

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_RelazioneDescrittiva

RELAZIONE DESCRITTIVA

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>INTRODUZIONE AL PROGETTO</u>	3
	<i>Premessa</i>	3
	<i>Normative di riferimento</i>	5
§ 2	<u>ANALISI TERRITORIALE</u>	7
	<i>Situazione esistente e Stato dei luoghi</i>	7
§ 3	<u>MOTIVAZIONI DELL'OPERA E VANTAGGI AMBIENTALI</u>	15
	<i>Sostenibilità ambientale</i>	15
	<i>Risparmio di combustibile</i>	16
	<i>Emissioni evitate in atmosfera</i>	17
§ 4	<u>OPERE DA REALIZZARE OGGETTO DI AUTORIZZAZIONE</u>	18
	<i>Componenti d'impianto</i>	19
§ 5	<u>COSTI E BENEFICI ENERGETICI</u>	20
	<i>Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE</i>	20
	<i>Costi esterni</i>	22
	<i>Benefici globali</i>	24
	<i>Benefici locali</i>	29
§ 6	<u>PRODUCIBILITA' AGRICOLA DEL SITO</u>	31
§ 7	<u>COSTI E BENEFICI AGRICOLI</u>	33
	<i>Cronologia delle opere/lavori</i>	33
	<i>Computo metrico estimativo dei costi di realizzazione</i>	33
	<i>Costi di gestione ipotizzati</i>	34
	<i>Ricavi ipotizzati</i>	34
§ 8	<u>COSTI E BENEFICI ALLEVAMENTO API</u>	35
	<i>Installazione Arnie – Criteri per la scelta del luogo</i>	35
	<i>Costi e Ricavi</i>	36

§ 1 INTRODUZIONE AL PROGETTO

Premessa

Il presente progetto è relativo alla produzione di energia elettrica attraverso un impianto fotovoltaico, alimentato da fonte solare rinnovabile, da realizzarsi nelle Zone Industriali di Altamura (BA) e Matera (MT).

All'attività produttiva "energetica", comunque, la società proponente vuole contestualmente abbinare un'attività produttiva "agricola" creando di fatto, pertanto, un "Impianto AgroVoltaico".

Al fine di integrare le colture tradizionali dei terreni con nuove forme di coltivazioni biologiche atte a creare un modo ecosostenibile di intendere l'attività agricola, più in sintonia con l'ambiente e rivolta a nuovi mercati, che consentano una redditività maggiore per i conduttori, si è pensato, di suddividere l'area di intervento in 8 aree diverse (indicate da "A" ad "H").

Così facendo si potrà applicare un criterio di rotazione colturare che permetterà ai terreni, in modo del tutto naturale, di riformare quell'humus che garantisce nutrimento ed energia alle piante senza alcun ricorso ad ammendanti chimici.

Attualmente i terreni, nonostante sia tipizzata urbanisticamente come Zona Industriale, sono coltivati a cereali e fienagione.

La coltivazione dei cereali all'interno dell'impianto fotovoltaico comporta alcune problematiche difficilmente risolvibili e, pertanto, si provvederà a coltivare i terreni a fienagione.

L'intera superficie a disposizione della società promissaria acquirente "PV Apulia 2020 S.r.l." con sede legale in Brindisi, di circa 49 ettari, quindi, (nonostante la destinazione urbanistica di Zona Industriale) consentirà l'annidamento e l'insediamento di fauna terrestre ed avifauna (competitori naturali dei parassiti delle piante) quale area trofica per il Falco Grillaio ed altri volatili ivi presenti.

Tale intervento, che rispetta appieno le indicazioni approvate dal Consiglio Europeo in data 11.12.2020, denominato "Green Deal Europeo", avrà le seguenti caratteristiche:

- avverrà all'interno di un perimetro recintato, schermato con siepi, cespugli, alberi, e conterrà aree "a coltivo" ed aree ad "incolto naturale";**

- l'attività agricola sarà svolta con colture prevalenti a foraggio e garantirà la ciclicità delle colture stesse;
- lo svolgimento dell'attività agricola consentirà il mantenimento dell'area trofica per l'avifauna nonostante la tipizzazione di Area Industriale;
- si attuerà con l'installazione di strutture di sostegno e di pannelli fotovoltaici la cui altezza da terra consentirà lo svolgimento dell'attività agricola;
- sarà collegato ad un adiacente "punto di connessione" alla rete elettrica TERNA ad Alta Tensione costituito da un'importante Stazione Elettrica.

La presente iniziativa si inserisce nel solco che ormai tutta la normativa comunitaria, nazionale e regionale ha tracciato in merito alla necessità di ricorrere alla massima produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con il fine di raggiungere, all'anno 2050, la neutralità energetica grazie alla dismissione dei combustibili fossili e cercare, così, di contrastare il fenomeno, purtroppo ormai in atto, del Cambiamento Climatico; il tutto garantendo uno Sviluppo Sostenibile con adeguati livelli occupazionali ed eliminando il forte impatto ambientale, per inquinamento del suolo, del sottosuolo e delle falde sotterranee derivante dallo svolgimento dell'agricoltura tradizionale.

L'art. 3-quater del D.Lgs 152/06 riporta testualmente:

3-quater. Principio dello sviluppo sostenibile

- 1. Ogni attività umana giuridicamente rilevante ai sensi del presente codice deve conformarsi al principio dello sviluppo sostenibile, al fine di garantire che il soddisfacimento dei bisogni delle generazioni attuali non possa compromettere la qualità della vita e le possibilità delle generazioni future.***
- 2. Anche l'attività della pubblica amministrazione deve essere finalizzata a consentire la migliore attuazione possibile del principio dello sviluppo sostenibile, per cui nell'ambito della scelta comparativa di interessi pubblici e privati connotata da discrezionalità gli interessi alla tutela dell'ambiente e del patrimonio culturale devono essere oggetto di prioritaria considerazione.***
- 3. Data la complessità delle relazioni e delle interferenze tra natura e attività umane, il principio dello sviluppo sostenibile deve consentire di individuare un equilibrato rapporto, nell'ambito delle risorse ereditate, tra quelle da risparmiare e quelle da trasmettere, affinché nell'ambito delle dinamiche della produzio-***

ne e del consumo si inserisca altresì il principio di solidarietà per salvaguardare e per migliorare la qualità dell'ambiente anche futuro.

4. *La risoluzione delle questioni che involgono aspetti ambientali deve essere cercata e trovata nella prospettiva di garanzia dello sviluppo sostenibile, in modo da salvaguardare il corretto funzionamento e l'evoluzione degli ecosistemi naturali dalle modificazioni negative che possono essere prodotte dalle attività umane.*

Normative di riferimento

Principali norme comunitarie

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- **Direttiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **Direttiva 2006/32/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
- **Direttiva 2009/28/CEE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- **DIRETTIVA (UE) 2018/2001** del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, rifusione della direttiva 2009/28/CEE.

I principali riferimenti normativi in ambito nazionale e regionale sono:

FONTI RINNOVABILI

- **D.Lgs n° 387 del 29 dicembre 2003** *“Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”* e s.m.i.. Il decreto promuove un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili.
- **Decreto MISE 10 settembre 2010** *“Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”*;

- **D.Lgs n° 28 del 3 marzo 2011** *“Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili”*;
- **Legge Regione Puglia n° 25 del 24 settembre 2012** *“Regolazione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili”* che dà attuazione, nei limiti della competenza regionale, alla Direttiva 23 aprile 2009 n° 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio;
- **Decreto Interministeriale 10 novembre 2017** *“Strategia Energetica Nazionale 2017”* quale Piano decennale del Governo Italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

CAMBIAMENTI CLIMATICI

- **Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC)** testo definitivo diffuso il 21 gennaio 2020 e trasmesso alla Commissione europea - Conclusione positiva della Vas il 15 maggio 2020.

VIA

- **D.Lgs 3 aprile 2006 n° 152** *“Norme in materia ambientale” - Parte seconda “Procedure per la valutazione ambientale strategica (Vas), per la valutazione dell’impatto ambientale (Via) e per l’autorizzazione integrata ambientale (Ippc)”* e ss.mm.ii.;
- **L.R. 12/04/2001 n°11** *“Norme sulla valutazione dell’impatto ambientale”* pubblicato sul BURP n° 57 suppl. del 12/04/2001.

§ 2 ANALISI TERRITORIALE

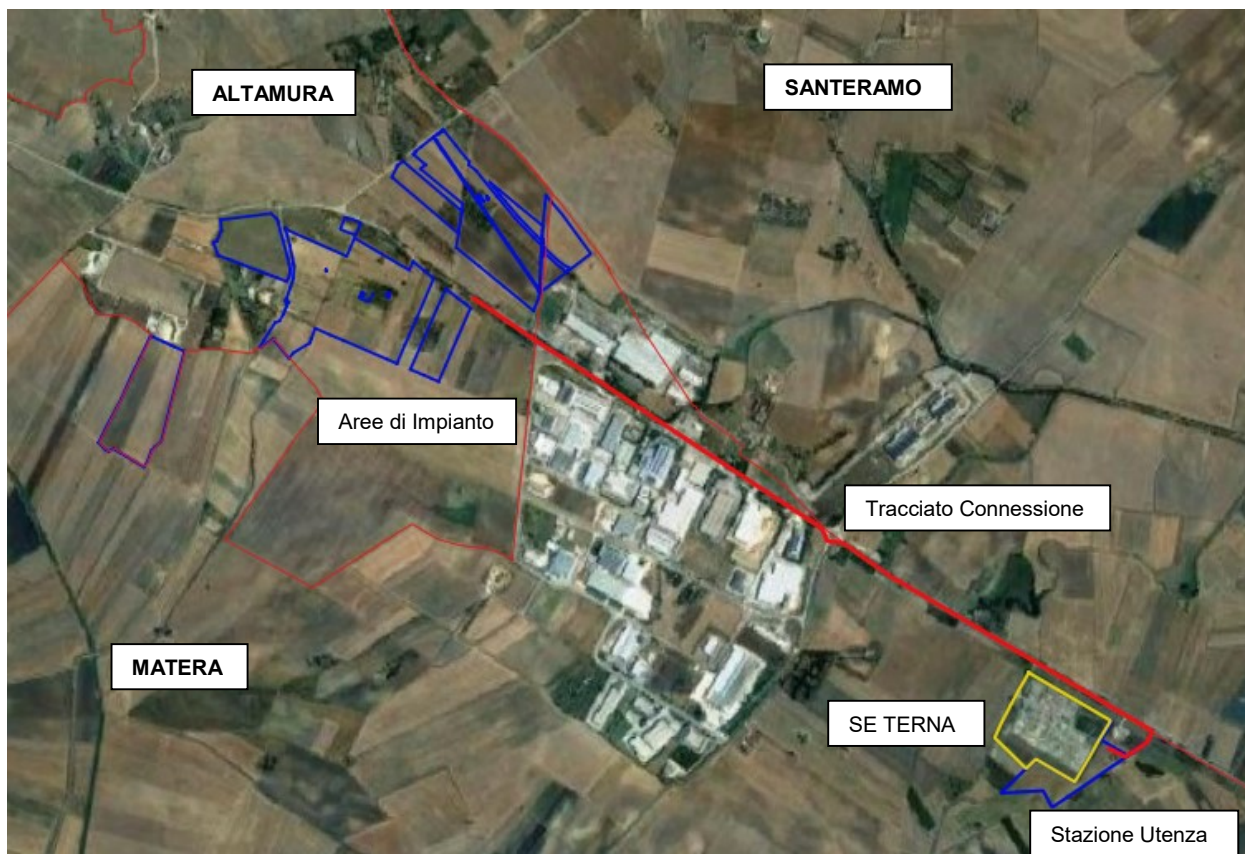
Situazione esistente e Stato dei luoghi

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.

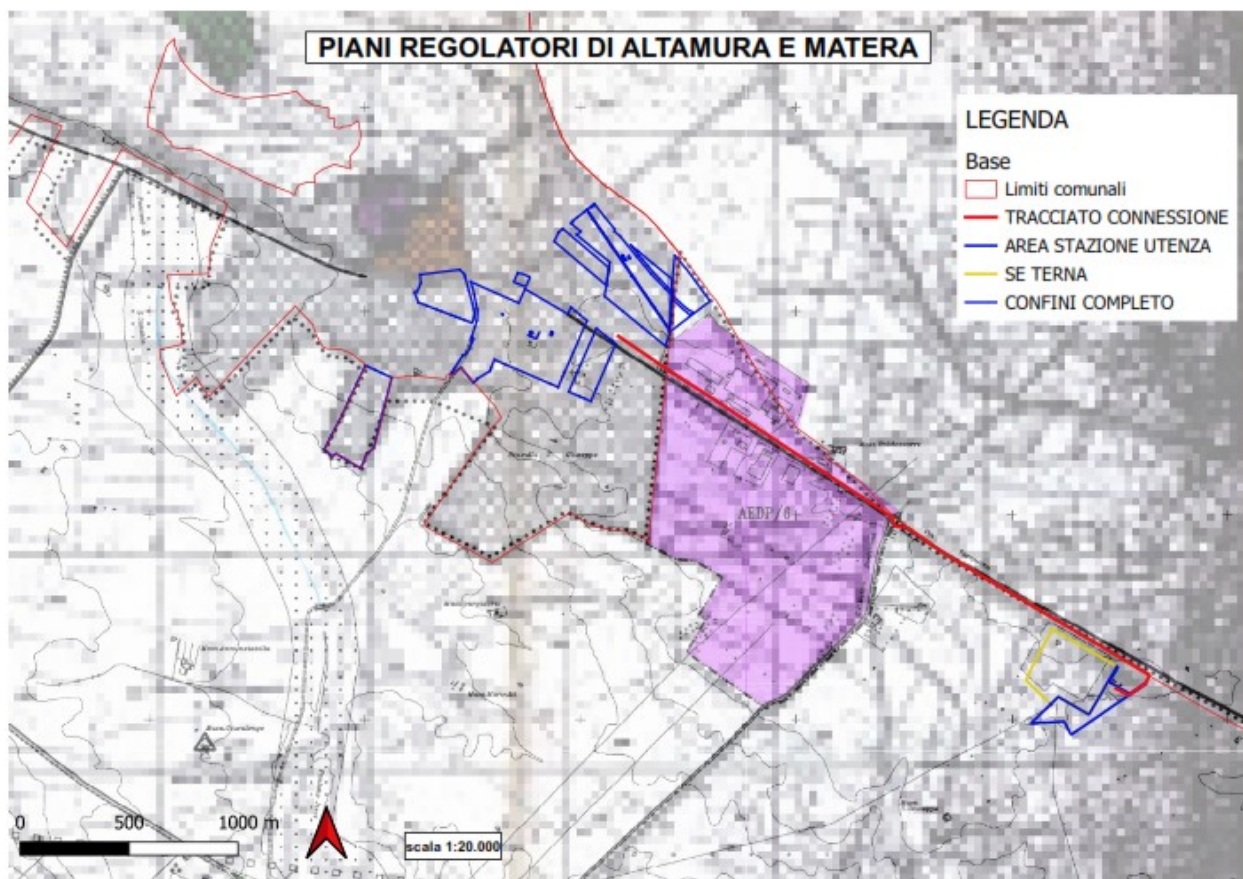
All'interno del territorio pugliese di Altamura (BA) ricade la quasi totale superficie dell'impianto mentre, nel territorio lucano di Matera (MT) ricade una sola particella e la SE TERNA.

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:

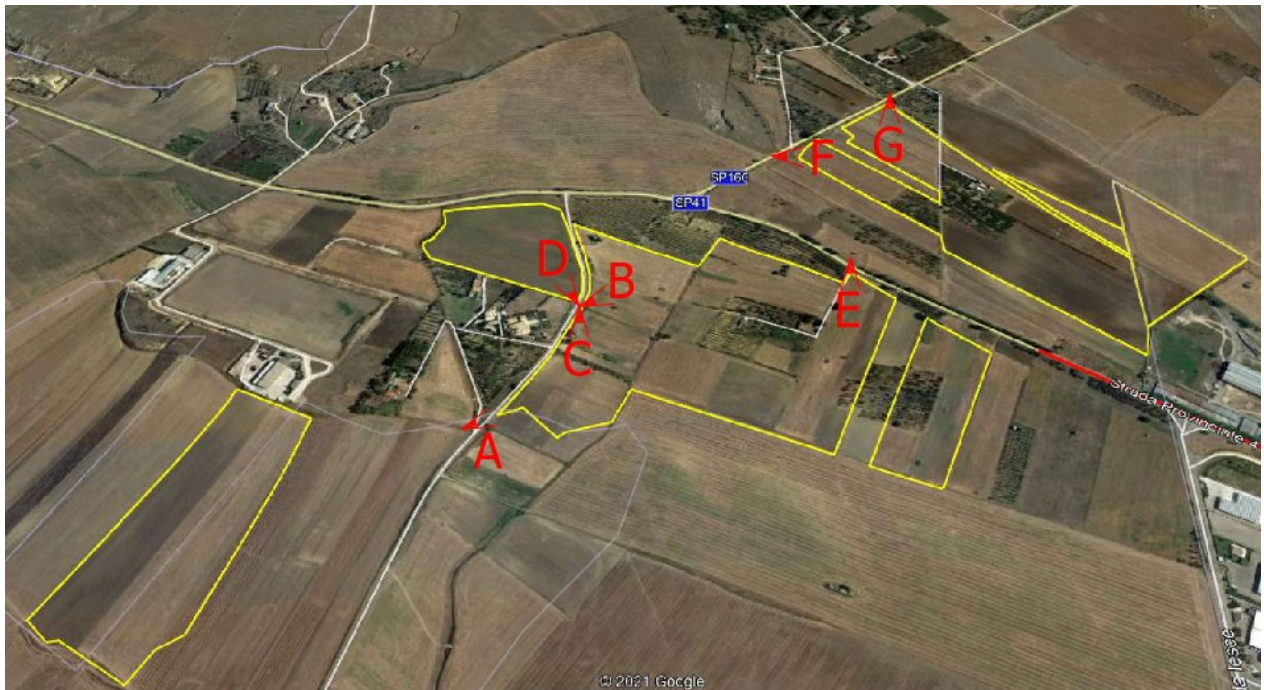
➤ S.P. 41;

➤ 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.**

Seguono le viste dell'area d'impianto ripresa dalle Strade Provinciali su cui prospettano:





VISTA "A"



VISTA "B"



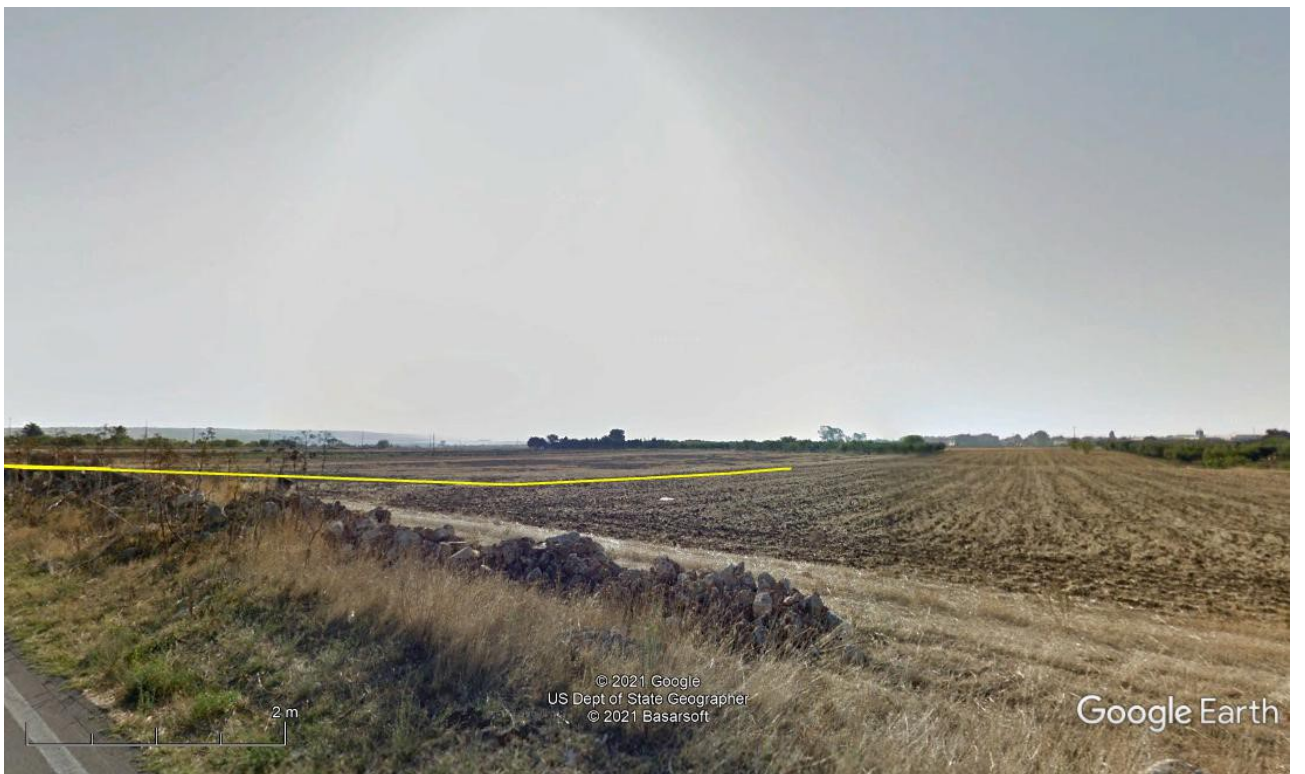
VISTA "C"



VISTA "D"



VISTA "E"



VISTA "F"



VISTA "G"

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**.

§ 3 MOTIVAZIONI DELL'OPERA E VANTAGGI AMBIENTALI

Sostenibilità ambientale

Con la realizzazione dell'impianto Agrovoltaico, denominato "MASSERIA IESCE", si intende coltivare i terreni a foraggio ed a produrre contestualmente energia elettrica mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole, dimostrando la reale possibilità di conciliare entrambe le attività economiche fra di loro e fra queste e la salvaguardia dell'ambiente.

E' indiscutibile l'aiuto economico che tale sinergia riesce a dare vicendevolmente sia al "reddito agrario" che al "reddito energetico".

Grande, quindi, è la responsabilità delle Amministrazioni Pubbliche nel valutare i singoli progetti in quanto le stesse devono coniugare interessi "costituzionalmente protetti" (come gli interessi pubblici, gli interessi privati, la tutela dell'ambiente e la tutela della salute pubblica) senza assegnare aprioristicamente

valori prevalenti all'uno o all'altro ma assegnandone ad ognuno il giusto peso e valore.

A tal proposito molto esemplificativa è la Sentenza del TAR Sicilia – Palermo n° 150 del 4/2/2005 la quale cita espressamente: *”Si tenga infatti presente che – in disparte il già esaminato profilo del bilanciamento fra iniziativa economica e paesaggio - la tutela del paesaggio non è l'unica forma di tutela territoriale costituzionalmente rilevante, affiancandosi alla tutela dell'ambiente, alla tutela della salute, al governo del territorio e ad altre ipotesi di poteri insistenti sul medesimo dato della realtà fisica, posti a presidio di altrettanti – distinti - interessi pubblici. L'amministrazione preposta alla tutela del paesaggio non può, in forza di una concezione totalizzante dell'interesse pubblico primario (di cui è attributaria), limitarsi ad affermarne la (generica) rilevanza assoluta, paralizzando ogni altra attività e sacrificando ogni altro interesse.*

Questa concezione monosettoriale della tutela dell'interesse pubblico è da ritenere incompatibile con il disegno costituzionale dell'esercizio del potere amministrativo nello Stato sociale”.

Il ricorso all'Agrovoltaico nasce, quindi, dall'esigenza:

- di coniugare la produzione energetica con la produzione agricola e con la tutela ambientale;
- di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile solare riducendo, al contempo, l'inquinamento atmosferico dato dalle Centrali Termoelettriche;
- di ottenere un consistente risparmio di combustibile fossile con conseguente abbattimento di inquinamento atmosferico;
- di attuare interventi utili alla lotta contro i Cambiamenti Climatici;

Risparmio di combustibile

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

Quindi, considerando l'energia stimata attraverso Photovoltaic Geographical Information System (PvGIS) della Commissione Europea come produzione del primo anno, pari a **64.894.881,79 kWh ≈ 64.895,00 MWh**, e la perdita di efficienza annuale, 0.60 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 30 anni.

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

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	12.135
TEP risparmiate in 30 anni	364.061

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

Emissioni evitate in atmosfera

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

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO₂	SO₂	NO_x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	554.6	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	35.990.701	24.206	27.710	909
Emissioni evitate in 30 anni [kg]	1.079.721.043	726.180	831.303	27.270

Fonte dei dati: Rapporto ambientale ENEL 2013

§ 4 OPERE DA REALIZZARE OGGETTO DI AUTORIZZAZIONE

L'elenco dettagliato delle fasi di lavorazione e delle opere da realizzare con il presente progetto è il seguente:

- 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 perimetrali all’impianto;
- 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** interrate 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** interrato 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.

Si rimanda alla *18XVLC8_RelazioneTecnica_01* per un maggiore approfondimento tecnico relativamente alla "Descrizione dei componenti l'impianto".

§ 5 COSTI E BENEFICI ENERGETICI

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.

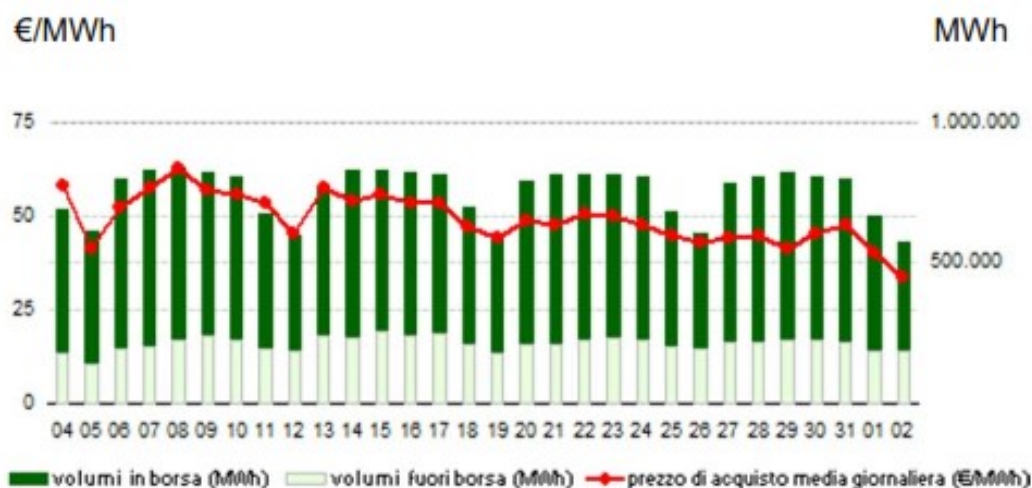
Il valore medio europeo del LCOE (*Levelized COst of Electricity*) del fotovoltaico nel 2018 è stimato in 68,5 €/MWh per gli impianti commerciali e in 58,8 €/MWh per quelli utility scale, in calo sul 2017 rispettivamente del 12,7% e del 7,6% (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

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.

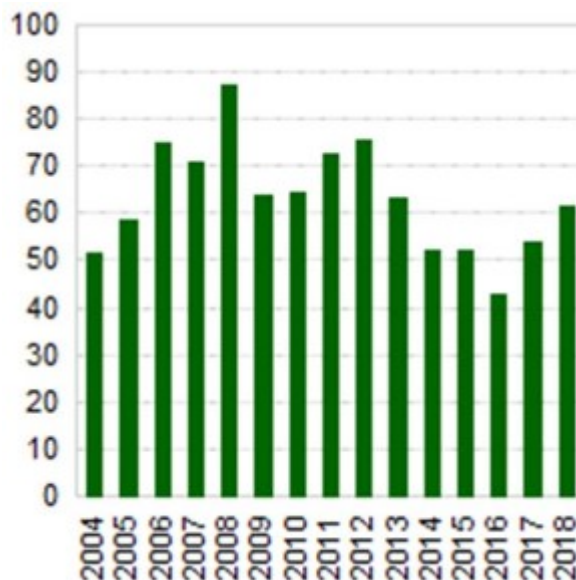
Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale. In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

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 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 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 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 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.

§ 6 PRODUCIBILITA' AGRICOLA DEL SITO

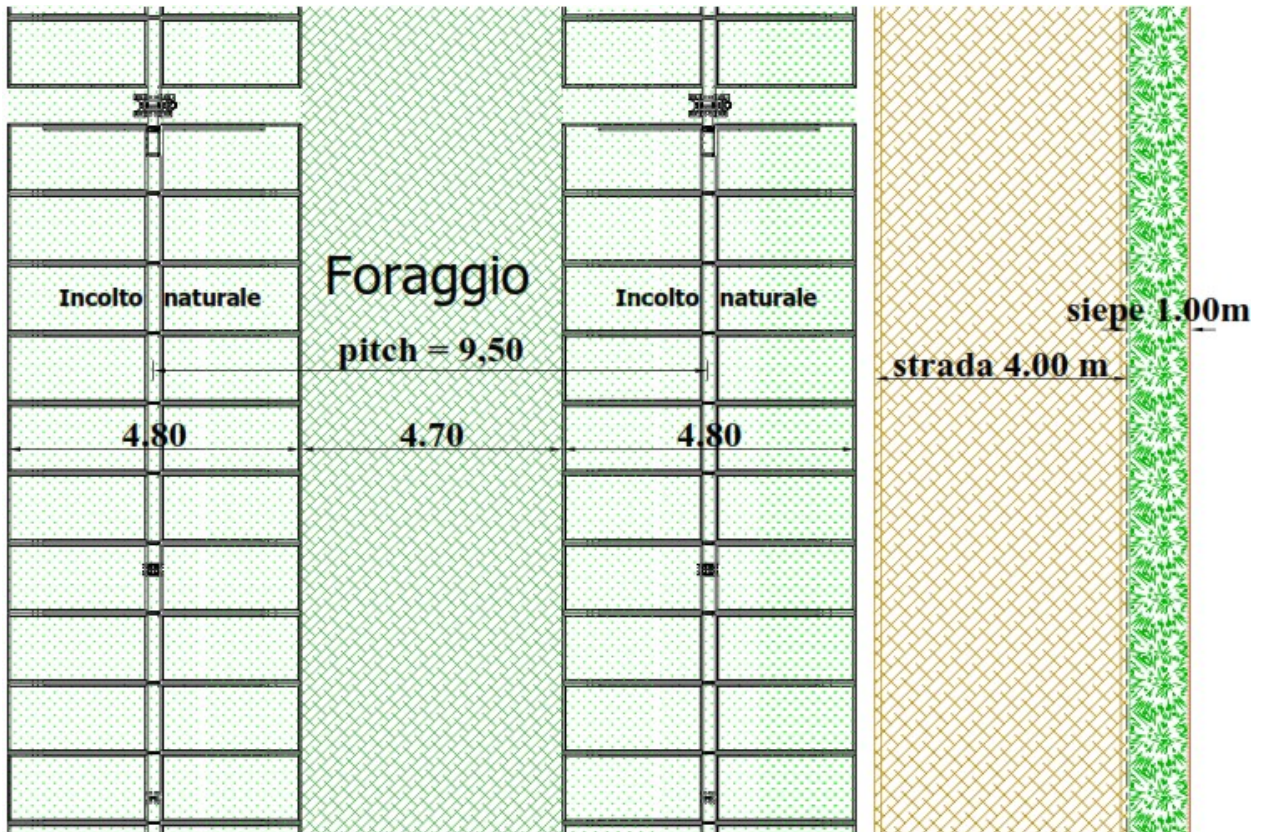
La superficie di terreno complessiva a disposizione della società proponente è pari a circa **49 ettari** che, per semplificazione senza detrarre le vie interne di collegamento fra i vari lotti, possiamo considerare pari alla superficie attualmente destinata all'uso agricolo gestito con metodo tradizionale in cui, come ben noto, l'impatto ambientale è consistente a causa dell'uso di prodotti chimici.

Con la nuova attività di AgroVoltaico, invece:

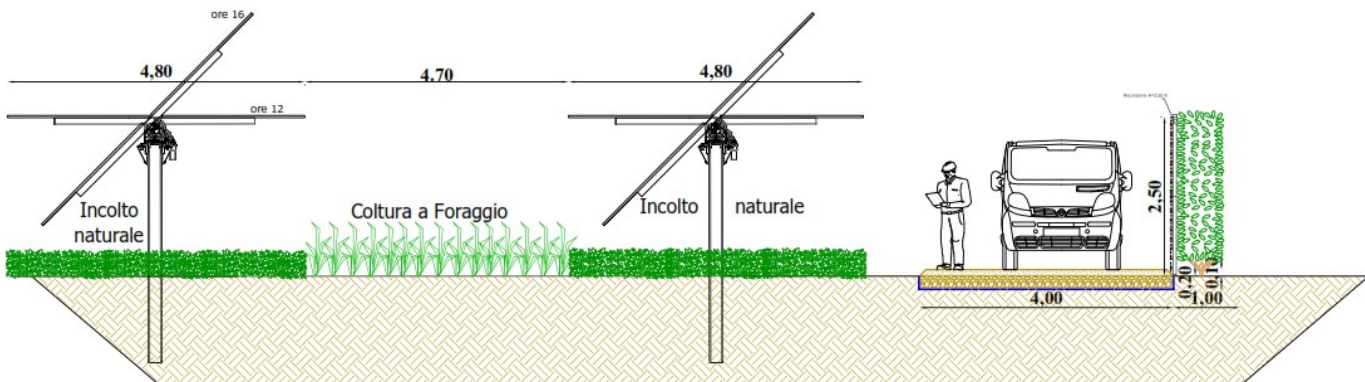
- circa **0,82 ettari** verranno destinati ad aree da destinare alla piantumazione di siepi perimetrali (aventi la doppia funzione di creare un nuovo habitat per la fauna terrestre e per volatili, quale fonte di cibo e di riparo, e di mitigare l'impatto visivo dell'impianto);
- circa **3,05 ettari** verranno destinati a strade perimetrali;
- circa **15,51 ettari**, costituiti dalla proiezione a terra dei Tracker posti in orizzontale (di larghezza 4,80 m), destinati ad "Incolto Naturale" con funzione di creare un habitat naturale per piante ed animali protetto dalla rete di recinzione che, con altezze dei pannelli da terra non superiori ai 10 cm, non consentirà l'ingresso di predatori come volpi, cani, gatti;
- circa **21,36 ettari**, costituiti dai filari liberi fra i Tracker (di larghezza 4,70 m), destinati alla coltivazione di "Foraggio" con criteri di Agricoltura Biologica;
- circa **8,17 ettari** di fasce di rispetto stradali, di elettrodotto e di esondazione.

Pertanto:

- circa **29,53 ettari** (di cui 21,36 ettari fra i filari liberi fra i Tracker e 8,17 ettari di fasce di rispetto) saranno destinati alla coltivazione di specie foraggere con criteri di **Agricoltura Biologica** sicuramente rispettosa del suolo e del sottosuolo, della salute umana e della salute delle creature terrestri. Infatti, 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.
- circa **45,04 ettari** (ossia il 92,0% dei 48,92 ettari totali) continueranno, quindi, a svolgere, anche, la funzione di "Area Trofica" per l'avifauna presente in zona.

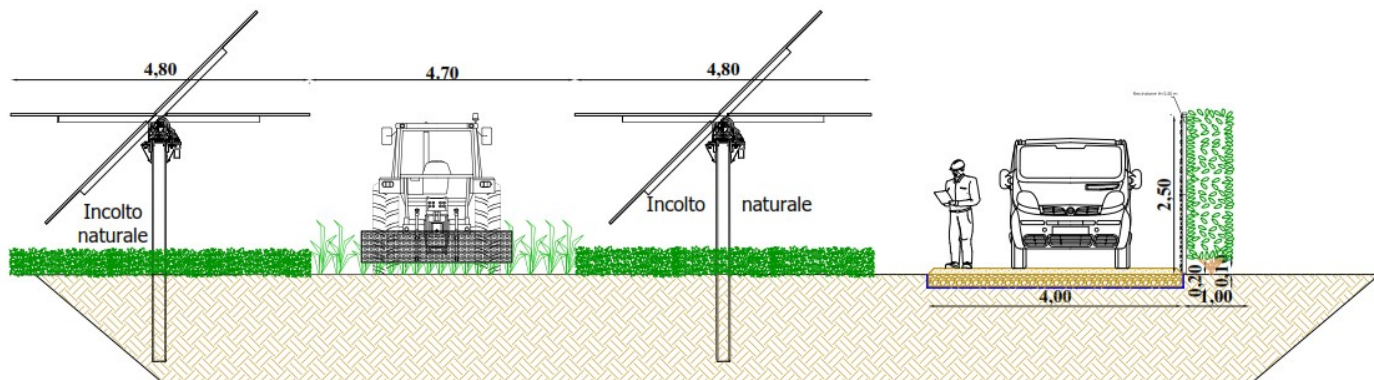


Distribuzione in pianta delle aree



Sezione Tracker, Strada e Siepi, Coltura a Foraggio e Verde Coprente

scala 1:50



Area di Trinciatura del Foraggio

scala 1:50

Distribuzione in sezione delle aree

Tutte le attività che verranno svolte nel presente progetto seguiranno metodi e principi “ecologici” e “biologicamente corretti” con il fine di coniugare rispetto dell’ambiente, lotta ai cambiamenti climatici, produzione di energia da fonte rinnovabile e lotta all’inquinamento.

§ 7 COSTI E BENEFICI AGRICOLI

Per considerare computamente l’efficienza dell’investimento dal punto di vista territoriale si riporta, anche, una valutazione dei benefici e dei costi dovuti allo svolgimento dell’attività agricola.

Si riporta quanto meglio evidenziato nella Relazione Tecnico Agronomica:

Cronologia delle opere/lavori

Questa fase si svolgerà prima dell’installazione dell’impianto fotovoltaico. In particolare, sarà effettuato:

- Amminutamento e livellamento del terreno su tutta la superficie;
- aratura, con concimazione di fondo per l’impianto della siepe sulla fascia perimetrale (ha 0,82);
- Impianto della siepe sulla fascia perimetrale (ha 0,82 x 2) – n° 16.500 piante arboree, cespugli e piante basse di 1 anno;
- Inizio delle attività di coltivazione.

Computo metrico estimativo dei costi di realizzazione

Si riporta di seguito il computo metrico estimativo dei lavori da realizzare, in base alle voci del prezzario lavori pubblici Regione puglia 2019:

Articolo	Descrizione	U.d.m.	Prezzo	Quantità	Costo/€
<i>Lavorazioni di base:</i>					
	Movimento di terra da effettuarsi con mezzi meccanici per livellamento superficiale del terreno (solo della fascia di piantumazione siepe e delle aree destinate a foraggio).	€/ha	€ 720,00	30,36	21.859,20
<i>Impianto siepe fascia perimetrale:</i>					
	Lavorazione andante del terreno (solo della fascia di piantumazione siepe) eseguita con macchina di adeguata potenza attrezzata con ripper a tre/cinque ancore (a seconda della natura del terreno) alla profondità di cm. 60-80, compreso amminutamento mediante fresa	€/ha	€ 929,00	0,82	€ 761,78

Acquisto di piante arboree di 1 anno	€/cad.	€ 3,00	16.500	49.500,00
Trasporto piantine dal vivaio all'azienda	€/cad.	€ 0,20	16.500	3.300,00
Concimazione d'impianto con concime mistorganico bio	€/cad.	€ 0,50	16.500	8.250,00
Messa a dimora di piante compreso di squadratura del terreno, formazione buca, rinterro buca, e sostituzione delle fallanze nella misura massima del 5%	€/cad.	€ 3,20	16.500	52.800,00
Totale spese impianto siepe perimetrale				114.611,78
Totale costi miglioramento fondiario				136.470,98

Il costo totale, per la lavorazione del terreno e la piantumazione della siepe perimetrale, è pari a **136.470,98 euro**.

Costi di gestione ipotizzati

I costi di gestione, nel primo periodo, saranno inferiori rispetto quanto avverrà nella seconda fase. In particolare, l'impianto della siepe necessiterà di pochi interventi, quali concimazione, rimozione di erbe infestanti, e una buona irrigazione di soccorso, anche eseguita con il carrobotte, ed un unico trattamento stimolante.

Le aree ad erbaio e fienagione necessiteranno delle normali cure, che sono piuttosto ridotte: si tratta di lavorazioni superficiali del terreno, semina, rullatura, concimazione (a seconda delle colture) sfalcio e imballatura (nel caso delle colture per la fienagione).

Di seguito le voci di spesa ipotizzate.

Gasolio	€ 2.000,00
Manodopera	€ 6.000,00
Lubrificanti/manutenzioni	€ 670,00
Sementi	€ 1.200,00
Concimi	€ 800,00
Lavorazioni conto terzi	€ 700,00
TOTALE COSTI ANNUI DI GESTIONE IPOTIZZATI FASE 1	€ 11.370,00

Ricavi ipotizzati

La PLV (Produzione Lorda Vendibile) va considerata in funzione della produzione di fieno.

Per la fienagione, si è ipotizzata una produzione minima (10,0 t/ha) ad un prezzo di 0,20 €/kg:

Coltura	Superficie Effettiva [ha]	Produzione [kg]	Prezzo unitario [€/kg]	Ricavo lordo [€]
Fieno	29,53	295.300,00	€ 0,20	€ 59.060,00

I ricavi ipotizzati per la conduzione agricola annuale del terreno sono pari a **59.060,00 euro**.

§ 8 COSTI E BENEFICI ALLEVAMENTO API

Installazione Arnie – Criteri per la scelta del luogo

Per l'ubicazione di un apiario la scelta prioritaria va per i posti ricchi di flora nettariana scalare e fonti di polline nelle vicinanze, specialmente per i pollini minori, primaverili e autunnali. Il raggio di bottinamento delle api è inferiore al chilometro, ma possono arrivare anche a distanze di 3-4 chilometri in caso di scarsità di fonti.

L'ambiente circostante, per apiari stanziali, non sia ad agricoltura intensiva, monoculture frutticole e cerealicole.

Prestare attenzione al microclima della zona, evitare zone umide. L'umidità atmosferica favorisce lo sviluppo di micosi nelle famiglie.

La sistemazione ideale deve essere non soggetta ai venti. I venti caldi o freddi ostacolano il volo delle api e riducono la disponibilità di nettare.

Accertarsi della disponibilità di acqua corrente nelle vicinanze, altrimenti predisporre degli abbeveratoi con ricambio frequente dell'acqua. L'acqua serve in primavera per l'allevamento della covata, e in estate per la regolazione termica dell'alveare. In primavera le api abbandonano la raccolta d'acqua quando le fioriture sono massime, ad esempio durante la fioritura dell'acacia.

Gli alberi nelle immediate vicinanze sono utili, perché durante la sciamatura vi si posano gli sciami.

Nel caso di mancanza di alberi, per recuperare gli sciami infilare nel terreno pali e porre alla sommità fasci di rami, per ombreggiare gli alveari costruire pergolati con frasche o teli che facciano circolare l'aria.

Le arnie devono essere sollevate dal terreno per evitare l'umidità a contatto con il terreno.

In presenza di formiche approntare piattaforme protettive su sostegni isolati dal terreno entro barattoli contenenti petrolio. Le formiche sono dannose perché si cibano

del legno delle arnie. Sollevare le arnie con blocchi singoli perché se poggiassero su traversine lunghe le eventuali vibrazioni, indotte su un'arnia si propagherebbero alle arnie contigue.

Le arnie vanno anche sistemate con leggera pendenza in avanti per agevolare l'uscita dell'acqua di condensa che si deposita nel fondo dell'arnia. Evitare la sistemazione in file, se possibile fare gruppi di 5-10 alveari, oppure distanziare le file di 5-6 metri, gli alveari estremi diventerebbero più forti per il fenomeno della deriva a discapito di quelli centrali. Per orientare le api si possono colorare le arnie con colori ben distinti, giallo, bianco, blu, verde bluastrò.

Costi e Ricavi

Il costo totale per l'installazione di n° 160 Arnie per l'allevamento di Api mellifere è stimato in **32.000 euro**.

Ai ricavi ipotizzati per la conduzione agricola del terreno, visti in precedenza e pari a **59.060,00 euro**, occorre aggiungere l'ulteriore ricavo dalla vendita dei previsti 3.200 kg/anno di miele pari a circa **19.200,00 euro** per un totale di circa **78.260 euro**.