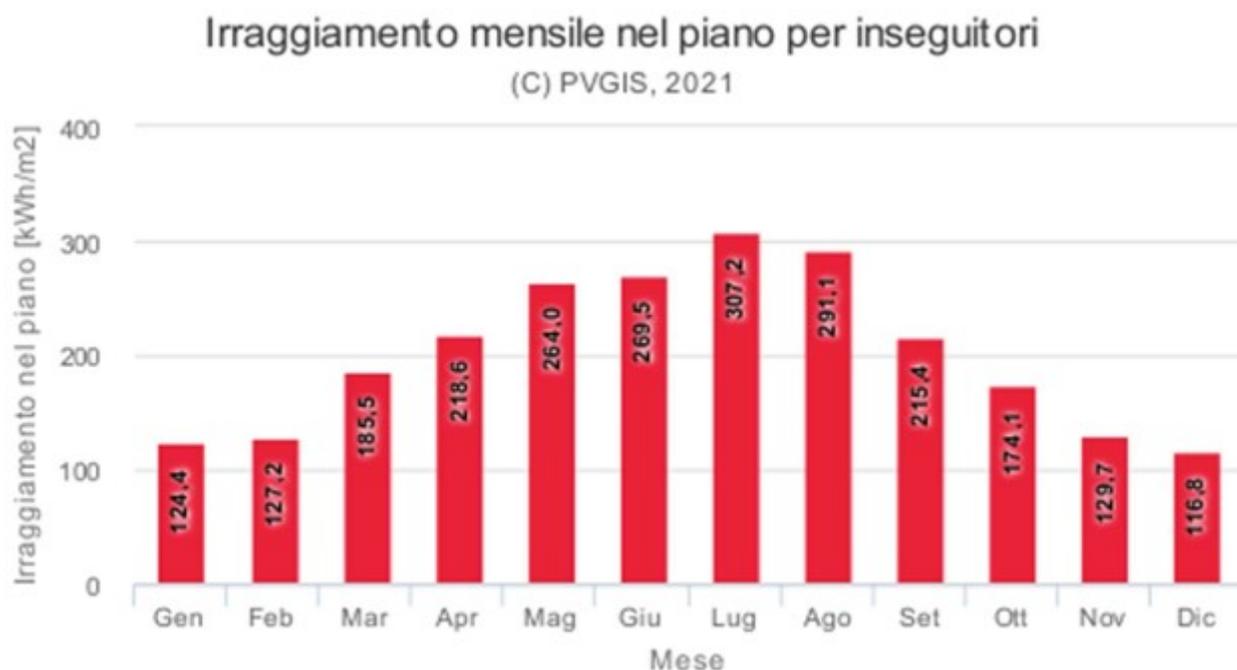
- Perdita FV causa temperatura;
- Perdita per qualità modulo;
- Perdite ohmiche di cablaggio;
- Perdite nell'inverter;
- Perdite nell'inverter per superamento Vmax;

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (**48.916**), alla loro potenza unitaria (**695 Wp**), attraverso il simulatore di calcolo PVGIS si stima una produzione di energia elettrica totale di circa **64.894,88 MWh/anno**.

Irradiazione media mensile ed annua sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è stata ottenuta tramite software PVGIS-SARAH della Commissione EU da cui sono stati ricavati i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il Comune di ALTAMURA (BA) alla latitudine 40.748, longitudine 16.659 e altitudine di 389 m.s.l.m.m., i valori mensili di Irraggiamento Solare sul piano orizzontale, stimati in kWh, sono i seguenti:



Irradiazione media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²] - Fonte dei dati: PVGIS Commissione EU

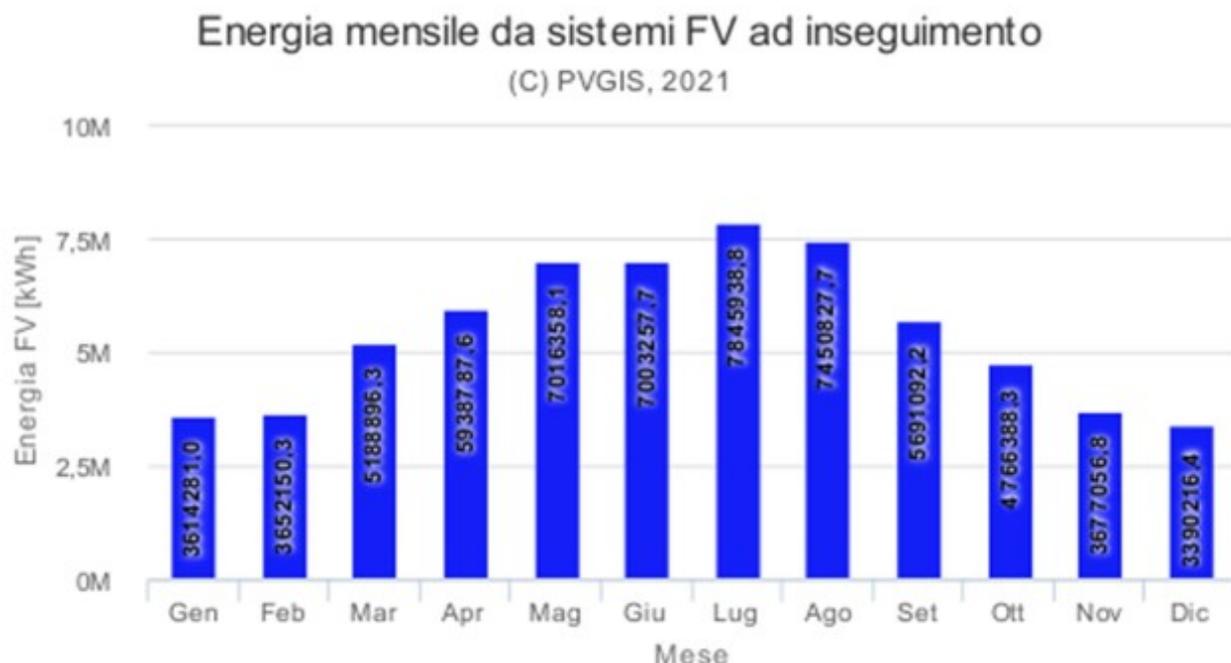
Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a:

Irradiazione solare annua sul piano orizzontale [kWh/m²]

Annua
2.423

Fonte dei dati: PVGIS Commissione UE

I valori mensili di Energia sul piano orizzontale, stimati in kWh, sono i seguenti:



Quindi, i valori di energia annua sul piano orizzontale sono pari a:

Irradiazione solare annua sul piano orizzontale [kWh/m²]

Annua
64.894.880

Fonte dei dati: PVGIS Commissione UE

Principali scelte progettuali

I criteri seguiti per la scelta dell'area di intervento sono stati i seguenti:

1) L'intera area interessata dal Progetto:

- si presenta del tutto pianeggiante (con una elevazione media s.l.m. pari a 318 m);
- nonostante sia un terreno a destinazione urbanistica di "Zona Industriale", attualmente è ineditato e condotto a terreno agricolo seminativo di tipo non irriguo, già destinato alla coltivazione di foraggio (per le molteplici aziende di allevamento presenti nella zona) e grano;
- non presenta particolari criticità di accesso anche con mezzi pesanti, utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto (in particolare tracker, pannelli e cabinati pre-assemblati contenenti il gruppo conversione / trasformazione) e non necessita di creare ulteriori strade di accesso o di adeguare quelle esistenti;

- presenta caratteristiche infrastrutturali particolarmente idonee alla realizzazione di un impianto da fonte rinnovabile in quanto pressochè adiacente al punto di consegna dell'Energia Elettrica prodotta all'interno di una Stazione Elettrica in AT di proprietà TERNA S.p.a.. L'immediata vicinanza a tale infrastruttura è fondamentale, anche dal punto di vista dell'impatto ambientale, per ridurre al minimo la lunghezza e le dimensioni delle opere di connessione.

Nell'Impianto AgroVoltaico l'utilizzo di inseguitori monoassiali permette:

- 1) di sfruttare al meglio la risorsa "terreno" con notevole potenza installata in rapporto alla superficie;
- 2) di sfruttare al meglio la risorsa "sole", poiché a parità di irraggiamento permette di avere una produzione del 20% superiore rispetto agli stessi moduli fotovoltaici montati su strutture fisse;
- 3) di contenere l'altezza del sistema inseguitore-moduli al di sotto dei tre metri, evitando strutture molto grandi tipiche degli inseguitori biassiali.

Inoltre, la scelta di inseguitori dotati di software di controllo con algoritmo di *back-tracking* ha permesso di portare l'interasse (Pitch) tra le file a **9,50 m** fornendo, così, una "corsia utile", tra le file con tracker in posizione orizzontale, pari a **4,70 m**.

Il *back-tracking* permette, infatti, di muovere singolarmente ogni inseguitore, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso (primo mattino e pomeriggio).

È prevista, infine, l'installazione di moduli fotovoltaici di ultima generazione con notevole potenza nominale unitaria (695 Wp) e con dimensioni di (2,384 m x 1,303 m) (superficie 3,106 mq).

Tutte le componenti dell'impianto sono progettate per un periodo di vita utile di almeno 30 anni, durante i quali alcune parti o componenti potranno essere sostituite. Un impianto fotovoltaico è autorizzato all'esercizio, dalla Regione Puglia, per 20 anni e la società proponente potrà chiedere una proroga all'esercizio.

A fine vita utile si prevede lo smantellamento dell'impianto ed il ripristino delle condizioni preesistenti in tutta l'area. Tutto l'impianto e le sue componenti, incluse le strade di comunicazione all'interno del sito, saranno progettati e realizzati in conformità a leggi e normative vigenti.

§ 3 DATI TECNICI D'IMPIANTO

Fasi di lavorazione

La realizzazione dell'impianto prevede una serie articolata di lavorazioni, complementari tra di loro, che possono essere sintetizzate mediante una sequenza di dieci fasi, determinata dall'evoluzione logica, ma non necessariamente temporale.

- 1° fase** - Riguarda la “predisposizione” del cantiere attraverso i rilievi sull'area e la realizzazione delle piste d'accesso alle aree del campo fotovoltaico. Segue a breve l'allestimento dell'area di cantiere recintata, ed il posizionamento dei moduli di cantiere. In detta area sarà garantita una fornitura di energia elettrica e di acqua.
- 2° fase** – Realizzazione delle interne perimetrali all'impianto e delle piazzole antistanti le cabine elettriche;
- 3° fase** – Scavi per i piani di posa in sabbia della fondazione prefabbricata delle cabine elettriche;
- 4° fase** – Trasporto dei componenti di impianto (moduli fotovoltaici, strutture di sostegno, cabine elettriche prefabbricate) posa in opera ed assemblaggio componenti interni;
- 5° fase** – Tracciamento della posizione dei pali di sostegno delle strutture metalliche dei moduli fotovoltaici (tracker);
- 6° fase** – Montaggio strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici mediante l'infissione diretta dei pali di sostegno delle stesse, a mezzo di idoneo mezzo battipalo;
- 7° fase** – Realizzazione dei cavidotti interrati sia di Media Tensione che di bassa tensione;
- 8° fase** - Montaggio moduli fotovoltaici e collegamenti elettrici;
- 9° fase** – Collaudi elettrici e start up dell'impianto;
- 10° fase** – Opere di ripristino e mitigazione ambientale: trasporto a rifiuto degli inerti utilizzati per la realizzazione del fondo delle aree di lavoro e posa di terreno vegetale allo scopo di favorire l'inerbimento e, comunque, il ripristino delle condizioni *ex ante*.
- 11° fase** – Installazione, ai fini della creazione di Biodiversità animale e vegetale:

- di **n° 160** Arnie per l'allevamento di api mellifere;
- di almeno **n° 5** vasche d'acqua per l'abbeveramento (specialmente nel periodo estivo) delle api, della fauna terrestre e dell'avifauna;
- di **n° 1** filare di siepe perimetrale con essenze vegetali composte da alberi, arbusti e cespugli con fiori e bacche a continua produzione e successione annuale per garantire l'alimentazione ed il riparo alle api, all'avifauna ed alla piccola fauna terrestre.

Componenti d'impianto

I principali componenti dell'impianto in progetto sono:

- il **generatore fotovoltaico** (moduli fotovoltaici), costituito da **48.916** moduli in silicio monocristallino (ciascuno di potenza pari a **695 Wp**) per una potenza nominale complessiva DC pari a **33.996,62 kWp** e una potenza nominale complessiva AC di **29.226,60 kVA ± 5%**;
- le **strutture di sostegno** in acciaio di tipo mobile (inseguitori o Tracker) con relativi motori elettrici per la movimentazione dei moduli fotovoltaici, ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno.

L'interasse tra gli inseguitori (Pitch) è stato fissato in **9,50 m** ed, in posizione orizzontale, la superficie superiore del pannello è posta a circa **2,55 m** dal terreno in modo da consentire sempre lo svolgimento regolare delle attività agricole.

Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile. Nell'impianto in progetto ci saranno inseguitori da **56** e **28 moduli**.

In particolare saranno installati **979 Tracker** e **48.916 pannelli** così distinti:

- **n° 768 tracker da 56 pannelli (n° 43.008 pannelli posti su due file orizzontali);**
- **n° 211 tracker da 28 pannelli (n° 5.908 pannelli posti su due file orizzontali).**
- le **linee elettriche** interrate di bassa tensione in c.c. dai moduli, suddivisi da un punto di vista elettrico in stringhe, ai quadri di parallelo stringa posizionati in campo in prossimità delle strutture;
- gli **Inverter di Stringa (n° 136)** per la conversione della corrente prodotta dai moduli in c.c. a 1.500 V, in c.a. a 800 V;

- le **linee elettriche** interrattate in bassa tensione in c.c.;
- le **Cabine di Campo (n° 15)**, costituite da vani prefabbricati in c.a. di dimensioni (7,5 m x 2,5 m x 2,5 m), contenenti i Trasformatori MT/BT, per l'innalzamento della tensione da 800 V a 30 kV, ed i Quadri MT per l'arrivo e la partenza delle linee di Media Tensione provenienti dai gruppi conversione/trasformazione;
- le **linee elettriche MT** interrattate all'interno delle aree in cui sono installati i moduli fotovoltaici, che collegano elettricamente tra loro le Cabine di Campo;
- la **Cabina di Raccolta (n° 1)** nella quale viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico;
- la **Cabina Ausiliari (n° 1)** nella quale arriva l'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica di distribuzione ENEL per l'alimentazione continua dell'illuminazione e del sistema di controllo e di Video Sorveglianza;
- la **Stazione di Elevazione**, in cui arriva l'energia dalla Cabina di Raccolta, per l'ulteriore innalzamento della tensione da 30 kV a 150 kV e la connessione alla Stazione TERNA in AT;
- la **linea elettrica AT** aerea che collega elettricamente la Stazione di Utenza con la SE TERNA.

Descrizione dei componenti l'impianto

In linea generale, il generatore fotovoltaico è costituito da n° **48.916** moduli in silicio monocristallino. Avrà una potenza nominale DC pari a **33.996,62 kWp** e una potenza nominale AC di **29.226,60 kVA ± 5%**. I pannelli fotovoltaici saranno montati su strutture parzialmente mobili detti "*inseguitori monoassiali*" (con asse di rotazione coincidente con la direzione N-S) posizionati all'interno di aree completamente recintate in cui saranno posizionate oltre ai moduli, gli Shelter (gruppi trasformazione), le Cabine di Campo ovvero dei locali tecnici necessari per l'installazione delle apparecchiature elettriche (quadri di protezione, quadri di controllo, quadri MT), la Cabina di Raccolta di tutta l'energia elettrica prodotta da fonte solare ed inviata alla Stazione di Elevazione posta esternamente.

All'interno delle aree di impianto saranno poi realizzate delle trincee per la posa dei cavidotti interrati. Si tratta di cavi BT in cc, BT in ca, MT e cavi di segnale.

Moduli fotovoltaici

Come detto, i moduli fotovoltaici che si prevede di utilizzare saranno in silicio monocristallino. Avranno potenza pari a **695 Wp** e dimensioni pari a (2.384 x 1.303 x 30) mm.

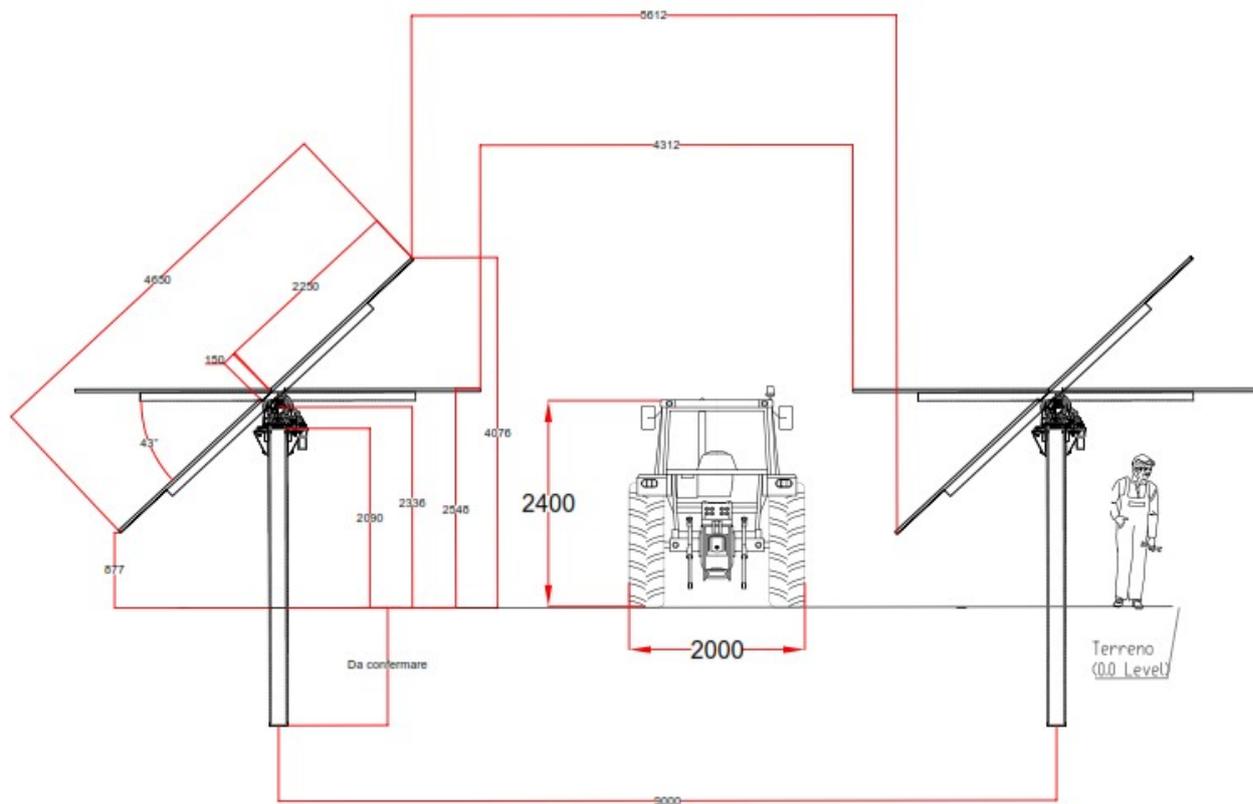
Inverter

Il sistema di conversione dell'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici è costituito da n° **136 inverter**, aventi le seguenti caratteristiche:

- Marca: Sungrow;
- Modello: SG250HX;
- Potenza nominale in uscita (AC): 250 kVA;
- Tensione massima in ingresso: 1500 V;
- Range di tensione MPPT: 500-1500 V;
- Numero di ingressi: 24 suddivisi in 12 MPPT separati;
- Massima corrente per ingresso MPPT: 30

Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (tracker)

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (tracker) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione completo del tracker pari a 86° (-43°/+43°), come indicato in figura.



I moduli fotovoltaici saranno installati sull'inseguitore su due file affiancate (orizzontali rispetto all'asse di rotazione del tracker).

Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile. Nell'impianto in progetto ci saranno inseguitori da **56 e 28 moduli**.

In particolare saranno installati **979 Tracker** e **48.916 pannelli** così distinti:

- **n° 768 tracker da 56 pannelli (n° 43.008 pannelli posti su due file orizzontali);**
- **n° 211 tracker da 28 pannelli (n° 5.908 pannelli posti su due file orizzontali).**

Ciascun tracker monofila si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché ognuno è dotato di un proprio motore. La movimentazione dei tracker nell'impianto fotovoltaico è controllata da un software che include un algoritmo di backtracking per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità agli Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo. I tracker possono resistere fino a velocità del vento di 55 km/h, ed avviano la procedura di sicurezza (ruotando fin all'angolo di sicurezza) quando le raffiche di vento hanno velocità superiore a 50 km/h.

L'angolo di sicurezza non è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamica ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso.

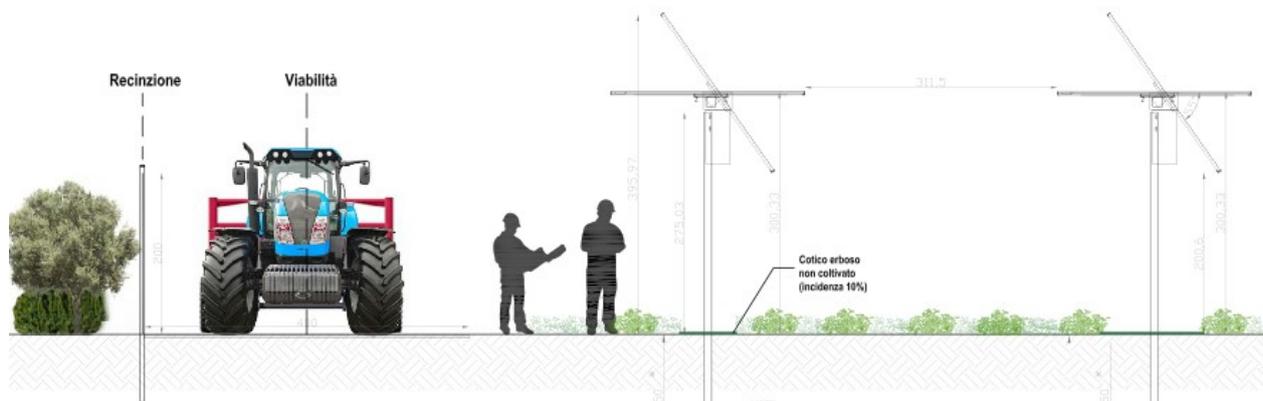
Per quanto attiene le fondazioni i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione è di 2,50 – 3,00 m, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive. La scelta di questo tipo di inseguitore evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.

In linea teorica l'asse di rotazione (asse principale del tracker) dovrebbe essere orientato nella direzione nord-sud (azimut 0°), tuttavia piccole rotazioni sono spesso apportate in relazione alla forma del terreno, allo scopo di aumentarne la copertura e quindi sfruttare al meglio tale "risorsa".

Nel caso in progetto l'azimut è di 0° , quindi l'asse di rotazione del tracker è perpendicolare all'asse est-ovest.

L'interasse tra gli inseguitori (Pitch) è stato fissato in **9,50 m**. Anche questa scelta progettuale è stata dettata dalla necessità di sfruttare al meglio lo spazio a disposizione e comunque resa possibile dall'algoritmo di backtracking che controlla il movimento dei tracker e permette di muovere singolarmente gli inseguitori, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso.

In posizione orizzontale la superficie superiore del pannello è posta a circa **2,55 m** dal terreno e consente lo svolgimento regolare delle attività agricole.



Trincee e cavidotti

Gli scavi a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza variabile in relazione al numero di trincee di cavi che dovranno essere posate, avranno profondità variabile in relazione alla tipologia di cavi che si andranno a posare.

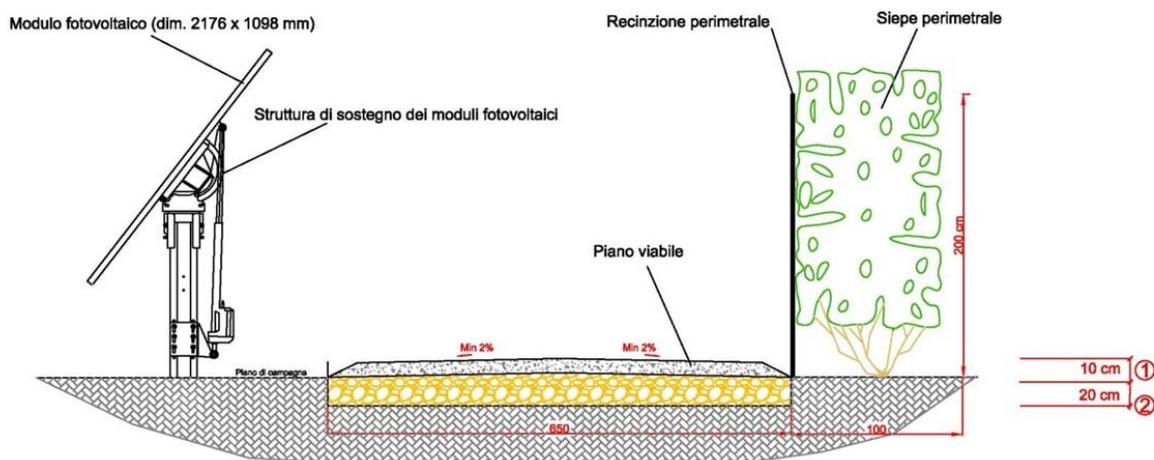
Per i cavi BT la profondità di posa sarà di 0,80 m mentre per i cavi MT sarà di 1,2 m.

Il percorso sarà ottimizzato in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati, per quanto più possibile, al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova realizzazione all'interno dell'area di impianto.

Strade e piste di cantiere

Allo scopo di consentire la movimentazione dei mezzi nella fase di esercizio saranno realizzate delle strade di servizio all'interno dell'area di impianto. La viabilità sarà tipicamente costituita da una strada perimetrale interna alla recinzione.

Le strade, di ampiezza pari a circa 4,0 m, saranno realizzate con inerti compattati di granulometria diversa proveniente da cave di prestito saturato con materiale tufaceo fine; in particolare verranno realizzate scavando 20 cm di terreno vegetale ed apportando uno strato di 20 cm di materiale lapideo duro proveniente da cave di prestito (misto cava) di granulometria 7-10 cm e da uno strato superiore di materiale lapideo di granulometria 0-2 cm. Entrambi gli strati verranno rullati con mezzi meccanici vibranti.



SEZIONE TIPO CON SIEPE ALL'ESTERNO DELLA RECINZIONE

VIABILITA' INTERNA PERIMETRALE DA REALIZZARSI EX NOVO CON SIEPE ALL'INTERNO DELLA RECINZIONE

- 1 - Strato di base: granulometria degli inerti 0 - 2 cm - materiali provenienti da cave di prestito o scavi di cantiere.
- 2 - Strato di fondazione materiale lapideo duro proveniente da cave di prestito (misto cava) granulometria inerti 7-10 cm

Fasi di realizzazione:

- a) scotticamento terreno per uno spessore massimo di cm 20;
- b) posa in opera di strato di cui al punto 2 e rullatura dello stesso con idonee mezzi vibranti;
- c) posa in opera di materiale lapideo fine di cui al punto 1 e successiva rullatura dello strato con idonee mezzi vibranti;

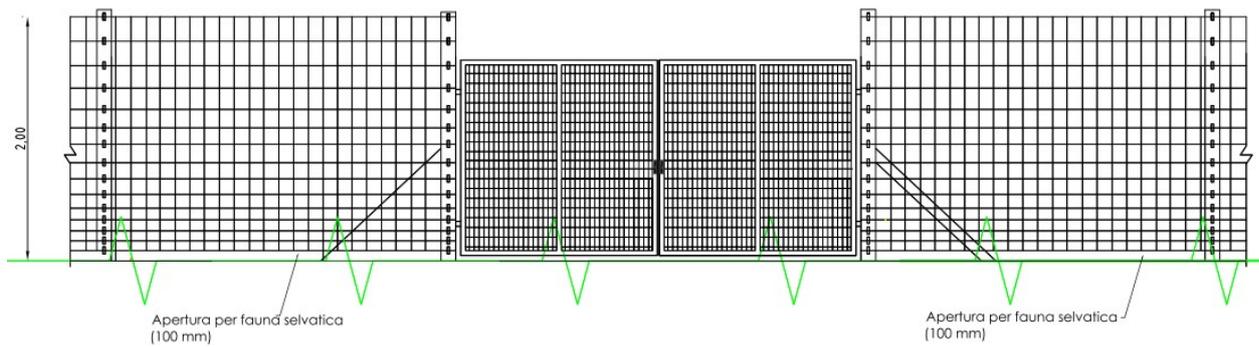
Recinzione

La recinzione dell'impianto sarà realizzata con pannelli elettrosaldati con maglia 50x200 mm, di lunghezza pari a 2 m ed altezza di 2,0 m, per assicurare un'adeguata protezione dalla corrosione il materiale sarà zincato, per una lunghezza totale di **9.050 m**. I pannelli saranno fissati a paletti di acciaio anche essi con colorazione verde. I paletti saranno infissi nel terreno "a battipalo" in modo da eviare la realizzazione di piccoli plinti in cemento completamente annegati nel terreno.

Alcuni paletti saranno poi opportunamente controventati.

I moduli elettrosaldati saranno rialzati in modo da lasciare uno spazio verticale max di 10 cm circa, tra terreno e recinzione, per permettere il movimento interno-esterno (rispetto l'area di impianto) della piccola fauna.

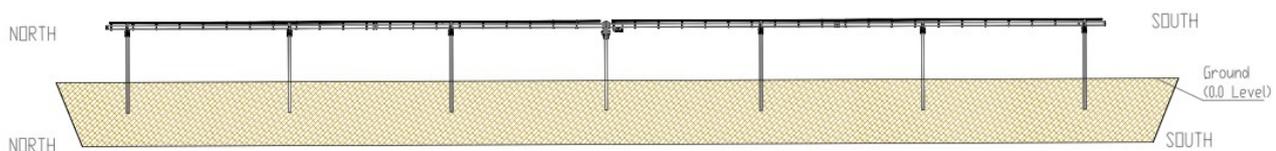
I cancelli saranno realizzati in acciaio zincato anch'essi grigliati e sostenuti da paletti in tubolare di acciaio.



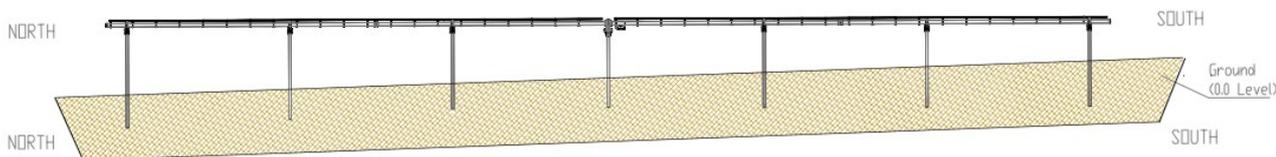
Regimazione idraulica: Recinzione e cancello

Per la realizzazione dell'impianto:

- 1) non saranno realizzati movimenti del terreno tali da modificare la morfologia del terreno esistente in quanto per raggiungere la perfetta planarità orizzontale del piano di posa dei pannelli basterà aumentare o diminuire la profondità di infissione dei sostegni nel terreno;



Posa dei Tracker su terreno pianeggiante



Posa dei Tracker su terreno in pendenza

- 2) le strade perimetrali saranno realizzate con materiale inerte semi permeabile e saranno mantenute pressochè alla stessa altezza del piano di campagna esistente;
- 3) la recinzione sarà modulare con pannelli a maglia elettrosaldata ed i moduli saranno rialzati al max di 10 cm rispetto al piano di campagna per garantire il normale deflusso delle acque meteoriche e per evitare l'ingresso di animali predatori.

Questi accorgimenti progettuali non genereranno alterazioni plano altimetriche e permetteranno il naturale deflusso delle acque meteoriche.

Le cabine saranno leggermente rialzate rispetto al piano di campagna, tuttavia occuperanno, ognuna, una superficie di 18,75 mq e, pertanto, si ritiene che non possano in alcun modo ostacolare il naturale deflusso delle acque.

Sistema di videosorveglianza e di illuminazione

Video sorveglianza

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un Sistema integrato Anti-intrusione composto da:

- N. 225 telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 40 m circa così suddivisi:

Queste saranno installate su pali in acciaio zincato di altezza pari a m 3,50 ed ancorati su opportuno pozzetto di fondazione porta palo e cavi;

- cavo *alfa* con anime magnetiche, collegato a sensori microfonici, aggraffato 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;
- N.1 badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina;
- N.1 centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato.

Il cavo *alfa* sarà in grado di rilevare le vibrazioni trasmesse alla recinzione esterna in caso di tentativo di scavalco o danneggiamento.

Le barriere a microonde rileveranno l'accesso in caso di scavalco o effrazione nelle aree del cancello e/o della cabina. Le telecamere saranno in grado di registrare oggetti in movimento all'interno del campo, anche di notte; la centralina manterrà in memoria le registrazioni.

I badges impediranno l'accesso alla cabina elettrica e alla centralina di controllo ai non autorizzati.

Al rilevamento di un'intrusione, da parte di qualsiasi sensore in campo, la centralina di controllo, alla quale saranno collegati tutti i sopradetti sistemi, invierà una chiamata alla più vicina stazione di polizia e al responsabile di impianto tramite un combinatore telefonico automatico e trasmissione via antenna *gsm*.

Illuminazione

Per limitare l'inquinamento luminoso non è prevista l'illuminazione perimetrale, per cui l'impianto di illuminazione sarà costituito da 2 sistemi:

- Illuminazione della SST;
- Illuminazione esterno cabine.

Tali sistemi sono di seguito brevemente descritti.

Illuminazione SST

- Tipo lampada: Proiettori LED;
- $P_n = 700W$;
- Tipo armatura: proiettore direzionabile;
- Numero lampade: 12;
- Numero palificazioni: 6;
- Funzione: illuminazione stradale notturna e anti-intrusione;
- Distanza tra i pali: circa 40 m.

Illuminazione esterno cabine

- Tipo lampade: Proiettori LED - 40 W;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, forma ogivale;
- Numero lampade: 2;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete. Posizione lato lungo della cabina;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

Il suo funzionamento sarà esclusivamente legato alla sicurezza dell'impianto. Ciò significa che, qualora dovesse verificarsi un'intrusione durante le ore notturne, il campo verrà automaticamente illuminato a giorno dai proiettori a led, installati sugli stessi pali montanti le telecamere dell'impianto di videosorveglianza. Quindi sarà a funzionamento discontinuo ed eccezionale.

Inoltre la direzione di proiezione del raggio luminoso, sarà verso il basso, senza quindi oltrepassare la linea dell'orizzonte o proiettare la luce verso l'altro.

Da quanto appena esposto si può evincere che detto impianto di illuminazione è conforme a quanto riportato all'art.6 della L.R. N.15/05 "*Misure urgenti*

per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico", ed in particolare al comma 1, lettere a), b), e) ed f).

Cabine di Campo

Si tratta di strutture prefabbricate in c.a. dotate, al loro interno, di Trasformatore MT/BT costituente il gruppo di trasformazione e da Quadro Elettrico MT.

Ciascun gruppo di trasformazione è costituito da:

- un trasformatore MT/BT di taglia inferiore 3.000 kVA per l'innalzamento di tensione da 0,80 kV a 30 kV.

Per la protezione dagli agenti atmosferici delle apparecchiature elettriche di trasformazione, sezionamento, protezione e controllo, è prevista l'installazione di **n° 15** Cabine di Campo di dimensioni pari a (7,5 x 2,50 x 2,50) m a cui si aggiungono **n° 1** per Cabina di Raccolta (di dimensioni nette in pianta 7,50 m x 2,50 m) e **n° 1** per Cabina Sistemi Ausiliari (di dimensioni nette in pianta 7,50 m x 2,50 m). Tutte esse saranno di tipo prefabbricato in c.a. e saranno installate sul perimetro delle aree di Impianto, in posizione tale da evitare quanto più possibile ombreggiamenti sui moduli fotovoltaici e, comunque, distanziate quanto più possibile da questi.

All'interno delle cabine di campo vi è un trasformatore MT/BT di taglia inferiore a 3.000 kVA per l'innalzamento di tensione da 0,80 kV a 30 kV.

Cabina di Raccolta

È prevista l'installazione di **n° 1** Cabina di Raccolta di dimensioni pari a 7,50 x 2,50 x 2,50 m. Essa sarà di tipo prefabbricato in c.a..

Sarà installata in posizione idonea per ottimizzare le linee elettriche interrato e servirà al convogliamento dell'energia proveniente da tutte le Cabine di Campo fino alla Stazione di Elevazione della tensione da 30 kV a 150 kV.

Cabina Ausiliari

È prevista l'installazione di **n° 1** Cabina Ausiliari di dimensioni pari a 7,50 x 2,50 x 2,50 m. Essa sarà di tipo prefabbricato in c.a..

Sarà installata in posizione idonea per ottimizzare le linee elettriche interrato e servirà per l'alimentazione in prelievo dei servizi ausiliari come autoconsumo trasformatore, condizionatori, luci esterne, sistemi di videosorveglianza ecc.

Stazione di Elevazione (o Sotto Stazione di Utenza)

Attraverso un cavidotto interrato su strada, esterno all'area di impianto e per una lunghezza circa 3.000 m, si collegherà la Cabina di Raccolta alla Stazione di Elevazione che consentirà di elevare ulteriormente la tensione da 30 kV a 150 kW. Da tale Stazione, successivamente, avverrà il collegamento interrato ad uno Stallo in AT presente nella Stazione Elettrica TERNA in AT per immettere tutta l'energia elettrica prodotta con l'impianto all'interno della rete elettrica di distribuzione nazionale.

Progettazione esecutiva

In sede di progettazione esecutiva si dovrà procedere alla redazione degli elaborati specialistici necessari alla cantierizzazione dell'opera, così come previsto dall'art. 33 del Decreto del Presidente della Repubblica 207/2010, ed in particolare come al comma 1: *“Il progetto esecutivo costituisce la ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce compiutamente ed in ogni particolare architettonico, strutturale ed impiantistico l'intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani operativi di cantiere, i piani di approvvigionamenti, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisoriale.*

Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo nonché delle prescrizioni dettate nei titoli abilitativi o in sede di accertamento di conformità urbanistica, o di conferenza di servizi o di pronuncia di compatibilità ambientale, ove previste. Il progetto esecutivo è composto dai seguenti documenti, salva diversa motivata determinazione del responsabile del procedimento ai sensi dell'articolo 15, comma 3, anche con riferimento alla loro articolazione:

- a) relazione generale;*
- b) relazioni specialistiche;*
- c) elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento ambientale;*
- e) calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;*
- f) piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti;*
- g) piano di sicurezza e di coordinamento di cui all'articolo 100 del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, e quadro di incidenza della manodopera;*
- h) computo metrico estimativo e quadro economico;*
- i) cronoprogramma;*
- j) elenco dei prezzi unitari e eventuali analisi;*

k) *schema di contratto e capitolato speciale di appalto;*

l) *piano particellare di esproprio.*

Il progetto esecutivo dovrà tenere presente le indicazioni qui di seguito riportate.

Scelta moduli fotovoltaici

La scelta dei moduli fotovoltaici sarà effettuata in base alle caratteristiche dimensionali e di potenza individuate nel presente progetto definitivo ed in base all'offerta del mercato al momento della redazione dello stesso progetto esecutivo.

Calcoli strutture

Il dimensionamento delle strutture in c.a. e metalliche, dovrà essere effettuato in conformità a quanto previsto dalla normativa vigente (*Decreto 17 gennaio 2018 – Aggiornamento delle Norme tecniche per le costruzioni*); la documentazione di calcolo dovrà essere depositata secondo quanto previsto dalla *L. R. n° 13/2001 art. 27 (già art. 62 L. R. n° 27/85)*. Il dimensionamento dovrà essere effettuato per le seguenti strutture, se ritenute necessarie in fase esecutiva:

- Struttura portante (fondazioni, strutture verticali, solai) delle Cabine di Campo e della Cabina di Smistamento (se gettate in opera);
- Platea di fondazione per il sostegno delle Cabine di Campo e della Cabina di Smistamento (quando prefabbricate);

Cronoprogramma esecutivo

Per la realizzazione dell'opera è previsto il seguente cronoprogramma di massima.

ATTIVITA'	MESI																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Progetto esecutivo	■	■	■	■	■															
Richiesta e ottenimento autorizzazioni di 2° livello	■	■	■	■	■	■	■													
Contratto BOP				■	■	■	■													
Ordine e acquisizione materiali in cantiere				■	■	■	■	■	■	■										
Inizio lavori e accantieramento								■												
Costruzione impianto									■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Commissioning																		■	■	■
Connessione alla RTN ed entrata in esercizio																				■

In definitiva è previsto che la costruzione dell'impianto abbia una durata di 11 mesi, il *commissioning* ovvero collaudi e prove abbiano una durata di circa 3 mesi, prima della connessione alla RTN.

Ripristino dello stato dei luoghi

Terminata la costruzione, i terreni eventualmente interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

Nel dettaglio tali operazioni interesseranno le seguenti superfici:

- Area principale destinata ad AgroVoltaico: riporto a superficie agricola, previo smontaggio dei tracker, delle sole fasce utilizzate come "verde coprente";
- Eliminazione strade perimetrali: ripristino ad uso agricolo dei circa 6,35 ha di terreno destinati a strade sterrate.

Le operazioni di ripristino consisteranno in:

- Rimozione del terreno di riporto o eventuale rinterro, fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente;
- Finitura con uno strato superficiale di terreno vegetale;
- Idonea preparazione del terreno per l'attecchimento.

Particolare cura si osserverà per:

- eliminare dalla superficie della pista e/o dell'area provvisoria di lavoro, ogni residuo di lavorazione o di materiali;
- provvedere al ripristino del regolare deflusso delle acque di pioggia attraverso la rete idraulica costituita dalle fosse campestri, provvedendo a ripulirle ed a ripristinarne la sezione originaria;
- dare al terreno la pendenza originaria al fine di evitare ristagni.

Misure di Mitigazione e Compensazione

Il Progetto prevede l'adozione di una serie di misure atte a mitigare l'impatto della costruzione, esercizio e dismissione del medesimo sulle varie componenti ambientali caratterizzanti l'area d'intervento.

Alcune misure di mitigazione saranno adottate prima che prenda avvio la fase di cantiere, altre durante questa fase ed altre ancora durante la fase di esercizio del parco fotovoltaico.

Le misure di mitigazione consisteranno in:

- protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui;
- conservazione del suolo vegetale;
- trattamento degli inerti;

- protezione di eventuali ritrovamenti di interesse archeologico;
- ripristino dell'area interessata, al termine delle attività di costruzione;
- integrazione paesaggistica delle strutture.

Protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui

Al fine di evitare possibili contaminazioni dovute a dispersioni accidentali che si potrebbero verificare durante la costruzione ed il funzionamento dell'impianto, saranno adottate le seguenti misure preventive e protettive:

- durante la costruzione dell'impianto e durante il suo funzionamento, in caso di spargimento di combustibili o lubrificanti, sarà asportata la porzione di terreno contaminata e trasportata alla discarica autorizzata più vicina; le porzioni di terreno contaminate saranno definite, trattate e monitorate con i criteri prescritti dalla Parte Quarta del D.Lgs 152/06;
- durante il funzionamento dell'impianto si effettuerà un'adeguata gestione degli oli e degli altri residui dei macchinari. Tali residui sono classificati come rifiuti pericolosi e, pertanto, una volta terminato il loro utilizzo, saranno consegnati ad un ente autorizzato, affinché vengano trattati adeguatamente.

Conservazione del suolo vegetale

Nel momento in cui saranno realizzate le operazioni di scavo e riporto saranno realizzate anche le nuove strade e gli accessi alle aree di cantiere. Il terreno asportato verrà stoccato in cumuli che non superino i 2 m di altezza, al fine di evitare la perdita delle proprietà organiche e biotiche. I cumuli verranno protetti con teli impermeabili per evitare la dispersione del suolo in caso di intense precipitazioni.

Tale terreno sarà successivamente steso sul terreno esistente od utilizzato per aumentare lo spessore ove dovesse risultare ridotto.

Trattamento degli inerti

I materiali inerti prodotti, che in nessun caso potrebbero divenire suolo vegetale, saranno riutilizzati per il riempimento di scavi, per la pavimentazione delle strade di servizio, eccetera.

Non saranno create quantità di detriti incontrollate né saranno abbandonati materiali da costruzione o resti di escavazione in prossimità delle opere. Gli inerti eventual-

mente non utilizzati saranno conferiti alla discarica autorizzata per inerti più vicina o nel cantiere più vicino che ne faccia richiesta.

Protezione di eventuali ritrovamenti di interesse archeologico

Non risulta che siano presenti beni archeologici nelle aree interessate dalle strutture dell'impianto, tuttavia i lavori di costruzione dell'impianto ed in special modo tutte le operazioni di scavo e sbancamento, saranno supervisionate da Archeologi, il cui compito sarà quello qualora, durante l'esecuzione dei lavori di costruzione del parco si dovessero rinvenire resti archeologici, di informare tempestivamente l'ufficio della sovrintendenza competente per l'analisi archeologica.

Ripristino dell'area interessata, al termine delle attività di costruzione

Alla chiusura del cantiere, prima dell'inizio della fase di esercizio dell'impianto, gli eventuali terreni interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati fino al raggiungimento della geomorfologia pre-esistente.

Integrazione paesaggistica delle strutture

Al fine di rendere minimo l'impatto visivo delle varie strutture del progetto e favorire la loro integrazione paesaggistica, è prevista la piantumazione di un filare di siepe perimetrale lungo la recinzione dell'impianto con la finalità, oltre di mitigazione visiva, di offrire, anche, cibo e riparo alla fauna terrestre ed ai volatili.

Occorre sottolineare che l'impianto, esteso su 48,92 ettari, non è racchiuso in un'unica area ma è suddiviso in n° 8 lotti i quali possiedono, ciascuno, le proprie siepi e recinzioni.

In particolare le siepi, quindi, costituiranno una serie di filtri alla vista che mitigeranno in maniera consistente la presenza dell'impianto.

Piano di Dismissione dell'Impianto e Ripristino dei luoghi

I costi di dismissione e delle opere di rimessa in pristino dello stato dei luoghi saranno coperti da una fidejussione bancaria indicata nell'atto di convenzione definitivo fra società proponente ed i Comuni interessati dall'intervento.

Il Piano di Dismissione e Ripristino dei luoghi è il documento che ha lo scopo di fornire una descrizione di tutte le attività e relativi costi, da svolgersi a “*fine vita impianto*”, per riportare lo stato dei luoghi alla condizione *ante-operam*.

Di seguito si elencano le fasi principali della dismissione dell’Impianto.

Come detto l’impianto sarà dismesso dopo 30 anni dalla entrata in regime seguendo le prescrizioni normative in vigore a quella data.

Le fasi principali del Piano di dismissione sono riassumibili in:

- a. Sezionamento impianto lato DC e lato AC (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
- b. Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo *multicontact*;
- c. Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
- d. Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno (tavole);
- e. Impacchettamento moduli mediante appositi contenitori;
- f. Smontaggio sistema di illuminazione;
- g. Smontaggio sistema di videosorveglianza;
- h. Sfilaggio cavi BT e MT da canali / trincee interrati;
- i. Rimozione tubazioni interrate;
- j. Rimozione pozzetti di ispezione;
- k. Rimozione parti elettriche;
- l. Smontaggio struttura metallica (inseguitori monoassiali);
- m. Rimozione del fissaggio al suolo;
- n. Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
- o. Rimozione manufatti prefabbricati e/o demolizione manufatti gettati in opera;
- p. Rimozione recinzione;
- q. Rimozione ghiaia dalle strade;
- r. Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
- s. Ripristino stato dei luoghi alle condizioni ante-operam mediante apporto di materiale inerte e terreno vegetale a copertura di scavi e/o trincee.

Per la trattazione specifica si rimanda alla relazione “*Piano di dismissione e ripristino*” e relativo Computo Metrico.

Elenco nulla osta, pareri, autorizzazioni da acquisire

Ai sensi dell'art 27-bis, comma 1, del D.lgs 152/2006 si riporta, di seguito, l'elenco puntuale degli Enti deputati al rilascio di autorizzazioni, intese, concessioni, pareri, concerti nulla osta e assensi comunque denominati, necessari alla realizzazione ed esercizio dell'impianto in progetto:

1. Area Politiche per la riqualificazione, la tutela e la sicurezza ambientale e per l'attuazione delle opere pubbliche - Servizio Difesa del suolo e rischio sismico – Regione Puglia;
2. ARPA Puglia - Dipartimento Provinciale di Bari;
3. ASL di Bari;
4. Autorità di Bacino della Puglia;
5. Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Bari;
6. Comuni di Altamura e Matera;
7. Corpo Forestale dello Stato – Provincia di Bari;
9. Dipartimento Sviluppo Economico, Innovazione, Istruzione, Formazione e Lavoro – Sezione Infrastrutture Energetiche e Digitali – Regione Puglia;
10. Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale - Sezione Coordinamento dei Servizi Territoriali – Regione Puglia;
11. Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale - Sezione Gestione Sostenibile e Tutela delle Risorse Forestali e Naturali – Regione Puglia;
12. Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale -Sezione Risorse Idriche – Regione Puglia;
13. Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Autorizzazioni Ambientali – Regione Puglia;
14. Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio – Sezione Ciclo Rifiuti e Bonifica – Regione Puglia;
15. Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Tutela e Valorizzazione del Paesaggio – Regione Puglia;
16. Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio – Sezione Urbanistica – Regione Puglia;
17. Dipartimento Risorse Finanziarie e Strumentali, Personale e Organizzazione - Sezione Demanio e Patrimonio – Regione Puglia;
18. Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per la provincia di Bari;
19. Direzione Generale Territoriale del Sud - Sezione U.S.T.I.F;

20. Ente per lo Sviluppo dell'Irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia, Lucania e Irpinia;
21. Ministero della Difesa - Direzione Generale dei Lavori e del Demanio;
22. Ministero dello Sviluppo Economico - Div. VI Fonti rinnovabili di energia – Ufficio UNMIG Napoli;
23. Ministero Sviluppo Economico - Dipartimento per le Comunicazioni - Ispettorato Territoriale Puglia- Basilicata;
24. Provincia di Bari – Ufficio Ambiente ed Energia;
25. Provincia di Bari – Ufficio viabilità;
26. Provincia di Bari – Ufficio Pianificazione Territoriale ed Edilizia Sismica;
27. Agenzia del Demanio - Direzione Regionale Puglia e Basilicata;
28. Comando Militare Esercito “Puglia” - Bari;
29. Ispettorato delle Infrastrutture dell'Esercito – 8° Reparto Infrastrutture – Ufficio Demani e Servitù Militari – Sezione Servitù Militari - Bari;
30. Aeronautica Militare Scuole A.M./ 3° Regione Aerea – Reparto Territorio e Patrimonio - Bari;
31. Telecom Italia S.p.A.;
32. Fastweb S.p.a.;
33. E-distribuzione S.p.a.;
34. TERNA S.p.A.;
35. SNAM Rete Gas;
36. ENEL Gas;
37. Anas S.p.A.;
38. AQP S.p.A..

§ 4 ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, AMBIENTALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO

Evidente è l'importante ricaduta sul territorio dalla presenza dell'impianto per le seguenti motivazioni:

RICADUTE SOCIALI

L'innovazione dell'impianto dovuta alla creazione "contemporanea" di un'attività produttiva energetica e di un'attività produttiva agricola (che favorisce, anche, la biodiversità animale e vegetale) fa sì che questo possa diventare un polo formativo e di attrazione per studenti, studiosi e cittadini sull'integrazione fra "tecnologia e natura" ossia sullo "sviluppo sostenibile".

RICADUTE AMBIENTALI

E' ormai palese lo sconvolgimento climatico in atto dovuto alle continue emissioni climalteranti in atmosfera dovute alle industrie, alle centrali termoelettriche, al traffico ed agli impianti di riscaldamento. Il ricorso alla tecnologia "solare fotovoltaica" che, in maniera inerte e senza alcuna emissione, consente la produzione di energia elettrica è sicuramente la migliore "protezione ambientale".

A fine vita l'impianto sarà completamente riciclato e recuperato in tutti i suoi componenti dando vita a nuovi materiali ed utilizzi.

La possibilità di continuare, poi, a svolgere l'attività agricola produttiva con "criteri biologici", che salvaguardano l'ambiente evitando il ricorso a prodotti chimici che inquinano il suolo, il sottosuolo e le falde acquifere sotterranee, rendono tale tipologia di impianto come "indispensabile" anche ai fini del raggiungimento degli obiettivi comunitari di riduzione delle emissioni climalteranti in atmosfera, al 2030, del 55% rispetto al 1990 ed, al 2050, il raggiungimento della neutralità climatica (ossia di riduzione del 100% rispetto al 1990).

RICADUTE OCCUPAZIONALI

La presenza dell'impianto comporterebbe anche una cospicua ricaduta occupazionale sui territori interessati. Infatti si creerebbero i seguenti posti di lavoro (sia temporanei che stabili):

Lavoro Temporaneo

- Almeno occupazione di **50 addetti** (fra operai, operai specializzati e tecnici) nella fase di costruzione oltre ad un indotto dato dalle Aziende fornitrici di materiali ed attrezzature;

Lavoro a tempo indeterminato

- Almeno occupazione di **10 addetti** alla manutenzione per i 30 anni di Vita Utile dell'impianto (fra operai, operai specializzati e tecnici) nella fase di esercizio oltre ad un indotto dato dalle Aziende fornitrici di materiali ed attrezzature;

RICADUTE ECONOMICHE

Per considerare l'efficienza dell'investimento dal punto di vista territoriale, si riporta una valutazione dei benefici e dei costi dell'intervento sia a livello locale (considerando solo i flussi di benefici e *costi esterni* che si verificano localmente), sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale).

Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE

L'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia, dato dalla somma dei costi industriali e finanziari sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti (*LCOE Levelized COst of Electricity*) e dei *Costi Ester-ni* al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

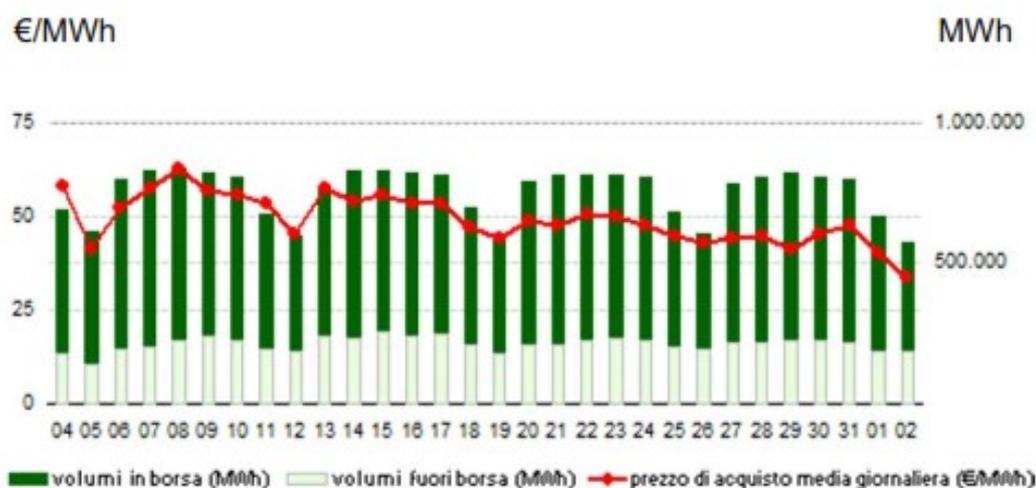
Il valore medio europeo del LCOE (*Levelized COst of Electricity*) del fotovoltaico nel 2018 è stimato in 68,5 €/MWh per gli impianti commerciali e in 58,8 €/MWh per quelli utility scale, in calo sul 2017 rispettivamente del 12,7% e del 7,6% (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente.

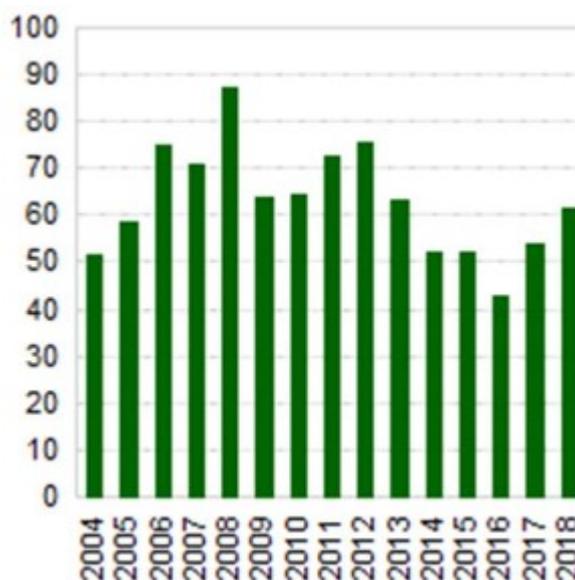
Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale. In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

Per l'impianto in esame del tipo utility scale è evidente che l'LCOE è in realtà più basso rispetto alla media europea poiché l'impianto è localizzato nel sud Europa in un'area in cui il livello di irraggiamento è di molto superiore alla media. Inoltre le dimensioni dell'impianto permettono di avere economie di scala nei costi di costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto.

Analizziamo di seguito qual è il prezzo di vendita (medio) dell'energia in Italia, per paragonarlo con LCOE della produzione di energia da fonte solare fotovoltaica. Verificheremo che il prezzo di vendita è paragonabile al costo di produzione. A tal proposito riportiamo l'andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia (PUN – Prezzo Unico Nazionale) in Italia nel mese di maggio 2019 (Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it).



E ancora l'andamento del PUN nel periodo 2004-2018:



PUN (Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia) in €/MWh – fonte gme.it

Dai grafici si evince che è stata ormai raggiunta la cosiddetta “grid parity” per il fotovoltaico, ovvero la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica è remunerata dal prezzo di vendita sul mercato dell'energia. Il prezzo medio di vendita dell'energia per il 2018 è infatti superiore a 60 €/MWh a fronte di un LCOE medio per il fotovoltaico che è inferiore a 59 €/MWh.

Costi esterni

Per quanto visto al paragrafo precedente è evidente, che l'LCOE, considera costi industriale e finanziari, ma non considera i “costi esterni” generati dalla produzione di energia da fonte solare fotovoltaica.

La produzione di energia da fonti convenzionali fossili (carbone, petrolio, gas naturale) genera, come noto, un problema di natura ambientale che stimola ormai da decenni la ricerca di soluzioni alternative, in grado di far fronte ai futuri crescenti fabbisogni energetici in modo sostenibile, ovvero con impatti per quanto più possibile limitati sull'ambiente.

L'elemento strategico per un futuro sostenibile è certamente il maggior ricorso alle energie rinnovabili, le quali presentano la caratteristica della “rinnovabilità”, ossia della capacità di produrre energia senza pericolo di esaurimento nel tempo, se ben gestite; esse producono inoltre un tipo di energia “pulita”, cioè con minori emissioni inquinanti e gas serra. Tra queste il solare fotovoltaico, a terra o sui tetti, sembra essere al momento una delle tecnologie rinnovabili più mature con costi di produzione sempre più competitivi e vicini a quelli delle fonti fossili convenzionali.

Tuttavia anche il solare fotovoltaico, come d'altra parte tutte le energie rinnovabili ha il suo costo ambientale. I costi ambientali non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma vengono globalmente imposti alla società, ovvero si tratta *esternalità negative* o diseconomie. Tali costi sono tutt'altro che trascurabili e vanno identificati e stimati in ogni progetto.

Nella seconda metà degli anni Novanta del secolo scorso è stato sviluppato dall'Unione Europea un progetto denominato ExternE (Externalities of Energy), con l'obiettivo di sistematizzare i metodi ed aggiornare le valutazioni delle esternalità ambientali associate alla produzione di energia, con particolare riferimento all'Europa e alle diverse tecnologie rinnovabili. Il progetto in questione è basato su una metodologia di tipo bottom-up, la Impact Pathway Methodology, per valutare i costi esterni associati alla produzione di energia. La metodologia del progetto ExternE, definisce prima gli impatti rilevanti e poi ne dà una quantificazione economica.

Le esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica sono dovute a:

1. Sottrazione di suolo, in particolare sottrazione di superfici coltivabili

2. Effetti sulla Idrogeologia
3. Effetti microclimatici
4. Effetti sull'attività biologica delle aree
5. Fenomeno dell'abbagliamento
6. Impatto visivo sulla componente paesaggistica
7. Costo dismissione degli impianti

Inoltre nella quantificazione dei costi esterni si dà anche una quantificazione monetaria:

- Alle emissioni generate nella costruzione dei componenti di impianto;
- Ai residui ed emissioni generate durante la costruzione dell'impianto (utilizzo di mezzi pesanti per la costruzione e per il trasporto dei componenti, che generano ovviamente emissioni inquinanti in atmosfera);
- Ai residui ed emissioni nella fase di esercizio degli impianti (rumore, campi elettromagnetici, generazione di olii esausti);
- Ad eventi accidentali quali incidenti durante l'esercizio dell'impianto e incidenti sul lavoro durante la costruzione.

Lo Studio ExternE iniziato nella seconda metà degli anni Novanta, ha un ultimo aggiornamento del 2005. Successivamente altri studi sono stati redatti ed hanno stimato i costi esterni degli impianti fotovoltaici, in tabella riportiamo i dati sintetici di stima secondo diversi studi che hanno trattato l'argomento.

	Costi esterni fotovoltaico (€/MWh)
RSE, 2014	2,00
Ecofys, 2014	14,20
REN 21, 2012	7,69
ExternE, 2005	6,11
MEDIA	7,5

Nel prosieguo, pertanto assumeremo che il **Costo Esterno** prodotto dall'impianto fotovoltaico oggetto dello Studio è di **7,5 € per MWh prodotto**, ritenendo peraltro questo valore ampiamente conservativo pur in considerazione della notevole estensione dell'impianto.

Benefici globali

La produzione di energia da fonti rinnovabili genera degli indubbi benefici su scala globale dovuti essenzialmente alla mancata emissione di CO₂ ed altri gas che emessi

in atmosfera sono nocivi per la salute umana, oltre ad essere una delle principali cause del cosiddetto cambiamento climatico. I costi esterni evitati per mancata produzione di CO₂, tengono in conto le esternalità imputabili a diversi fattori collegate:

- ai cambiamenti climatici: da una minore produzione agricola;
- ad una crescita dei problemi (e quindi dei costi) sanitari per i cittadini;
- dalla minor produttività dei lavoratori;
- dai costi di riparazione dei danni ambientali generati da fenomeni meteo climatici estremi.

Uno studio dell'Università di Stanford pubblicato nel 2015 ha fissato il "costo sociale" (o costo esterno) di ogni tonnellata di CO₂ emessa in atmosfera in 220 dollari. Valore ben superiore al valore di 37 \$/t di CO₂ (pari a circa 33 €/t di CO₂), che gli USA utilizzano come riferimento per ponderare le proprie strategie di politica energetica ed indirizzare le azioni di mitigazione climatica.

Il protocollo di Kyoto ha indicato, tra l'altro, ai Paesi sottoscrittori la necessità di creare dei mercati delle emissioni di CO₂ (Carbon Emission Market). Il primo mercato attivo è stato quello europeo chiamato EU ETS (European Emission Trading Scheme), esso è il principale strumento adottato dall'Unione europea per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO₂ nei principali settori industriali e nel comparto dell'aviazione. Il sistema è stato introdotto e disciplinato nella legislazione europea dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva ETS), ed è stato istituito nel 2005.

Il meccanismo è di tipo *cap&trade* ovvero fissa un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sul territorio europeo nei settori interessati (*cap*) cui corrisponde un equivalente numero "quote" (1 ton di CO₂ eq. = 1 quota) che possono essere acquistate/vendute su un apposito mercato (*trade*). Ogni operatore industriale/aereo attivo nei settori coperti dallo schema deve "compensare" su base annuale le proprie emissioni effettive (verificate da un soggetto terzo indipendente) con un corrispondente quantitativo di quote. La contabilità delle compensazioni è tenuta attraverso il Registro Unico dell'Unione mentre il controllo su scadenze e rispetto delle regole del meccanismo è affidato alle Autorità Nazionali Competenti (ANC).

Le quote possono essere allocate a titolo oneroso o gratuito. Nel primo caso vengono vendute attraverso aste pubbliche alle quali partecipano soggetti accreditati che acquistano principalmente per compensare le proprie emissioni ma possono alimentare il mercato secondario del carbonio. Nel secondo caso, le quote vengono asse-

gnate gratuitamente agli operatori a rischio di delocalizzazione delle produzioni in Paesi caratterizzati da standard ambientali meno stringenti rispetto a quelli europei (c.d. carbon leakage o fuga di carbonio). Le assegnazioni gratuite sono appannaggio dei settori manifatturieri e sono calcolate prendendo a riferimento le emissioni degli impianti più “virtuosi” (c.d. benchmarks, prevalentemente basati sulle produzioni più efficienti).

Indipendentemente dal metodo di allocazione, il quantitativo complessivo di quote disponibili per gli operatori (cap) diminuisce nel tempo imponendo di fatto una riduzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS: in particolare, al 2030, il meccanismo garantirà un calo del 43% rispetto ai livelli del 2005.

L'EU ETS, in tutta Europa, interessa oltre 11.000 impianti industriali e circa 600 operatori aerei. In Italia sono disciplinati più di 1.200 soggetti che coprono circa il 40% delle emissioni di “gas serra” nazionali.

I diritti europei per le emissioni di anidride carbonica, in pratica i “*permessi ad inquinare*”, sono stati scambiati nel 2018 ad un prezzo medio di 15,43 €/t CO₂, come chiaramente indicato nella tabella sotto. I prezzi di aggiudicazione ottenuti dall'Italia sono i medesimi degli altri Stati membri aderenti alla piattaforma comune europea

Tabella 4: Proventi d'asta mensili per l'Italia nel 2018 da quote EUA

Anno	Mese	Quote collocate Italia	Prezzo d'aggiudicazione IT €/tCO ₂	Proventi italiani €
2018	gennaio	7.667.000	€ 8,36	€ 64.117.030
	febbraio	8.364.000	€ 9,33	€ 78.057.030
	marzo	8.364.000	€ 11,27	€ 94.227.430
	aprile	9.061.000	€ 13,19	€ 119.558.025
	maggio	6.273.000	€ 14,89	€ 93.391.030
	giugno	8.364.000	€ 15,18	€ 126.972.490
	luglio	9.758.000	€ 16,26	€ 158.637.200
	agosto	4.158.000	€ 18,61	€ 77.369.985
	settembre	7.667.000	€ 21,74	€ 166.694.520
	ottobre	9.758.000	€ 19,49	€ 190.169.480
	novembre	9.061.000	€ 18,77	€ 170.061.030
	dicembre	4.862.500	€ 20,74	€ 100.846.180
Totale		93.357.500	€ 15,43	€ 1.440.101.430

Prezzo medio ponderato delle EUA (European Union Allowances) nel 2018
 (Fonte GSE – Rapporto Annuale aste di quote europee di emissione)

Tuttavia tale valore è destinato sicuramente a salire in relazione a situazioni contingenti (Brexit), ma anche, come detto in considerazione che il meccanismo stesso prevede una diminuzione nel tempo (fino a 2030) di quote disponibili per gli operatori.

In relazione a questi fatti già nell'aprile del 2019 l'EUA è salito a 26,89 €/t CO₂ ed è intuibile che questo valore cresca. È evidente, inoltre, che il valore dell'EUA costituisca, comunque, un'indicazione del costo esterno associato all'emissione di CO₂ in atmosfera.

Sulla base delle considerazioni sopra esposte possiamo considerare valido il valore di **33 €/t di CO₂ emessa in atmosfera come costo esterno** (ovvero il costo utilizzato negli USA) da prendere in considerazione per la valutazione dei benefici (globali) introdotti dalla mancata emissione di CO₂ per ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica.

Sulla base del mix di produzione energetica nazionale italiana, ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale) in uno studio del 2015, valuta che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di **554,6 g CO₂**.

Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

In considerazione dei dati sopra riportati, in definitiva, possiamo considerare che per ogni kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico in oggetto si abbia una mancata emissione di CO₂ in atmosfera quantificabile da un punto di vista monetario in:

$$0,033 \text{ €/kg} \times 0,5546 \text{ kg/kWh} = 0,018 \text{ €/kWh}$$

L'impianto in oggetto ha una potenza installata di 33.996,80 kWp e una produzione annua netta attesa di circa 64.894.881,79 kWh/anno.

Il beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ (beneficio globale) pari a:

$$64.894.881,79 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 1.168.108 \text{ €/anno}$$

Questo dato va confrontato con il costo esterno di 7,5 €/MWh (0,0075 €/kWh), e quindi complessivamente per l'impianto in studio di:

$$64.894.881,79 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 486.711 \text{ €/anno}$$

Con evidente bilancio positivo in termini di benefici globali.

Altri benefici globali o meglio non locali, peraltro difficilmente quantificabili in termini monetari, almeno per un singolo impianto, sono:

- 1) La riduzione del prezzo dell'energia elettrica. Negli anni il prezzo dell'energia elettrica è sceso per molte cause: calo della domanda (dovuta alla crisi eco-

nomica), calo del prezzo dei combustibili, aumento dell'offerta. La crescita di eolico e fotovoltaico con costi marginali di produzione quasi nulli ha contribuito ad abbassare i prezzi sul mercato dell'energia, portando a forti riduzioni del PUN. Ricordiamo a tal proposito che per l'impianto in progetto non sono previsti incentivi statali (impianto in *grid parity*), che, tipicamente, a loro volta sono pagati, di fatto, nelle bollette elettriche.

- 2) Riduzione del *fuelrisk* e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico. La crescente produzione da fonti rinnovabili comporta una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero.
- 3) Altre esternalità evitate. La produzione di energia da combustibili fossili comporta oltre alle emissioni di CO₂, anche l'emissione di altri agenti inquinanti NH, NMVOC, PM e SO₂, che generano aumento delle malattie, danni all'agricoltura, e agli edifici, che generano ulteriori costi esterni, ovvero costi sociali, evitabili con un diverso mix energetico.
- 4) Altre ricadute economiche dirette. La realizzazione di impianti quali quello in progetto generano un valore aggiunto per tutta la catena del valore della filiera nelle fasi di finanziamento dell'impianto (banche, compagnie assicurative, studi legali, fiscali, notarili), realizzazione dei componenti (ad esempio inverter, strutture di sostegno dei moduli), progettazione, installazione, gestione e manutenzione dell'impianto ed ovviamente anche nella produzione di energia.
- 5) Altre ricadute economiche indirette. La crescita di una filiera comporta un aumento di PIL e quindi di ricchezza pubblica e privata del Paese, con effetti positivi sui consumi, sulla creazione di nuove attività economiche e nei servizi.

Infine è proficuo rammentare che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto è in linea con quanto definito nella SEN (Strategia Energetica Nazionale). La SEN si pone come obiettivi al 2030:

- l'aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei;
- il miglioramento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia;
- la decarbonizzazione del sistema di approvvigionamento energetico.

È evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 28% al 2030 (successivamente portate al 32% dal Parlamento Europeo). In particolare le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il fotovoltaico, il cui LCOE è vicino al *market parity*, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti.

In conclusione, è evidente che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterebbe dei benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla stessa realizzazione dell'impianto.

Benefici locali

A fronte dei benefici globali sopra individuati e quantificati dobbiamo considerare, d'altra parte, che i costi esterni sono sopportati soprattutto dalla Comunità e dall'area in cui sorge l'impianto, dal momento che gli impatti prodotti dall'impianto fotovoltaico sono esclusivamente locali.

Vediamo allora quali sono le contropartite *economiche* del territorio a fronte dei costi esterni sostenuti.

Innanzitutto i Comuni di Castellaneta e di Laterza, in cui è prevista l'installazione dell'impianto, percepiranno in termini di IMU un introito annuale quantificabile in 2.000 € per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente:

$$48,92 \text{ ha} \times 2.000 \text{ €/ha} = 97.840 \text{ €/anno}$$

I proprietari dei terreni percepiranno 3.000,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto per la cessione del diritto di superficie, e quindi:

$$48,92 \text{ ha} \times 3.000,00 \text{ €/ha} = 146.760 \text{ €/anno}$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di 10.000,00 €/MWp ogni anno. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (2.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente, un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$33,99 \text{ MWp} \times 2.000 \text{ €/MWp} = 67.980 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di 700.000,00 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 15% (105.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$33,99 \text{ MWp} \times 105.000 \text{ €/MWp} = 3.568.950 \text{ €}$$

Non considerando (conservativamente) alcun tasso di attualizzazione e dividendo semplicemente per 20 anni (durata del periodo di esercizio dell'impianto così come autorizzato dalla Regione Puglia), abbiamo:

$$3.568.950 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 178.447 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di circa 178.447 euro ogni anno per 20 anni.

Ancora, per la gestione operativa di un impianto di 33,99 MWp, necessita l'assunzione di almeno 5 operatori che con cadenza giornaliera si rechino presso l'impianto. Necessariamente, pertanto, queste maestranze dovranno essere locali. La ricaduta economica sul territorio è quantificabile in 150.000,00 €/anno.

Tra i benefici locali, come meglio rappresentato e descritto nell'apposita Relazione Pedoagronomica, occorre considerare, inoltre, la gestione agricola dell'intera area così composta:

- ricavi dalla vendita del foraggio;
- assunzione di lavoratori agricoli per le operazioni di preparazione del terreno, semina, trinciatura e raccolta del foraggio;
- nascita di nuove filiere di prodotti agricoli, alimentari, per erboristeria e per farmacia;
- nascita nuove figure come quella dell'Operatore AgroVoltaico attraverso la creazione di appositi Corsi di Formazione sda svolgersi all'interno del "Centro Studi ambientali" presente in sito.

Infine, tra i benefici locali non andiamo a quantificare introiti legati soprattutto alle attività di consulenza, quali servizi tecnici di ingegneria, servizi di consulenza fiscale, che tipicamente (ma non necessariamente) sono affidati a professionisti locali.

In definitiva abbiamo la seguente quantificazione dei benefici locali.

	BENEFICI LOCALI
IMU	97.840 €/anno
Diritto di Superficie ai proprietari dei terreni	146.760 €/anno

Manutenzione Impianto	67.980 €/anno
Lavori di Costruzione	178.447 €/anno
Assunzioni per gestione operativa impianto	150.000 €/anno
TOTALE	641.027 €/anno

In tabella è riportato il confronto tra la quantificazione dei costi esterni, dei benefici globali e dei benefici locali, ribadendo peraltro che i benefici globali e locali sono sicuramente sottostimati.

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
486.711 €/anno	1.168.108 €/anno	641.027 €/anno

È evidente, dalle stime effettuate, che:

- I benefici globali sono **superiori** rispetto ai COSTI ESTERNI;
- I benefici locali sono **superiori** rispetto ai COSTI ESTERNI.

In definitiva, il bilancio costi – benefici (sia a livello globale sia a livello locale) riferito all'impianto in progetto è sempre positivo.

§ 5 SCELTE TECNOLOGICO/COSTRUTTIVE

Le scelte tecnologico/costruttive effettuate hanno sempre avuto le finalità di:

- Rispetto dell'ambiente;
- Massima Efficienza e Rendimento delle attrezzature.

Le scelte dettate dal principio di rispetto dell'ambiente sono state:

- ✓ di realizzare un filare di siepe perimetrale con essenze diverse per creare riparo e cibo all'avifauna, alle api, alle farfalle e ad altri insetti oltre che alla microfauna terrestre; di garantire, ancora, la biodiversità vegetale e l'insediamento di competitori naturali dei parassiti delle colture;
- ✓ di infiggere sia i sostegni dei Tracker che i pali della recinzione con il sistema a battipalo invece che ricorrere all'uso di plinti in c.a. o in cls.;
- ✓ di effettuare l'attraversamento in sotterraneo delle Aste Fluviali ivi presenti senza alterare lo stato dell'alveo;
- ✓ di prediligere moduli fotovoltaici con vetri protettivi che riducano al massimo il fenomeno della riflessione e dell'abbagliamento dei raggi solari.

Le scelte dettate dal principio della massima Efficienza e Rendimento delle attrezzature sono state:

- ✓ di prediligere il sistema ad “Inseguitori Solari” per garantire un incremento di efficienza energetica e produzione di energia elettrica di circa il 17%-20% rispetto al sistema “fisso”;
- ✓ di prediligere moduli fotovoltaici ed inverter di stringa aventi i massimi rendimenti.

§ 6 ALLEGATO: VISURA CAMERALE

Camera di Commercio Industria Artigianato e Agricoltura di BRINDISI

Registro Imprese - Archivio ufficiale della CCIAA

VISURA DI EVASIONE

PV APULIA 2020 S.R.L.

DATI ANAGRAFICI

Indirizzo Sede legale	BRINDISI (BR) CONTRADA LOBIA 40 CAP 72100
Indirizzo PEC	pvapulia2020@pec.it
Numero REA	BR - 159255
Codice fiscale e n.iscr. al Registro Imprese	02618240747
Forma giuridica	societa' a responsabilita' limitata

Estremi di firma digitale

Indice

1 Informazioni da statuto/atto costitutivo	2
2 Capitale e strumenti finanziari	3
3 Soci e titolari di diritti su azioni e quote	4
4 Amministratori	4
5 Attività, albi ruoli e licenze	4
6 Sede ed unità locali	5
7 Storia delle modifiche dal 20/02/2020 al 20/02/2020	5

1 Informazioni da statuto/atto costitutivo

Registro Imprese	Codice fiscale e numero di iscrizione: 02618240747 Data di iscrizione: 14/02/2020 Sezioni: Iscritta nella sezione ORDINARIA
Estremi di costituzione	Data atto di costituzione: 03/02/2020
Sistema di amministrazione	amministratore unico (in carica)
Oggetto sociale	LA SOCIETA', CHE POTRA' FRA L'ALTRO OPERARE QUALE HOLDING DI PARTECIPAZIONI, INTERVERRA' NEL SETTORE DELLE ENERGIE RINNOVABILI FRA CUI, A TITOLO ESEMPLIFICATIVO MA NON ESAUSTIVO, DELLA ENERGIA SOLARE, GEOTERMICA ED EOLICA. ...

Estremi di costituzione

iscrizione Registro Imprese

Codice fiscale e numero d'iscrizione: 02618240747
del Registro delle Imprese di BRINDISI
Data iscrizione: 14/02/2020

sezioni

Iscritta nella sezione ORDINARIA il 14/02/2020

informazioni costitutive

Data atto di costituzione: 03/02/2020

Sistema di amministrazione e controllo

durata della società

Data termine: 31/03/2050

forme amministrative

amministratore unico (in carica)

Oggetto sociale

LA SOCIETA', CHE POTRA' FRA L'ALTRO OPERARE QUALE HOLDING DI PARTECIPAZIONI, INTERVERRA' NEL SETTORE DELLE ENERGIE RINNOVABILI FRA CUI, A TITOLO ESEMPLIFICATIVO MA NON ESAUSTIVO, DELLA ENERGIA SOLARE, GEOTERMICA ED EOLICA. IN PARTICOLARE LA SOCIETA' SVOLGERA' LE SEGUENTI ATTIVITA': A) L'ASSUNZIONE DI PARTECIPAZIONI, DIRITTI DI USUFRUTTO E ALTRI DIRITTI SUL CAPITALE IN ALTRE SOCIETA', IMPRESE, ENTI E CONSORZI; ATTIVITA' DA ESERCITARSI NON NEI CONFRONTI DEL PUBBLICO; B) IL COORDINAMENTO TECNICO, AMMINISTRATIVO, FINANZIARIO E COMMERCIALE DELLE SOCIETA' PARTECIPATE E CONSORZIATE, POTENDO PRESTARE LORO OGNI OPPORTUNA ASSISTENZA IN TAL SENSO; C) L'ACQUISTO, LA VENDITA, LA PROGETTAZIONE, LA COSTRUZIONE, LA RISTRUTTURAZIONE, ANCHE MEDIANTE SUBAPPALTATORI, LA MESSA IN OPERA, LA GESTIONE, L'ESERCIZIO, L'AMMINISTRAZIONE, LA CONCESSIONE IN LOCAZIONE, IL MIGLIORAMENTO DI IMPIANTI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA MEDIANTE FONTI RINNOVABILI; D) LA PRODUZIONE E LA COMMERCIALIZZAZIONE DI TUTTI GLI ELEMENTI, MATERIALI, STRUMENTI, MACCHINE E APPARECCHIATURE CHE COMPONGONO LA PREDETTA FILIERA ENERGETICA; E) LA MANUTENZIONE ORDINARIA E STRAORDINARIA DI CENTRALI ELETTRICHE GENERANTI ELETTRICITA' DA FONTI RINNOVABILI; F) LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA MEDIANTE IMPIANTI FUNZIONANTI CON FONTI RINNOVABILI, LA SUA COMMERCIALIZZAZIONE, ANCHE IN RELAZIONE AI DIRITTI AD ESSA CONNESSI; G) LO SVILUPPO DI PROGETTI, STUDI E SERVIZI, NEL SETTORE DELLA ENERGIA RINNOVABILE, NONCHE' LA PRESTAZIONE DI SERVIZI DI CONSULENZA, INCLUSO LO SVILUPPO DI OGNI OPERAZIONE RELATIVA AL MIGLIORAMENTO, ALLA PROMOZIONE E ALLA VENDITA DEI SUDETTI PROGETTI E SERVIZI, NONCHE' LA CONCLUSIONE DI ACCORDI E/O ATTI E/O L'ESERCIZIO DI OGNI ATTIVITA' CONNESSA O STRUMENTALE ALLE ATTIVITA' SOPRA INDICATE. IL TUTTO PREVIO OTTENIMENTO, OVE NECESSARIO, DELLE DEBITE AUTORIZZAZIONI AMMINISTRATIVE E CON ESPRESSA ESCLUSIONE DI OGNI ATTIVITA' RISERVATA DALLA LEGGE A PERSONE ISCRITTE AD ALBI PROFESSIONALI. PER L'ATTUAZIONE DELL'OGGETTO SOCIALE E IN FUNZIONE STRUMENTALE, LA SOCIETA' PUO' COMPIERE TUTTE LE OPERAZIONI COMMERCIALI, MOBILIARI, IMMOBILIARI E FINANZIARIE, PUO' ASSUMERE PARTECIPAZIONI E INTERESSENZE IN ALTRE SOCIETA' E GESTIRE LE PARTECIPAZIONI E INTERESSENZE MEDESIME, PUO' PRESTARE GARANZIE A FAVORE DI TERZI, IL TUTTO NEL RISPETTO DELLE INDEROGABILI NORME DI LEGGE IN MATERIA DI ATTIVITA' FINANZIARIE RISERVATE. LA SOCIETA' PUO' FAR PARTE DI CONSORZI, DI SOCIETA' CONSORTILI E DI RAGGRUPPAMENTI, DI RETI DI IMPRESE, DI JOINT VENTURES CONTRATTUALI E SOCIETARIE.

Poteri

poteri associati alla carica di Amministratore Unico

IL SOCIO, AI SENSI DELL'ART. 4) DELLO STATUTO SOCIALE, DELIBERA CHE LA SOCIETA' SARA' AMMINISTRATA DA UN AMMINISTRATORE UNICO, AL QUALE SPETTANO I PIU' AMPI POTERI PER TUTTI GLI ATTI DI ORDINARIA E STRAORDINARIA AMMINISTRAZIONE; VIENE NOMINATO A TALE CARICA, CON TUTTI I POTERI DI RAPPRESENTANZA LEGALE E DI FIRMA SOCIALE, ED A TEMPO INDETERMINATO, IL SIGNOR PIZZUTO GIUSEPPE, INNANZI GENERALIZZATO, IL QUALE, SEDUTA STANTE, DICHIARA DI ACCETTARE LA CARICA CONFERITAGLI E DI NON TROVARSI IN ALCUNA DELLE CONDIZIONI DI INCOMPATIBILITA', INELEGGIBILITA' E DECADENZA, PREVISTE DALLA LEGGE.

ripartizione degli utili e delle perdite tra i soci

GLI UTILI NETTI DELL'ESERCIZIO, PRELEVATA UNA SOMMA NON INFERIORE AL CINQUE PERCENTO PER LA RISERVA LEGALE FINO AL RAGGIUNGIMENTO DEL LIMITE DI LEGGE, SARANNO RIPARTITI TRA I SOCI IN PROPORZIONE ALLA LORO PARTECIPAZIONE AL CAPITALE SOCIALE, SALVO DIVERSA DECISIONE DEI SOCI.

2 Capitale e strumenti finanziari

Capitale sociale in Euro	Deliberato:	10.000,00
	Sottoscritto:	10.000,00
	Versato:	10.000,00
	Conferimenti in denaro	

3 Soci e titolari di diritti su azioni e quote

Elenco dei soci e degli altri titolari di diritti su azioni o quote sociali al 11/02/2020

pratica con atto del 03/02/2020

capitale sociale

Data deposito: 11/02/2020

Data protocollo: 11/02/2020

Numero protocollo: BR-2020-3662

Capitale sociale dichiarato sul modello con cui è stato depositato l'elenco dei soci: 10.000,00 Euro

Proprieta'

SEROS INVEST ENERGY S.R.L.

Quota di nominali: 10.000,00 Euro

Di cui versati: 10.000,00

Codice fiscale: 02227090749

Tipo di diritto: proprieta'

Domicilio del titolare o rappresentante comune

BRINDISI (BR) CONTRADA LOBIA 40 CAP 72100

4 Amministratori

Amministratore Unico

PIZZUTO GIUSEPPE

Rappresentante dell'impresa

Forma amministrativa adottata amministratore unico

Numero amministratori in carica: 1

Elenco amministratori

Amministratore Unico

PIZZUTO GIUSEPPE

domicilio

Rappresentante dell'impresa

Nato a NEVIANO (LE) il 11/02/1964

Codice fiscale: PZZGPP64B11F881X

BRINDISI (BR) CONTRADA LOBIA 40 CAP 72100

carica

amministratore unico

Nominato con atto del 03/02/2020

Data iscrizione: 14/02/2020

Durata in carica: a tempo indeterminato

Data presentazione carica: 11/02/2020

carica

socio unico

Nominato con atto del 03/02/2020

Data iscrizione: 14/02/2020

5 Attività, albi ruoli e licenze

Data d'inizio dell'attività dell'impresa 18/02/2020

Attività prevalente

CONSTRUZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (ESCLUSO QUELLI RICOMPRESI NEL DM 37/2008)

Attività

inizio attività
(informazione storica)

Data inizio dell'attività dell'impresa: 18/02/2020

attività prevalente esercitata dall'impresa

COSTRUZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (ESCLUSO QUELLI RICOMPRESI NEL DM 37/2008)

attività esercitata nella sede legale

COSTRUZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (ESCLUSO QUELLI RICOMPRESI NEL DM 37/2008)

6 Sede ed unità locali

Indirizzo Sede Legale	BRINDISI (BR) CONTRADA LOBIA 40 CAP 72100
Indirizzo PEC	pvapulia2020@pec.it
Partita IVA	02618240747
Numero repertorio economico amministrativo (REA)	BR - 159255

7 Storia delle modifiche dal 20/02/2020 al 20/02/2020

Protocolli evasi

Anno 2020

1

Atti iscritti e/o depositati nel Registro Imprese di BRINDISI

Protocollo n. 4528/2020
del 20/02/2020

moduli

S5 - inizio, modifica, cessazione di attività nella sede legale
C1 - comunicazione unica presentata ai fini r.i.

Estremi atto di costituzione

Tipo dell'atto: **atto costitutivo**
Notaio: GIORDANO CHIARA
Numero repertorio: 387
Località: BRINDISI (BR)

Sedi secondarie e unità locali cessate

Non sono state richieste informazioni su unità locali cessate

Informazioni storiche REA

denuncia modifica del 20/02/2020

Data effetto: 18/02/2020

• **variazione dell' attivita' prevalente dell' impresa**

COSTRUZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (ESCLUS
OQUELLI RICOMPRESI NEL DM 37/2008)

• **inizio attivita'**

COSTRUZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (ESCLUS
OQUELLI RICOMPRESI NEL DM 37/2008)

• **variazione attivita' primaria**

VALORE PRECEDENTE: (ASSENTE)

• **variazione stato attivita'**

VALORI PRECEDENTI: DATA INIZIO ATTIVITA': (ASSENTE) STATO: INATTIVA