

**IMPIANTO AGROVOLTAICO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE  
DENOMINATO "BRINDISI VALLONE" DI POTENZA NOMINALE PARI A 29,925 MVA E  
POTENZA INSTALLATA PARI A 33,468 MW, DA REALIZZARSI IN AREA SIN BRINDISI**

REGIONE PUGLIA  
PROVINCIA di BRINDISI  
COMUNE di BRINDISI  
Località Masseria Baraccone (Area SIN)

PROGETTO DEFINITIVO  
Id AU 1JAXB41

Tav.:  
  
R02  
agg.

Titolo:

**Relazione Tecnica**

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

n.a.

A4

1JAXB41\_RelazioneTecnica\_02-agg.

Progettazione:

Committente:

STC S.r.l.



Via V. M. STAMPACCHIA, 48 - 73100 Lecce  
Tel. +39 0832 1798355  
fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpec.eu

Direttore Tecnico: Dott. Ing. Fabio CALCARELLA



Stern PV 2 S.r.l.



Sede Legale Via Leonardo Da Vinci 12

39100 Bolzano – PEC [sternpv2srl@pec.it](mailto:sternpv2srl@pec.it)

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Luglio 2020	Prima emissione	STC	FC	Stern PV 2 S.r.l.
Luglio 2021	Aggiornamento opere di Connessione	STC	FC	Stern PV 2 S.r.l.

## Sommario

1. DATI GENERALI DEL PROPONENTE E FINALITÀ DELL'INTERVENTO.....	2
2. CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA ED ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ.....	2
2.1 L'energia solare .....	2
2.2 Analisi della producibilità .....	3
3. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI.....	4
3.1 Fasi di lavorazione.....	8
3.2 Cronoprogramma di Gant.....	9
3.3 Modalità di esecuzione dei lavori .....	9
3.3.1 Recinzione.....	9
3.3.2 Moduli fotovoltaici .....	11
3.3.3 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici .....	11
3.3.4 Layout di Impianto.....	13
3.3.5 Strade e piste di cantiere .....	13
3.3.6 Cabine di Campo e Trasformazione .....	14
3.3.7 Inverter di stringa.....	14
3.3.8 Container metallici (gruppo conversione-Trasformazione).....	14
3.3.9 Sistema di videosorveglianza e di illuminazione .....	15
3.3.10 Regimazione idraulica.....	17
3.4 Riepilogo principali caratteristiche dell'Impianto Fotovoltaico.....	17
4. Linee elettriche esistenti sulle aree dell'Impianto fotovoltaico .....	18
5. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI.....	18
6. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO.....	19
6.1 Descrizione delle fasi di dismissione.....	19
6.2 Stima dei Costi di Dismissione e Ripristino.....	20
7. RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI .....	20
7.1 Benefici globali.....	20
7.2 Benefici locali.....	25
8. ELENCO NULLA OSTA, PARERI, AUTORIZZAZIONI DA ACQUISIRE.....	27

## **1. DATI GENERALI DEL PROPONENTE E FINALITÀ DELL'INTERVENTO**

La società proponente l'intervento in oggetto è la Stern Energy PV 2 S.r.l., con sede in via Leonardo Da Vinci 12 – 39100 Bolzano (BZ). C.F. 02925980340, n. REA: PR - 277955; PEC: sternpv2srl@pec.it

Scopo del progetto è la realizzazione di un "impianto fotovoltaico" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare), avente potenza nominale pari a 29.925 kVA e una potenza installata pari a 33.468 kWp.

## **2. CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA ED ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ**

### **2.1 L'energia solare**

In linea generale, quella solare è l'energia derivante dalla radiazione solare. Rappresenta la fonte primaria di energia sulla Terra.

È, infatti, la forma di energia normalmente utilizzata dagli organismi autotrofi, cioè quelli che eseguono la fotosintesi, comunemente indicati come "vegetali" (da cui si originano anche i combustibili fossili); gli altri organismi viventi sfruttano, invece, l'energia chimica ricavata dai vegetali o da altri organismi che a loro volta si nutrono di vegetali e quindi in ultima analisi sfruttano anch'essi l'energia solare, se pur indirettamente.

Da questa energia derivano più o meno direttamente quasi tutte le altre fonti energetiche disponibili all'uomo quali i combustibili fossili, l'energia eolica, l'energia del moto ondoso, l'energia idroelettrica, l'energia da biomassa con le sole eccezioni dell'energia nucleare, dell'energia geotermica e dell'energia delle maree. Può essere utilizzata direttamente a scopi energetici per produrre calore o energia elettrica con varie tipologie di impianto. L'energia solare rappresenta quindi una importante fonte rinnovabile.

Gli impianti fotovoltaici in particolare:

- contribuiscono alla riduzione della dipendenza energetica;
- riducono l'incertezza sui costi futuri dell'energia;
- garantiscono una riduzione dell'impatto ambientale e la sostenibilità dello sviluppo nel lungo periodo;
- costituiscono una opportunità di sviluppo a livello locale.

Le ragioni dell'importanza delle fonti rinnovabili nel panorama energetico mondiale risiedono:

- nel fabbisogno di energia stimato per i prossimi decenni;
- nella necessità di uno sviluppo eco-sostenibile e che garantisca il raggiungimento degli
- obiettivi di Kyoto.

- risparmio energetico: con una riduzione del 20% rispetto al trend attuale;
- energia rinnovabile: il 20% dell'energia prodotta al 2020, deve essere ottenuta da fonte rinnovabile;
- le emissioni di gas serra devono essere ridotte del 20% rispetto al 1990.

Nello scenario Comunitario l'Europa necessita di energia sicura, sostenibile ed economicamente accessibile. L'energia è di importanza cruciale per i servizi essenziali di tutti i giorni, senza i quali niente può funzionare. Abbiamo bisogno di energia per l'illuminazione, il riscaldamento, i trasporti e la produzione industriale. E una volta soddisfatte le esigenze di base, l'energia ci serve anche per far funzionare elettrodomestici quali lavatrici, computer, televisori e altri, che utilizziamo quasi senza pensarci. Garantire l'approvvigionamento di tutta l'energia che ci occorre, a un prezzo economicamente accessibile, ora e in futuro, non è però così facile.

## 2.2 Analisi della producibilità

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 1000 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:

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

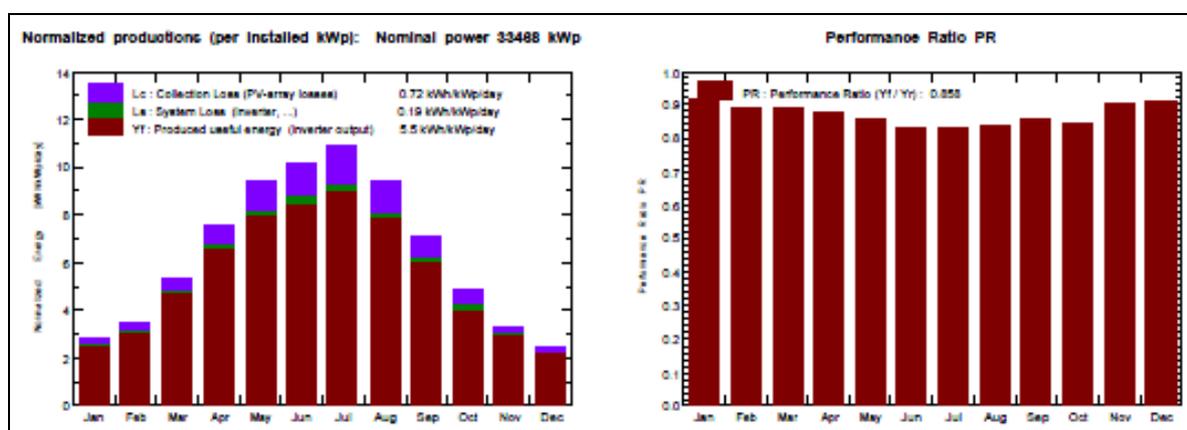
nel caso particolare in esame avremo:

$$\text{Rendimento \%} = (505 / (2,176 * 1,098)^2 / 1000) * 100 = 21,13 \%$$

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  $V_{max}$ ;

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (66.274), alla loro potenza unitaria (505 Wp), all'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati ricavati da PVSYST si stima una produzione di energia elettrica totale di circa **67.167 MWh/anno**



### 3. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI

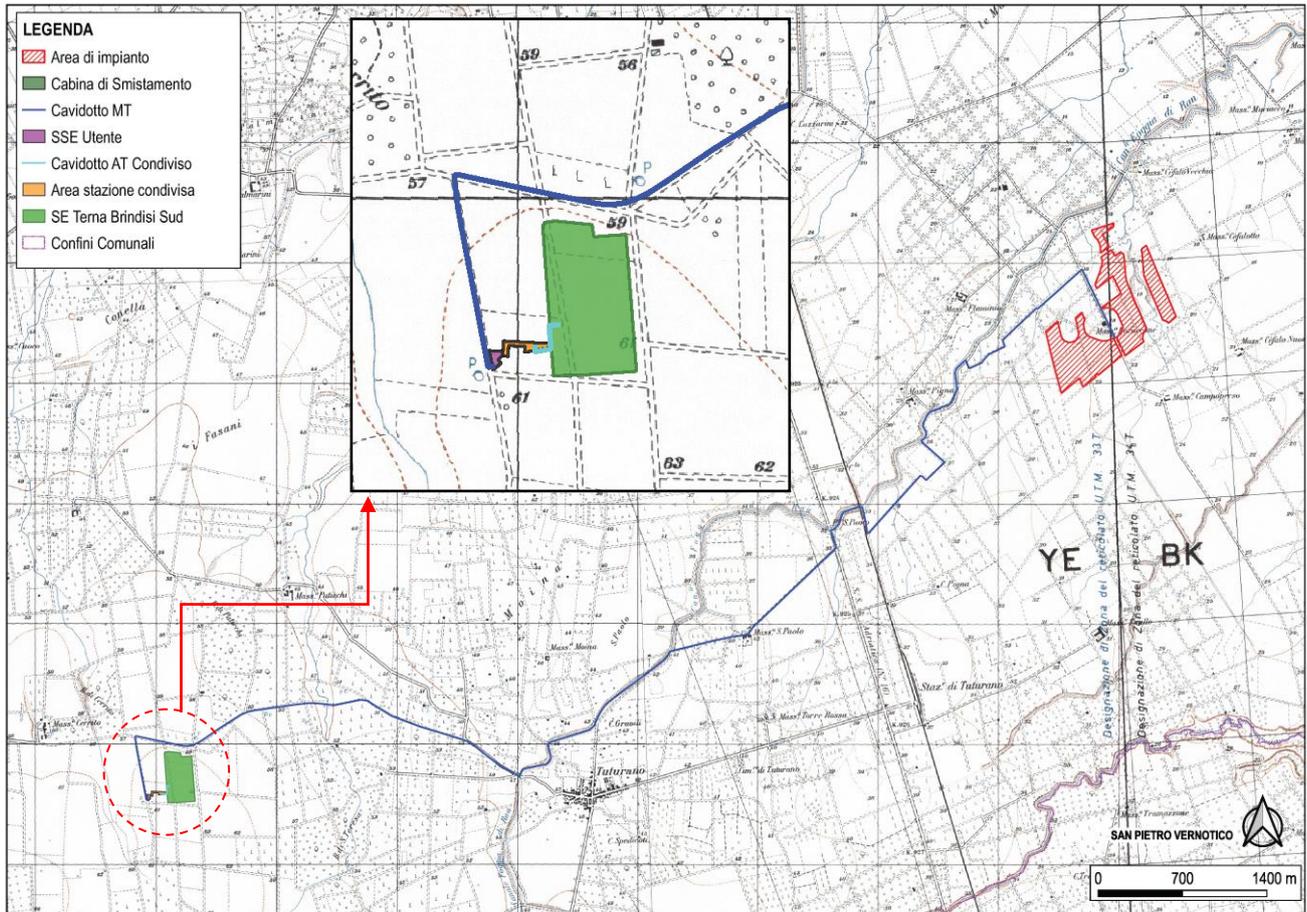
Scopo del progetto è la realizzazione di un "impianto fotovoltaico" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare), avente potenza nominale pari a 29.925 kVA e una potenza installata pari a 33.468 kWp, unitamente a tutte le opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, ovvero:

- 1) linee MT interne di collegamento tra le **Cabine di Campo (CdC)** in configurazione entra-esce;
- 2) linee MT in cavo interrato sino a una **Cabina di Smistamento (CdS)** ubicata all'interno dell'impianto, per la raccolta della potenza proveniente dalle Cabine di Campo;
- 3) linea MT in cavo interrato, dalla Cabina di Smistamento sino ad una Sottostazione Elettrica Utente (SSE) 30/150 kV, che sarà realizzata nei pressi della Stazione Elettrica (SE) TERNA 150/380 kV "Brindisi Sud";
- 4) Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), facente parte di un complesso di 3 sottostazioni (compreso quella in esame)

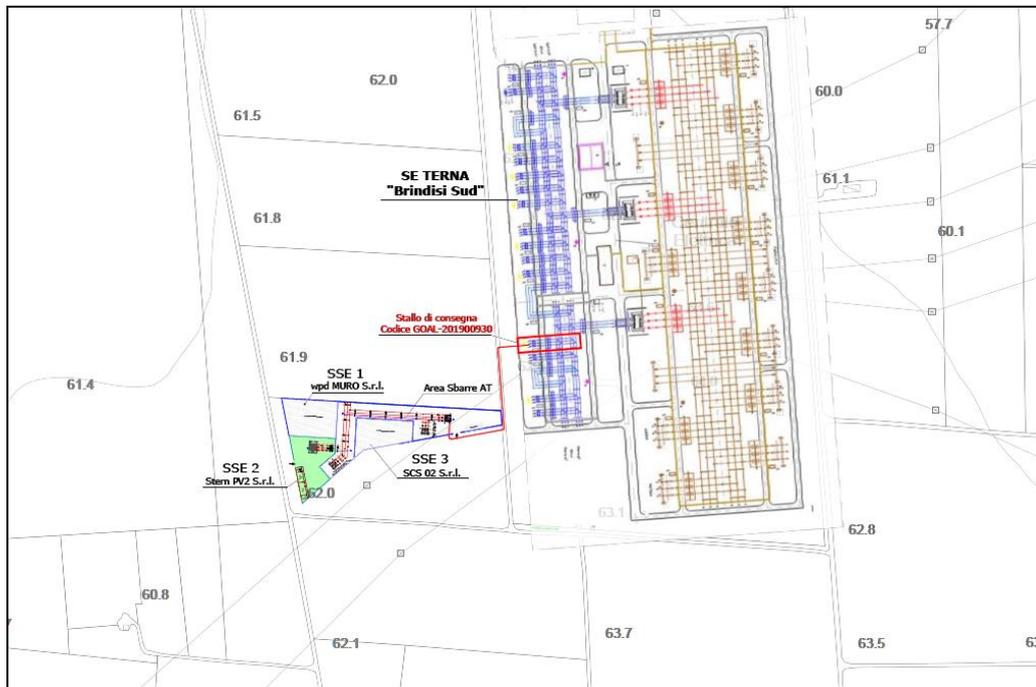
di proprietà di altri produttori, che condivideranno tramite un sistema di sbarre AT a 150 kV, lo Stallo di consegna all'interno della detta SE Terna "Brindisi Sud". La consegna dell'energia prodotta, avverrà mediante la posa di un cavo AT interrato, che si attesterà quindi da una parte allo stallo dedicato AT 150 kV della SE TERNA "Brindisi Sud", dall'altro al detto Sistema di Sbarre AT condiviso.

I principali componenti dell'impianto sono:

- il generatore fotovoltaico (moduli fotovoltaici) installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori) con relativi motori elettrici per la movimentazione, ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno;
- le linee elettriche interrate di bassa tensione in c.c. dai moduli, suddivisi da un punto di vista elettrico in stringhe, agli inverter di campo;
- gli inverter di campo, posizionati in prossimità degli inseguitori, all'interno di appositi quadri elettrici;
- le linee elettriche interrate in bassa tensione in c.a. dagli inverter di campo alle Cabine di Campo (locali tecnici);
- i trasformatori MT/BT e relative apparecchiature elettriche di comando e protezione sia in BT sia in MT, installati all'interno di appositi locali tecnici nell'area di impianto (Cabine di Campo);
- le linee elettriche MT interrate e relative apparecchiature di sezionamento all'interno delle aree in cui sono installati i moduli fotovoltaici, che collegano elettricamente tra loro le Cabine di Campo;
- la Cabina di Smistamento, in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (proveniente dalle 12 Cabine di Campo);
- il cavidotto interrato MT (di lunghezza pari a circa 12,2 km), per il trasferimento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (raccolta nella CdS) verso la SSE 30/150 kV;
- la Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV innanzi detta, con annesso Sistema di Condivisione Sbarre.



**Inquadramento su IGM Impianto e opere di Connesisone alla SE Terna "Brindisi Sud"**



**Inquadramento su CTR SSE Utente e SE Terna "Brindisi Sud"**

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe (ovvero gruppi di 26 moduli collegati in serie tra loro, con tensione massima di stringa pari a circa 1.472,20 V), viene prima raccolta all'interno degli Inverter di campo, qui avviene la conversione della corrente continua in corrente alternata a 800 V – 50 Hz trifase. Da questi, tramite linee in Bassa Tensione, viene trasportata all'interno delle Cabine di Campo, dove subisce un innalzamento di tensione sino a 30 kV per mezzo di trasformatori MT/BT di opportuna taglia. Dalle Cabine di Campo, in configurazione entra-esce, l'energia prodotta viene trasportata nella **Cabina di Smistamento (CdS)**, posizionata all'interno dell'impianto e poi immessa, in cavo interrato sempre a 30 kV, nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avverrà la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Brindisi Sud", tramite come detto, un Sistema di sbarre AT a 150 kV e un cavo interrato AT 150 kV.



*Inquadramento generale dell'Impianto e delle opere di connessione alla RTN*

### 3.1 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 strade interne all'impianto (perimetrali e trasversali alla direzione N-S) e piazzole antistanti le cabine elettriche;

**3°fase** – Scavi per le platee di fondazione 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 elettrico;

**9°fase** – Collaudi elettrici e start up dell'impianto;

**10°fase** – Opere di ripristino e mitigazione ambientale: il 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*

Parallelamente alle fasi sopra descritte, si svolgeranno i lavori di costruzione della Sottostazione Elettrica Utente (SSE) e delle opere ad essa annessi, sempre in agro di Brindisi, in prossimità della SE Terna (Brindisi SUD).

### 3.2 Cronoprogramma di Gant

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

ATTIVITA'	MESI										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
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 8 mesi, mentre dal *commissioning* alla connessione alla RTN gestita da Terna S.p.A., passeranno circa 1 mesi.

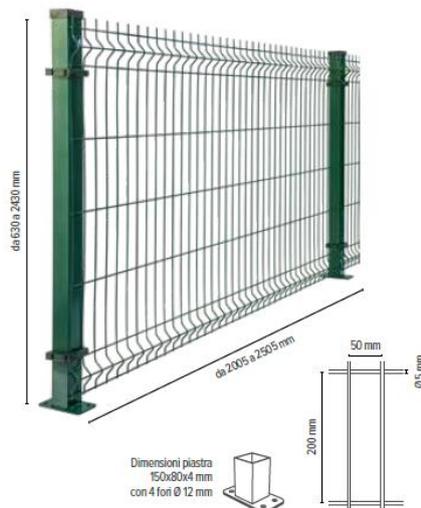
### 3.3 Modalità di esecuzione dei lavori

#### 3.3.1 Recinzione

La recinzione dell'impianto di nuova realizzazione, sarà realizzata con pannelli elettrosaldati con maglia 50x200 mm, di lunghezza pari a 2 m ed altezza di 2 m, per assicurare una adeguata protezione dalla corrosione il materiale sarà zincato e rivestito con PVC di colore verde. I pannelli saranno fissati a paletti di acciaio anche essi con colorazione verde. I paletti saranno infissi nel terreno e bloccati da piccoli plinti in cemento (dimensioni di riferimento 40x40x40 cm) completamente annegati nel terreno e coperti con terreno vegetale. Alcuni paletti saranno poi opportunamente controventati.

Alcuni dei moduli elettrosaldati saranno rialzati in modo da lasciare uno spazio verticale di 30 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.



**Fig.2– Tipologico di pannello per recinzione perimetrale**

La recinzione tipo presenta le seguenti caratteristiche tecniche:

- **DIMENSIONI**

- Maglia 50x200 mm;
- Tondo diametro 5 mm;
- Larghezza mm 2000;
- Maglie mm 150 x 50;
- Diametro dei fili verticali mm 5 e orizzontali mm 6.

- **MATERIALE**

- Acciaio S235Jr EN 10025 – zincato secondo la Norma EN 10244-2;

- **RIVESTIMENTO**

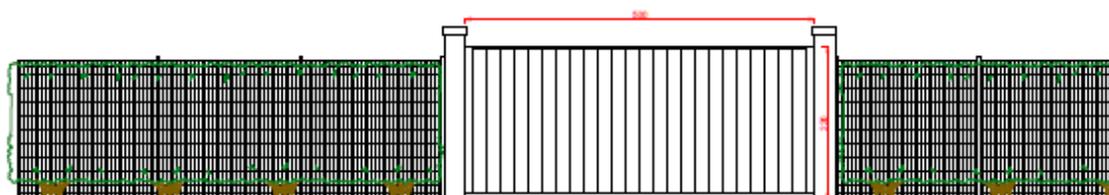
- Verniciatura con poliestere;

- **COLORE**

- Verde RAL 6005.

In fase di progettazione esecutiva le caratteristiche della recinzione potrebbero subire modifiche.

L'impianto sarà dotato di un cancello carrabile costituito da 2 pilastri in acciaio zincato a sostegno della struttura. I pilastri saranno ancorati ad una trave di fondazione sulla quale sarà anche posizionato il binario per lo scorrimento dello stesso cancello.



**Recinzione e cancello**

### 3.3.2 Moduli fotovoltaici

Come detto, i moduli fotovoltaici che si prevede utilizzare, saranno in silicio monocristallino di potenza pari a 505 Wp. Avranno dimensioni pari a 2.176 x 1.098 x 35 mm.

### 3.3.3 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

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 da est a ovest è pari a 110° (-55°/+55°), come indicato in figura.

I moduli fotovoltaici saranno installati sull'inseguitore su una sola fila con configurazione *portrait* (verticale rispetto l'asse di rotazione del tracker).

Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile. Nell'impianto in progetto avremo inseguitori da 26 e 13 moduli.

Tracker	Pot. Mod. (W)	N° moduli	Pot. Tracker (kWp)
<i>Tracker 26 mod</i>	505	26	13,13
<i>Tracker 13 mod</i>	505	13	6,56

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 1,5 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.



***Palo del tracker infisso nel terreno***



***Esempio file di Tracker***

### 3.3.4 Layout di Impianto

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".

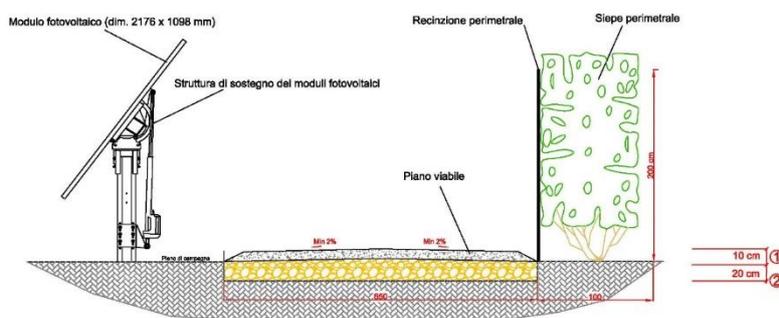
Nel caso in progetto l'azimut è di 0°, quindi l'asse di rotazione del tracker è perpendicolare all'asse est-ovest.

L'interasse tra gli inseguitori è stato fissato in 4,5 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.

### 3.3.5 Strade e piste di cantiere

Allo scopo di consentire la movimentazione dei mezzi nella fase di esercizio saranno realizzate delle strade di servizio (piste) e delle aree di manovra all'interno dell'area di impianto. La viabilità sarà tipicamente costituita da una strada perimetrale interna alla recinzione e da una serie di strade che attraversano trasversalmente le aree di impianto.

Le strade, di ampiezza pari a circa 6,5 m, saranno realizzate con inerti compattati di granulometria diversa proveniente da cave di prestito saturato con materiale tufaceo fine



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;

### Tipologico sezione stradale perimetrale impianto

### **3.3.6 Cabine di Campo e Trasformazione**

Per la protezione dagli agenti atmosferici delle apparecchiature elettriche di sezionamento, protezione, trasformazione e controllo è prevista la realizzazione di Cabine Elettriche di ingombro massimo pari a 15,00 x 4,00 x 3,50 m (lunghezza x larghezza x altezza). Esse saranno di tipo prefabbricato o in opera. Le cabine saranno installate per quanto più possibile a nord dei moduli fotovoltaici per evitare ombreggiamenti e comunque distanziate quanto più possibile da questi. Si prevede di installare n°12 Cabine di Campo.

Sarà installata anche una **Cabina di Smistamento (CdS)**, che raccoglierà l'energia proveniente dalle **Cabine di Campo (CdC)** ed avrà stesse dimensioni delle Cabine di Campo.

### **3.3.7 Inverter di stringa.**

In prossimità degli inseguitori saranno installati degli inverter di campo o di stringa, ovvero inverter contenuti all'interno di quadri da esterno con grado di protezione IP 65 e IP 54 per la sezione di raffreddamento, che avviene con aria forzata. Saranno tipicamente installati "In testa" agli inseguitori. Gli inverter provvederanno alla conversione della corrente continua proveniente dalle stringhe di moduli in corrente alternata, che poi sarà trasmessa, tramite apposite linee in cavo, al relativo quadro BT della Cabina di Campo.

Nel caso in esame è prevista l'installazione di 133 Inverter da 225 kVA.

Con una potenza nominale pari a 29.925 kVA, ad ogni inverter afferiranno un massimo di 21 stringhe.

Ogni stringa ha una potenza pari a 13,13 kWp (505 Wp x 26 moduli), per una potenza massima in ingresso, lato DC di ogni Inverter, pari a massimo 275,73 kW.

### **3.3.8 Container metallici (gruppo conversione-Trasformazione)**

Come detto, il progetto prevede l'installazione di Inverter di stringa posizionati in prossimità delle strutture. Tuttavia in fase esecutiva si potrà decidere di installare in prossimità di ciascuna Cabina di Campo, degli *Shelter* prefabbricati da 40', dotati di fabbrica al loro interno di Inverter e Trasformatore MT/BT (gruppo conversione / trasformazione). In questo caso, in luogo degli inverter di stringa, saranno installati dei Quadri di parallelo stringa per la raccolta dell'energia prodotta in c.c. ed il convogliamento della stessa ai suddetti *Shelter* che sono quindi oggetto di Autorizzazione per un loro futuro utilizzo.



Il cabinato in figura avrà una superficie di occupazione totale pari a (L x p) 6,0 x 3,0 m.

### **3.3.9 Sistema di videosorveglianza e di illuminazione**

#### **Video sorveglianza**

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

- N. 180 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 microfonic, 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**

L'impianto di illuminazione sarà costituito da 2 sistemi:

- Illuminazione perimetrale
- Illuminazione esterno cabina

Tali sistemi sono di seguito brevemente descritti.

### **Illuminazione perimetrale**

- Tipo lampada: Proiettori LED, Pn = 250W
- Tipo armatura: proiettore direzionabile
- Numero lampade: 360;
- Numero palificazioni: 180;
- Funzione: illuminazione stradale notturna e anti-intrusione;
- Distanza tra i pali: circa 40 m.

### **Illuminazione esterno cabine**

- Tipo lampade: Proiettori LED - 40W;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, forma ogivale;
- Numero lampade: 4;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete. Posizione agli angoli di 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).

### **3.3.10 Regimazione idraulica**

Per la realizzazione dell'impianto:

- 1) non saranno realizzati movimenti del terreno (scavi o riempimenti);
- 2) le strade perimetrali ed interne saranno realizzate con materiale inerte semi permeabile e saranno mantenute alla stessa altezza del piano di campagna esistente
- 3) la recinzione sarà modulare con pannelli a maglia elettrosaldata, alcuni moduli saranno rialzati di circa 30 cm rispetto al piano di campagna

Questi accorgimenti progettuali non genereranno alterazioni piano altimetrici e permetteranno il naturale deflusso delle acque meteoriche. Ad ogni modo, qualora in alcuni punti lo si ritenga necessario la regimazione delle acque meteoriche verrà garantita attraverso la realizzazione di fossi di guardia lungo le strade o di altre opere quali canalizzazioni passanti sotto il piano stradale. Le cabine saranno leggermente rialzate rispetto al piano di campagna, tuttavia occupano ciascuna una superficie piccola 30 m<sup>2</sup> e pertanto si ritiene che non possano in alcun modo ostacolare il naturale deflusso delle acque.

### **3.4 Riepilogo principali caratteristiche dell'Impianto Fotovoltaico**

Di seguito si elencano le principali caratteristiche geometriche dell'Impianto in progetto:

- Superficie Impianto (*area all'interno della recinzione*): **432.263 m<sup>2</sup>**;
- Superficie radiante: **158.345,022 m<sup>2</sup>**;
- Altezza massima dei moduli dal suolo: **2,80 m**;
- Numero e superficie ingombro massimo *Cabine di Campo (CdC)*: **12, sup = 60 m<sup>2</sup> ognuna**;  
**Sup tot = 12 \* 60 = 720 m<sup>2</sup>**;
- Superficie ingombro massimo *Cabina di Smistamento Utente (CdS)*: **60 m<sup>2</sup>**;
- Lunghezza Cavidotto esterno MT: **12.200 m**;
- Lunghezza Cavidotto AT: **200 m**;
- Superficie ingombro massimo *Sottostazione Utente (SSE)*: **1.200 m<sup>2</sup>**

#### **4. Linee elettriche esistenti sulle aree dell’Impianto fotovoltaico**

Le aree di installazione dei moduli fotovoltaici interferiscono con alcune linee elettriche a Media Tensione, per le quali il proponente chiederà al Distributore, interrimento, e quindi la rimozione dei pali che ricadono all’interno delle aree di Impianto. Per i dettagli tecnici si rimanda alla specifica relazione “1JAXB41\_DocumentazioneSpecialistica\_04, *Progetto di risoluzione interferenze aree di Impianto con linee elettriche esistenti*” parte integrante del presente progetto.

#### **5. 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 di cantiere: ripristino di tutta la superficie interessata;
- Altre superfici: aree interessate dal deposito dei materiali rivenienti dagli scavi e dai movimenti materie;
- Eventuale ripristino muretti a secco, rispettando le dimensioni originarie e riutilizzando per quanto più possibile il pietrame originario;
- Reimpianto degli alberi di ulivo nelle posizioni originarie.

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.

## 6. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

### 6.1 Descrizione delle fasi di dismissione

L'Autorizzazione Unica ex D.lgs 387/03 è un titolo per la costruzione ed esercizio dell'impianto Fotovoltaico. La Regione Puglia prevede che l'autorizzazione all'esercizio abbia validità di 20 anni. I costi di dismissione e delle opere di rimessa in pristino dello stato dei luoghi saranno coperti da una fideiussione bancaria indicata nell'atto di convenzione definitivo fra società proponente e 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 20 anni (periodo di autorizzazione all'esercizio) dalla entrata in regime seguendo le prescrizioni normative in vigore a quella data.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

- **relativamente all'impianto fotovoltaico ed al cavidotto**

- 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.

- **relativamente alla Sottostazione Utente (SSE)**

- a) Smontaggio di tutte le apparecchiature elettromeccaniche (AT, MT; BT);
- b) Rimozione delle tubazioni interrate (vie cavi) e dei cavi elettrici (AT, MT, BT e di segnale) in esse contenuti;
- c) Rimozione plinti di fondazione delle apparecchiature AT;
- d) Rimozione del fabbricato locali tecnici, ivi comprese le fondazioni;
- e) Rimozione del piazzale con finitura in asfalto;
- f) Rimozione della recinzione, ivi compreso il cordolo di fondazione e i cancelli;
- g) Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
- h) Riempimento dei volumi occupati dalle fondazioni con materiale inerte proveniente da cave di prestito;
- i) Apporto di terreno vegetale sugli strati superficiali per uno spessore di 30-40 cm.

Per la trattazione specifica si rimanda alla relazione "*Piano di dismissione e ripristino*" e relativo computo metrico.

## **6.2 Stima dei Costi di Dismissione e Ripristino**

È stato stimato un costo per la dismissione e ripristino pari a: **1.130.000 €**

Per la trattazione specifica si rimanda alla relazione "*Piano di dismissione e ripristino*" e relativo computo metrico.

## **7. RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI**

Come analizzato nello specifico nella **Analisi Costi e Benefici** riportata nella Relazione Descrittiva Generale, la realizzazione dell'Impianto apporterà dei vantaggi su territorio sia a **livello globale**, quindi in fatto di "risparmio" di emissioni nocive nell'atmosfera, sia a **livello locale**, quindi occupazionale e di introiti per l'Amministrazione Comunale.

### **7.1 Benefici globali**

La produzione di energia da fonti rinnovabili genera degli indubbi benefici su scala globale dovuti essenzialmente alla mancata emissione di CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub> emessa in atmosfera in 220 dollari. Valore ben superiore al volare di 37 \$/t di CO<sub>2</sub> (pari a circa 33 €/t di CO<sub>2</sub>), 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 CO<sub>2</sub> (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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>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 assegnate 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 CO<sub>2</sub>, 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 <sub>2</sub>	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
<b>Totale</b>		<b>93.357.500</b>	<b>€ 15,43</b>	<b>€ 1.440.101.430</b>

**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 (cap).

In relazione a questi fatti già nell'aprile del 2019 l'EUA è salito a 26,89 €/t CO<sub>2</sub>, ed è intuibile che questo valore cresca. È evidente, inoltre, che il valore dell'EUA costituisca comunque una indicazione del costo esterno associato all'emissione di CO<sub>2</sub> in atmosfera.

Sulla base delle considerazioni sopra esposte possiamo considerare valido il valore di **33 €/t di CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 **554,6g CO<sub>2</sub>**. 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 sia abbia una mancata emissione di CO<sub>2</sub> 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 33.648 kWp e una produzione annua netta attesa di circa **67.167.000 kWh/anno**.

In pratica la produzione annua si attesta su circa:

$$67.167.000 \text{ kWh}$$

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO<sub>2</sub> pari a:

$$67.167.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 1.209.006 \text{ €/anno}$$

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

$$67.167.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 503.752 \text{ €/anno}$$

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 economica), 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 CO<sub>2</sub>, anche l'emissione di altri agenti inquinanti NH<sub>3</sub>, NO<sub>x</sub>, NMVOC, PM e SO<sub>2</sub>, 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 fotovoltaica 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. 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.

## **7.2 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 il Comune di Brindisi, in cui è prevista l'installazione dell'impianto, percepirà in termini di IMU un introito annuale quantificabile in 1.500,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente:

$$43,226 \text{ ha} \times 1.000,00 \text{ €/ha} = 64.839 \text{ €/anno}$$

I proprietari dei terreni percepiranno 2.500,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto per la cessione del diritto di superficie, e quindi:

$$43,226 \text{ ha} \times 2.500,00 \text{ €/ha} = 108.065 \text{ €/anno}$$

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:

$$33,468 \text{ MWp} \times 2.000,00 \text{ €/MWp} = 66.936 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di 698.000 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 15% (104.700 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$33,46837 \text{ MWp} \times 104.700 \text{ €/MWp} = 3.504.138,33 \text{ €}$$

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:

$$3.504.138,33 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 175.206,91 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di circa 175.206 € euro ogni anno per 20 anni.

Infine, per la gestione operativa di un impianto di 33,468 MWp, necessita l'assunzione di almeno 2 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 60.000,00 €/anno.

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
<i>IMU</i>	64.839 €/anno
<i>Diritto di superficie a proprietari dei terreni</i>	108.465 €/anno
<i>Manutenzione impianto</i>	66.936 €/anno
<i>Lavori di costruzione</i>	175.206 €/anno
<i>Assunzioni per gestione operativa impianto</i>	60.000,00 €/anno
<b>TOTALE</b>	<b>474.906 €/anno</b>

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

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
503.752 €/anno	764.514,00 €/anno	419.283 €/anno

È evidente dalle stime effettuate che:

- I **BENEFICI GLOBALI** sono superiori rispetto ai **COSTI ESTERNI**;

In definitiva, il bilancio costi – benefici riferito all'impianto in progetto è sempre positivo.

## 8. ELENCO NULLA OSTA, PARERI, AUTORIZZAZIONI DA ACQUISIRE

Ai fini dell'ottenimento dell'Autorizzazione Unica, 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 Brindisi;
3. ASL di Brindisi;
4. Autorità di Bacino della Puglia;
5. Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Brindisi;
6. Comune di Brindisi;
7. Consorzio Speciale per la Bonifica di Arneo;
8. Corpo Forestale dello Stato – Provincia di Brindisi;
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 le provincie di Lecce, Brindisi e Taranto;
  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 Brindisi – Ufficio Ambiente ed Energia;
  25. Provincia di Brindisi – Ufficio viabilità;
  26. Provincia di Brindisi – 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. ENAC;

32. ENAV;
33. Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d'Otranto – Taranto;
34. Telecom Italia S.p.A.;
35. Fastweb S.p.a.;
36. E-distribuzione S.p.a.;
37. TERNA S.p.A.;
38. SNAM Rete Gas;
39. ENEL Gas;
40. Anas S.p.A.;
41. AQP S.p.A.;