

IMPIANTO AGROVOLTAICO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE
SOLARE DENOMINATO "FEDELE" DI POTENZA NOMINALE
PARI A 18,5 MVA E POTENZA INSTALLATA PARI A 21,835 MW

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA di LECCE
COMUNE di GALATINA
Località: Contrada Duca - Galatina

PROGETTO DEFINITIVO
Id AU WNNV8P1

Tav.:

Titolo:

R34e

Studio di impatto ambientale
Sintesi non tecnica

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

n.a.

A4

WNNV8P1_StudioFattibilitaAmbientale_34e

Progettazione:

Committente:



Dott. Ing. Fabio CALCARELLA

Via B. Ravenna, 14 - 73100 Lecce
Mob. +39 340 9243575
fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpec.eu

Stern PV 1 S.r.l.

Largo Michele Novaro 1/A
CAP 43121 - PARMA (PR)
PEC - sternpv1srl@pec.it



| Data | Motivo della revisione: | Redatto: | Controllato: | Approvato: |
|---------------|-------------------------|------------|--------------|-------------------|
| Aprile 2020 | Prima emissione | STC S.r.l. | FC | Stern PV 1 S.r.l. |
| Febbraio 2022 | PUA - MITE | STC | FC | STERN PV 1 SRL |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |

Sommario

| | |
|---|----|
| 1. Contesto normativo di riferimento | 3 |
| 1.1 Principali norme comunitarie | 3 |
| 1.2 Principali norme nazionali | 3 |
| 1.3 Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti | 4 |
| 2. Caratteristiche dell'area di impianto e descrizione del progetto | 6 |
| 2.1 Inquadramento geografico dell'area | 6 |
| 2.2 Ambiti e figure territoriali del PPTR | 9 |
| 2.3 Struttura idro-geo-morfologica | 11 |
| Struttura ecosistemica ambientale | 11 |
| Struttura antropica e storico culturale – Paesaggio rurale..... | 14 |
| Struttura antropica e storico culturale – Paesaggi urbani..... | 18 |
| Struttura percettiva | 19 |
| 2.4 Descrizione generale dell'impianto | 20 |
| 3. Soluzioni progettuali prese in esame | 21 |
| 3.1 Alternativa zero (non realizzare l'impianto)..... | 21 |
| 3.2 Alternativa tecnologica | 22 |
| 4. Analisi Costi Benefici | 25 |
| 4.1 Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE | 25 |
| 4.2 Costi esterni..... | 26 |
| 4.3 Benefici globali..... | 28 |
| 4.4 Benefeci locali | 33 |
| 5. Analisi Ambientale | 35 |
| 5.1 Definizione dell'ambito territoriale in cui si manifestano gli impatti ambientali | 35 |
| 5.2 Analisi degli impatti ambientali | 35 |
| 5.2.1 Analisi preliminare - Scoping..... | 35 |
| 5.2.2 Determinazione dei fattori di impatto | 37 |
| 5.2.3 Schema di valutazione dell'impatto ambientale..... | 40 |
| 5.2.1 Impatto su atmosfera e microclima | 40 |
| 5.2.1 Impatto su suolo e sottosuolo | 45 |
| <i>UTILIZZO SOSTENIBILE DEL SUOLO DI INSTALLAZIONE DEI MODULI FOTOVOLTAICI</i> | 52 |
| 5.2.1 Impatto elettromagnetico | 59 |
| 5.2.1 Rumore..... | 61 |
| 5.2.2 Flora e vegetazione | 62 |

| | | |
|-------|--|----|
| 5.2.1 | Fauna e avifauna..... | 64 |
| 5.2.1 | Analisi del paesaggio ed impatto visivo..... | 66 |
| 5.2.2 | Sistema antropico..... | 79 |
| 5.3 | Sintesi degli impatti e conclusioni..... | 82 |

1. Contesto normativo di riferimento

1.1 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.

1.2 Principali norme nazionali

In ambito nazionale, i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- **D.P.R.12 aprile 1996.** Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- **D.lgs. 112/98.** Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- **D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79.** Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- **D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387.** Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **D.lgs 152/2006 e s.m.i.** (D.lgs 104/2007) TU ambientale
- **D.lgs. 115/2008.** Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- **Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili.** (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.

- **SEN Novembre 2017.** Strategia Energetica Nazionale – documento per consultazione. Il documento è stato approvato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell’Ambiente del 10 novembre 2017.

1.3 Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti

I principali riferimenti normativi seguiti nella redazione del progetto e della presente relazione sono:

- **L.R. n. 11 del 12 aprile 2001.**
- **Legge regionale n.31del 21/10/2008**, norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale;
- **PPTR – Puglia** Piano Paesaggistico Tematico Regionale - Regione Puglia
- **Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010**, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all’esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- **Regolamento Regionale n. 24/2010** Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, “*Linee Guida per l’Autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile*”, recante l’individuazione di aree e siti non idonei all’installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.
- **Legge Regionale 24 settembre 2012, n. 25-** Regolazione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili e s.m.i (DD 162/204, RR24/2012);
- **Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29 -** Modifiche urgenti, ai sensi dell’art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia."
- **Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012** con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **Legge Regionale 16 luglio 2018, n. 38-** Modifiche e integrazioni alla legge regionale 24 settembre 2012, n. 25
- **D.G.R. 2442/2018**, individua e localizza gli habitat e le specie animali e vegetali inserite negli allegati delle direttive 92/43CE e 9/147CE, presenti nel territorio della Regione Puglia.

Inoltre, gli impianti e le reti di trasmissione elettrica saranno realizzati in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste da TERNA, con particolare riferimento alla

Norma CEI 0-16, “*Regole tecniche di connessione per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*”.

Per quanto concerne gli aspetti di inquadramento urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

- PPTR Piano Paesaggistico Territoriale – PPTR Regione Puglia, con riferimenti anche al PUTT/P (Piano Urbanistico Territoriale Tematico “Paesaggio”) - Regione Puglia (sebbene non più in vigore);
- PRG di Galatina (LE);
- PAI Piano di Assetto Idrogeologico dell’Autorità di Bacino della Regione Puglia;
- Carta Idro geomorfologica Regione Puglia redatta da AdB;
- PTCP Provincia di Lecce.

2. Caratteristiche dell'area di impianto e descrizione del progetto

2.1 Inquadramento geografico dell'area

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 18.500,00 kVA e una potenza installata pari a 21.835,19 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 “Galatina”;
- 4) Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV “Galatina”, tramite cavo interrato AT. Nella SSE sarà installato un trasformatore elevatore 30/150 kV.

L'impianto fotovoltaico propriamente detto è ubicato a Nord-Ovest del Comune di Galatina (LE).

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 10 Cabine di Campo);

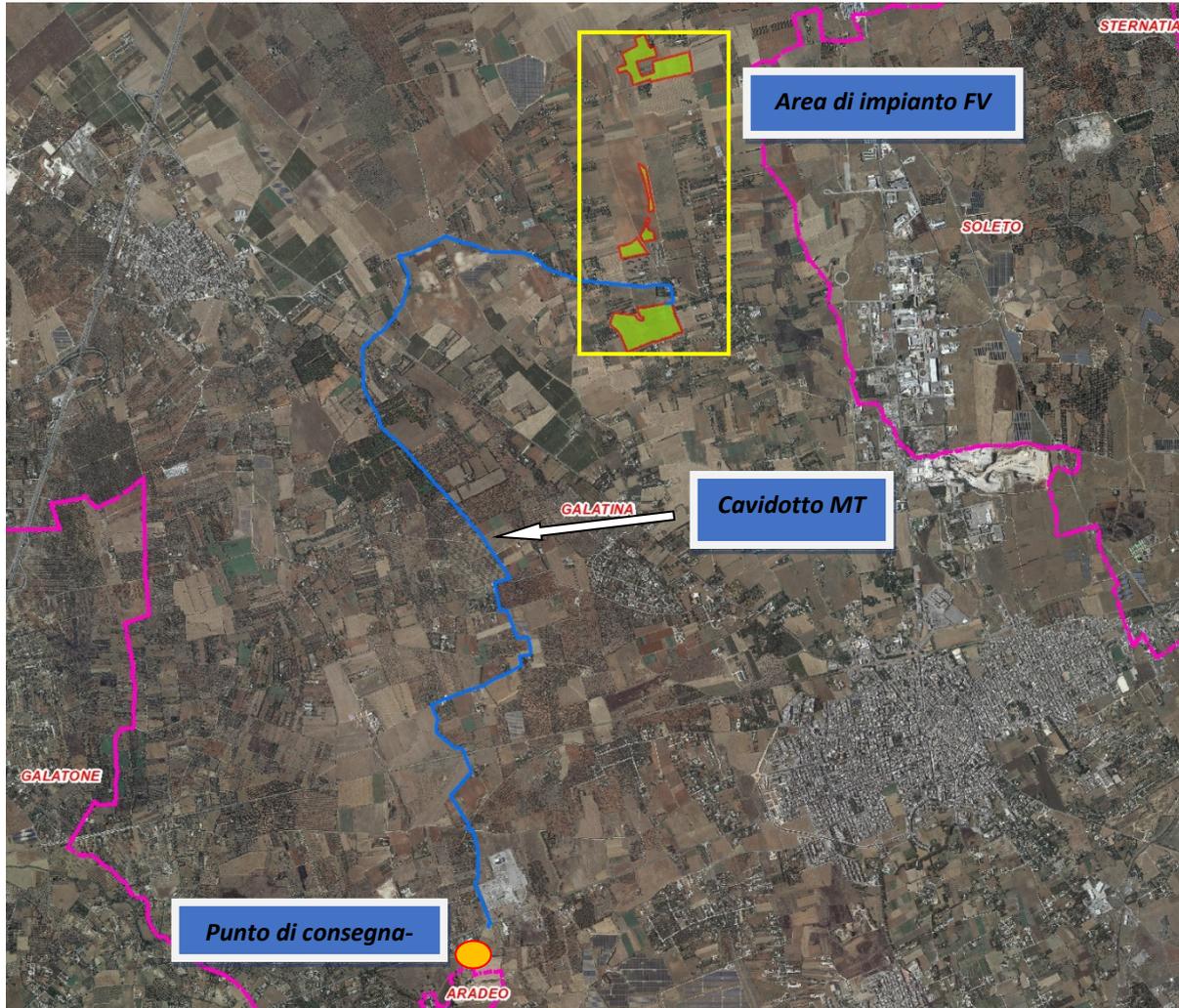
- il cavidotto interrato MT (di lunghezza pari a circa 8 km), per il trasferimento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (raccolta nella CdS) verso la SSE 30/150 kV;
- la Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Galatina", tramite cavo interrato AT. Nella SSE sarà installato un trasformatore elevatore 30/150 kV. La SSE sarà realizzata nei pressi della Stazione Elettrica (SE) TERNA 150/380 kV "Galatina".

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 1.472,2 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 (n.3 trasformatori da 1.600 kVA, n.7 trasformatori da 2.500 kVA). 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 avviene la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Galatina", tramite la posa di un cavo AT interrato che si atterrerà da una parte allo stallo dedicato AT 150 kV della SE TERNA di Galatina, dall'altro su un sistema di sbarre di condivisione AT a 150 kV posto nella SSE.

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (43.238), alla loro potenza unitaria (505 Wp), all'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati ricavati da PVGIS si stima una produzione di energia elettrica totale di circa 42,473 GWh/anno (21.835,19 kWp x 1.945,18 kWh/kWp \approx 42.473 MWh/anno).

Per dare una idea dell'entità dell'energia prodotta dall'impianto in progetto, rammentiamo che per le statistiche sulle tariffe, L'Autorità per l'energia elettrica e gas (ARERA), usa come modello una famiglia tipo composta da tre- quattro persone che utilizza TV, PC, frigo, lavastoviglie, lavatrice, 2 condizionatori assumendo per tale famiglia tipo un consumo medio annuo di 2.700 kWh. Ciò significa che l'impianto in progetto è in grado di soddisfare il fabbisogno energetico di circa 16.000 famiglie (e quindi una popolazione di oltre 60.000 persone).

Come detto l'impianto fotovoltaico propriamente detto sarà ubicato a nord del Comune dell'abitato di Galatina (BR). Il Cavidotto MT a 30 kV interesserà anch'esso il Comune di Galatina (si svilupperà per circa 9,9 km) così come la Sottostazione Utente (SSE) che sarà ubicata nei pressi della Stazione Terna 150/380 kV "Galatina".



Area Impianto FV (in verde), cavidotto di collegamento alla SSE "Galatina" (in blu)



Dettaglio Punto di consegna energia - Inquadramento SSE e SE Terna "Galatina"

2.2 Ambiti e figure territoriali del PPTR

La porzione del territorio ove ricade l'area su cui è previsto l'intervento, tipicamente agricola, si presenta in generale come fortemente antropizzata. Fa parte dell'ambito del "Tavoliere Salentino" e della Figura Territoriale "La campagna a mosaico del Salento centrale". La figura territoriale "La campagna a mosaico del Salento centrale" si caratterizza per una fitta maglia dell'insediamento, connotato da una rete di strade rettilinee, che collegano centri tra loro prossimi ma tuttavia ben distinti.

Da ovest ad est, i centri si dispongono lungo l'asse Galatone, Galatina, Martano; da sud verso nord i centri di Maglie, Corigliano, Sternatia, e San Donato si dispongono lungo l'asse di una serra che ne ha determinato l'assetto.

Ambito di paesaggio

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) ha individuato nel territorio pugliese 11 Ambiti di Paesaggio ciascuno caratterizzato da proprie peculiarità in primis fisico ambientali e poi storico culturali. In alcuni di questi Ambiti sono stati individuate delle Unità Minime di Paesaggio o Figure Territoriali, in pratica dei sotto ambiti, che individuano aree con caratteristiche omogenee da un punto di vista geomorfologico.

L'area interessata dal progetto del Parco Fotovoltaico ricade come detto:

- a) ***nell'Ambito di Paesaggio del Tavoliere Salentino***



Ambito del Tavoliere Salentino – PPTR Puglia

| TAVOLIERE SALENTINO | Superficie compresa nell'ambito per ente | Superficie compresa nell'ambito/ superficie totale dell'ente locale (%) | | Superficie compresa nell'ambito per ente | Superficie compresa nell'ambito/ superficie totale dell'ente locale (%) | | Superficie compresa nell'ambito per ente | Superficie compresa nell'ambito/ superficie totale dell'ente locale (%) |
|-----------------------|--|---|--------------------|--|---|-------------------------|--|---|
| Superficie totale | 2.208,11 | | | | | | | |
| Province: | | | | | | | | |
| Lecce | 1.608,79 | 58% | Taranto | 477,67 | 20% | Brindisi | 121,63 | 7% |
| Comuni: | | | | | | | | |
| Anesano | 13,45 | 100% | Lequile | 36,37 | 100% | San Donaci | 33,64 | 100% |
| Avetrana | 73,34 | 100% | Leverano | 48,87 | 100% | San Donato Di Lecce | 21,16 | 100% |
| Bagnolo Del Salento | 6,76 | 100% | Lizzanello | 25,07 | 100% | San Marzano | 19,02 | 100% |
| Calimera | 11,16 | 100% | Lizzano | 46,35 | 100% | San Pancrazio Salentino | 55,87 | 100% |
| Campi Salentina | 45,14 | 100% | Maglie | 22,38 | 100% | San Pietro in Lama | 7,94 | 100% |
| Cannole | 20,04 | 100% | Manduria | 178,36 | 100% | Sava | 44,08 | 100% |
| Caprarica di Lecce | 10,83 | 100% | Martano | 21,85 | 100% | Sogliano Cavour | 5,17 | 100% |
| Carmiano | 23,68 | 100% | Martignano | 6,36 | 100% | Soletto | 30,02 | 100% |
| Carpignano Salentino | 48,09 | 100% | Maruggio | 48,43 | 100% | Squinzano | 29,30 | 100% |
| Castri di Lecce | 12,24 | 100% | Melendugno | 91,29 | 100% | Sternatia | 16,54 | 100% |
| Castrignano De' Greci | 9,51 | 100% | Melpignano | 10,95 | 100% | Surbo | 20,42 | 100% |
| Cavallino | 22,38 | 100% | Monteroni Di Lecce | 16,53 | 100% | Taranto | 19,42 | 9% |
| Copertino | 57,78 | 100% | Nardo' | 190,45 | 100% | Torchiarolo | 32,13 | 100% |
| Corigliano d'Otranto | 28,10 | 100% | Novoli | 17,79 | 100% | Toricella | 26,63 | 100% |
| Cursi | 8,22 | 100% | Otranto | 49,28 | 65% | Trepuzzi | 23,73 | 100% |
| Fragagnano | 22,04 | 100% | Palmariggi | 8,79 | 100% | Veglie | 61,39 | 100% |
| Galatina | 81,71 | 100% | Porto Cesareo | 34,84 | 100% | Vernole | 60,50 | 100% |
| Guagnano | 37,85 | 100% | Salice Salentino | 58,99 | 100% | Zollino | 9,90 | 100% |
| Lecce | 238,00 | 100% | San Cesario | 8,00 | 100% | | | |

I Comuni dell'Ambito del Tavoliere Salentino – PPTR Puglia

Ambito del Tavoliere Salentino in cui ricade l'Impianto

2.3 Struttura idro-geo-morfologica

Descrizione. Valori Patrimoniali. Le specifiche tipologie idro-geo-morfologiche dell'ambito *Tavoliere Salentino* sono legate ai caratteri idrografici superficiali originate dai processi di modellamento fluviale (in particolare ripe di erosione fluviale) e ai fenomeni carsici (doline, vore, inghiottitoi e grotte).

Criticità. Le criticità rispetto alla struttura idro-geo-morfologica dell'area sono legate all'occupazione antropica generata da abitazioni, infrastrutture, impianti, aree a destinazione turistica, le quali contribuiscono a frammentare la continuità morfologica soprattutto nel caso in cui vadano ad interferire con strutture quali corsi d'acqua superficiali, doline, orli morfologici.

Struttura ecosistemica ambientale

Descrizione. La *Figura Territoriale*, così come tutto l'*Ambito* è caratterizzato da una bassa altitudine (50-60 m s.l.m. nelle aree più interne), che ha favorito l'elevata antropizzazione agricola del territorio tranne che per un sistema frammentato di aree di naturalità costituito da area a macchia e piccoli boschi. Solo lungo la costa troviamo aree naturali più estese (zone umide, macchie e boschi), peraltro anche queste interrotte da

numerosi insediamenti urbani sia compatti che diffusi. Residuali punti di naturalità li ritroviamo anche lungo i muretti a secco ove spesso si concentra una vegetazione spontanea che va dai più comuni rovi, ai cespugli di salvione giallo o di timo, ma anche lentisco, mirto, alaterno e quercia spinosa.

Valori Patrimoniali. I valori patrimoniali eco sistemico ambientali sono rappresentati nell'*Ambito Territoriale "Tavoliere Salentino"* quasi esclusivamente dalle aree umide costiere, caratterizzate da elevata biodiversità e dalla presenza di habitat di interesse comunitario essenziali per lo svernamento e la migrazione di varie specie di uccelli. Queste aree tutte protette sono anch'esse molto frammentate per la presenza di aree urbanizzate. Nel caso della *Figura Territoriale "La campagna a mosaico del Salento centrale"* è presente in particolare il SIC IT9150036 – Lago del Capraro, una dolina a pianta subcircolare, con diametro medio di 105 m e superficie di 6.700 m². È localizzata esattamente sul confine dei comuni di Soletto e Sternatia, ad una quota di 67 m s.l.m.

Quest'area si trova a circa 1,6 km dall'impianto fotovoltaico. È evidente, pertanto, che la distanza preclude, qualsiasi tipo di interferenza con l'opera in progetto.

Altri sistemi di naturalità nella *Figura Territoriale* sono rappresentati da zone a *macchia* che benché limitrofe a quella di intervento, non sono direttamente interessate dall'impianto fotovoltaico in progetto e dalle infrastrutture ad esso correlate, che restano al di fuori non solo da dette aree ma anche dalle loro aree di rispetto (buffer).

Le aree di intervento sono classificate dal PUG di Galatina quali **zone agricole di salvaguardia E2, zone agricole E3.**

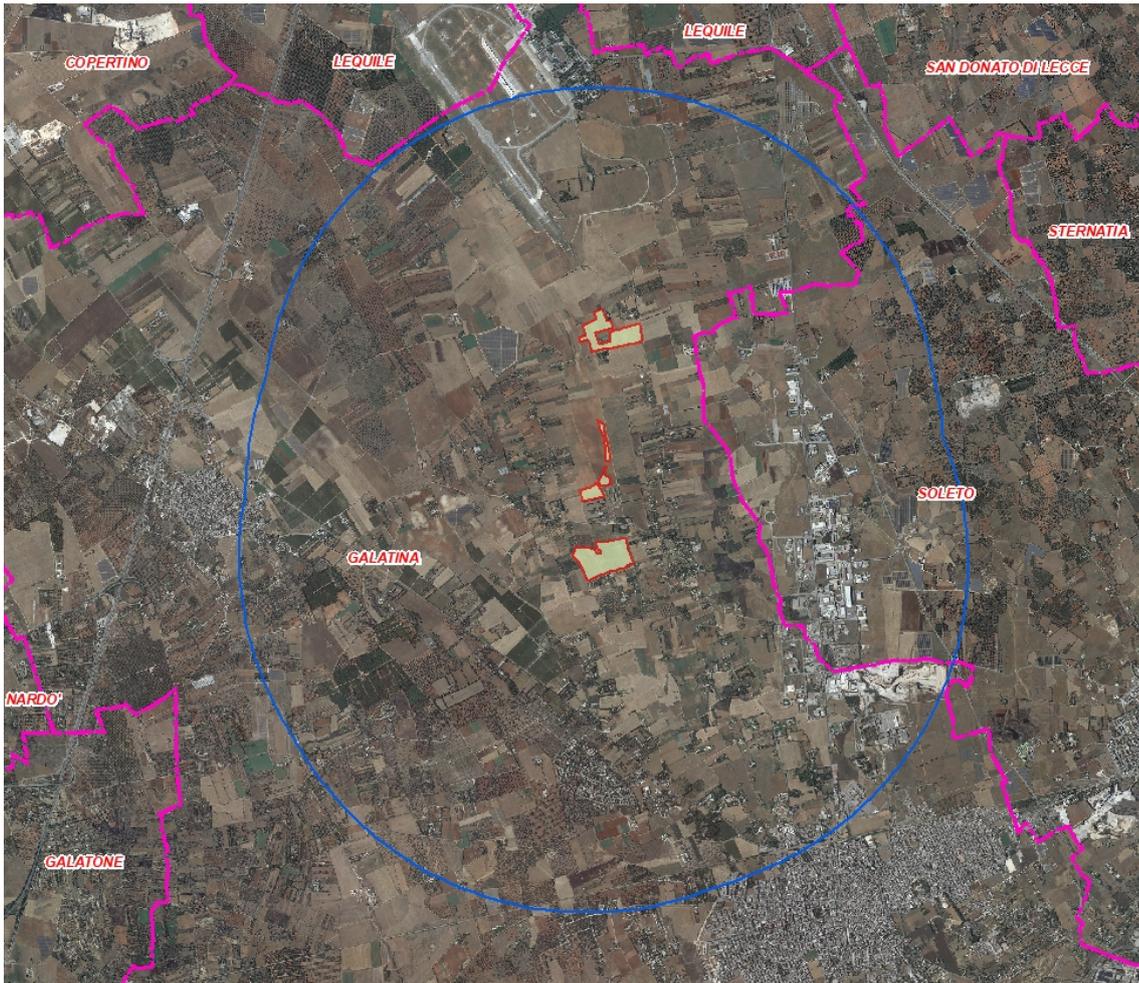


Perimetrazione del PPTR della macchia steppica e relativo buffer

Criticità. Soggetti a forte pressione e trasformazione è il sistema dei pascoli interno soprattutto lungo la direttrice da Lecce verso la sua marina ed in generale per la trasformazione in aree agricole. La piana coltivata interna è interessata dalla realizzazione di impianti di fonte energetica rinnovabile, eolico e fotovoltaico.

Struttura antropica e storico culturale – Paesaggio rurale

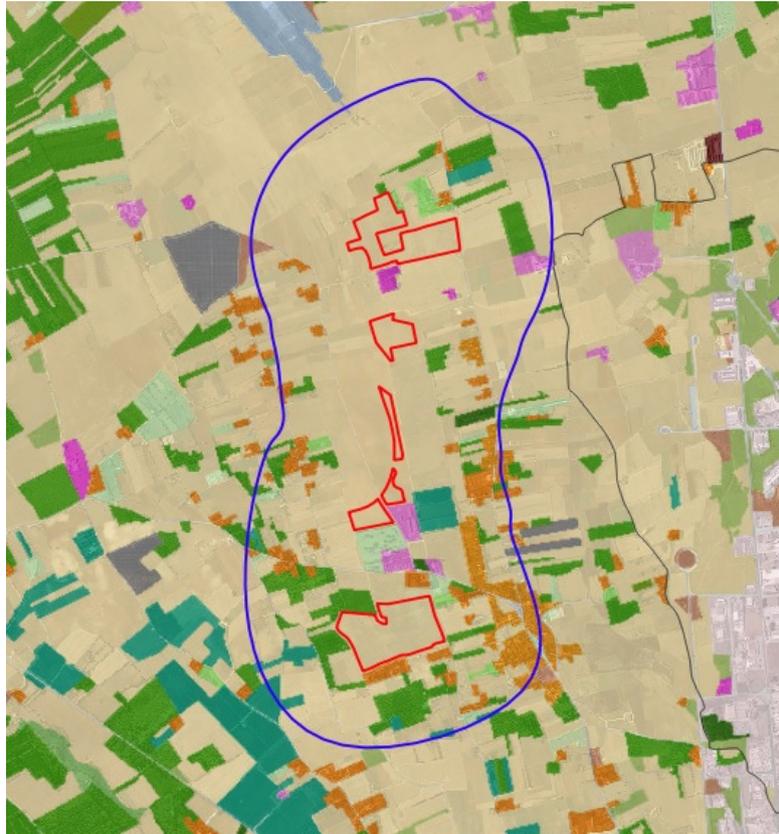
Descrizione. Gli uliveti caratterizzano il territorio mentre i vigneti sono in misura inferiore. Troviamo, quindi, nell'intorno dell'impianto associazioni colturali e mosaici dove oltre ai su citati uliveti e vigneti troviamo suoli adibiti a seminativi e, in piccola misura, a frutteti. Le aree con diverso utilizzo agricolo sono spesso separate tra loro dai muretti a secco a costituire il tipico "mosaico" della campagna salentina.



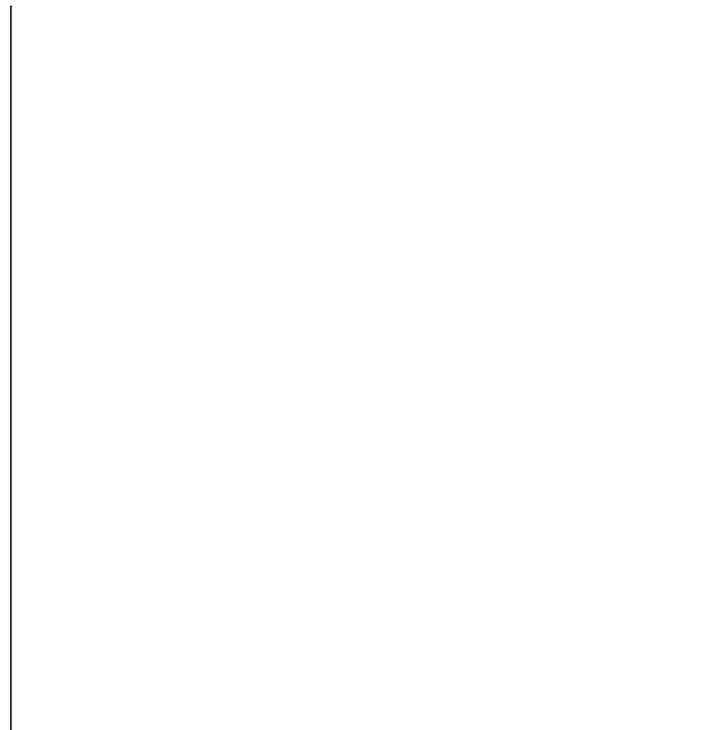
Cerchio (in blu) che racchiude le aree entro 3 km dal perimetro esterno dell'impianto (in rosso)

Nell'area entro i 3 km circa dal perimetro dell'impianto, troviamo seminativi, uliveti, e in misura minore vigneti concentrati a ovest. Rientra in questa area l'aeroporto di Galatina ubicato a Nord dell'impianto, la zona industriale di Galatina ubicata ad est dell'impianto ed alcune aree estrattive. Troviamo alcuni impianti fotovoltaici ad est.

Di seguito la planimetria con l'uso del suolo.



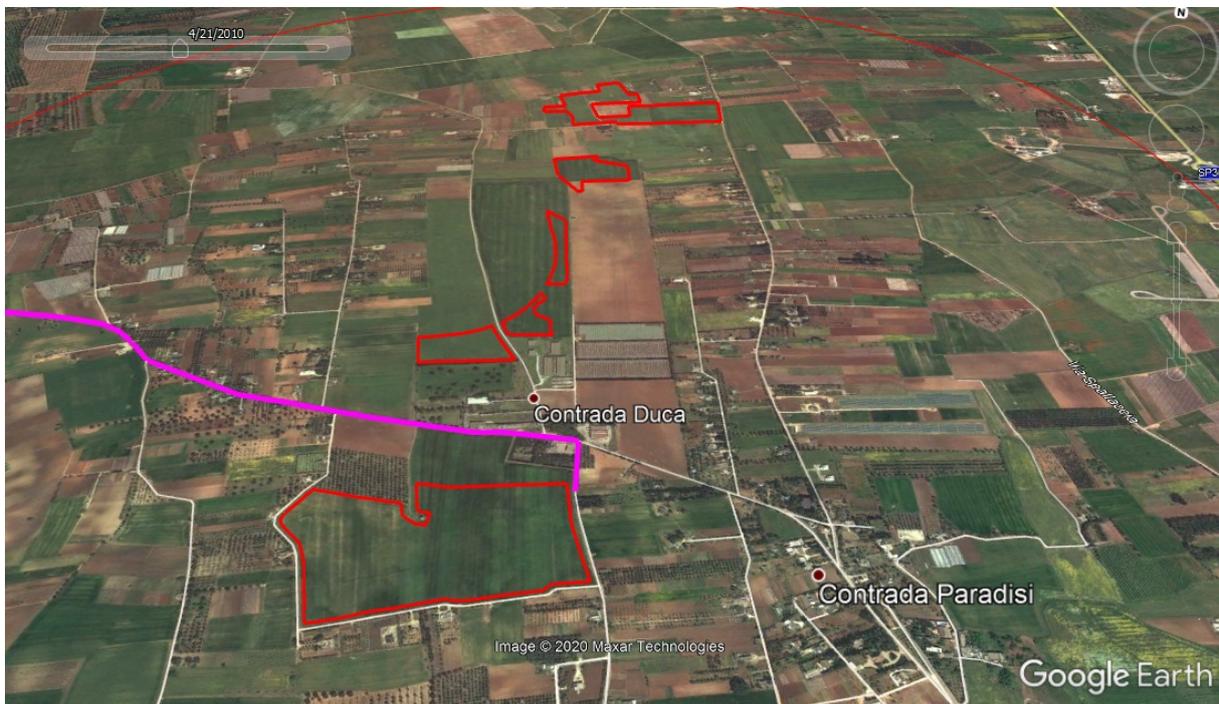
Carta dell'uso del suolo (agg. 2011), in blu il buffer di 500 m



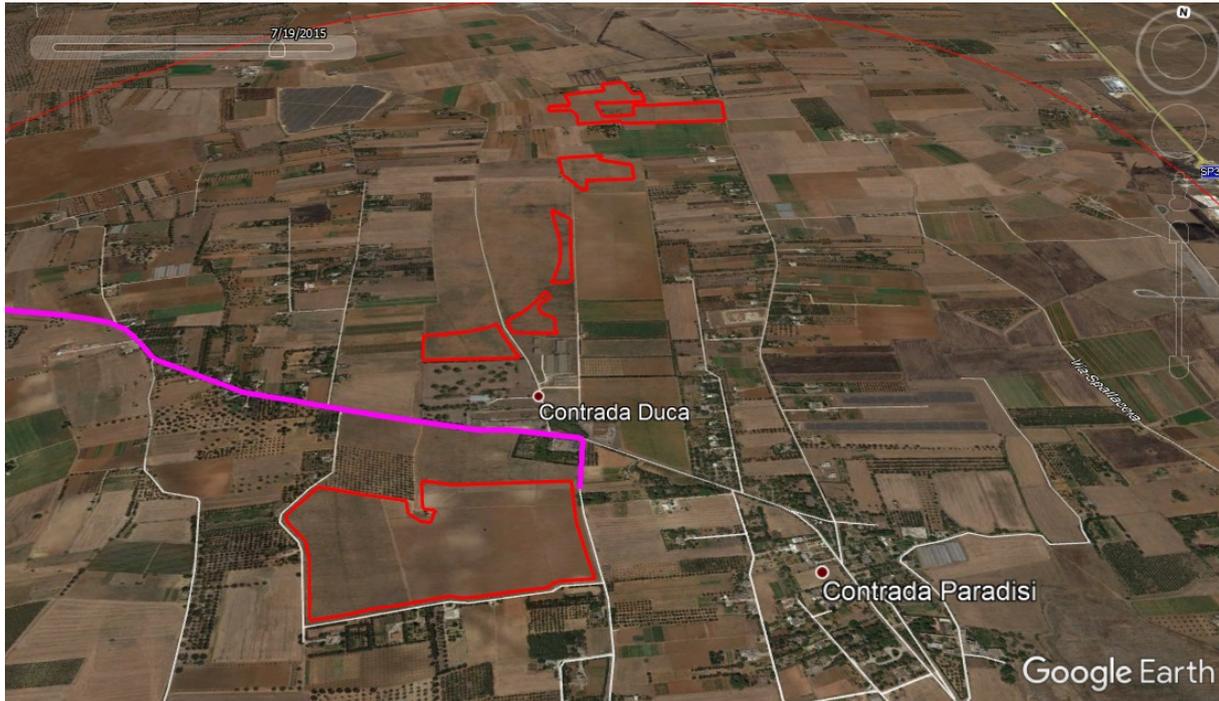
Carto di Uso del Suolo - legenda



2004



2010



2015



2018

Valori Patrimoniali. Il paesaggio della monocultura dell'uliveto è l'elemento caratterizzante del paesaggio agrario salentino che si alterna spesso, nell'area in esame, ad aree a seminativo e, più raramente, a vigneto.

Criticità. Il maggiore aspetto di criticità è rappresentato dall'espansione urbana non solo intorno ai centri abitati ma soprattutto da interventi edilizi episodici a bassa densità che rischiano di trasformare paesaggi rurali in paesaggi periurbani. Ovviamente anche parchi eolici e fotovoltaici contribuiscono a consumare territorio agricolo.

Per quanto attiene alla valenza ecologica degli spazi rurali la matrice agricola ha pochi e limitati elementi residui di naturalità rappresentati da frammentati residui di aree naturali e ecosistemi, anch'essi spesso molto frammentati lungo i muretti, rappresentati per lo più da siepi di *macchia mediterranea*.

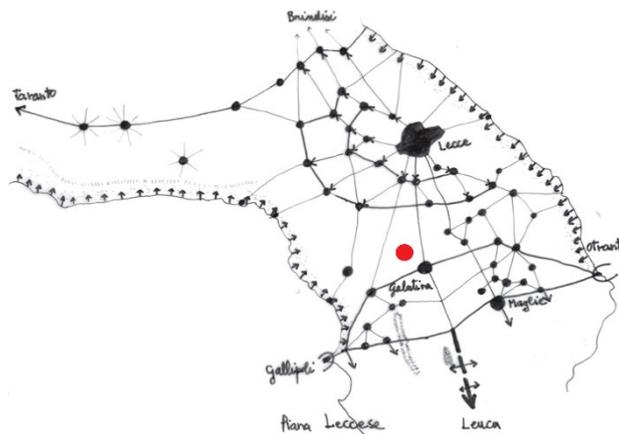
Struttura antropica e storico culturale – Paesaggi urbani

Descrizione. L'area in studio rientra nel territorio denominato seconda corona di Lecce. Si tratta di un sistema a corona aperta con centri di medio rango di seconda fascia distribuiti nella triangolazione Lecce - Gallipoli -Taranto. La distanza tra i comuni ha evitato i processi di saldatura dei centri, che mantengono una loro autonomia insediativa. A sud-est ed è presente una zona produttiva concentrata verso l'asse Collemeto-Galatina; l'uso produttivo della campagna legato alla vite, definisce una forte invariante territoriale per l'intero ambito.

Valori Patrimoniali. Il sistema insediativo caratterizzato da una fitta rete di centri minori e una di centri maggiori a maglia larga disposti sui principali assi infrastrutturali che attraversano il Salento centrale da est a ovest (asse Galatone-Galatina-Martano; asse Otranto-Maglie-Gallipoli) e da Nord a Sud (asse Lecce-Maglie-Santa Maria di Leuca, asse Lecce-Galatone-Gallipoli).

Il sistema dei principali lineamenti morfologici della piana messapica leccese costituito dagli orli di terrazzo di origine strutturale o marina (paleo cordoni dunari) che si dispongono in serie parallele dalla costa verso l'interno e rappresentano luoghi privilegiati di percezione dei paesaggi.

Criticità. Le criticità sono rappresentate essenzialmente dall' indebolimento della leggibilità dell'assetto fondativo dovuto alla realizzazione di tessuti discontinui in aderenza ai centri tradizionali e dall'indebolimento della leggibilità della struttura radiale di gran parte dell'insediamento dovuta alla proliferazione delle edificazioni lungo le infrastrutture viarie.



Prima e seconda corona intorno a Lecce e posizione dell'area di Intervento (pallino rosso)

Struttura percettiva

Descrizione. Il paesaggio agrario della Figura Territoriale “*La campagna a mosaico del Salento centrale*” si presenta come un variegato mosaico di vigneti, oliveti, seminativi, colture orticole e pascolo. L’attività antropica nel corso dei secoli ha modificato la fisionomia originaria del territorio fino ad arrivare a questo tipo di paesaggio. Il rapporto intercorso fra uomo, agricoltura, allevamento del bestiame e produzione ha delineato un assetto unico di controllo e organizzazione dell’ambiente. Caratterizzano tale assetto un’infinità di segni diversi ed interrelati: muretti a secco per delimitare le unità particellari; paretoni, limitoni e pareti grossi per segnare i confini di antichi possedimenti feudali; “spase” e “lettiere” per essiccare i fichi; “lamie” e “paiare” come ripari temporanei o depositi per attrezzi; pozzi, pozzelle e cisterne per l’approvvigionamento dell’acqua; neviere, apiari, aie, trappeti, forni, palmenti per ghiaccio, miele e cera, grano, olio, pane e vino; torri colombaie e giardini chiusi per l’allevamento di colombi e la coltivazione di frutta.

Valori patrimoniali. I valori visivo – percettivi dell’ambito sono rappresentati dai luoghi privilegiati di fruizione del paesaggio (punti visivi particolari, strade panoramiche e paesaggistiche, centri abitati, torri costiere) e dai grandi scenari e dai principali riferimenti visuali che lo caratterizzano.

Struttura percettiva – Criticità. Le criticità della struttura percettiva nell’area in esame sono rappresentate:

- 1) Fenomeni di saldatura dei centri della maglia fitta. Diffuso fenomeno di saldatura dei centri lungo la maglia fitta che altera la percezione degli ingressi urbani;
- 2) Dispersione insediativa nella campagna a mosaico del Salento centrale. Presenza di edilizia diffusa costituita da edifici residenziali a uno o due piani in ambiti rurali, spesso in corrispondenza di manufatti rurali storici, con proliferazione di recinzioni di materiali diversi, che rappresentano vere e proprie barriere visuali verso il paesaggio agrario circostante. Le aree maggiormente interessate da questo fenomeno sono: l’asse delle Cenate per Nardò, dove all’insediamento di ville antiche si

sovrappone un sistema di nuova edificazione di seconde case; a sud-est di Copertino e nel territorio compreso tra Aradeo, Galatina, Noha, Sogliano e Cutrofiano;

- 3) Presenza di attività estrattive e altri impianti fotovoltaici;
- 4) Presenza di aree industriali lineari.

2.4 Descrizione generale dell'impianto

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 10 Cabine di Campo);
- il cavidotto interrato MT (di lunghezza pari a circa 9,9 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, in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Galatina", tramite cavo interrato AT. Nella SSE sarà installato un trasformatore elevatore 30/150 kV. La SSE sarà realizzata nei pressi della Stazione Elettrica (SE) TERNA 150/380 kV "Galatina".

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 1.472,2 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 (n.3 trasformatori da 1.600 kVA, n.7 trasformatori da 2.500 kVA). 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 avviene la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Galatina", tramite cavo interrato AT.

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (43.238), alla loro potenza unitaria (505 Wp), all'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati ricavati da PVGIS si stima una produzione di energia elettrica totale di circa **42,473 GWh/anno** (21.835,19 kWp x 1.945,18 kWh/kWp \approx 42.473 MWh/anno).

Per dare una idea dell'entità dell'energia prodotta dall'impianto in progetto, rammentiamo che per le statistiche sulle tariffe, l'Autorità per l'energia elettrica e gas (ARERA), usa come modello una famiglia tipo composta da tre-quattro persone che utilizza TV, PC, frigo, lavastoviglie, lavatrice, 2 condizionatori assumendo per tale famiglia tipo un consumo medio annuo di 2.700 kWh. Ciò significa che l'impianto in progetto è in grado di soddisfare il fabbisogno energetico di circa 16.000 famiglie (e quindi una popolazione di oltre 60.000 persone).

3. Soluzioni progettuali prese in esame

3.1 Alternativa zero (non realizzare l'impianto)

L'opzione zero consiste nel rinunciare alla realizzazione del Progetto.

I vantaggi principali dovuti alla realizzazione del progetto sono:

- Opportunità di produrre energia da fonte rinnovabile coerentemente con le azioni di sostegno che vari governi, tra cui quello italiano, continuano a promuovere anche sotto la spinta degli organismi sovranazionali che hanno individuato in alcune FER, quali il fotovoltaico, una concreta alternativa all'uso delle fonti energetiche fossili, le cui riserve seppure in tempi medi sono destinate ad esaurirsi;
- Riduzioni di emissione di gas con effetto serra, dovute alla produzione della stessa quantità di energia con fonti fossili, in coerenza con quanto previsto, fra l'altro, dalla *Strategia Energetica Nazionale 2017* il cui documento, è stato approvato dai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente con Decreto del 10 novembre 2017, e che prevede, la de-carbonizzazione al 2030, ovvero la dismissione entro tale data di tutte le centrali termo elettriche alimentate a carbone sul

territorio nazionale, segnando tra gli obiettivi prioritari un ulteriore incremento di produzione da fonte rinnovabile.

- Delocalizzazione nella produzione di energia, con conseguente diminuzione dei costi di trasporto sulle reti elettriche di alta tensione;
- Riduzione dell'importazioni di energia nel nostro paese, e conseguente riduzione di dipendenza dai paesi esteri;
- Ricadute economiche sul territorio interessato dall'impianto in termini fiscali, occupazionali soprattutto nelle fasi di costruzione e dismissione dell'impianto;
- Possibilità di creare nuove figure professionali legate alla gestione tecnica del parco eolico nella fase di esercizio.

Inoltre, la tipologia di strutture di sostegno dei moduli, inseguitori monoassiali, proposti in progetto, permettono di sfruttare al meglio la risorsa sole, così da rendere produttivo l'investimento.

Rinunciare alla realizzazione dell'impianto (opzione zero), significherebbe rinunciare a tutti i vantaggi e le opportunità sia a livello locale sia a livello nazionale e sovra-nazionale sopra elencati. Significherebbe non sfruttare la risorsa sole a fronte di un impatto (soprattutto quello visivo – paesaggistico) non trascurabile ma comunque accettabile e soprattutto completamente reversibile.

3.2 Alternativa tecnologica

Alternativa tecnologica – utilizzo di impianto a biomassa

In linea generale, per Biomassa si intende la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti da organismi viventi (vegetali o animali) e destinati a fini energetici. Sono da escludere tra le biomasse, i combustibili fossili (carbone, petrolio, gas naturale) e i loro derivati, quali per esempio le materie plastiche.

Le biomasse sono una delle fonti rinnovabili maggiormente disponibili sul nostro pianeta. Possiamo avere:

- a) le centrali a biomasse solide (legno, cippato, paglia, ecc.), sono impianti tradizionali con forno di combustione, caldaia che alimenta una turbina a vapore accoppiata ad un generatore;
- b) le centrali a biomasse liquide sono impianti, alimentati da biomasse liquide (oli vegetali, biodiesel), costituiti da motori accoppiati a generatori (gruppi elettrogeni);
- c) le centrali a biogas sono impianti il cui prodotto è ottenuto da digestione anaerobica (utilizzando vari substrati: letame, residui organici, mais o altro).

Le centrali a biomasse solide e liquide (punti a) e b)) funzionano per combustione: a temperature che di solito superano gli 800°C, trasformano la materia delle biomasse (solide o liquide) in energia sotto forma di calore. Il calore alimenta una caldaia che può fornire riscaldamento (c.d. Co-generazione e teleriscaldamento, cioè lo sfruttamento dell'energia termica per riscaldare l'abitato circostante aumentando l'efficienza energetica dell'impianto che ne rappresenta circa il 70-75% della produzione) o produrre il vapore necessario per azionare una turbina e produrre energia elettrica (che rappresenta il 25-30% del potenziale energetico dell'impianto).

Le centrali a biogas (punto c)) funzionano attraverso un processo di fermentazione-digestione-metanizzazione: trasformano la materia attraverso la "digestione anaerobica" che, in assenza d'aria e per mezzo di batteri che si nutrono della sostanza organica, producono gas/metano e digestato.

Facciamo alcune considerazioni:

- se pensiamo che una centrale a biomasse solide (punto a) della potenza di 1 MW accesa tutto l'anno, tutti i giorni 24 h al giorno, questa consuma 14.400 t/anno di materia prima. Ciò significa che l'enorme inquinamento derivante dalla combustione di una così elevata quantità di materiale non è limitato soltanto all'entità dei fumi, delle ceneri e delle micro-particelle emesse nell'aria, ma deve tener conto anche del traffico di camion necessario per il continuo rifornimento della biomassa da bruciare. Non è difficile capire come sia impossibile raggiungere tali quantità solo con le potature degli alberi o con il legname residuo del taglio consueto dei boschi in zona. Quindi il materiale da bruciare viene da forniture diverse, incluse importazioni di cippato a prezzo più economico, spesso proveniente dall'estero, anche da zone altamente inquinate o da paesi in via di sviluppo che subiscono il "land grabbing" (accaparramento di terreni da parte di società straniere).
- gli impianti di bio-digestione (punto b) non riescono a neutralizzare completamente i batteri presenti, in particolare i clostridi che sono batteri termoresistenti (a questa famiglia appartengono i batteri che provocano botulismo e tetano). Fonti bibliografiche citano che in Germania alcuni ricercatori hanno suggerito che l'epidemia di Escherichia Coli che ha colpito la Germania nell'estate del 2011, causando 18 morti e le migliaia di casi di botulismo osservato negli animali tra l'estate del 2011 e l'inizio del 2012, sarebbero state causate dalla presenza di centrali a biogas. Le quantità annue di inquinanti immesse in atmosfera sono rilevanti: tonnellate di sostanze pericolose come ossidi d'azoto e zolfo inquinano ambiente e popolazione, e producono piogge acide. Sulla base del biogas bruciato (circa 8,5 milioni di mc) e del contenuto medio di metano (tra 50 e 65%), si può affermare con una certa approssimazione, che un motore di quasi 1 MW brucerà un quantitativo di metano equivalente a quello di circa 1.500 case di oltre 100 mq di superficie (consumo annuo di circa 1.600 mc) ciascuna, ma con le emissioni sommate e concentrate in un solo punto.

Consideriamo adesso una centrale a biogas (punto c) quindi a digestione anaerobica, di potenza pari ad **1 MW**, alimentata a colture dedicate (mais), accesa tutto l'anno, tutti i giorni **24 h** al giorno. Un tale impianto necessita di circa **300 ha di terreno** coltivato a mais per produrre in circa **8.000 ore** di funzionamento all'anno, **8.000 MWh/anno**.

L'impianto fotovoltaico in esame ha una produzione stimata di circa **42.473 MWh/anno** (v. "Relazione di producibilità dell'impianto") e si svilupperà su circa **29,50 ha** di superficie.

Per avere la stessa producibilità con un impianto a biogas avremmo quindi bisogno di una centrale di potenza pari a:

$$42.473 / 8.000 = 5,31 MW$$

il che significa una coltivazione di $5,31 \times 300 = 1.593$ **ha di terreno** contro i **29,50 ha** necessari alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto.

Inoltre c'è da considerare che:

- 1) poiché i vegetali necessari alla fermentazione non sono destinati all'alimentazione umana e poiché quello che conta è la resa, i terreni coltivati vengono irrorati con dosi massicce di fertilizzanti e di pesticidi, che finiscono per inquinare il terreno stesso e le falde acquifere sottostanti. La stessa combustione del biogas è fonte di emissioni tossiche. Il biogas è più inquinante del metano perché contiene metano soltanto al 55/60%;
- 2) per coltivare biomassa sono necessari terreni di alto valore agronomico; i terreni del progetto in esame sono di scarso valore agronomico.

Possiamo pertanto concludere che l'alternativa tecnologica di realizzare un impianto a biomassa invece di un impianto fotovoltaico (progetto in esame), a parità di producibilità annua, genera impatti su un'area molto più ampia rispetto a quella generata dall'impianto fotovoltaico in studio. Inoltre genera effetti negativi sull'ambiente a livello di inquinamento.

4. Analisi Costi Benefici

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).

4.1 Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE

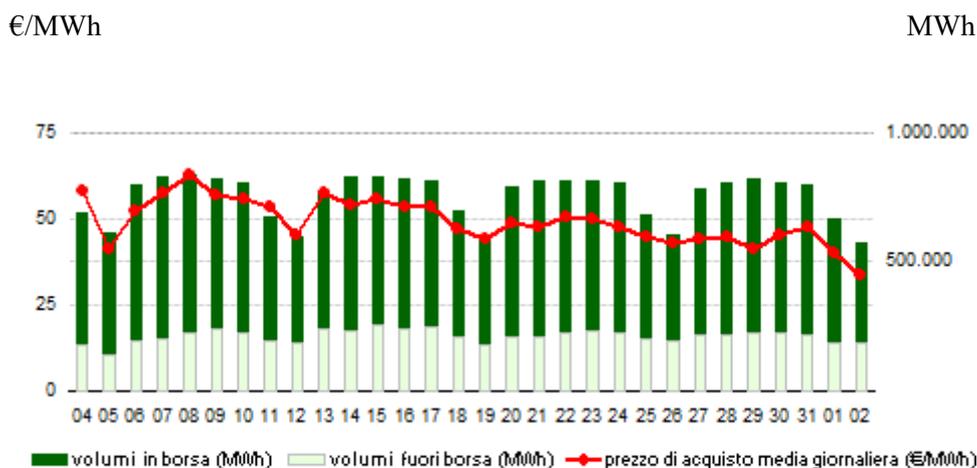
L'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia, dato dalla somma dei costi industriali e finanziari sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti (LCOE Levelized COst of Electricity) e dei Costi Esterni al perimetro dell'impresa sull'ambiente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

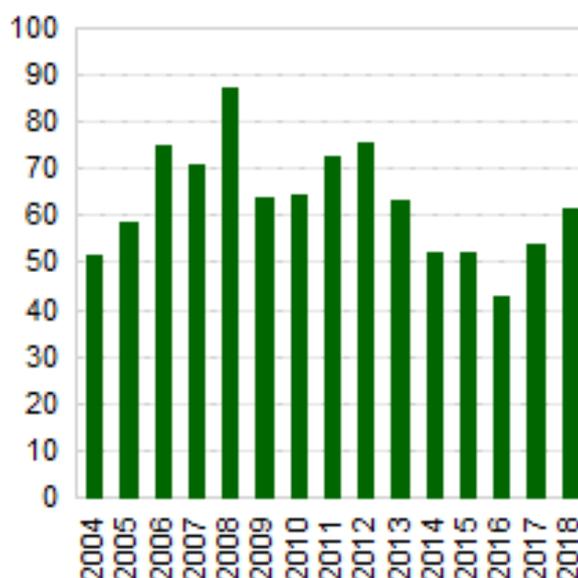
Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente. Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera 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.

4.2 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.

4.3 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 CO₂eq. = 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 €/tCO2 | 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 (cap).

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 una 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 **554,6g 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 sia 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 21.835,19 kWp e una produzione annua netta attesa di circa 1.945,18 kWh/kWp.

In pratica la produzione annua si attesta su circa:

$$42.437.000 \text{ kWh}$$

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ pari a:

$$42.473.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 764.514,00 \text{ €/anno}$$

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

$$42.473.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 318.547 \text{ €/anno}$$

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 NH₃, NO_x, 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. 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.

4.4 Benefeci 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 Galatina, in cui è prevista l'installazione dell'impianto, percepirà in termini di IMU un introito annuale quantificabile in 892,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente:

$$29,50 \text{ ha} \times 892,00 \text{ €/ha} = 26.314,00 \text{ €/anno}$$

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

$$29,50 \text{ ha} \times 2.500,00 \text{ €/ha} = 73.750,00 \text{ €/anno}$$

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:

$$21,835 \text{ MWp} \times 2.000,00 \text{ €/MWp} = 43.670,00 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di 709.000,00 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 15% (106.350,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$21,835 \text{ MWp} \times 106.350,00 \text{ €/MWp} = 2.322.152,25 \text{ €}$$

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:

$$2.322.152,25 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 116.107,61 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di circa 116.107,61 euro ogni anno per 20 anni.

Infine, per la gestione operativa di un impianto di 21,835 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> | 26.314,00 €/anno |
| <i>Diritto di superficie a proprietari dei terreni</i> | 73.750,00 €/anno |
| <i>Manutenzione impianto</i> | 43.670,00 €/anno |
| <i>Lavori di costruzione</i> | 116.107,61 €/anno |
| <i>Assunzioni per gestione operativa impianto</i> | 60.000,00 €/anno |
| TOTALE | 319.841 €/anno |

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 |
|--------------------------|--------------------------|-----------------------|
| 318.547,00 €/anno | 764.514,00 €/anno | 319.841 €/anno |

È evidente dalle stime effettuate che:

- I benefici globali sono **più che doppi** rispetto ai COSTI ESTERNI;
- I benefici locali **annullano** i COSTI ESTERNI.

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

5. Analisi Ambientale

5.1 Definizione dell'ambito territoriale in cui si manifestano gli impatti ambientali

Considerata la natura dell'intervento in progetto e la sensibilità ambientale delle aree interferite è stata definita come area di interesse, cioè quella all'interno della quale gli impatti potenziali del Progetto si manifestano mediante interazioni dirette tra i fattori di impatto e le componenti ambientali interessate. Tale area corrisponde a circa 3 km nell'immediato intorno delle aree su cui è prevista la realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

La definizione dello stato attuale delle singole componenti ambientali è stata effettuata mediante l'individuazione e la valutazione delle caratteristiche salienti delle componenti stesse, analizzando sia l'area vasta, sia l'area di interesse, sia l'area ristretta.

Nei successivi paragrafi vengono descritti i risultati di tali analisi per le varie componenti ambientali.

5.2 Analisi degli impatti ambientali

Definiti gli ambiti territoriali in cui si manifestano gli impatti ambientali, in questo paragrafo:

- saranno definite, in un'analisi preliminare, le componenti ambientali potenzialmente interferite dal progetto (fase di *scoping*);
- saranno individuate le caratteristiche dell'opera cause di impatto diretto o indiretto;
- sarà data una valutazione, ove possibile quantitativa, degli impatti significativi e una stima qualitativa degli impatti ritenuti non significativi;
- saranno individuate le misure di carattere tecnico e/o gestionale (misure di mitigazione) adottate al fine di minimizzare e monitorare gli impatti;
- sarà redatta una sintesi finale dei potenziali impatti sviluppati.

5.2.1 Analisi preliminare - Scoping

La fase di analisi preliminare, altrimenti chiamata Fase di *Scoping*, antecedente alla stima degli impatti, è la fase che permette di selezionare, tra tutte le componenti ambientali, quelle potenzialmente interferite dalla realizzazione del Progetto.

L'identificazione dei tali componenti è stata sviluppata seguendo lo schema di seguito, contestualizzando lo studio del Progetto allo specifico sito in esame:

- esame dell'intero spettro delle componenti ambientali e delle azioni di progetto in grado di generare impatto, garantendo che questi siano considerati esaustivamente;

- identificazione degli impatti potenziali significativi, che necessitano pertanto analisi di dettaglio;
- identificazione degli impatti che possono essere considerati trascurabili e pertanto non ulteriormente esaminati.

Il primo passo consiste nell'identificazione dell'impatto potenziale generato dall'incrocio tra le azioni di progetto che generano possibili interferenze sulle componenti ambientali e le componenti stesse. Il secondo passo richiede una valutazione della significatività dell'impatto potenziale basata su una valutazione qualitativa della sensibilità delle componenti ambientali e della magnitudo dell'impatto potenziale prodotto. La significatività degli impatti è identificata con un valore a cui corrisponde un dettaglio crescente delle analisi necessarie per caratterizzare il fenomeno. Tale valutazione è per sua natura soggettiva ed è stata condotta mediante il confronto tra i diversi esperti che hanno collaborato alla redazione del presente studio, e sulla base di esperienze pregresse.

Dall'analisi del Progetto sono emerse le seguenti tipologie di azioni di progetto in grado di generare impatto sulle diverse componenti ambientali, sintetizzate nella seguente Tabella, distinguendo l'ambito dell'impianto fotovoltaico da quello delle opere connesse.

| Opere | Fase di costruzione | Fase di esercizio | Fase di dismissione |
|------------------------------|--|---|--|
| Impianto fotovoltaico | <ul style="list-style-type: none"> • allestimento delle aree di lavoro • esercizio delle aree di lavoro • scavo fondazioni • edificazione fondazioni • installazione impianto PV • ripristini ambientali | <ul style="list-style-type: none"> • presenza fisica dell'impianto • operatività dell'impianto fotovoltaico • operazioni di manutenzione | <ul style="list-style-type: none"> • smantellamento impianto • ripristino dello stato dei luoghi assenza dell'impianto |
| Opere connesse | <ul style="list-style-type: none"> • creazione vie di transito e strade • scavo e posa cavidotto • realizzazione SSE • ripristini ambientali | <ul style="list-style-type: none"> • presenza fisica del cavidotto di collegamento alla SSE; • presenza SSE | <ul style="list-style-type: none"> • smantellamento del cavidotto • ripristino dello stato dei luoghi; • smantellamento SSE |

| Opere | Fase di costruzione | Fase di esercizio | Fase di dismissione |
|-------|---------------------|-------------------|---------------------|
| | | | |

5.2.2 Determinazione dei fattori di impatto

I fattori di impatto sono stati individuati per le fasi di **costruzione**, **esercizio** e **dismissione**, partendo da un'analisi di dettaglio delle opere in progetto e seguendo il seguente percorso logico:

- analisi delle attività necessarie alla costruzione dell'impianto (*fase di costruzione*), analisi delle attività operative dell'impianto (*fase di esercizio*), attività relative alla fase di dismissione dell'impianto ed eventuali "residui" che potrebbero interferire con l'ambiente.
- individuazione dei fattori di impatto correlati a tali azioni di progetto;
- costruzione delle matrici azioni di progetto/fattori di impatto.

Dall'analisi delle azioni di progetto sono stati riconosciuti i seguenti fattori di impatto:

- emissione di polveri e inquinanti in atmosfera;
- emissioni elettromagnetiche;
- occupazione di suolo;
- rimozione di suolo;
- emissione di rumore;
- asportazione della vegetazione;
- disturbo fauna e avifauna;
- frammentazione di habitat;
- inserimento di elementi estranei al contesto paesaggistico esistente;
- traffico indotto;
- creazione di posti lavoro.
- vantaggi economici diretti per il territorio (tassazione attività produttiva)

Nella Tabella sottostante è riportata la matrice di correlazione tra le azioni di progetto ed i fattori di impatto individuati per le diverse fasi (costruzione, esercizio, dismissione).

Matrice azioni di progetto/fattori di impatto

| FATTORI DI IMPATTO | AZIONI DI PROGETTO | | |
|---|---|--------------------------------|--|
| | FASE DI COSTRUZIONE | FASE DI ESERCIZIO | FASE DI DISMISSIONE |
| Emissione di polveri/inquinanti in atmosfera | Costruzione impianto, posa cavidotto, realizzazione SSE | | Smantellamento impianto e SSE, ripristino dei luoghi |
| Emissioni elettromagnetiche | | Impianto, SSE | |
| Occupazione di suolo | Costruzione impianto e SSE | Impianto, SSE | |
| Rimozione di suolo | Scavo fondazioni cabine, scavo e posa cavidotto | | |
| Effetti dei cambiamenti microclimatici sul terreno | | Impianto | |
| Emissione di rumore | Costruzione impianto, posa cavidotto, costruzione SSE | Impianto, SSE | Smantellamento impianto, ripristino dei luoghi |
| Asportazioni della vegetazione | Costruzione impianto | | |
| Disturbo fauna e avifauna | Costruzione impianto, posa cavidotto | Presenza fisica impianto e SSE | Dismissione Impianto e SSE |

| FATTORI DI IMPATTO | AZIONI DI PROGETTO | | |
|---|---|--------------------------------|--|
| | FASE DI COSTRUZIONE | FASE DI ESERCIZIO | FASE DI DISMISSIONE |
| Frammentazione di habitat | | Presenza fisica impianto | |
| Inserimento di elementi estranei al contesto paesaggistico esistente | | Presenza fisica impianto e SSE | |
| Traffico indotto | Costruzione impianto, cavidotto e SSE | Attività di manutenzione | Smantellamento impianto, cavidotto |
| Creazione di posti di lavoro | Costruzione impianto, cavidotto e SSE | Attività di manutenzione | Smantellamento impianto, cavidotto |
| Vantaggi economici territorio | Indotto durante costruzione impianto, cavidotto e SSE | Attività di manutenzione, | Indotto durante smantellamento impianto, cavidotto |

Nello Studio di Impatto Ambientale, ed in particolare nel Quadro Ambientale, in base alle risultanze della analisi preliminare della significatività degli impatti potenziali, la definizione delle componenti e la valutazione degli impatti stessi ha seguito un approccio più qualitativo nel caso delle componenti interferite in modo trascurabile ed un'analisi maggiormente dettagliata nel caso delle componenti che subiscono impatti potenziali riconosciuti come non trascurabili.

Pertanto, per le componenti *Atmosfera, Acque superficiali e Acque sotterranee* lo Studio non fornisce alcuna stima quantitativa degli impatti. Per la sola componente *atmosfera* viene proposta una sintetica quantificazione dei benefici ambientali dovuti alle mancate emissioni in atmosfera di gas nocivi e con effetto serra.

Per le componenti *Radiazioni non ionizzanti (Campi elettromagnetici), Suolo e sottosuolo, Rumore e vibrazioni, Vegetazione, fauna, ecosistemi e Paesaggio e patrimonio storico-artistico, Sistema Antropico* lo Studio analizza nel dettaglio lo stato delle componenti ambientali e ne valuta l'impatto secondo la metodologia descritta nei paragrafi seguenti.

5.2.3 Schema di valutazione dell'impatto ambientale

La valutazione dell'impatto sulle singole componenti ambientali è stata effettuata a partire dalla verifica dello stato qualitativo attuale (descritto per le singole componenti nel capitolo precedente) e ha tenuto conto delle variazioni derivanti dalla realizzazione del Progetto. Inoltre l'impatto è determinato facendo riferimento a ciascuna fase di Progetto: costruzione, esercizio, dismissione.

La valutazione dell'impatto sulle singole componenti è determinata seguendo il seguente schema: che permetterà poi di redigere per ciascuno di esso la “*matrice di impatto*”:

1. Analisi dell'impatto
2. Definizione dei limiti spaziali dell'impatto
3. Ordine di grandezza e complessità o semplicemente “*magnitudine*”
4. Durata dell'impatto
5. Probabilità di impatto o sua distribuzione temporale
6. Reversibilità dell'impatto
7. Mitigazione dell'impatto

Infine saranno analizzate le misure attuate per mitigare l'impatto.

5.2.1 Impatto su atmosfera e microclima

Gli impatti in fase di costruzione e dismissione su atmosfera e microclima sono dovuti essenzialmente all'aumento del traffico veicolare indotto dalle attività di cantiere e del tutto trascurabili.

In fase di esercizio gli impatti potenziali previsti su atmosfera e microclima saranno i seguenti:

- impatto positivo sulla qualità dell'aria a livello globale dovuto alle mancate emissioni di inquinanti in atmosfera grazie all'impiego di una fonte di energia rinnovabile per la produzione di energia elettrica;
- impatto non trascurabile dovuto all'innalzamento della temperatura nelle aree interessate dall'impianto;
- impatto trascurabile o nullo a livello locale sulla qualità dell'aria dovuto alla saltuaria presenza di mezzi per le attività di manutenzione dell'impianto;

Impatto positivo sulla qualità dell'aria

Si stima che il Progetto, con una produzione attesa di circa 42,473 milioni di kWh annui, possa evitare l'emissione di circa 42,473 milioni di kg di CO₂ ogni anno, se la stessa quantità di energia fosse prodotta con combustibili fossili, con i conseguenti effetti positivi indiretti sulla salute umana, e sulle componenti biotiche (vegetazione e fauna), nonché sui manufatti umani.

Impatto potenziale sul microclima

Alcuni studi hanno dimostrato che la realizzazione di un impianto fotovoltaico in un'area genera una variazione stagionale del microclima tra le aree al di sotto dei moduli fotovoltaici e le aree tra le stringhe dei moduli fotovoltaici.

A tale riguardo citiamo anche uno studio dalla **Regione Piemonte** – Ass. Agricoltura, tutela della flora e della fauna. Direzione agricoltura – Settore Agricoltura Sostenibile ed Infrastrutture Irrigue, effettuato dall'Istituto **I.P.L.A.** Istituto per le Piante da Legno e l'Ambiente, (Società controllata dalla Regione Piemonte), studio avente come titolo: *“Monitoraggio degli effetti del fotovoltaico a terra sulla fertilità del suolo e assistenza tecnica”*.

Al fine di valutare gli effetti sulle caratteristiche fisico-chimiche e microbiologiche del suolo determinati dalla copertura operata dai pannelli fotovoltaici in relazione alla durata dell'impianto (stimata indicativamente in 20-30 anni), l'Istituto I.P.L.A. ha predisposto le *“Linee guida per il monitoraggio del suolo su superfici agricole destinate ad impianti fotovoltaici a terra”*, che sono state approvate con D.D. 27 settembre 2010, n. 1035/DB11.00. Ciò al fine di standardizzare le attività di monitoraggio.

È stata, pertanto, effettuata una valutazione in grado di fornire risultati sugli effetti al suolo dovuti alla presenza degli impianti che si basano su un congruo periodo di osservazione (5 anni).

Il monitoraggio è stato effettuato attraverso un'analisi stazionale, l'apertura di profili pedologici con relativa descrizione e campionamento del profilo pedologico e le successive analisi di laboratorio dei campioni di suolo. In particolare in questa seconda fase sono state valutate solo quelle caratteristiche e proprietà che si ritiene possano essere influenzate dalla presenza del campo fotovoltaico e che si inseriscono nel seguente elenco:

- *Caratteri stazionali:*
 - Presenza di fenomeni erosivi.
 - Dati meteo e umidità del suolo (ove stazioni meteo, dotate di sensoristica pedologica).
- *Caratteri del profilo pedologico e degli orizzonti:*
 - Descrizione della struttura degli orizzonti

- Presenza di orizzonti compatti
- Porosità degli orizzonti
- Analisi chimico-fisiche di laboratorio
- Indice di Qualità Biologica del Suolo (QBS)
- Densità apparente

È stato, inoltre, valutato anche **l'Indice di Fertilità Biologica del Suolo (IBF)** che, grazie alla determinazione della respirazione microbica e al contenuto di biomassa totale, dà un'indicazione immediata del grado di biodiversità del suolo.

Alla luce dei risultati emersi dalle elaborazioni si può affermare **che gli effetti delle coperture siano tendenzialmente positivi**, infatti i risultati hanno evidenziato:

- un **costante incremento del contenuto di carbonio negli orizzonti superficiali** e, quindi, della sostanza organica sia fuori che sotto pannello, con valori che si sono mantenuti sempre maggiori sotto pannello rispetto al fuori pannello;
- un marcato **effetto schermo dal sole nel periodo estivo quando sotto i pannelli si sono registrate temperature più basse**, sia in superficie sia in profondità. Diverso l'andamento nel periodo invernale dove, per effetto del gradiente geotermico, il suolo tende ad essere più caldo in profondità sia fuori che sotto pannello, con valori comunque nettamente più alti sotto pannello, segno che in questo periodo si conserva maggiormente il calore assorbito nei mesi estivi grazie alla copertura;
- un incremento dei valori QBS (**Qualità biologica del suolo**) sotto i pannelli, che indica un **miglioramento della qualità del suolo**.

AZIONE. La realizzazione dell'impianto fotovoltaico interesserà circa 29,50 ha di terreno attualmente coltivato a seminativi avvicendati.

EFFETTO. Relativamente al problema del consumo di suolo, si fa osservare che, nel caso dell'impianto in progetto, non sono 29 ettari "consumati", e nemmeno "impermeabilizzati". Soltanto una percentuale molto ridotta della superficie viene occupata dalle strutture di installazione dei "moduli", la restante parte è dedicata principalmente a spazi vuoti e corridoi fra le diverse file di moduli, a viabilità di collegamento (non asfaltata), a infrastrutture accessorie. Ne consegue che, sotto il profilo della permeabilità, la grandissima parte, almeno 98% della superficie asservita all'impianto, non prevede alcun tipo di ostacolo all'infiltrazione delle acque meteoriche, né alcun intervento di impermeabilizzazione e/o modifica irreversibile del profilo dei suoli. Le superfici "coperte" dai moduli risultano, infatti, del tutto "permeabili", e l'altezza libera al di sotto degli "spioventi" consente una normale circolazione idrica e la totale aerazione. Anche sotto il profilo agronomico, la realizzazione dell'impianto prevede il mantenimento di una copertura vegetante erbacea.

Pertanto, non si ritiene che le installazioni causino “impermeabilizzazione del suolo”, visto che la proposta di Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio per la protezione del suolo (2006/0086 COD) del 22 settembre 2006 definisce “impermeabilizzazione” «la copertura permanente della superficie del suolo con materiale impermeabile», così come non si ritiene che provochino “consumo di suolo”, non trattandosi di interventi edilizi o infrastrutturali, ma di strutture facilmente smontabili e asportabili (e dunque completamente reversibili) realizzate su terreni agricoli che non cambiano destinazione d’uso e che, dunque, tali rimangono a tutti gli effetti, al contrario degli interventi edilizi che, una volta realizzati su una superficie, ne determinano la irreversibile trasformazione, rendendo definitivamente indisponibili i suoli occupati ad altri possibili impieghi.

Si evidenzia, infine, che le aree occupate dai pannelli in breve tempo si inerbiranno in modo da ricostituire una copertura vegetante di specie erbacee (prateria), ambiente idoneo all’alimentazione per la fauna locale. Non si ritiene, quindi, significativo l’impatto.

MITIGAZIONE. Considerata l’estensione dell’area occupata dall’impianto in progetto gli interventi saranno attuati senza comportare l’impermeabilizzazione di suolo, mantenendo il più possibile il cotico erboso e prevedendo la piantumazione di siepi arbustive nelle aree perimetrali all’impianto.

La non significatività dell’impatto sarà garantita anche dalle scelte progettuali adottate. In particolare, le strutture di supporto dei pannelli non saranno realizzate mediante fondazioni costituite da plinti, cubi di calcestruzzo semplice e/o piastre di calcestruzzo armato; queste strutture presentano lo svantaggio, in termini di impatti ambientali indotti, di richiedere la realizzazione di costruzioni in cemento e quindi la necessità di scavi e l’impiego di materie prime, oltre alla produzione di rifiuti al momento dello smantellamento dell’impianto.

Solo in corrispondenza delle cabine elettriche saranno realizzate fondazioni in cls e anche la realizzazione delle piste di servizio e manutenzione degli impianti prevedranno l’asportazione del cotico erboso superficiale.

Tuttavia, per mitigare l’eventuale danneggiamento del cotico erboso, presente nelle aree degli impianti, dovrà essere previsto un adeguato inerbimento con idoneo miscuglio di graminacee e leguminose per prato polifita.



In conclusione si ritiene che l'impianto fotovoltaico in progetto sia compatibile con l'uso produttivo agricolo dell'area in quanto:

- relativamente al problema del consumo di suolo, si fa osservare che, nel caso dell'impianto in progetto, non sono 72 ettari "consumati", e nemmeno "impermeabilizzati". Soltanto una percentuale molto ridotta della superficie viene occupata dalle strutture di installazione dei "moduli", la restante parte è dedicata principalmente a spazi vuoti e corridoi fra le diverse file di moduli, a viabilità di collegamento (non asfaltata), a infrastrutture accessorie. Ne consegue che, sotto il profilo della permeabilità, la grandissima parte, almeno 98% della superficie asservita all'impianto, non prevede alcun tipo di ostacolo all'infiltrazione delle acque meteoriche, né alcun intervento di impermeabilizzazione e/o modifica irreversibile del profilo dei suoli. Inoltre, le aree occupate dai pannelli in breve tempo si inerbiranno in modo da ricostituire una copertura vegetante di specie erbacee (prateria), ambiente idoneo all'alimentazione per la fauna locale. Non si ritiene, quindi, significativo l'impatto;
- la fertilità del suolo non subirà variazioni negative, come dimostrato nello studio condotto da IPLA per la Regione Piemonte, nel 2017. "Monitoraggio degli effetti del fotovoltaico a terra sulla fertilità del suolo e assistenza tecnica";
- nelle aree interessate dalle opere in progetto non sono presenti piante di ulivo monumentali ai sensi della L. R. 4 Giugno 2007 N.14 e ss.mm.ii.;
- la realizzazione dell'impianto fotovoltaico non interesserà aree caratterizzate dalla presenza di oliveti e/o vigneti i cui prodotti potrebbero essere impiegati nelle produzioni di qualità;
- le altezze rispetto al suolo dei pannelli assicurano la giusta areazione nella parte sottostante, queste possono favorire la normale crescita della vegetazione erbacea e, nel contempo conservare la normale attività microbica autoctona del suolo;
- l'impianto permetterà il passaggio dell'acqua piovana nella parte sottostante e non verranno sfavoriti i normali fenomeni di drenaggio e di accumulo sottosuperficiale;

- l'utilizzazione delle acque e di altre risorse naturali risulterà assente o bassissima, a parte l'uso e l'occupazione limitata del suolo e lo sfruttamento del vento;
- la contaminazione del suolo e del sottosuolo risulterà in genere assente o possibile solo durante la fase di costruzione per perdita d'olio da qualche macchinario per i lavori edili;
- gli scarichi di reflui risulteranno assenti;
- la produzione di rifiuti avverrà eventualmente solo durante i lavori di costruzione e sarà gestita secondo la normativa vigente.

5.2.1 Impatto su suolo e sottosuolo

I fattori di impatto in grado di interferire con la componente suolo e sottosuolo sono rappresentati da:

- occupazione di suolo;
- conseguenze degli effetti microclimatici sul terreno, con particolare riferimento alle aree poste al di sotto dei moduli.
- rimozione di suolo;

Occupazione di suolo

Le relazioni fra il campo fotovoltaico ed il suolo agrario che lo ospita sono da indagare con una specifica attenzione.

Nel caso in esame abbiamo i seguenti dati numerici riferiti all'occupazione dell'intero impianto (superficie recintata) e alle superfici dei moduli fotovoltaici, alle superfici occupate da strade e dalle cabine elettriche.

Le percentuali sono riferite all'area totale recintata.

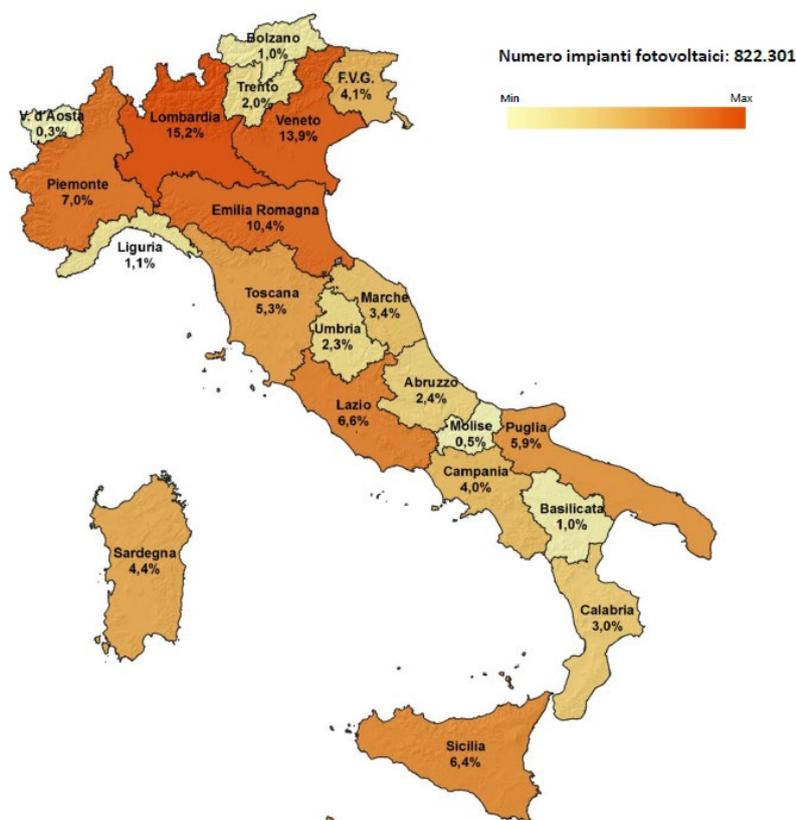
| Lotto | Estensione Area impianto | Superficie totale moduli fotovoltaici | Superficie Cabine elettriche | Superficie strade |
|--------------|---------------------------------|--|-------------------------------------|--------------------------|
| UNICO LOTTO | 295.004 mq | 103.306 m ² (35,01%) | 660 m ² (0,22 %) | 60.842 (20,62 %) |

La "cementificazione" prodotta dalle Cabine Elettriche è di circa 0,22% dell'intera superficie occupata dall'impianto, "cementificazione" che peraltro può essere rimossa, dal momento che tali locali tecnici sono poggiati su platee in calcestruzzo che possono essere facilmente asportate a fine vita utile dell'impianto.

Le strade, realizzate con materiale naturale proveniente da cave di prestito, di tipo semi impermeabile, occupano circa il 20,62%, dell'intera superficie di impianto. Anche queste rimovibili a fine vita utile.

Allo scopo di quantificare l'entità dell'impatto occupazione del suolo introdotta dalla realizzazione di questo impianto, riprendiamo alcuni dati su scala nazionale ripresi dal rapporto statistico GSE 2018 sul solare fotovoltaico.

A fine 2018 le regioni italiane con maggior numero di impianti sono Lombardia e Veneto (rispettivamente 125.250 e 114.264); considerate insieme esse concentrano il 29,1% degli impianti installati in Italia. In termini di potenza installata è invece la Puglia a detenere, con 2.652 MW, il primato nazionale, sempre in Puglia si rileva la dimensione media degli impianti più elevata (54,8 kW).

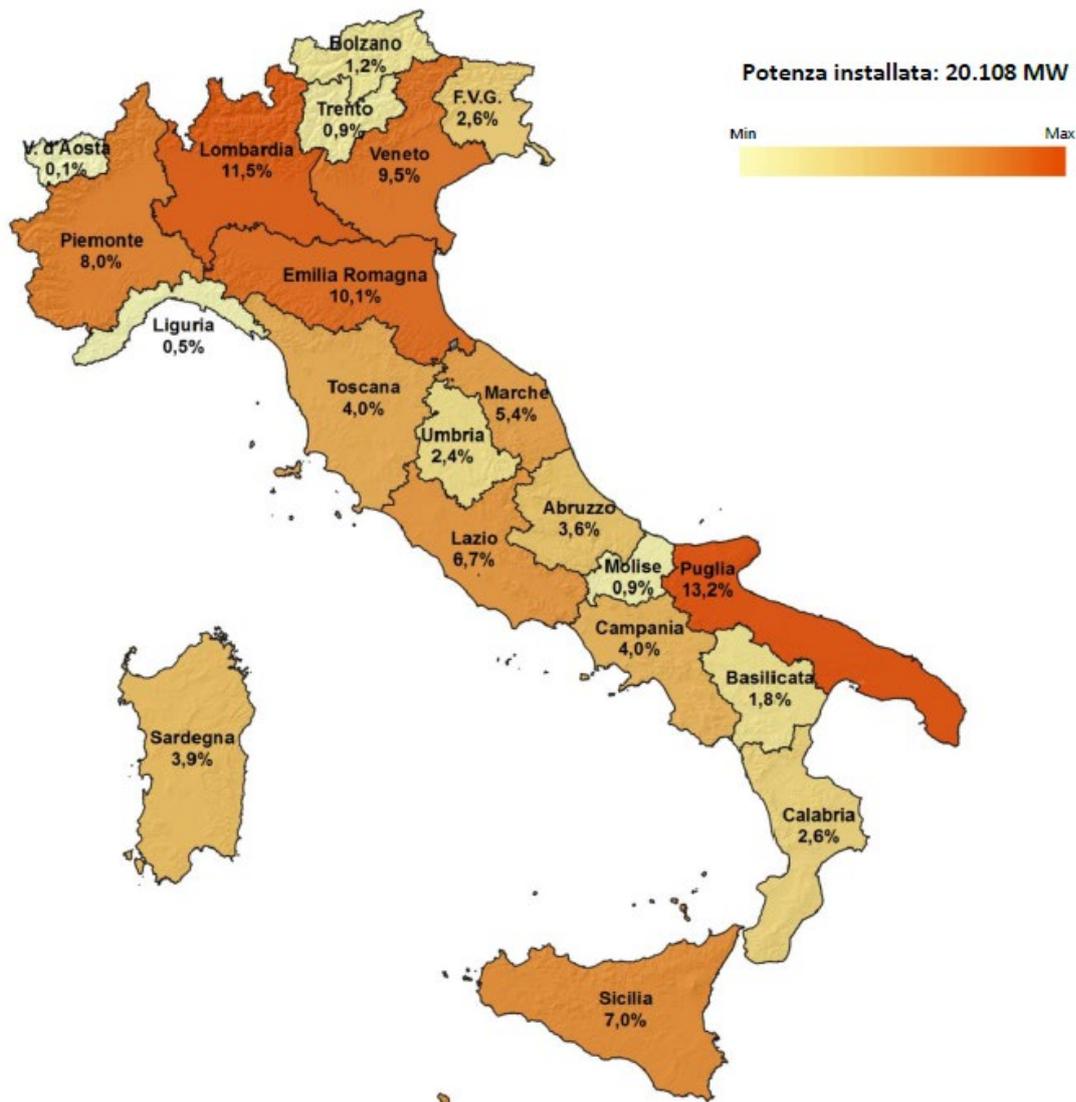


Distribuzione regionale impianti fotovoltaici a fine 2018 – Fonte Rapporto statistico solare fotovoltaico GSE 2018

Per quanto attiene la distribuzione regionale di impianti installati nel 2018 in Puglia si ha un incremento del 4,4%, a fronte di incrementi a doppia cifra in Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna.

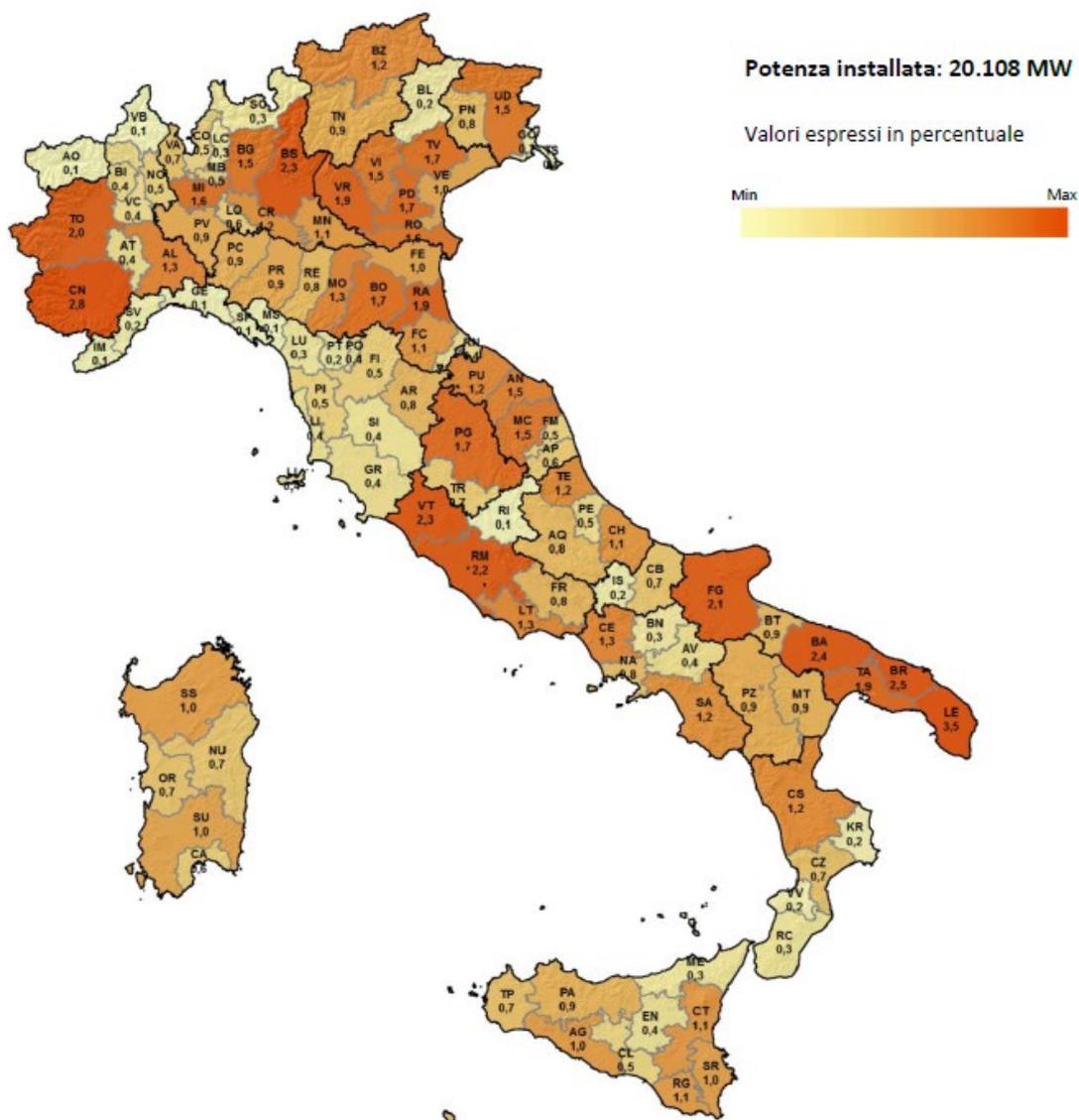
La distribuzione su base provinciale Roma è la prima provincia italiana con il 3,9% del totale nazionale, seguita da Treviso e Brescia (3,2%). Al sud la provincia con maggior numero di impianti installati è Lecce (1,9%).

Per quanto attiene la potenza installata essa si concentra per il 44% al Nord, per il 37% al Sud e per il 19% al Centro Italia. La Puglia è la regione caratterizzata dal contributo maggiore al totale nazionale (13,2%), seguita dalla Lombardia (11,5%).



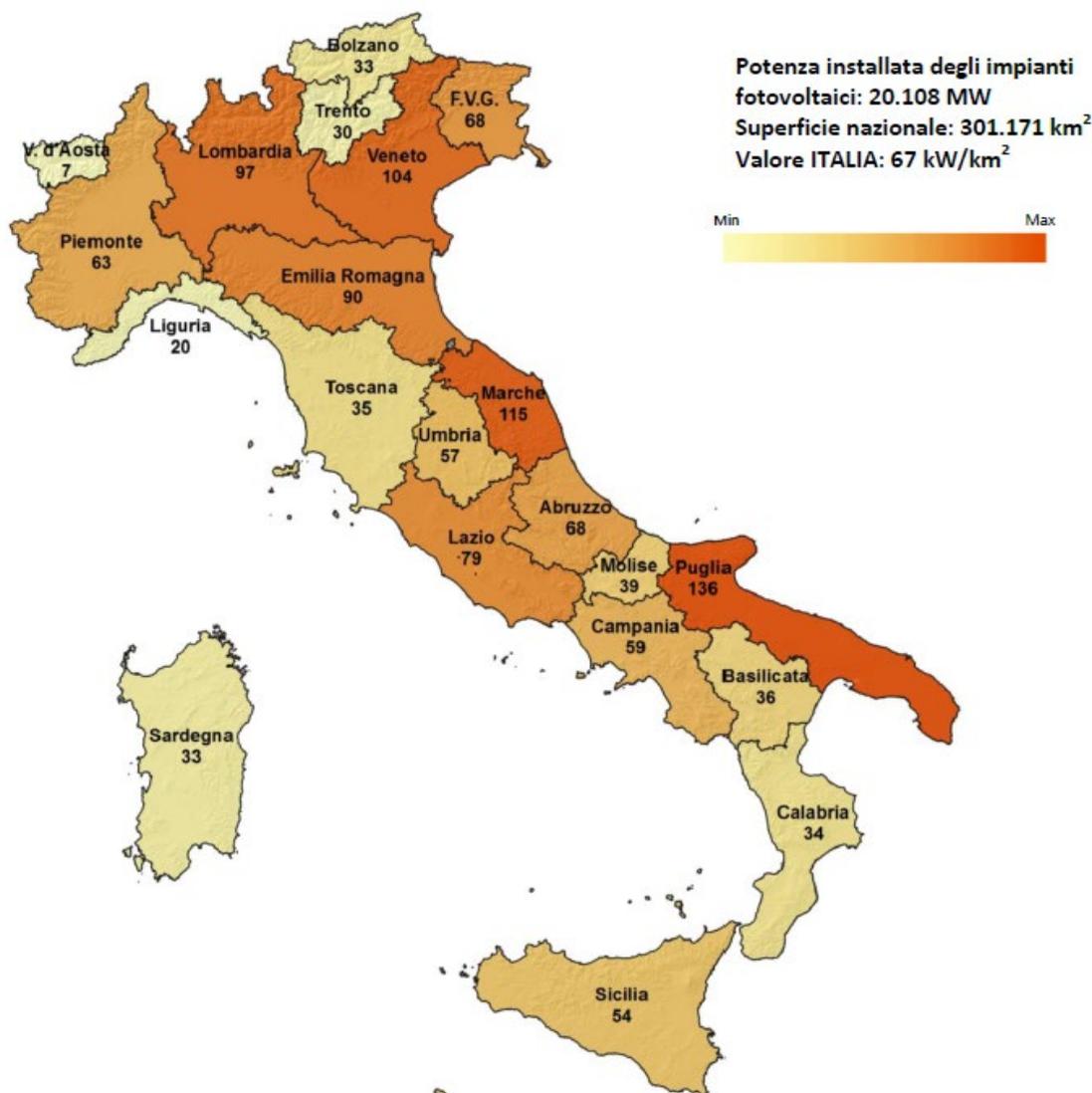
Distribuzione regionale della potenza installata a fine 2018 – Fonte Rapporto statistico solare fotovoltaico GSE 2018

Su base provinciale la provincia italiana caratterizzata dalla maggiore potenza fotovoltaica installata a fine 2018 è la provincia di Lecce con il 3,5% del totale Nazionale. A fine 2018 in provincia di Lecce erano installati 15.753 impianti per una potenza complessiva di 695,2 MW, corrispondenti ad una potenza media di 44,1 kWp per impianto



Distribuzione provinciale della potenza installata a fine 2018 – Fonte Rapporto statistico solare fotovoltaico GSE 2018

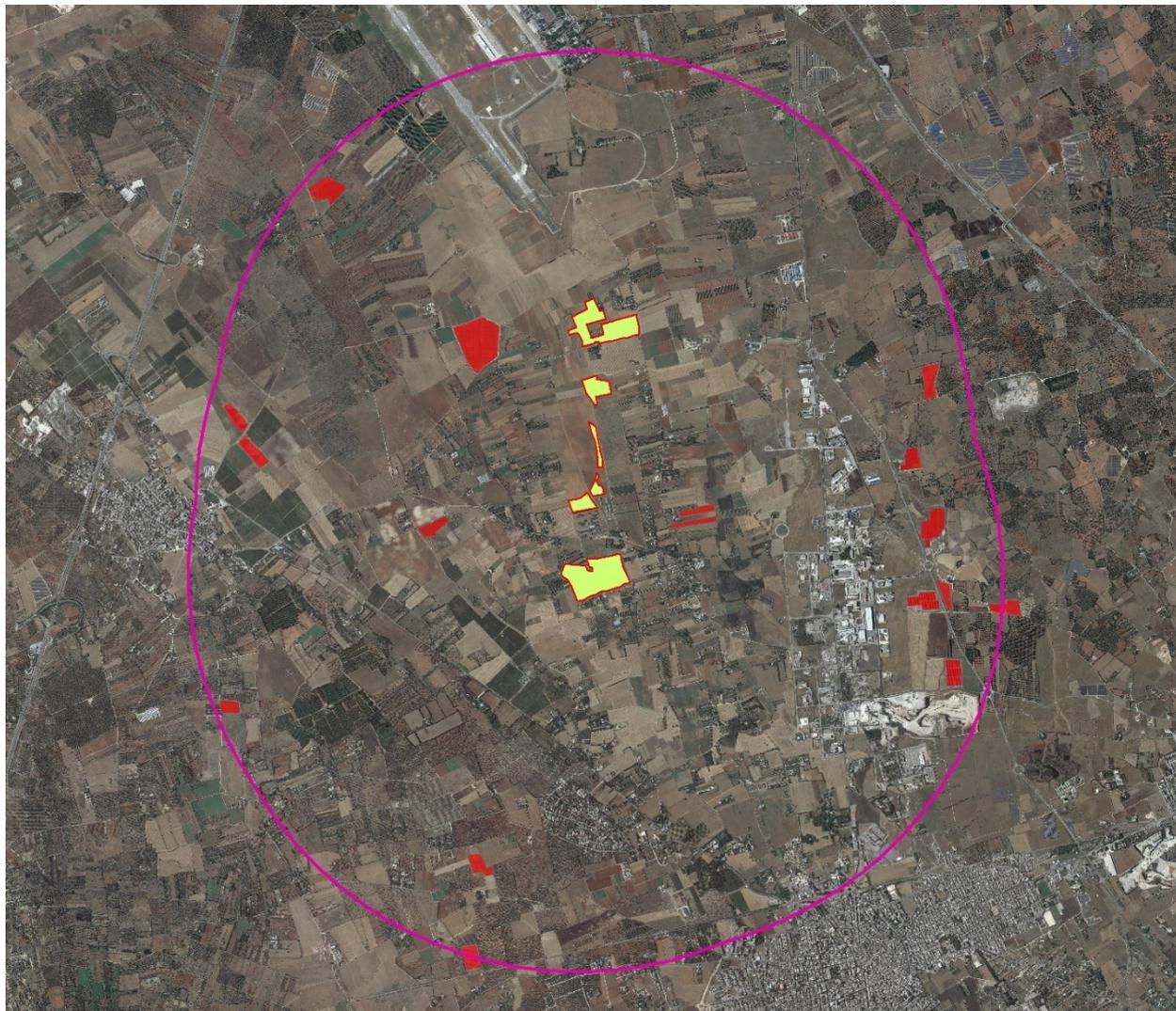
Per quanto attiene la densità della potenza installata ovvero i kWh per kmq, la media nazionale si attesta a 67 kW/kmq, quella regionale pugliese a 136 kWh/kmq, quella della provincia di Lecce 248,3 kWh/kmq.



Densità della potenza installata a fine 2018 – Fonte Rapporto statistico solare fotovoltaico GSE 2018

In definitiva dai dati nazionali ripresi dal Rapporto 2018 del GSE sul solare fotovoltaico è evidente che la Provincia di Lecce è quella che presenta il maggior numero di impianti di grossa taglia su scala nazionale.

Per quanto attiene più specificatamente l'area di impianto, riportiamo uno stralcio cartografico dal SIT della Regione Puglia in cui sono indicati in conformità a quanto indicato dalla DGR 2122/2012 tutti gli impianti fotovoltaici esistenti. Sulla stessa cartografia è indicata l'area dell'impianto in progetto.



In termini numerici l'Area di studio ha una superficie di circa 2.826 ha, gli impianti fotovoltaici esistenti (18 Impianti nell'intorno dei 3 km) ricoprono un'area di circa 136,15 ha, pari al 4,81 % dell'Area di Studio.

L'impianto in progetto interessa una superficie di circa 29.50 ha. Considerando gli impianti esistenti e quello in progetto nel complesso andrebbero a ricoprire una superficie pari $136,15 + 29,29 = 165,43$ ha, pari allo 5,85 % della superficie dell'Area Studio, con un incremento, dovuto alla realizzazione dell'impianto in progetto del 1,04 % circa.

È evidente, quindi, che l'impianto fotovoltaico si inserisce in un contesto Regionale, Provinciale e locale in cui **è già presente una forte infrastrutturazione di impianti da fonti FER**, in particolare Impianti Fotovoltaici

(come detto sono presenti ben 18 Impianti). Se consideriamo un introno ancora più vasto (circa 4 km) arriviamo a oltre 40 Impianti fotovoltaici.

UTILIZZO SOSTENIBILE DEL SUOLO DI INSTALLAZIONE DEI MODULI FOTOVOLTAICI

Stern Energy alleva ovini, fin dal 2017, con l'obiettivo di coniugare la generazione di energia pulita con l'utilizzo efficiente e sostenibile del suolo. Il progetto avviato da Stern Energy Energy nel 2017 ha registrato risultati molto positivi ed oltre al proprio allevamento Stern Energy Energy ha anche stabilito diversi accordi di filiera con allevatori locali nelle regioni del centro Italia.

Oggi Stern Energy Energy alleva ovini presso 10 impianti per un totale di 50 MW dislocati in Piemonte, Emilia Romagna, Marche, Abruzzo e Lazio. Stern Energy gestisce oltre 500 capi ovini di cui 200 capi di razza Bergamasca, di razza Biellese e di razza *Suffolk* in allevamento proprio (*allevamento n° 027PR780 dell'anagrafe ovicaprina nazionale*), mentre gli altri capi sono di proprietà di terzi, ed ospitati in impianti Stern Energy Energy per il pascolo.

L'allevamento di ovini all'interno dei parchi fotovoltaici consente a Stern Energy di utilizzare il suolo agricolo, in misura pari almeno al 99% dell'area di impianto perimetrata dalla recinzione, per il pascolo e per la preparazione dei foraggi destinati all'allevamento, in modo permanente durante tutto l'anno.

L'allevamento ovino rappresenta per Stern Energy un'opportunità di:

- (i) reale utilizzo del suolo in abbinamento alla produzione di energia da fonte solare,
- (ii) mantenimento della biodiversità e di creazione di filiere locali,
- (iii) (iii) manutenzione del manto erboso in modo naturale e ad "emissioni zero" annullando l'utilizzo di mezzi meccanici e minimizzando ulteriormente l'impatto ambientale, anche rispetto alle colture agricole.

Circa il mantenimento della biodiversità è noto che sono molte le razze ovine in via di estinzione sul territorio nazionale e che la conservazione di razze autoctone è principalmente affidata ad appassionati ed allevatori non professionisti che non hanno fini di lucro. Infatti, nonostante i diversi strumenti di sostegno economico predisposti dai Piani regionali di Sviluppo Rurale, l'allevamento di razze minori ed antiche non è economicamente vantaggioso e non viene perseguito ai fini imprenditoriali.

La possibilità e la volontà di Stern Energy di abbinare la produzione di energia rinnovabile con l'allevamento ovino, rappresenta una straordinaria opportunità, economicamente sostenibile, per il mantenimento della biodiversità e protezione delle razze in via di estinzione nonché per la creazione di filiere locali e biologiche certificate di carne e latticini.

Il Piano di Sviluppo Rurale della Regione Puglia tutela 3 razze: *Pecora gentile di Puglia*, la *Pecora Altamura*, e la *Pecora Leccese*.

Presso l'impianto "Galatina Fedele", Stern Energy intende creare e valorizzare la razza autoctona e ha previsto di allevare direttamente e tramite accordi di filiera la "Pecora Leccese".

La permanenza dei capi all'interno dell'impianto fotovoltaico lungo tutto il periodo dell'anno, impone la divisione dell'impianto fotovoltaico in settori per mezzo di reti pastorali metalliche o filo elettrificato per consentire la rotazione dei capi all'interno dei diversi settori in modo da garantire al gregge pascolo fresco e prevenire l'insorgere di parassiti.

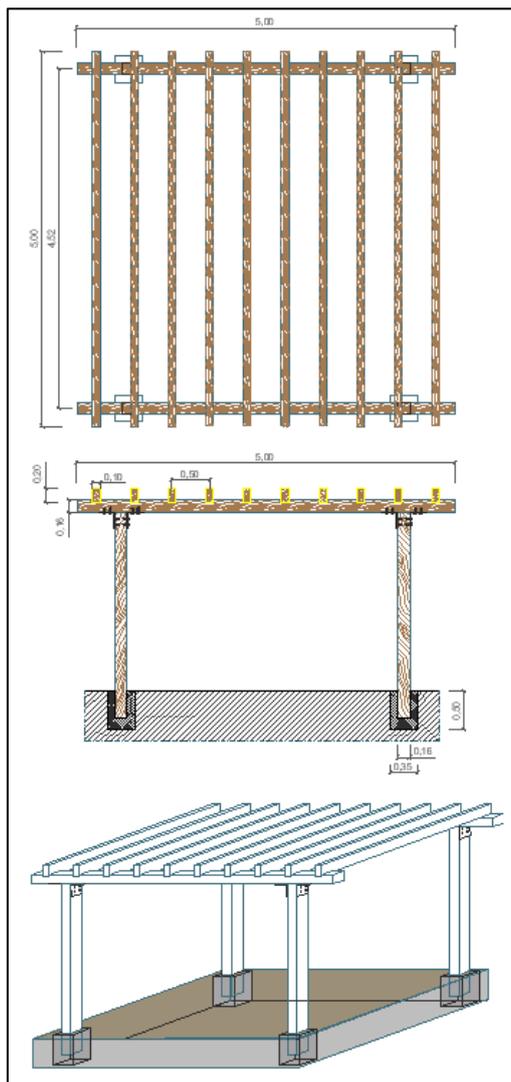
È previsto dunque, l'allevamento di "Pecora Leccese" in ragione di n° 6 capi per ettaro, per un totale quindi di circa 150 animali. L'allevamento è concepito allo stato brado/libero dove i capi sono allevati all'aperto e le strutture dei moduli costituiscono un ricovero naturale dalle intemperie e dal sole.





Tuttavia dislocate in tre punti, ed in particolare nell'area 1 a nord e nelle aree 5 e 6 (a sud), sono previste delle tettoie/ricoveri (di dimensioni pari a 40 m² ciascuna) di sosta per eventuali parti, per la tosatura e per i trattamenti sanitari. Questi manufatti, saranno realizzati con struttura in legno con copertura ad una falda costituita da pannelli coibentati tipo *sandwich*. La struttura sarà completamente aperta sui quattro lati.

In aggiunta ai detti ricoveri, sono previsti degli edifici di circa 20 mq ciascuno per lo stoccaggio del foraggio e per le mangiatoie, nonché dei punti acqua costituiti da serbatoi da 1.000 l. Verrà posizionato un punto acqua per ognuna delle 6 aree di Impianto, in prossimità del cancello di accesso alle stesse, in modo tale da rendere più agevole il rifornimento e l'approvvigionamento idrico.



Tipologico di tettoia in legno per ricovero/sosta animali da allevamento

Di seguito alcuni cenni sulla “*Pecora Leccese*” che è anche un presidio *Slow Food* per la biodiversità.

La pecora leccese (o *moscia leccese*) è una razza italiana di taglia medio-grande, con testa leggera, allungata, asciutta. Sono frequenti le corna aperte e a spirale nei maschi, mentre le femmine ne sono sprovviste. Le orecchie sono medie e quasi orizzontali. Ha un ciuffo di lana corto sulla fronte. Il tronco è lungo, con altezza al garrese inferiore a quella della groppa, fianchi e costati piatti. Ha una coda lunga e sottile. Il vello è generalmente bianco, con varianti a vello nero, a blocchi conici con filamenti penduli. La pelle è rosa negli esemplari a vello bianco, con macchie nere allo Stern Energyo. Si ritiene che questa razza provenga dagli ovini di razza asiatica o siriana del Sanson (*Ovis aries asiatica*). Furono importati in Salento in età medioevale. La zona di origine è il Salento (Puglia), ma limitati gruppi di popolazione sono diffusi fino alla

provincia di Matera, nel territorio tarantino e nella Calabria settentrionale. Un tempo era considerata una razza a triplice attitudine (latte, carne e lana. La sua rusticità ne fa un animale straordinariamente adattabile a condizioni estreme di pascolo povero, di siccità e di terreni accidentati poiché l'inconfondibile muso appuntito le consente di brucare anche fra le connessure rocciose delle serre salentine notoriamente avare di erba. Il latte di questa pecora viene trasformato principalmente in pecorino leccese. A causa delle politiche attuate dagli organi preposti alla zootecnia regionale, nei passati due decenni, questa razza è stata incrociata con esemplari di razza bergamasca e comisana. Se ne sono ottenute popolazioni estremamente diversificate, con l'unico risultato di condurre quasi all'estinzione la razza leccese.



Foto Pecora Moscica Leccese – esemplare di maschio Adulto

Effetti microclimatici sul terreno

Fatte salve le aree interessate direttamente dalla costruzione delle cabine e dalle strade la stragrande maggioranza del terreno dell'impianto fotovoltaico è impiegato come un semplice substrato inerte per il supporto dei pannelli fotovoltaici. Tale ruolo meramente "meccanico" non fa tuttavia venir meno le complesse e peculiari relazioni fra il suolo e gli altri elementi dell'ecosistema, che possono essere variamente influenzate dalla presenza del campo fotovoltaico e dalle sue caratteristiche progettuali. I potenziali impatti prodotti dalla realizzazione di impianti fotovoltaici in aree agricole sono: mancanza di precipitazione diretta, l'erosione dei suoli, la perdita di fertilità e di biodiversità.

La mancanza di incidenza di precipitazione diretta può dare può determinare la compattazione del terreno superficiale e fenomeni erosivi. Tuttavia su terreni quale quello in esame privo di manto erboso in area

particolarmente soleggiata, l'effetto ombreggiante dei pannelli permette la crescita di erba e graminacee più rigogliosa.

Sicuramente possiamo affermare che gli effetti del cambiamento del microclima sul terreno indotti dall'ombreggiamento dei moduli fotovoltaici producono degli effetti sulla biodiversità dei terreni sottostanti. Questi effetti, però, non possono essere in generale definiti come negativi. L'abbassamento della temperatura nelle aree al di sotto dei moduli nei periodi più caldi dell'anno può trattenere l'evaporazione con conseguente aumento di umidità dei terreni. Da osservazione diretta di altri impianti presenti nel Salento ed ormai in esercizio da molti anni, non è stata notata una differenza di crescita di erbe e graminacee tra le aree sotto i moduli e quelle delle zone non ombreggiate tra le file dei pannelli. Questo a conferma che le interazione tra parti del terreno in ombra e parti soleggiate esistono e non comportano significative variazioni della biodiversità.

Accorgimenti progettuali che accentuano la compatibilità ambientale sul terreno agricolo dell'impianto fotovoltaico in progetto, sono i seguenti.

- 1) Utilizzo di aree a seminativo di redditività ridotta (Classe 3).
- 2) Tecnologia degli inseguitori mono assiali: i pannelli ruotano durante il giorno per cui le zone d'ombra non sono sempre le stesse.
- 3) Sfalcio regolare dell'erba durante l'anno, lasciata sul posto per dare nutrimento al terreno ed evitarne l'indurimento.
- 4) Utilizzo, per quanto possibile della viabilità esistente (strade campestri).
- 5) Varchi nella recinzione per rendere possibile il passaggio della piccola fauna.
- 6) Possibilità di rendere utilizzabile l'area di impianto per colture che non necessitano di irraggiamento solare o per il pascolo di ovini.

In definitiva per quanto sopra affermato possiamo concludere che l'impatto prodotto dalle variazioni del microclima sui terreni di impianto è basso anche in relazione a scelte tecnico progettuali (terreni a redditività ridotta, inseguitori monoassiali) e a possibili scelte di gestione dell'area di impianto (coltivazioni compatibili con l'impianto fotovoltaico, pascolo).

Rimozione di suolo

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico non sono previsti movimenti di terra finalizzati, per esempio, ad appianare le aree di impianto con apporto o rimozione di terreno vegetale. Tuttavia è ovvio che per l'edificazione delle cabine elettriche nelle aree di impianto e della SSE si renderanno necessari degli scavi di fondazione. Ulteriori scavi sono rappresentati dalle trincee di fondazione di cavidotti all'interno delle aree di impianto e lungo il percorso dall'impianto fotovoltaico alla SSE.

Per quanto concerne i cavidotti il terreno rimosso sarà momentaneamente accantonato a bordo scavo e quindi interamente utilizzato per il rinterro con eccezione dell'asfalto che, qualora presente, sarà trasportato in centri di raccolta e recupero o in discariche autorizzate.

Il terreno vegetale una volta caratterizzato e verificata l'idoneità, sarà steso sui terreni limitrofi (senza alterare la morfologia e il libero deflusso delle acque meteoriche) e quindi di fatto utilizzato per miglioramenti fondiari. Le terre e rocce da scavo effettuata la caratterizzazione saranno avviate a centri di recupero per inerti. Qualora dalla caratterizzazione si evincano concentrazioni di sostanze nocive superiori ai valori previsti per legge i materiali saranno avviati in discariche autorizzate.

In definitiva l'impatto prodotto dalla rimozione del suolo scavi è molto ridotto in termini quantitativi e pertanto di fatto molto basso. Il terreno vegetale potrà essere riutilizzato. Terminata la vita utile dell'impianto smantellate le cabine elettriche e le loro fondazioni si procederà al riempimento con materiali provenienti da cave di prestito per gli strati più profondi. Mentre per gli strati superficiali si provvederà allo spandimento di uno strato di terreno vegetale almeno pari a quello asportato (30 cm circa).

5.2.1 Impatto elettromagnetico

La **fase di costruzione** e la **fase di dismissione** dell'impianto non daranno origine ad alcun impatto sulla componente.

L'impatto elettromagnetico indotto dall'impianto fotovoltaico oggetto di studio può essere determinato da:

- 1) Linee MT in cavidotti interrati;
- 2) Cabine di Trasformazione all'interno dell'Impianto Fotovoltaico;
- 3) I trasformatori AT/MT all'interno della Sottostazione Utente di nuova realizzazione nonché il sistema di sbarre AT (in condivisione con altri produttori).

Le cabine elettriche di campo e che raccoglieranno l'energia dei generatori fotovoltaici (pannelli solari) saranno connesse fra loro tramite una rete di cavi interrati MT in configurazione entra-esce.

I cavi utilizzati saranno del tipo in alluminio unipolare, disposti a trifoglio o in piano e interrati direttamente, la profondità di posa sarà pari a 1,2 m.

Contrariamente alle linee elettriche aeree, le caratteristiche di isolamento dei cavi ed il loro interrimento sono tali da rendere nullo il campo elettrico.

Applicando quanto previsto dalla norma CEI 211-4 1996-12 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche" si ottengono i livelli attesi di induzione magnetica in funzione della distanza dall'asse del tracciato del cavidotto.

Il D.P.C.M. 8 luglio 2003 fissa i limiti di esposizione e valori di attenzione, per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) connessi al

funzionamento ed all'esercizio degli elettrodotti, in particolare all'art 6, fissa i parametri per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti, per le quali si dovrà fare riferimento all'obiettivo di qualità ($B=3\mu T$) alla portata della corrente in servizio normale. L'allegato al Decreto 29 maggio 2008 (Metodologie di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti) definisce quale fascia di rispetto lo spazio circostante l'elettrodotto, che comprende tutti i punti al di sopra e al di sotto del livello del suolo, caratterizzati da un'induzione magnetica di intensità maggiore o uguale all'obiettivo di qualità. I risultati dei calcoli effettuati sono di seguito sintetizzati.

Per quanto concerne i cavi interrati infatti, considerati gli accorgimenti di progetto adottati relativi a:

- minimizzazione dei percorsi della rete;
- disposizione a fascio delle linee trifase

si può escludere la presenza di rischi di natura sanitaria per la popolazione, sia per i bassi valori del campo sia per assenza di possibili recettori nelle zone interessate.

Le opere elettriche in progetto e relative DPA, secondo i vigenti strumenti urbanistici (PRG) si "svolgono" interamente su aree agricole o su strade pubbliche, non interessano quindi aree gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici o luoghi adibiti a permanenze di persone superiori a quattro ore, rispondendo pienamente agli obiettivi di qualità dettati dall'art.4 del D.P.C.M 8 luglio 2003.

Inoltre, sono rispettate ampiamente le distanze da fabbricati adibiti ad abitazione o ad altra attività che comporti tempi di permanenza prolungati, previste dal D.P.C.M. 23 aprile 1992 "*Limiti massimi di esposizione al campo elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale di 50 Hz negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno*".

In definitiva per l'impianto in progetto alla luce dei calcoli eseguiti e per quanto sopra detto (v. anche *Relazione di verifica esposizione ai campi elettromagnetici*), non si riscontrano problematiche particolari relative all'impatto elettromagnetico dei componenti dell'impianto fotovoltaico in oggetto, in merito all'esposizione umana ai campi elettrici e magnetici.

In particolare abbiamo si è evidenziato che:

- per i cavidotti MT interrati in relazione alle modalità di posa è rispettato il limite di qualità del campo elettromagnetico indotto, inoltre lungo il suo percorso non incontrano edifici abitati;
- per la SSE di nuova costruzione in agro di Galatina nei pressi della Stazione Terna 150/30 KV "Galatina", gli effetti del campo di induzione prodotto dai due nuovi trasformatori o dal sistema delle sbarre, rimangono confinati all'interno delle aree della stessa SSE, o vanno fuori dagli stessi di pochi metri e comunque in area non abitata, essendo area agricola.



Per quanto attiene l'impatto cumulativo con gli altri impianti, le uniche possibili sovrapposizioni riguardano il tracciato del cavidotto MT con quelli degli altri impianti; in generale si escludono punti dei tracciati dei cavidotti MT che si sovrappongono. Ma quand'anche si dovessero verificare tali interferenze, anche nel caso in cui le distanze di rispetto aumentino (possono aumentare nell'ordine di poche decine di centimetri), comunque la posa dei cavi avviene in zone agricole, in aree non abitate e non contigue ad abitazioni rurali, e quindi il rischio di impatto elettromagnetico sarebbe comunque nullo.

5.2.1 Rumore

Lo studio di valutazione previsionale d'impatto acustico prodotta dall'impianto fotovoltaico proposto è stato sviluppato in due distinte fasi:

- nella prima fase è stato valutato il clima sonoro ante-operam, in una posizione all'interno dell'area interessata dal progetto;
- nella seconda fase, dedicato all'analisi degli impatti, è stato sviluppato sia un modello di simulazione al computer, che ha consentito di stimare i livelli sonori generati dal parco fotovoltaico presso i ricettori prossimi alle torri, sia una ulteriore modellizzazione per la fase transitoria di cantiere.

I risultati ottenuti hanno consentito di eseguire le verifiche previste dalla normativa.

Le simulazioni eseguite hanno consentito di determinare le curve isofoniche di emissione e d'immissione, ricadenti nelle aree intorno all'impianto in progetto.

Il livello d'immissione è stato calcolato attraverso la somma energetica tra i livelli di emissione, sopra citati, e i livelli sonori misurati durante la campagna di monitoraggio del clima sonoro ante-operam; tale calcolo deriva dal fatto che l'emissione acustica degli impianti si andrà a sommare al clima sonoro attualmente presente nelle aree interessate dall'intervento.

Il calcolo effettuato ha consentito di determinare i livelli di emissione (livello sonoro generato dai soli impianti, escludendo quindi le sorgenti sonore già presenti sul territorio) e i livelli d'immissione nelle aree intorno agli impianti in progetto. Tali valori possono essere confrontati con i limiti acustici prescritti per le Classi II (aree per uso prevalentemente residenziale) in cui si suppone ricadano i ricettori considerati.

Al fine di effettuare la verifica dei limiti di legge è importante notare che dai calcoli eseguiti, le emissioni e le immissioni generate sia dalle cabine di campo sia dal trasformatore della sottostazione sono tali da non essere più percepite già a distanze rispettivamente di 16 m e 25 m. I potenziali ricettori presenti sul territorio si trovano a distanze notevolmente superiori e per essi si prevede, quindi, che con la presenza degli impianti in progetto il clima sonoro rimanga invariato attestandosi sui valori di cui al monitoraggio effettuato.

Secondo quanto emerso dai rilievi e dalle simulazioni eseguite, nonché dalle informazioni acquisite in fase di sopralluogo, si può concludere che:

- il monitoraggio acustico eseguito fotografa in modo appropriato il clima sonoro della generalità dei ricettori presenti nel territorio agricolo interessato dal progetto del parco fotovoltaico e della sottostazione.
- l'impatto acustico generato dagli impianti, sarà tale da rispettare i limiti imposti dalla normativa, per il periodo diurno e notturno, sia per i livelli di emissione sia per quelli di immissione;
- relativamente al criterio differenziale, vista la distanza tra ricettori-sorgenti e le basse emissioni acustiche di quest'ultime, le immissioni di rumore, che saranno generate, non determineranno alcun differenziale presso i potenziali ricettori presenti nel territorio;
- relativamente alle fasi di cantiere, in accordo al comma 4, dell'art 17, della L.R. 3/02, è necessario, prima dell'inizio della realizzazione della connessione, richiedere autorizzazione in deroga, ai comuni interessati, per il superamento del limite dei 70 dB(A) in facciata ad eventuali edifici.
- il traffico indotto dalla fase di cantiere, e ancor meno da quella di esercizio, non risulta tale da determinare incrementi di rumorosità sul clima sonoro attualmente presente.

5.2.2 Flora e vegetazione

Il sistema delle tutele è illustrato in Tabella e in figura

Relazione spaziale delle aree di intervento con il sistema delle tutele.

| | |
|--|--|
| Aree protette | Nessuna area protetta ricade in area di studio. L'area più prossima è rappresentata dalla seguente: <ul style="list-style-type: none"> • ZSC Lago del Capraro (IT9150036), che dista 1,6 km a est delle aree di intervento. |
| Componenti botanico vegetazionali del PPTR | Nessuna componente botanico vegetazionale ricade nelle aree di studio. L'area più prossima è rappresentata dalla seguente: <ul style="list-style-type: none"> • Area di rispetto dei boschi, che dista 240 m a est dell'area di intervento 3. |

Interferenze con i target di conservazione

Nelle aree di intervento non si rileva la presenza di alcun tipo di habitat della Direttiva 92/43/CEE, alcun tipo di componente botanico vegetazione sensu PPTR e alcuna specie target di conservazione.

Confrontando lo scenario di progetto con quello attuale, si rileva la sostituzione di 30,64 ha di Comunità con erbe infestanti delle aree coltivate con un'uguale superficie di Comunità dei substrati artificiali (Tabella 7). A questa sostituzione corrisponde un incremento dell'artificialità del 98,9% delle aree di intervento.

Le interferenze del progetto con i target di conservazione sono illustrate nella in Tabella 8. In sintesi, non essendoci target di conservazione non si rilevano neanche interferenze di alcun tipo.

Per quanto concerne la valutazione degli effetti del progetto sulla componente faunistica si rimanda al relativo studio faunistico. Per quanto concerne le descrizioni dettagliate delle soluzioni progettuali si rimanda alla relazione generale.

Interferenze del progetto con i target di conservazione e soluzioni progettuali.

| Target di conservazione | Interferenze | Soluzioni progettuali |
|--------------------------------------|--|-----------------------|
| Habitat della Direttiva 92/43/CEE | Nelle aree di intervento non è presente alcun tipo di habitat target di conservazione. | - |
| Componente botanico vegetazione PPTR | Nelle aree di intervento non è presente alcuna componente botanico vegetazionale. | - |
| Specie vegetali | Nelle aree di intervento non è presente alcuna specie target di conservazione. Nessuna delle specie segnalate dal DGR 2442/2018 (si veda la sezione Errore. Il segnalibro non è definito.) è stata rilevata nelle aree di intervento nel corso dei | - |

| Target di conservazione | Interferenze | Soluzioni progettuali |
|-----------------------------|--|-----------------------|
| | rilievi; a conferma di ciò, si noti che <i>Stipa austroitalica</i> è specie di praterie steppiche, mentre <i>Ruscus aculeatus</i> è specie nemorale. | |
| Sistema delle aree protette | Limitatamente agli aspetti botanici, data la lontananza delle aree protette naturali dalle aree di intervento (Tabella 2), si assume che l'interferenza del progetto con il sistema di aree protette sia trascurabile. | - |

5.2.1 Fauna e avifauna

Lo Studio Faunistico ha esaminato le aree su cui sorgerà l’Impianto, in base alle caratteristiche ambientali, alla localizzazione geografica, alla presenza e distribuzione della fauna, valutata l’importanza naturalistica e stimati i possibili impatti sull’ecosistema, considerando due aree di indagine:

- Area ristretta, attenuata considerando un buffer di 1 km dai confini dell’Impianto Fotovoltaico;
- Area vasta, ottenuta considerando un buffer di 5 km dai confini dell’Impianto Fotovoltaico

In conclusione dallo studio si evince che sia l'area individuata per l'intervento che l'area vasta sono totalmente agricole. I biotopi di rilievo naturalistico distano molti chilometri dal sito di progetto.

Si può quindi affermare che non si rilevano impatti sugli habitat naturali né sulle specie ad essi associate. Si rileva un impatto indiretto di sottrazione di habitat trofico di alcune specie in alcuni periodi dell'anno. Non verranno create barriere allo spostamento della fauna grazie alla progettazione di specifici varchi nelle recinzioni.

5.2.1 Analisi del paesaggio ed impatto visivo

Per la stima e la valutazione dell'impatto paesaggistico è stata definita preliminarmente l'area di visibilità dell'impianto ovvero l'estensione della Zona di Visibilità Teorica (ZTV)

Allo scopo di definire in prima approssimazione l'estensione dell'area di visibilità dell'impianto è stato considerata un'area che si estende sino a 3 km (in figura) dal perimetro delle aree di impianto. Per facilità di rappresentazione e di studio l'area è stata approssimata con un quadrato.

Per questa perimetrazione si è tenuto in conto che:

- i moduli montati sugli inseguitori mono assiali raggiungono un'altezza massima dal terreno di 2,3 m circa;
- le cabine elettriche hanno un'altezza di 3,2 m
- le aree su cui è prevista l'installazione dei moduli sono pianeggianti con piccole variazioni di quota.



Fig. 1 - Cerchio (in blu) che racchiude le aree entro 3 km dall'Impianto (in verde)

In generale è evidente che la visibilità di oggetti di altezza pari a 3 m, circa, in un'area sostanzialmente pianeggiante, a distanze superiori a 3 km diventa praticamente impossibile.

Possiamo in definitiva affermare che l'area di visibilità dell'impianto resta confinata nel cerchio di 3 km dal dallo stesso. Queste considerazioni sui limiti di visibilità dettate dalla conoscenza dell'area di intervento saranno confermate, nel corso della trattazione, dalle Carte di Intervisibilità.

Lo Studio di Impatto visivo sarà pertanto focalizzato su questa area in cui fra l'altro sarà effettuata la ricognizione dei beni culturali e paesaggistici riconosciuti come tali da D.Lgs. n. 42/2004

In relazione alle caratteristiche del paesaggio nell'intorno dell'area di intervento, sopra descritto, l'impatto visivo sarà indagato con specifico riferimento a:

- Masserie;
- Strade a valenza paesaggistica;
- Periferia del centro abitato di Galatina.

Mappe di Intervisibilità Teorica

Per indagare l'impatto visivo, nello Studio di Visibilità riproposto anche nel Quadro Ambientale del SIA, sono state sviluppate ed utilizzate una serie di **Mappe di Intervisibilità Teorica**. Le **MIT** individuano le aree con visibilità potenziale (ovvero i punti del territorio da cui l'impianto fotovoltaico è visibile) dividendo l'area di indagine in due categorie o classi:

- la classe a cui appartengono i punti del territorio dai quali un osservatore non può vedere l'impianto:
- la classe a cui appartengono i punti del territorio dai quali un osservatore può vedere l'impianto.

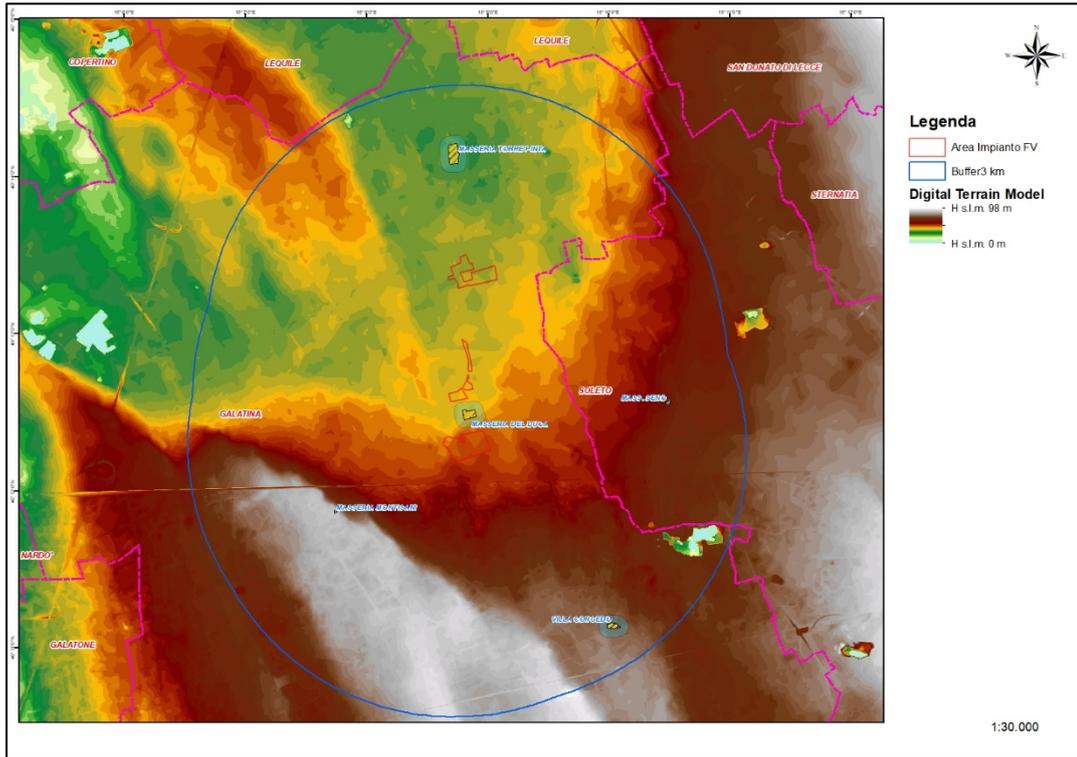
Allo scopo di identificare i punti sensibili da cui quantificare l'impatto è stata fatta una ricognizione di tutti beni potenzialmente interessati dagli effetti dell'impatto visivo all'interno dell'Area di studio (3 km dal perimetro dell'area di impianto in progetto), con specifico riferimento a:

- i beni tutelati dal PPTR
- i beni tutelati dal D.lgs. 42/2004
- le zone sottoposte a regimi di tutela particolare quali SIC, SIR, ZPS
- i centri abitati
- ulteriori contesti tutelati dal PPTR quali le strade a valenza paesaggistica.

Da questi stessi punti sarà verificata la visibilità contemporanea dell'impianto in progetto ed almeno uno degli impianti che ricade nell'area dei 3 km dall'impianto. Per i punti in cui c'è visibilità contemporanea dell'Impianto in progetto e quelli limitrofi (sempre nel raggio dei 3 km), sarà calcolato l'impatto cumulativo, con la stessa metodologia *quali – quantitativa* utilizzata nello Studio di Impatto Visivo del Quadro Ambientale.

➤ *Masserie*

Nella cartografia sotto riportata sono indicate tutte le Componenti Culturali individuate dal PPTR nell'area di studio dei 3 km dall'impianto e nelle aree immediatamente circostanti. I siti sono stati raffigurati in *overlay* sia al DTM (*Digital Terrain Model*).



PPTR – Componenti Culturali nell’area di studio dei 3 km dall’impianto in overlay al DTM

Come detto all’interno dell’area di studio sono presenti otto componenti culturali insediative. In particolare si tratta di Masserie con Segnalazione Architettonica.

| Id | Denominazione | Comune | Vincolo |
|----|----------------------|----------|-----------------------------|
| 1 | Masseria Torre Pinta | Galatina | Segnalazione architettonica |
| 2 | Masseria Del Duca | Galatina | Segnalazione architettonica |
| 3 | Villa Congedo | Galatina | Segnalazione architettonica |
| 4 | Masseria Montisani | Galatina | Segnalazione architettonica |
| 5 | Masseria Seno | Soleto | Segnalazione architettonica |

➤ **Strade a valenza paesaggistica**

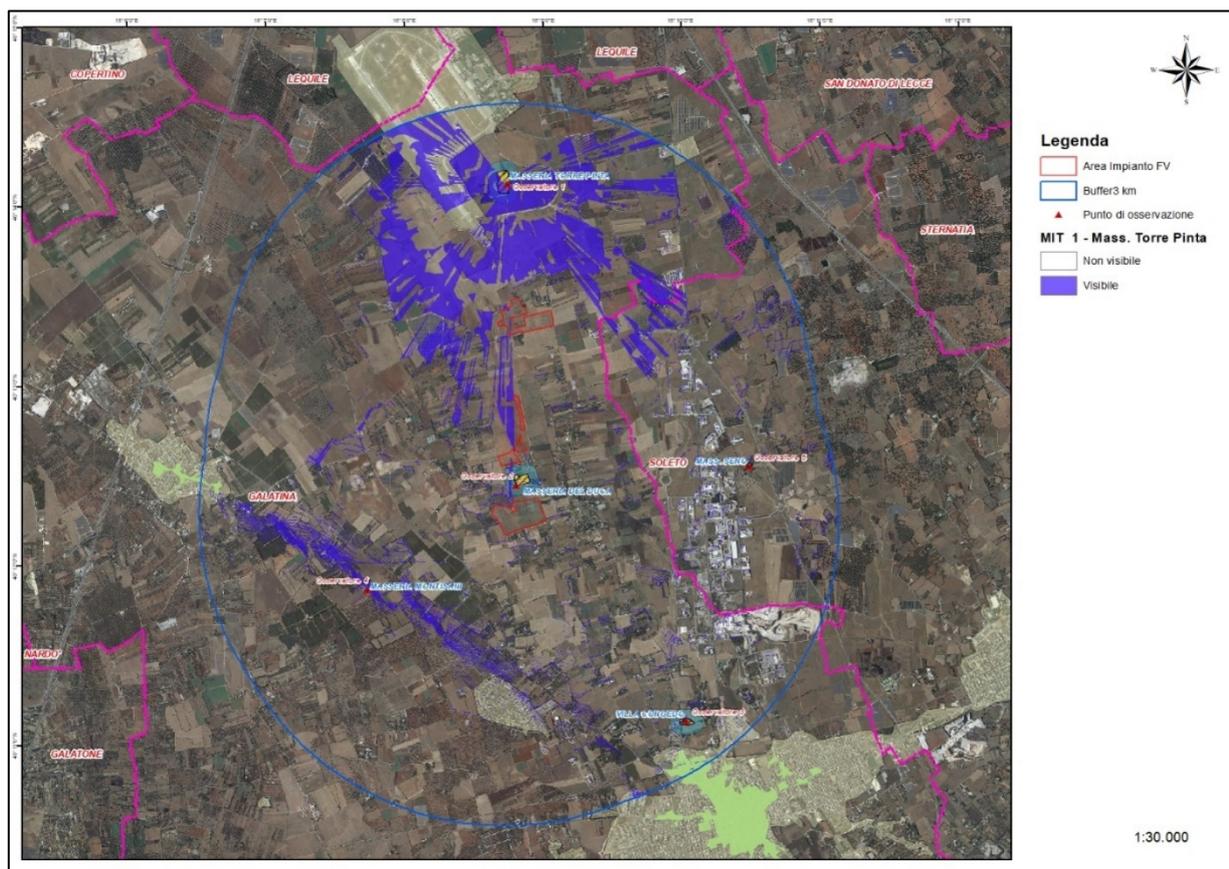
L’area di studio, estendendosi sino ai 3 km dall’impianto, interseca il percorso della Strada Provinciale N.18, che il PPTR individua come di significativa valenza paesaggistica;

Sono stati individuati 3 punti significativi, dai quali, per morfologia e per minor presenza di ostacoli al campo visivo, si è ipotizzata maggiormente possibile la visibilità dell’impianto. Di seguito le mappe ottenute.

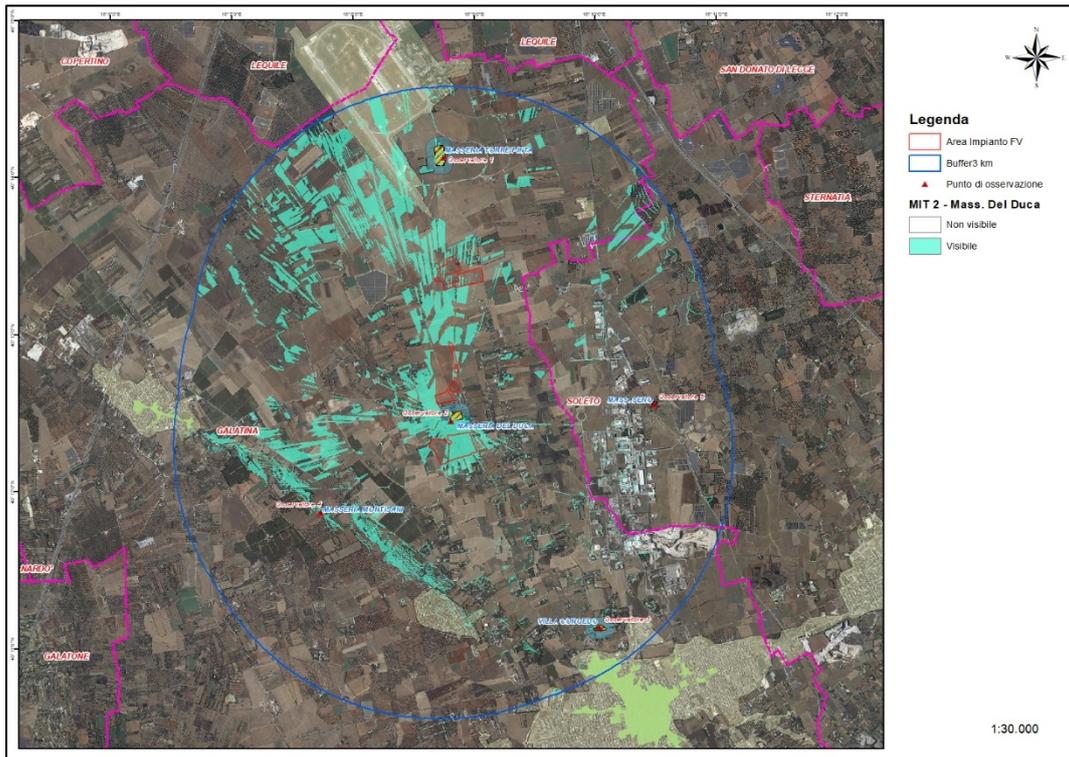
➤ **Periferia Centri abitati (Galatina - Colemeto)**

Sono stati considerati degli osservatori posti alla periferia dei centri abitati di Galatina, a sud est delle aree di impianto e della frazione di Collemeto a ovest delle aree di impianto.

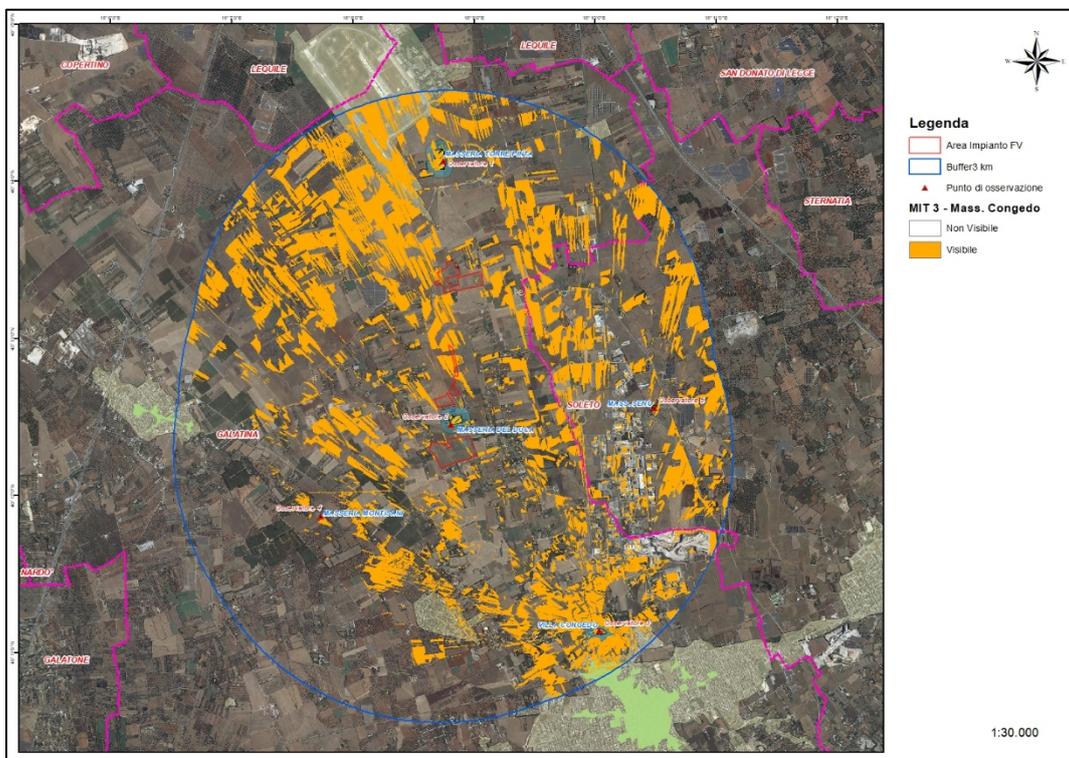
Nella figura seguente si riporta la **Mapa di Intervisibilità Teorica** ad esse riferite:



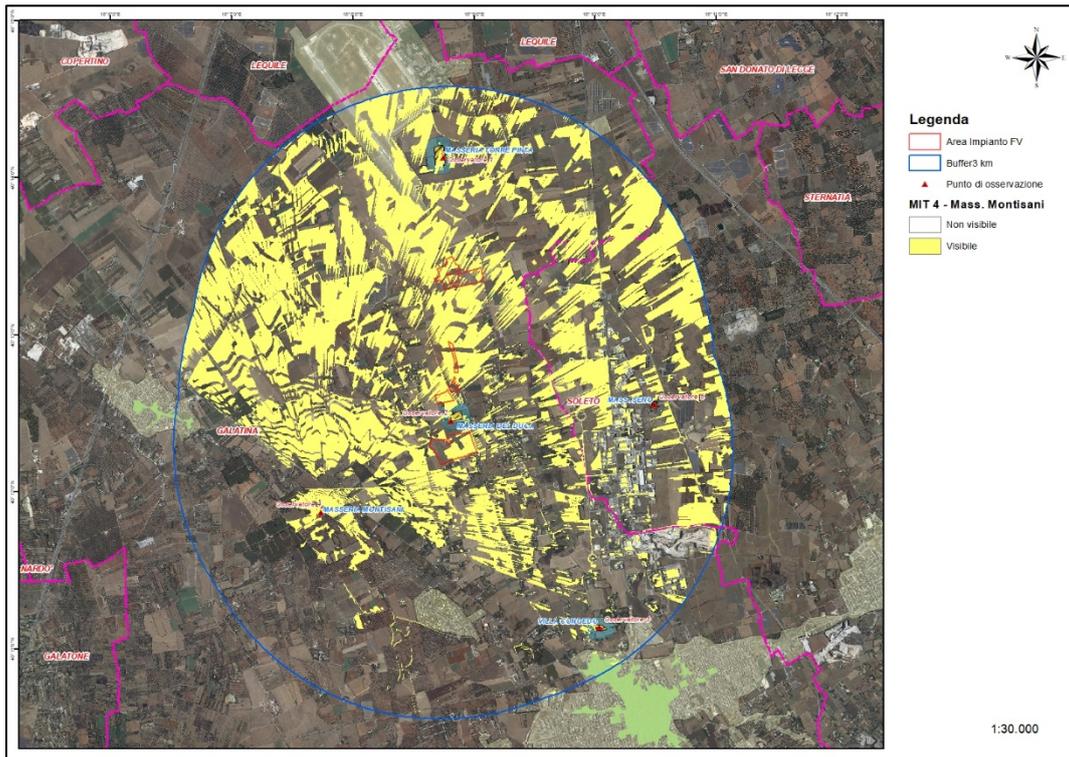
Mapa di Intervisibilità Teorica dai Siti Storico Culturali nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto
Osservatore 1 posto su Masseria Torre Pinta (h. 4,00 + 1,65 m.)



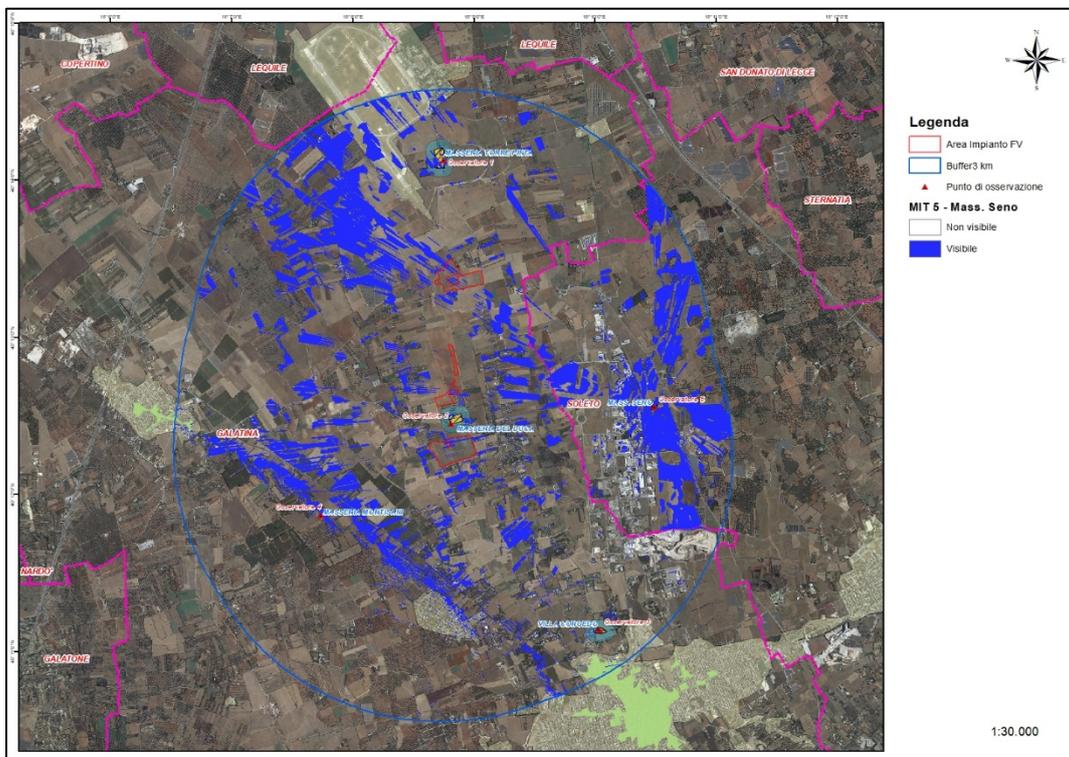
*Mappa di Intervisibilità Teorica dai Siti Storico Culturali nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto
Osservatore 2 posto su Masseria Del Duca (h. 4,00 + 1,65 m.)*



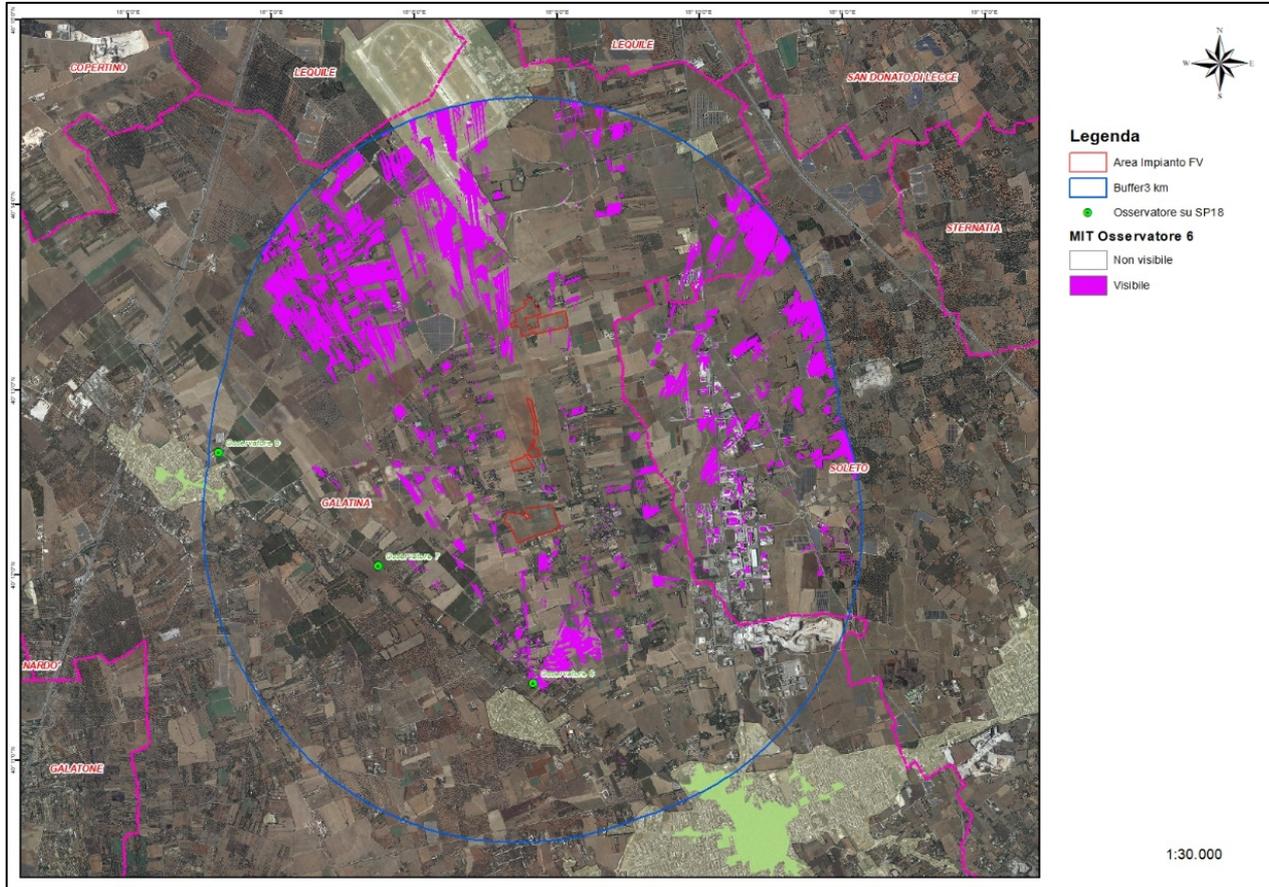
*Mappa di Intervisibilità Teorica dai Siti Storico Culturali nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto
Osservatore 3 posto su Villa Congedo (h. 4,00 + 1,65 m.)*



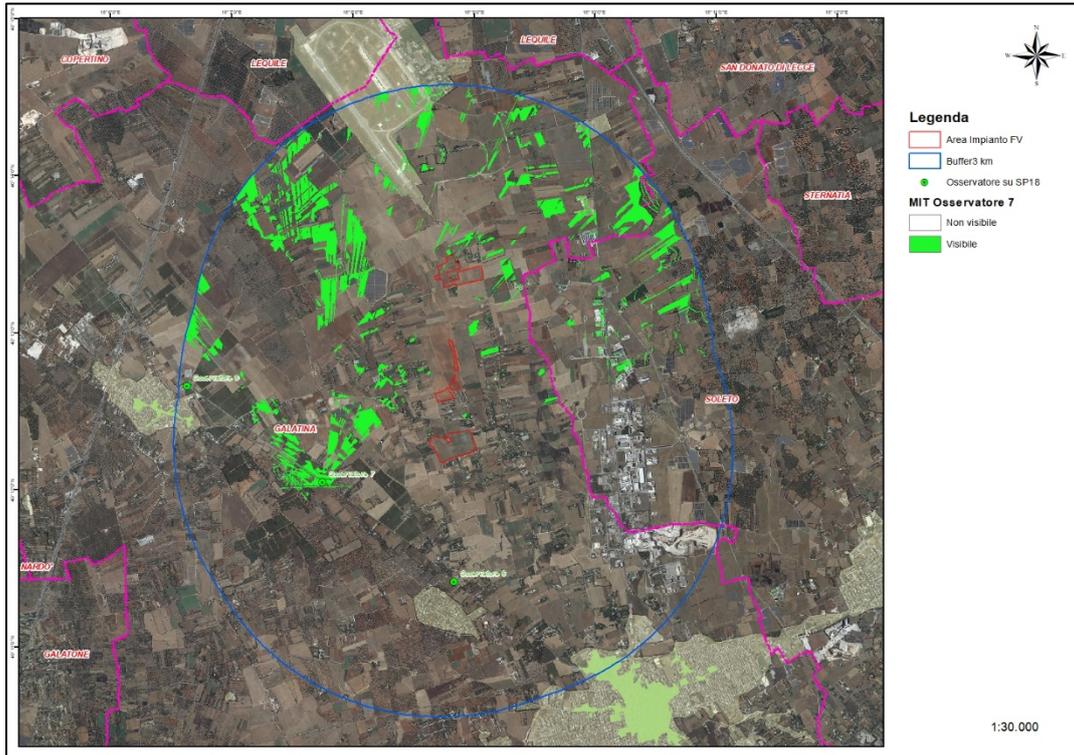
*Mappa di Intervisibilità Teorica dai Siti Storico Culturali nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto
Osservatore 4 posto su Masseria Montisani (h. 4,00 + 1,65 m.)*



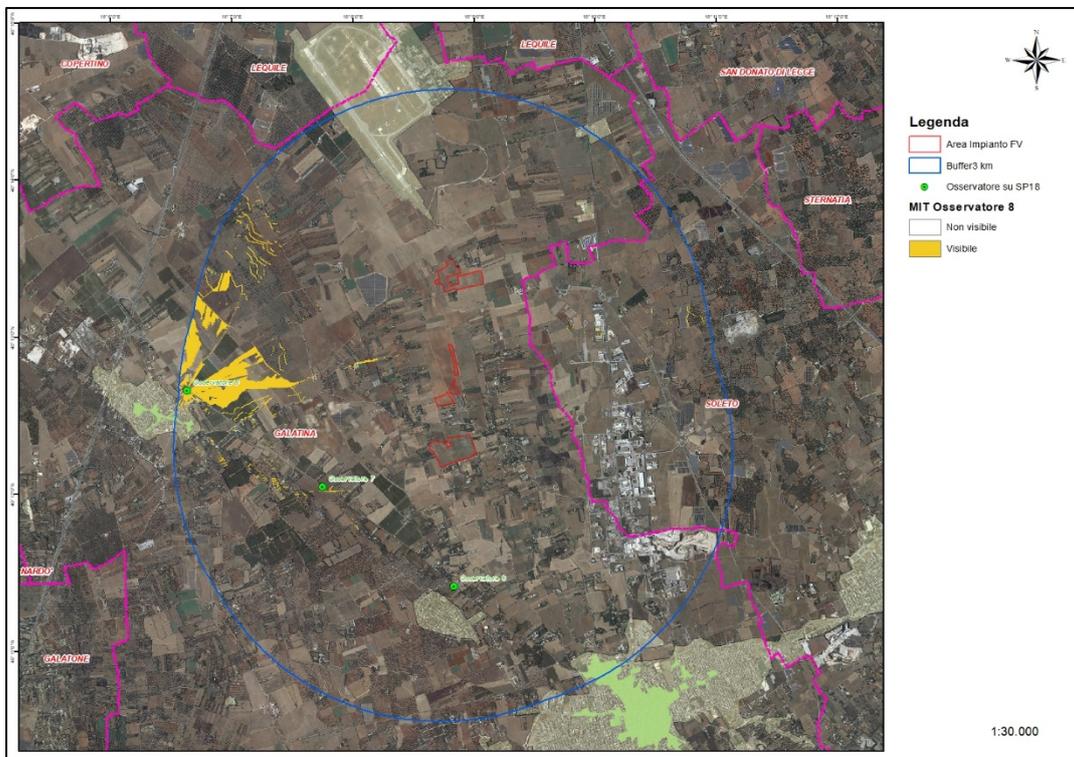
*Mappa di Intervisibilità Teorica dai Siti Storico Culturali nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto
Osservatore 5 posto su Masseria Seno (h. 4,00 + 1,65 m.)*



Mappa di Intervisibilità Teorica da SP 18 - Strada a valenza paesaggistica nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto - Osservatore 6 posto sul piano campagna (h. 1,65 m.) – Osservatore 6 su SP 18

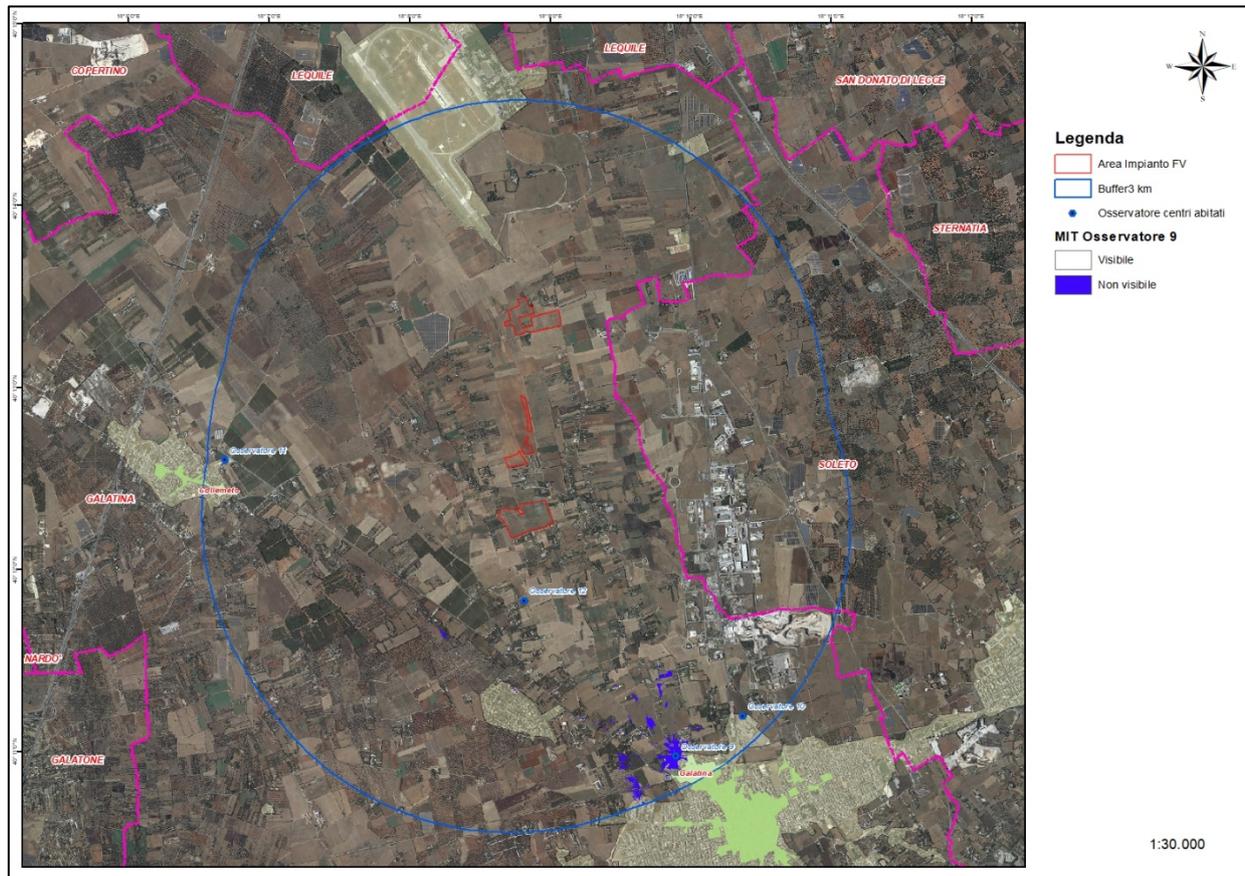


Mappa di Intervisibilità Teorica da SP 18 - Strada a valenza paesaggistica nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto - Osservatore 7 posto sul piano campagna (h. 1,65 m.) – Osservatore 6 su SP 18

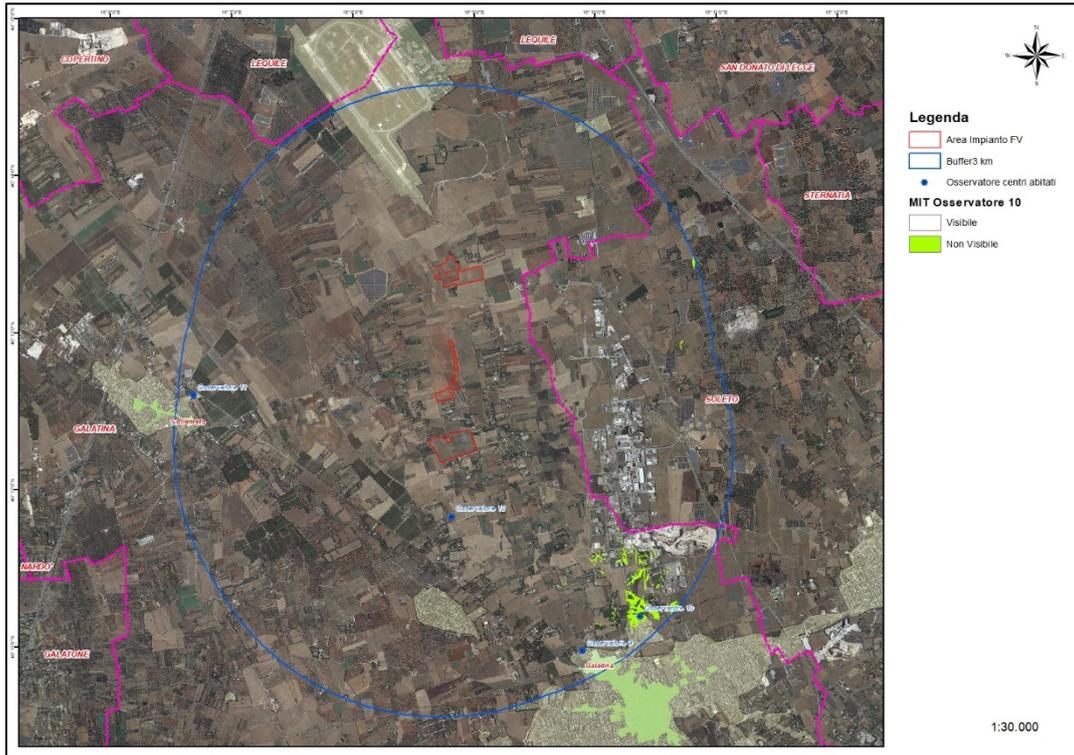


Mappa di Intervisibilità Teorica da SP 18 - Strada a valenza paesaggistica nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto -

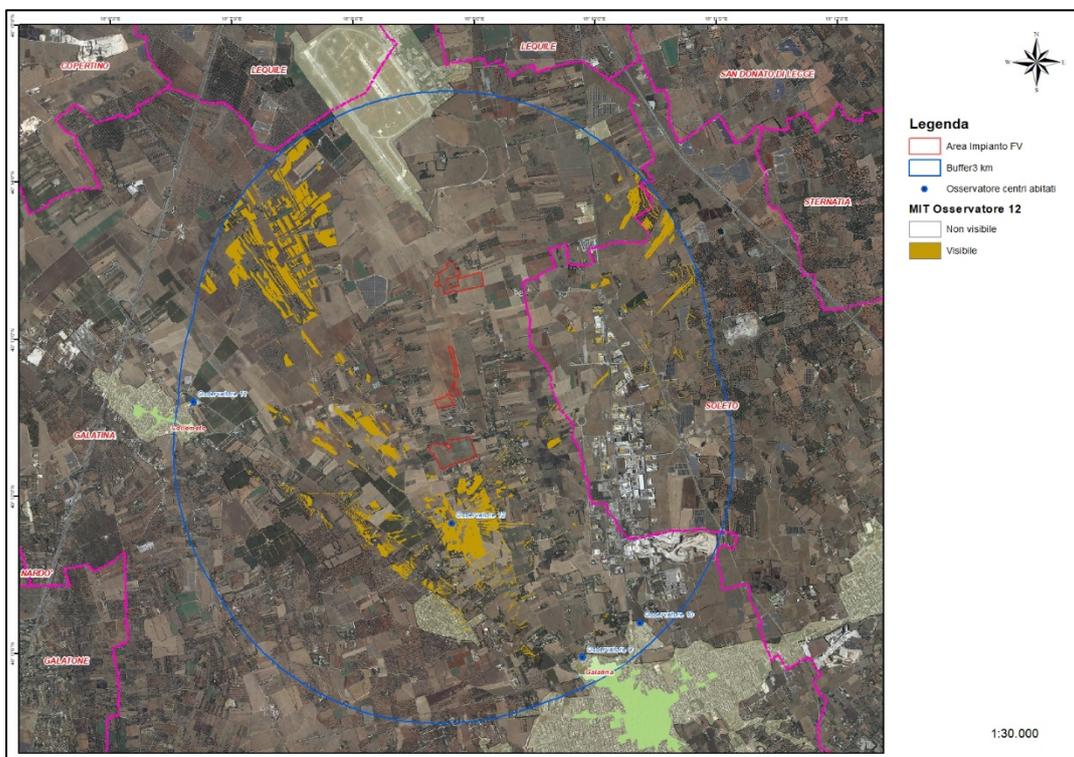
Osservatore 8 posto sul piano campagna (h. 1,65 m.) – Osservatore 6 su SP 18



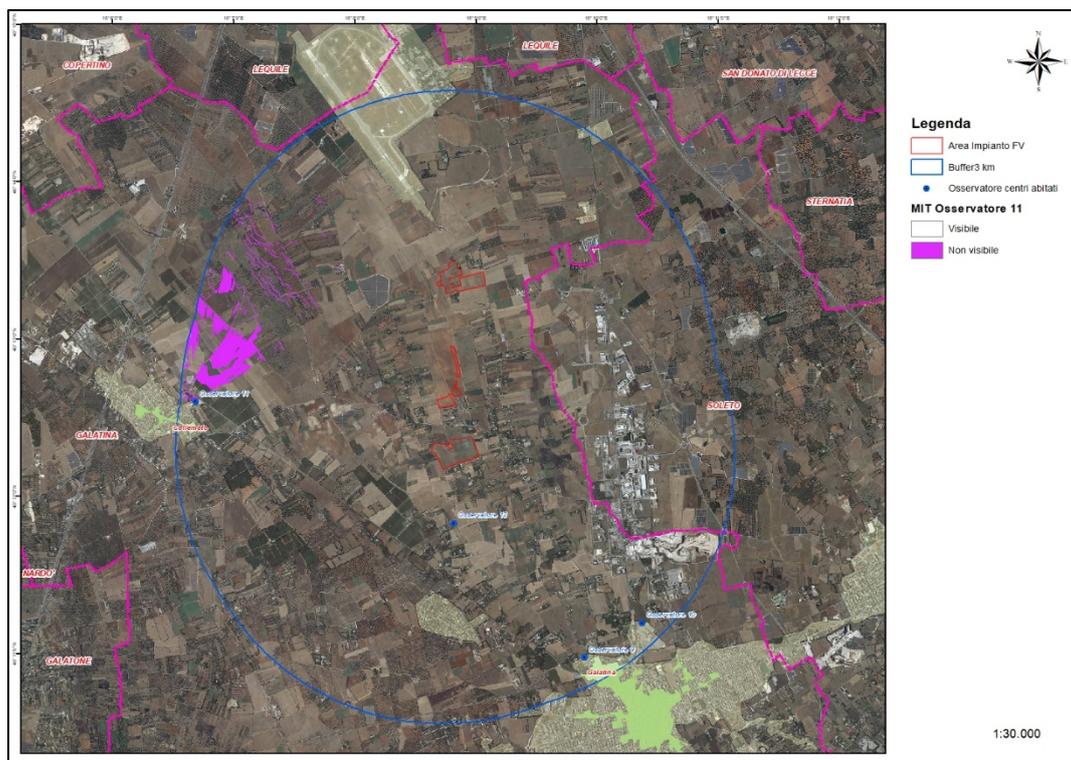
Mappa di Intervisibilità Teorica dalla periferia del centro abitato di Galatina (distanza 2,6 km. a sud-est dall'area dell'Impianto). Osservatore 9 (h. 1.65) posto a 4 m. di altezza rispetto al piano strada



Mapa di Intervisibilità Teorica dalla periferia del centro abitato di Galatina (distanza 2,4 km. a sud-est dall'area dell'Impianto). Osservatore 10 (h. 1.65) posto a 4 m. di altezza rispetto al piano strada



Mapa di Intervisibilità Teorica dalla periferia del centro abitato di Galatina (distanza 0,6 km. a sud dall'area dell'Impianto). Osservatore (h. 1.65) posto a 4 m. di altezza rispetto al piano strada



Mapa di Intervisibilità Teorica dalla periferia del centro abitato di Collemeto (frazione di Galatina) (dist. 2,8 km. a ovest dall'area dell'Impianto). Osservatore (h. 1.65) posto a 4 m. di altezza rispetto al piano strada

Valutazione dell'ordine di grandezza dell'impatto visivo

L'effetto visivo è da considerare un fattore che incide non solo sulla percezione sensoriale, ma anche sul complesso di valori associati ai luoghi derivanti dall'interrelazione tra fattori naturali e antropici nella costruzione del paesaggio (MIBAC). Pertanto come già affermato in più punti del presente Studio la quantificazione (o magnitudo) di impatto paesaggistico è stata calcolata con l'ausilio di parametri euristici che finiscono per sintetizzare gli aspetti dinamici (stratificazione storica e di utilizzo del territorio) e spaziali (distanze, visibilità dell'impianto) del paesaggio.

E' evidente che l'aspetto spaziale è predominante, ma sicuramente non ci si può limitare a questo: dobbiamo considerare anche indici che tengano conto degli aspetti più prettamente estetici ovvero di bellezza naturale o più in generale di amenità paesaggistica.

In letteratura vengono proposte varie metodologie, tra le quali, la più utilizzata, quantifica l'impatto paesaggistico (IP) attraverso il calcolo di due indici:

• un indice VP, rappresentativo del valore del paesaggio

• un indice VI, rappresentativo della visibilità dell'impianto

L'impatto paesaggistico IP, in base al quale si possono prendere decisioni in merito ad interventi di mitigazione o a modifiche impiantistiche che migliorino la percezione visiva, viene determinato dal prodotto dei due indici sopracitati:

$$IP=VP*VI$$

L'indice relativo al valore del paesaggio VP relativo ad un certo ambito territoriale, scaturisce dalla quantificazione di elementi quali:

- la naturalità del paesaggio (N);
- la qualità attuale dell'ambiente percettibile (Q);
- la presenza di zone soggette a vincolo (V).

Una volta quantificati tali aspetti, l'indice VP risulta dalla somma di tali elementi:

$$VP=N+Q+V$$

In particolare, la naturalità di un paesaggio esprime la misura di quanto una data zona permanga nel suo stato naturale, senza cioè interferenze da parte delle attività umane.

L'interpretazione della visibilità è legata alla tipologia dell'opera ed allo stato del paesaggio in cui la stessa viene introdotta. Per definire la visibilità dell'impianto fotovoltaico sono stati determinati i seguenti indici:

- la percettibilità dell'impianto, P
- l'indice di bersaglio, B
- la fruizione del paesaggio o frequentazione, F

da cui si ricava l'indice VI (Visibilità Impianto) che risulta pari a:

$$VI=P \times (B+F)$$

Conclusioni

L'analisi quantitativa dell'impatto visivo, condotta avvalendosi degli indici numerici di Valore del Paesaggio VP e Visibilità dell'Impianto VI fornisce una base per la valutazione complessiva dell'impatto prodotto dal progetto.

L'indice VP di Valore del Paesaggio assume un valore MEDIO ALTO le componenti del PPTR hanno una discreta rilevanza, limitata però alle Masserie presenti che come detto pur avendo la Segnalazione Architettonica, sono di tipo abitativo/produttivo quindi non ricettivo. Ciò genera come visto nei paragrafi

precedenti, un indice di Frequentazione basso. Inoltre le componenti date dalla SP18, Strada a valenza paesaggistica e la periferia dei centri abitati limitrofi (Galatina e la sua frazione Collemeto) non risentono di alcun impatto visivo poiché da esse l'Impianto non è visibile. Ciò avviene per i seguenti motivi:

1. Caratteristiche orografiche dell'area, pressoché pianeggiante;
2. Presenza di uliveti che di fatto circondano l'intera area dell'impianto in progetto, generando un effetto schermante naturale anche lungo le strade il cui percorso in alcuni tratti risulta molto vicino all'impianto.

Montagna Spaccata è Porto Selvaggio, distanti più di 16 km dalle aree di Impianto, si pongono al di fuori del suo Cono Visuale, così come perimetrato dal PPTR.

L'Indice VI di Visibilità, per le posizioni da cui l'impianto è visibile, assume un valore **BASSO**. Si sottolinea che anche dalle posizioni individuate, l'impianto risulta visibile solo in piccola (in alcuni casi trascurabile) parte.

5.2.2 Sistema antropico

In questo paragrafo sono puntualizzati alcuni aspetti generati dai singoli impatti trattati nei paragrafi precedenti e che riguardano specificatamente il sistema antropico.

In **fase di costruzione** potrà verificarsi un impatto trascurabile a livello locale sul sistema dei trasporti in quanto la circolazione dei mezzi speciali per il trasporto dei componenti di impianto e dei mezzi per il trasporto delle attrezzature e delle maestranze interesserà le infrastrutture stradali esistenti. Inoltre la presenza dei mezzi d'opera per la realizzazione dei tracciati dei cavidotti e la posa dei medesimi, comporterà la presenza di aree di cantiere lungo la viabilità con potenziale rallentamento del traffico. È bene ricordare, però, che la posa del cavidotto avverrà su strade secondarie, in gran parte non asfaltate utilizzate per lo più dai frontisti, le strade provinciali saranno interessate marginalmente, pertanto i rallentamenti della viabilità saranno molto limitati.

Al contrario, si avrà un impatto positivo di media entità a livello locale sulla occupazione e sull'indotto in quanto la costruzione dell'impianto comporterà ricadute economiche dirette e indirette sul territorio. Queste saranno dovute al pagamento dei diritti di superficie ai proprietari dei terreni, all'impiego di personale locale per la costruzione e l'installazione dell'impianto e delle opere connesse.

Per quanto riguarda le attività agricole si avrà un impatto non trascurabile legato all'utilizzo di circa 29 ha di terreno sottratto all'utilizzo agricolo. Ad ogni modo l'impatto sarà reversibile a lungo termine.

Per quanto riguarda la salute pubblica, in fase di costruzione non si prevedono impatti. Le attività di cantiere comporteranno infatti un decremento della qualità ambientale trascurabile dell'area, dovute essenzialmente

all'emissione di polveri in atmosfera e all'emissione di rumore paragonabili a quelle generate dalle attività agricole.

In **fase di esercizio** si avrà un impatto positivo di media entità a livello locale sulla occupazione e sull'indotto l'esercizio dell'impianto comporterà ricadute economiche dirette e indirette sul territorio. Queste saranno dovute al pagamento di imposte su immobili di tipologia produttiva ed all'impiego di personale locale per le attività di manutenzione dell'impianto e delle opere connesse.

In **fase di dismissione** potrà verificarsi un impatto trascurabile a livello locale sul sistema dei trasporti in quanto la circolazione dei mezzi d'opera impiegati per lo smantellamento dell'impianto e dei mezzi per il trasporto del materiale proveniente dallo smantellamento dell'impianto.

Inoltre la presenza dei mezzi d'opera per le attività di ripristino dei luoghi ed in particolare dei tracciati dei cavidotti comporterà la presenza di aree di cantiere lungo la viabilità con potenziale rallentamento del traffico. Terminate le attività di smantellamento dell'impianto e di ripristino dei luoghi sarà annullato l'impatto sul sistema trasporti in quanto non saranno più presenti sul territorio tutti quei mezzi impiegati nella fase di dismissione ma anche nelle precedenti fasi di progetto.

Nella fase di dismissione si avrà un impatto positivo di media entità a livello locale sulla occupazione e sull'indotto in quanto per le operazioni di smantellamento dell'impianto, di trasporto dei materiali di risulta e di ripristino dei luoghi sarà impiegato personale locale.

Per quanto riguarda le attività agricole si avrà un impatto trascurabile reversibile a breve termine durante tutta la fase di dismissione dell'impianto a causa della presenza e dell'attività dei mezzi d'opera impiegati per lo smantellamento dell'impianto, il trasporto del materiale di risulta e la realizzazione degli interventi di ripristino.

Terminate le operazioni di smantellamento dell'impianto e di ripristino dei luoghi sarà annullato l'impatto sulle attività agricole in quanto non saranno più occupate le aree interessate prima dalla costruzione e successivamente dalla presenza dell'impianto fotovoltaico e delle opere connesse durante le precedenti fasi di progetto.

Per quanto riguarda la salute pubblica, in fase di dismissione si prevede un impatto nullo. Le attività di cantiere comporteranno infatti limitato un decremento della qualità ambientale dell'area dovuto essenzialmente all'emissione di inquinanti in atmosfera e all'emissione di rumore.

Abbagliamento

L'esame del fenomeno di abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne dovrà considerare diversi aspetti legati principalmente alla loro orientazione, rapportandola al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera.

In considerazione dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici compresa tra 0,65 e 2,28 m e del loro angolo di inclinazione in direzione est-ovest variabile rispetto al piano orizzontale, che segue con il tracker il moto del sole, il verificarsi e l'entità di fenomeni di riflessione ad altezza d'uomo della radiazione luminosa incidente alla latitudine a cui è posto l'impianto fotovoltaico in esame sono di fatto trascurabili. In ogni caso, infatti, la radiazione riflessa viene reindirizzata verso l'alto con un angolo rispetto al piano orizzontale tale da non colpire né le abitazioni, poste comunque a distanze elevate, né, tantomeno, un eventuale osservatore posizionato ad altezza del suolo nelle immediate vicinanze della recinzione perimetrale dell'impianto.

In conclusione, tale fenomeno è registrato esclusivamente per le superfici fotovoltaiche "a specchio" montate sulle architetture verticali degli edifici, mentre si può ritenere nullo nel caso di moduli posti a terra con inclinazione sub-orizzontale fino all'ordine di oltre 45°.

I nuovi sviluppi tecnologici per la produzione delle celle fotovoltaiche, fanno sì che, aumentando il coefficiente di efficienza delle stesse, diminuisca ulteriormente la quantità di luce riflessa (riflettanza superficiale caratteristica del pannello), e conseguentemente la probabilità di abbagliamento. Non esistono studi che analizzino la possibilità di generazione di incendi per effetto della riflessione dei raggi solari (principio degli specchi ustori di Archimede).

Il fenomeno di abbagliamento può essere pericoloso solo nel caso in cui l'inclinazione dei pannelli (tilt) e l'orientamento (azimuth) provochino la riflessione in direzione di strade provinciali, statali o dove sono presenti attività antropiche. Considerata la tecnologia costruttiva dei pannelli di ultima generazione, e la sua posizione rispetto alle arterie viarie (anche poderali) si può affermare che non sussistono fenomeni di abbagliamento sulla viabilità esistente, peraltro ubicata principalmente a nord del campo stesso, nonché su qualsiasi altra attività antropica.

Ad avvalorare la valutazione di trascurabilità dell'impatto di tali fenomeni, si evidenzia che numerosi sono in Italia gli aeroporti che hanno già da tempo sperimentato con successo estesi impianti fotovoltaici per soddisfare il loro fabbisogno energetico (es. Bari Palese: Aeroporto Karol Wojtyła; Roma: Aeroporto Leonardo da Vinci; Bolzano: aeroporto Dolomiti ecc.), o anche nelle loro vicinanze (Aeroporto di Brindisi). Indipendentemente dalle scelte progettuali, risulta del tutto accettabile l'entità del riflesso generato dalla presenza dei moduli fotovoltaici installati a terra o integrati al di sopra di padiglioni aeroportuali.

5.3 Sintesi degli impatti e conclusioni

I risultati dello studio condotto per le diverse componenti ambientali interferite in maniera significativa si possono riassumere nella tabella sotto riportata.

| COMPONENTE | FASE DI COSTRUZIONE | FASE DI ESERCIZIO | FASE DI DISMISSIONE |
|--|---------------------|-------------------|---------------------|
| ATMOSFERA | T- | B | T- |
| RADIAZIONI NON IONIZZANTI | | B | |
| SUOLO E SOTTOSUOLO | | M | |
| RUMORE | BB | B | BB |
| ECOSISTEMI | | M-B | |
| FAUNA | T | M-B | T |
| VEGETAZIONE | T | M-B | T |
| PAESAGGIO E PATRIMONIO STORICO-ARTISTICO | | B | |

- Nella **fase di costruzione** dell'impianto tutti gli impatti saranno trascurabili, molto bassi o addirittura assenti.

Le emissioni in atmosfera indotte dall'aumento di traffico veicolare trascurabili, l'impatto elettromagnetico assente, così come l'impatto su suolo e sottosuolo.

L'impatto acustico molto basso con effetti trascurabili sulla fauna. Il rumore dei mezzi d'opera interesserà aree agricole con bassa frequentazione umana e comunque il rumore prodotto sarà paragonabile a quello delle macchine operatrici agricole a cui la fauna stanziale è abituata.

L'impatto visivo su paesaggio e patrimonio storico culturale assente.

Infine, nella **fase di dismissione**, gli impatti prodotti saranno analoghi a quelli durante la fase di costruzione, tipici di lavorazioni di cantiere. Si sottolinea come le operazioni di ripristino e la completa smantellabilità, permetterà, al termine di vita dell'impianto, la totale reversibilità degli impatti prodotti. A tal proposito ricordiamo che i pali di fondazione in acciaio su cui poggiano le strutture di sostegno dei moduli, sono direttamente infissi, senza l'utilizzo di calcestruzzo. Le cabine elettriche sono poggiate su platee di fondazione facilmente asportabili in fase di dismissione.

Nella **fase di esercizio**, gli impatti principali sono rappresentati dall'utilizzo di suolo sottratto all'attività agricola, e dall'impatto (indiretto) su flora, fauna ed ecosistema. L'impatto visivo seppure presente è molto basso. L'impatto acustico e quello dovuto ai campi elettromagnetici sono trascurabili e rimangono, in gran parte, limitati alle aree recintate dell'impianto stesso.

Per quanto attiene il consumo di terreno agricolo rileviamo che l'impianto sarà realizzato su terreni di redditività ridotta non irrigui.

Gli effetti del cambiamento del microclima sul terreno indotti dall'ombreggiamento dei moduli fotovoltaici producono impatti sulla biodiversità dei terreni sottostanti. Questi effetti, però, non possono essere in generale definiti come negativi. L'abbassamento della temperatura nelle aree al di sotto dei moduli nei periodi più caldi dell'anno può trattenere l'evaporazione con conseguente aumento di umidità dei terreni. Da osservazione diretta di altri impianti presenti nel Salento ed ormai in esercizio da molti anni, non è stata notata una differenza di crescita di erbe e graminacee tra le aree sotto i moduli e quelle delle zone non ombreggiate tra le file dei pannelli. Questo a conferma che l'interazione tra parti del terreno in ombra e parti soleggiate esistono e non comportano significative variazioni della biodiversità.

Le variazioni di temperatura dell'aria tra aree al di sotto dei moduli e quelle al di sopra o tra i moduli (variazioni del microclima) costituiscono un effetto che ha conseguenze che restano comunque confinate nell'area di impianto, non ha effetti territoriali più estesi, non ha effetti sulle attività e sulla salute dell'uomo. L'impatto è pertanto ridotto ed assolutamente reversibile a fine vita utile dell'impianto.

È evidente pertanto che benché ci sia un utilizzo del suolo, esso non effetti in alcun modo paragonabili a quelli prodotti dalla "cementificazione", e che a fine vita utile le aree possono essere facilmente riportate nelle condizioni ex ante.

La circostanza, come visto non casuale, che le aree di impianto interessino solo aree a seminativo di tipico sfruttamento agricolo attenua, notevolmente anche l'impatto sulla fauna. L'impatto sulla piccola fauna stanziale è notevolmente mitigato dalla realizzazione di varchi nella recinzione che permettono il passaggio dei piccoli mammiferi che popolano l'area. Si rileva soltanto un impatto indiretto di sottrazione di habitat trofico di alcune specie (migratori) in alcuni periodi dell'anno, che in ogni caso prediligono le aree umide costiere per rifornirsi di cibo e riposarsi.

In definitiva l'impatto su flora, fauna ed ecosistema è basso e comunque limitato alla sola area di intervento. L'impatto è comunque reversibile.

Intorno all'area non sono presenti aree protette (SIC, ZPS, e Riserve Regionali). Quindi non abbiamo alcun impatto sugli habitat protetti.

L'analisi quali-quantitativa dell'impatto visivo, condotta evidenzia un impatto visivo molto basso che finisce per interessare le aree più vicine a quelle di impianto ed (alcune) Masserie ad esse limitrofe.

Non sono interessati dall'impatto visivo i centri abitati, le strade panoramiche e a valenza paesaggistica, le aree costiere, le torri costiere. Limitano ulteriormente l'impatto le caratteristiche morfologiche dell'area sostanzialmente pianeggiante e la presenza di aree ad uliveti nell'intorno che costituiscono una schermatura visiva naturale.

Non si prevede impatto cagionato dal fenomeno dell'abbagliamento, in ragione del posizionamento dei moduli rispetto al generico osservatore ed alle arterie viarie (anche poderali) e considerata la tecnologia costruttiva dei pannelli di ultima generazione, mirata all'efficientamento della produzione e dunque al massimo contenimento della luce riflessa.

La realizzazione del Progetto apporterebbe i seguenti benefici ambientali, tecnici ed economici:

- riduce le emissioni globali di anidride carbonica, contribuendo a combattere i cambiamenti climatici prodotti dall'effetto serra e a raggiungere gli obiettivi assunti dall'Unione Europea con l'adesione al protocollo di Kyoto;
- induce sul territorio interessato benefici occupazionali e finanziari sia durante la fase di costruzione che durante l'esercizio degli impianti.

Alla luce delle analisi svolte, si ritiene che il Progetto sia complessivamente compatibile con l'ambiente ed il territorio in cui esso si inserisce, esso è compatibile con gli obiettivi di conservazione del paesaggio, degli habitat naturali e degli habitat protetti.

Inoltre tutti gli impatti prodotti dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico sono reversibili, e terminano all'atto di dismissione dell'opera a fine della vita utile (20 anni).

