



PROPONENTE:

HEPV04 S.R.L.
Via Alto Adige, 160/A - 38121 Trento (TN)
hepv04srl@legalmail.it

MANAGEMENT:

EHM.Solar

EHM.SOLAR S.R.L.
Via della Rena, 20 39100 Bolzano - Italy
tel. +39 0461 1732700
fax. +39 0461 1732799
info@ehm.solar
c.fiscale, p.iva e R.I. 03033000211

NOME COMMESSA:

**COSTRUZIONE ED ESERCIZIO IMPIANTO
AGROVOLTAICO AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE
PARI A 56.500 kW E POTENZA MODULI PARI
A 62.160 kWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA
RETE ELETTRICA - IMPIANTO RFVP76**

STATO DI AVANZAMENTO COMMESSA:

PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE UNICA

CODICE COMMESSA:

HE.18.0064

PROGETTAZIONE INGEGNERISTICA:



STC S.r.l

Via V. M. STAMPACCHIA, 48 - 73100 Lecce
Tel. +39 0832 1798355
fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpec.eu
Direttore Tecnico: Dott. Ing. Fabio Calcarella



4IDEA S.r.l

Via G. Brunetti, 50 - 73019 Trepuzzi
Tel. +39 0832 760144
pec 4ideasrl@pec.it
info@studioideaassociati.it

PROGETTISTA:



COLLABORATORE:

AMBIENTE ACUSTICA STRUTTURE

STUDI FAUNISTICI

STUDI PEDO-AGRONOMICI

CONSULENZA LEGALE

STUDIO LEGALE PATRUNO
Via Argiro, 33 Bari
t.f. +39 080 8693336



OGGETTO:

Studio di impatto ambientale
Sintesi non tecnica

SCALA:

n.a.

DATA:

OTTOBRE 2021

NOME FILE:

6JUCTX0
_StudioFattibilitaAmbientale_31e-agg

TAVOLA:

R31e agg

N. REV.	DATA	REVISIONE	ELABORATO	VERIFICATO	VALIDATO
1	30.09.2019	Prima emissione	STC	responsabile commessa Fabio Calcarella	direttore tecnico HEPV04 S.r.l
2	09.2020	Aggiornamento per variazione Connessione	STC	Fabio Calcarella	HEPV04 S.r.l

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	6
2.1 Inquadramento geografico dell'area.....	6
2.2 Ambiti e figure territoriali del PPTR.....	9
2.2.1 Figura Territoriale.....	11
3. Descrizione generale del progetto	18
3.1 Descrizione generale dell'impianto.....	20
4. Soluzioni progettuali prese in esame	22
4.1 Alternativa zero (non realizzare l'impianto).....	22
4.2 Alternativa tecnologica.....	23
4.2.1 Impianto eolico.....	23
4.2.2 Impianto a biomasse.....	24
5. Analisi Costi Benefici	27
5.1 Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE.....	27
5.2 Costi esterni.....	28
5.3 Benefici globali.....	30
5.4 Costi locali.....	35
6. Analisi Ambientale	38
6.1 Definizione dell'ambito territoriale in cui si manifestano gli impatti ambientali.....	38
6.2 Analisi degli impatti ambientali.....	39
6.2.1 Analisi preliminare - Scoping.....	39
6.2.2 Determinazione dei fattori di impatto.....	40
6.2.3 Schema di valutazione dell'impatto ambientale.....	44
6.2.1 Impatto su atmosfera e microclima.....	44
6.2.1 Impatto su suolo e sottosuolo.....	45
6.2.1 Impatto elettromagnetico.....	48
6.2.1 Rumore.....	50
6.2.2 Flora e vegetazione.....	51
6.2.1 Fauna e avifauna.....	52
6.2.1 Analisi del paesaggio ed impatto visivo.....	53

6.2.2	Sistema antropico	60
6.3	Sintesi degli impatti e conclusioni	64

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. 16marzo1999 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 104/207) 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.31 del 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 realizzate 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);
- PdF di Latiano (BR);
- PAI Piano di Assetto Idrogeologico dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia
- Carta Idro geomorfologica Regione Puglia redatta da AdB
- PTCP Provincia di Brindisi;

2. Caratteristiche dell'area di impianto

2.1 Inquadramento geografico dell'area

Il progetto dell'impianto agrovoltaiico interessa tre aree, aventi una estensione complessiva pari a circa 103 ha, ed ubicate tutte in agro di Latiano in Provincia di Brindisi. Le aree sono pressoché pianeggianti ed hanno altezza sul livello del mare di circa 100 m.

Tutte le aree sono attualmente a seminativo o incolto, nelle vicinanze (ma fuori dalle aree di impianto) alcune zone di residuale naturalità con la tipica vegetazione arbustiva della macchia mediterranea. Queste aree, precisamente perimetrare, non sono interessate dalle opere.

L'impianto agrovoltaiico propriamente detto è ubicato a Nord del Comune di Latiano (BR), distante dal centro urbano circa Km 2,5, raggiungibile percorrendo la SP146 che collega Latiano (BR) con San Vito dei Normanni (BR) ed è suddiviso in tre aree.

- La prima ubicata a nord di estensione netta pari a circa 10,56 ha;
- La seconda ubicata ad ovest, di estensione netta pari a circa 70,49 ha;
- La terza ubicata ad est, di estensione netta pari a circa 21,6 ha;

per un totale di circa 103 ha.

L'area Ovest è suddivisa in tre campi o field (A-B-C), scelta resasi necessaria a causa della presenza di due Linee AT a 380 kV. L'area Est invece costituisce un unico campo o field (D) anche se anch'esso risulta attraversato da una delle due linee elettriche a 380 kV che attraversano l'area Ovest. L'area a Nord è suddivisa in 2 campi o field (E-F). Il campo E è attraversato da una linea elettrica questa volta a 150 kV.

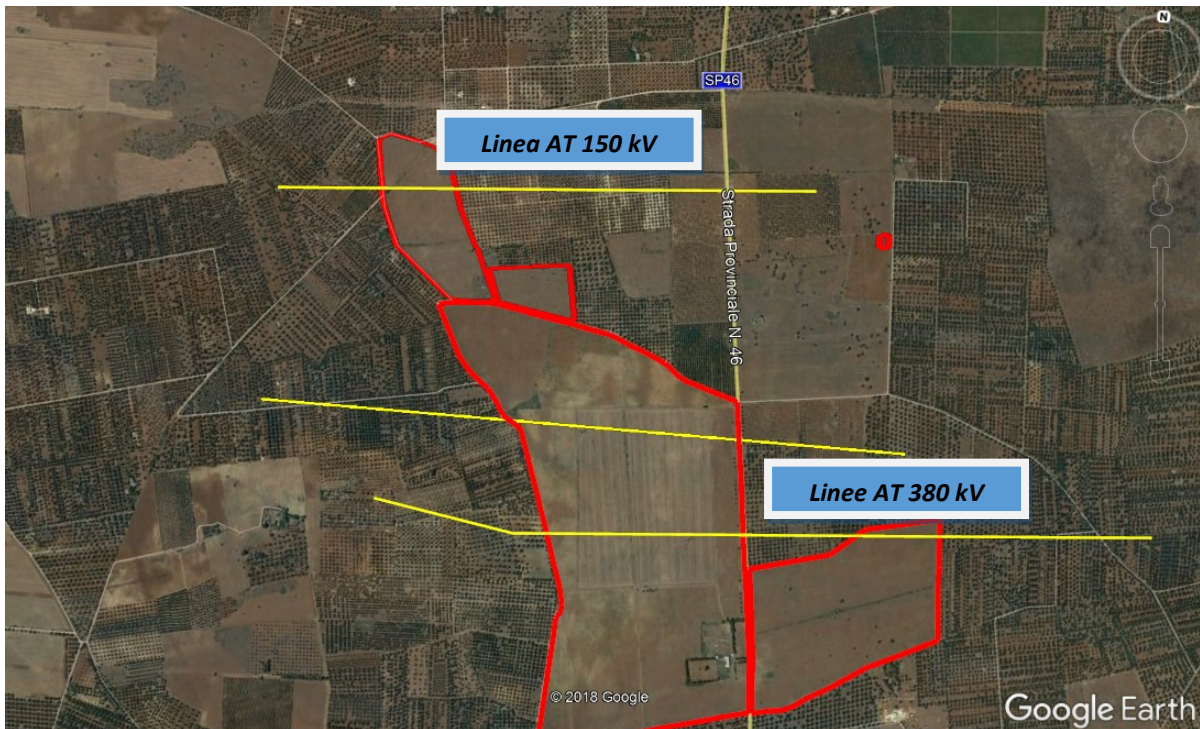
Nei casi di attraversamento sopradetti, è stata considerata una fascia di rispetto al di sotto dei conduttori elettrici, avente una larghezza di 50 m. Inoltre tale fascia sarà esterna alle aree di impianto opportunamente delimitate da recinzione.

Possiamo quindi riassumere quanto esposto nella seguente tabella.

Area	Campo	Estensione (ha)	Potenza installata (kW)
Ovest	A	24,07	15.030,40
	B	18,95	11.200,00
	C	27,47	17.371,20
Est	D	21,6	12.521,60
Nord	E	7,97	4.289,60
	F	2,59	1.747,20
		102,65	62.160,00



Area di Intervento (in rosso)



Area di Intervento (in rosso) – linee elettriche aeree esistenti (in giallo)

All'interno dell'area Nord (Campo E), è presente anche una linea di media tensione per la quale in fase esecutiva verrà fatta richiesta di spostamento / interrimento, al gestore proprietario della stessa.

2.2 Ambiti e figure territoriali del PPTR

Il progetto Prevede la realizzazione di un impianto agrovoltaico in aree agricole nel territorio del Comune di Latiano, in Provincia di Brindisi. Rispetto all'area di impianto gli abitati più vicini sono:

- 2,5 km a sud, Latiano - BR;
- 6,3 km a sud-est, Mesagne – BR
- 6,2 km a nord, San Vito dei Normanni - BR;
- 6,5 km a nord-ovest, San Michele Salentino - BR;
- 10 km a sud-ovest, Francavilla Fontana - BR;
- 16,5 km. a nord-est, Brindisi – BR.

L'Area di Intervento propriamente detta, divisa in due parti dalla strada SP 46 BR, ricade interamente all'interno del comune di Latiano.

Le aree di impianto sono discoste almeno 2.000 m. dalle strade statali e da altre strade provinciali:

- La SS 7 è ubicata 2.000 m. a sud;
- La SP 2 bis (ex SS 605) (Provincia di Brindisi) è ubicata 4.200 m. a est;
- La SP 48 (Provincia di Brindisi) è ubicata 6.200 m. a ovest.

Le aree su cui è prevista l'installazione dei moduli fotovoltaici sono attualmente utilizzate per scopi agricoli, in particolare trattasi di aree a seminativo non irriguo, ovvero di scarso valore agricolo.

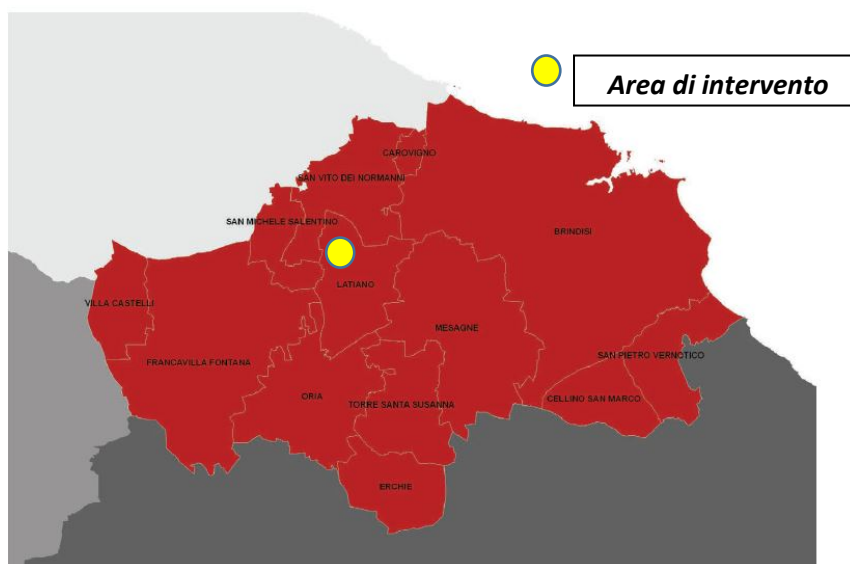
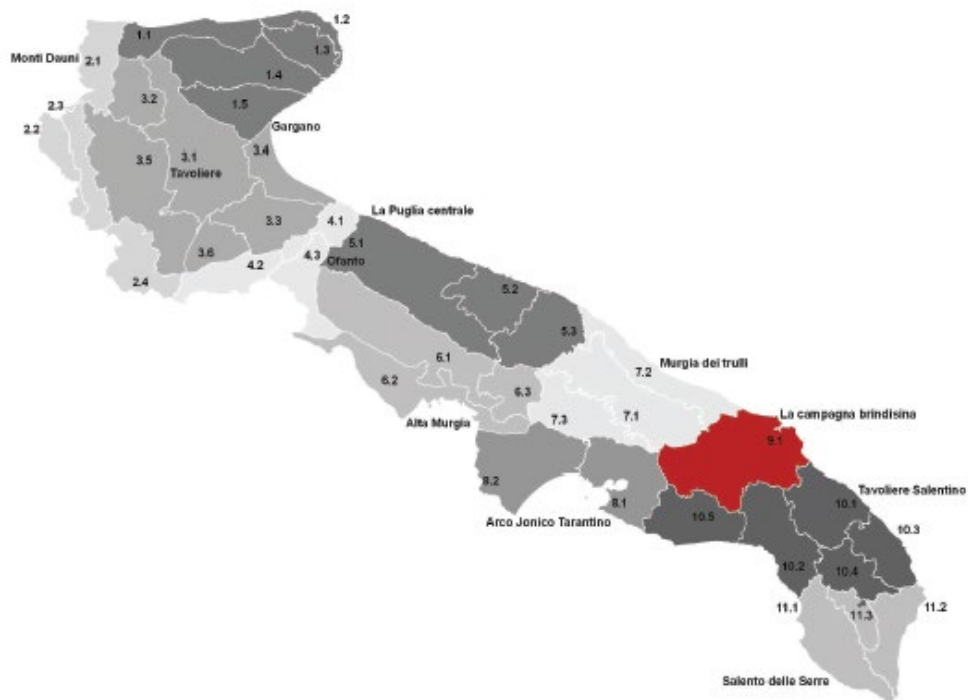
Le aree di progetto non sono interessate da uliveti e vigneti.

L'intorno delle aree di intervento presenta le caratteristiche tipiche del "mosaico" della *Campagna Brindisina*: uliveti che si alternano ad aree a seminativo, separati fra loro e delimitati dai tipici muretti a secco, con pochi vigneti.

Le masserie più vicine sono:

- Masseria "Tarantini", nell'area sud dell'Impianto, attorno alla quale è stata prevista la distanza di rispetto di 100 m;
- Masseria "Asciulo", nell'area nord dell'Impianto, attorno alla quale è stata prevista la distanza di rispetto di 100 m;
- Masseria "Mudonato" a 300 m a est dell'Impianto;
- Masseria "Tarantino Nuova" a 150 a nord dell'area sud-est dell'Impianto;
- Villa "Partemio" a 160 m. a sud dell'area sud-est dell'Impianto.
- Masseria "Grottole" a 900 m. a ovest dell'Impianto

Così come indicato nella Scheda di *Ambito* del *PPTR*, l'ambito 5.9 dedicato alla *Campagna Brindisina*, comprende la vasta pianura che da Brindisi si estende verso l'entroterra (non superando i 165 m. s.l.m.), sin quasi a ridosso delle Murge tarantine, compresa tra l'area della Murgia dei Trulli a ovest e il Tavoliere Salentino ad est, con una superficie di poco superiore ai 100 mila ettari.



Questo territorio presenta le seguenti caratteristiche distintive che lo caratterizzano:

1. una morfologia rappresentata da un uniforme bassopiano compreso tra i rialti terrazzati delle Murge a nord-ovest e le deboli alture del Salento settentrionale a sud, caratterizzata da una quasi totale assenza di pendenze significative, nella quale spicca una singolarità morfologica, costituita dal cordone dunare fossile che si sviluppa in direzione E-O presso l'abitato di Oria;
2. un'intensa antropizzazione agricola del territorio, con un terreno calcareo con rocce spesso affioranti e forme carsiche quali doline e inghiottitoi;
3. il tipico "mosaico" di uliveti, vigneti e seminativi separati dai muretti a secco che caratterizza gran parte aree dell'Ambito;
4. aree costiere con cordoni di dune e aree umide a ridosso della costa;
5. reticoli di canali, spesso ramificati e associati a consistenti interventi di bonifica, realizzati nel tempo per favorire il deflusso delle piovane negli inghiottitoi, e per evitare quindi la formazione di acquitrini
6. una rete di numerosi piccoli centri collegati fra loro da una fitta viabilità provinciale.

2.2.1 Figura Territoriale

La figura territoriale del brindisino, La campagna irrigua della Piana Brindisina coincide con l'ambito di riferimento. Non si tratta comunque di un paesaggio uniforme, in quanto dalla pianura costiera orticola si passa in modo graduale alle colture alberate dell'entroterra. Si estende da Brindisi verso l'entroterra, sino a lambire la Murgia tarantina.

È un'area ad elevato sviluppo agricolo con oliveti, vigneti e seminativi, nella quale la naturalità occupa solo il 2,1 % dell'intera superficie e appare molto frammentata e con bassi livelli di connettività. Non si riscontrano nell'area, formazioni boschive e a macchia. Infatti queste rappresentano poco più dell'1% dell'intera superficie dell'ambito.

La piana è limitata a nord dal rilievo delle Murge della Valle d'Itria. A sud l'uniformità delle colture arboree e degli estesi seminativi della piana è interrotta da sporadiche zone boscate e da incolti con rocce affioranti che anticipano il paesaggio tipico del tavoliere salentino.

Lungo la costa la piana è caratterizzata dalla presenza di numerosi e brevi corsi d'acqua che scorrono su terreni impermeabili formati da sabbie argillose e che hanno costituito i principali attori della bonifica avvenuta nel corso del Novecento. Il fitto reticolo idrografico articola quindi il territorio costiero con una trama regolare dove i campi a seminativo di medie dimensioni arrivano a ridosso delle zone umide e sono spesso separati dal mare da imponenti sistemi dunali di notevole importanza sia ambientale che paesaggistica.

La pianura fertilissima è occupata da vaste colture a seminativo, spesso contornate da filari di alberi (olivi o alberi da frutto) e intervallate da frequenti appezzamenti di frutteti, vigneti e oliveti a sesto regolare. Proseguendo verso l'entroterra le colture alberate si infittiscono e aumentano di estensione dando origine ad un paesaggio diverso in cui le colture a seminativo diventano sporadiche aprendosi improvvisamente come radure all'interno della ordinata regolarità dei filari. Questo cambiamento graduale è dovuto alla natura prevalentemente permeabile dei terreni della pianura dell'entroterra che non permette la conservazione in superficie delle acque e alla conseguente prevalenza di paesaggi rurali più asciutti rispetto a quelli della costa.

In assoluta coerenza con quanto riportato nel PPTR viene di seguito riportata una descrizione dell'area dell'impianto agrovoltaico in progetto facendo esplicito riferimento alle Strutture che descrivono i caratteri del paesaggio della Figura Territoriale La campagna irrigua della Piana Brindisina così come individuate dal PPTR, ovvero:

- 1) Struttura idro – geo – morfologica;
- 2) Struttura ecosistemica ed ambientale;
- 3) Struttura antropica e storico culturale;

Per ciascuna delle *Strutture* viene riportata la descrizione, i valori patrimoniali, le criticità.

○ Struttura idro-geo-morfologica

Le specifiche tipologie idro-geo-morfologiche della Figura Territoriale Piana Brindisina sono legate ai caratteri idrografici superficiali che si caratterizzano, a differenza di gran parte degli altri ambiti pugliesi, per la ricorrente presenza di interventi di bonifica o di sistemazione idraulica in generale delle aste fluviali in esso presenti.

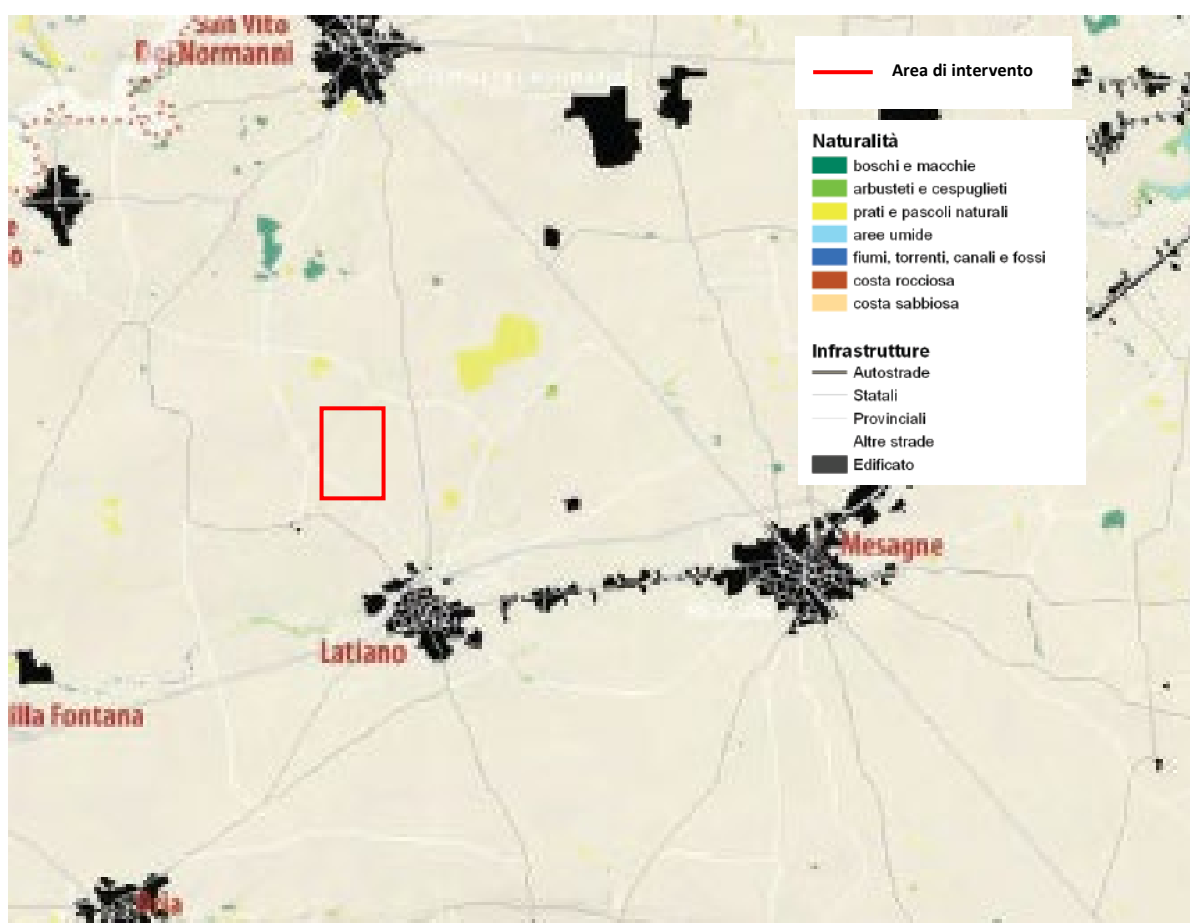
○ Struttura ecosistemica ambientale

La Figura Territoriale, è compresa tra la Murgia dei Trulli ad a ovest e il tavoliere Salentino ad est con una superficie di poco superiore ai 100 mila ettari. E' caratterizzata da un elevato sviluppo agricolo con aree di naturalità frammentate e limitate al solo 2,1 % dell'intero territorio. Anche le formazioni boschive e a macchia mediterranea sono sporadiche (poco più dell'1% dell'intero territorio).

I valori patrimoniali eco sistemico ambientali sono rappresentati nella Figura Territoriale quasi esclusivamente dalle aree umide costiere, caratterizzate da elevata biodiversità e dalla presenza di habitat di interesse comunitario (Direttiva Habitat 92/43/CEE) 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. Sono presenti in particolare 5 aree umide:

- SIC IT9140005, ZPS IT9140008 - *Torre Guaceto* a circa 14 km a nord-est km;
- SIC IT9140009 *Canale Giancola* a circa 16,5 km ad est;
- SIC,ZPS IT9140003 *Paludi di Punta della Contessa* a 25 km ad est;
- *Invaso del Cillarese* 16,5 km ad est;
- *Fiume Grande* 20 km ad est;

Queste sono ubicate in corrispondenza delle foci delle diverse incisioni erosive (canali) che si sviluppano, in accordo con la direzione di maggiore acclività della superficie topografica, in direzione S-N, perpendicolarmente alla linea di costa.



Perimetrazione del PPTR della Naturalità

○ Struttura antropica e storico culturale – Paesaggio rurale

Gli uliveti sono numerosi, nella campagna intorno ai centri abitati di Latiano, San Vito dei Normanni, Mesagne, Francavilla Fontana, ma risultano meno caratterizzanti rispetto ad altri territori regionali. I vigneti che si alternano ad uliveti ed in misura minore ad aree a seminativo,

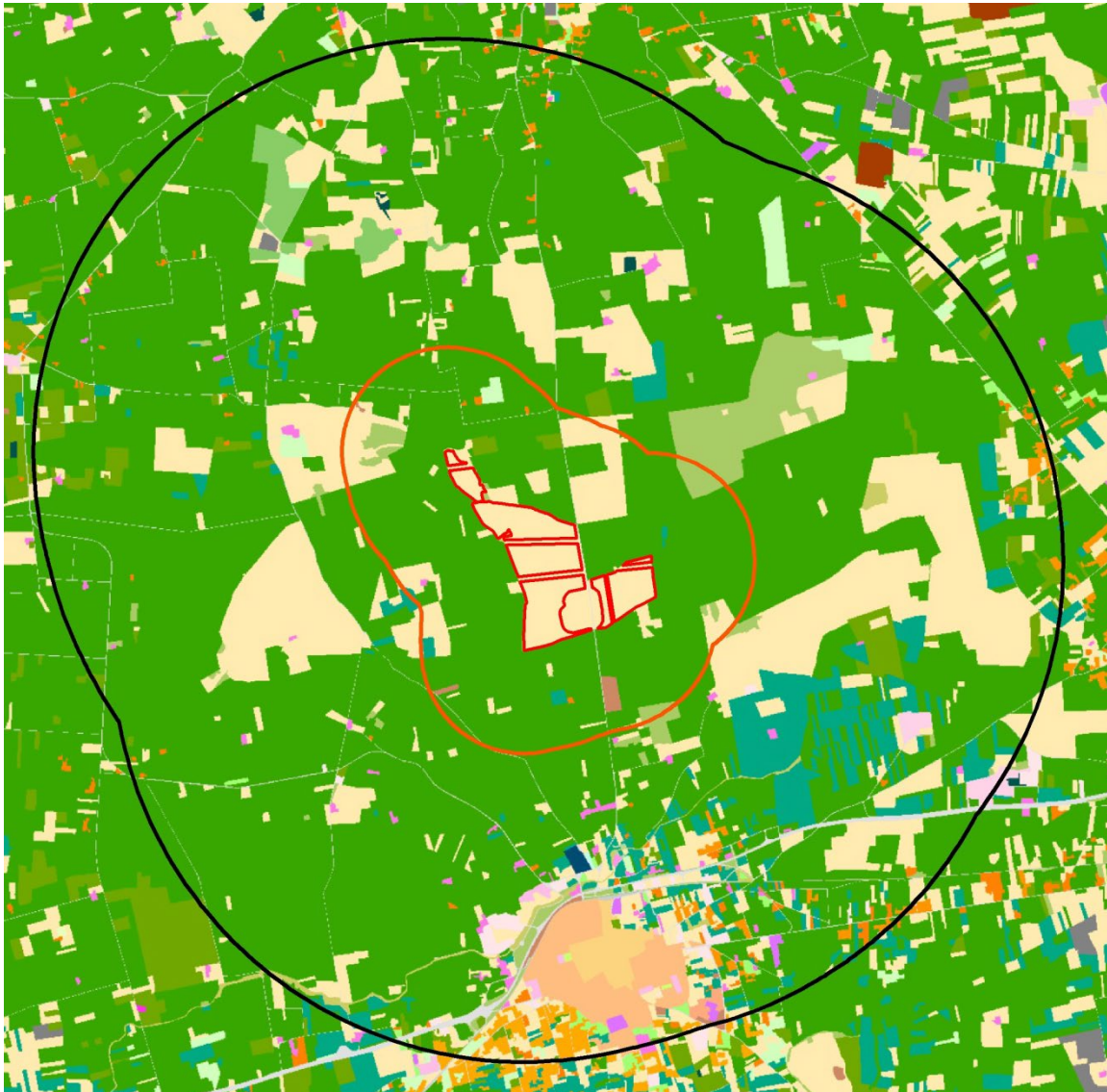
incidono anche e spesso per caratteri di paesaggio artificializzato da agricoltura intensiva che utilizza serre e coperture con films di plastica.

In particolare nell'Area di Interesse (che risulta una buona rappresentazione di quanto esteso nell'Area Vasta), troviamo una prevalenza di uliveti in tutte le direzioni, oltre a:

- a sud la presenza ai limiti dell'Area di Studio dell'abitato di Latiano e della SS 7 in direzione E-O,
- a sud-est la presenza di alcune aree a vigneto
- a est e a ovest la presenza di aree mediamente estese di seminativi
- a nord ancora seminativi più frammentati intervallati dagli uliveti e vigneti più radi e di dimensioni limitate.

Nell'Area Ristretta (intorno di 0,5 km circa dal perimetro dell'area di impianto) abbiamo una prevalenza di uliveti che si alternano ad aree destinate a seminativo, assenti i vigneti. Non risultano presenti, inoltre in questo intorno impianti fotovoltaici in esercizio.

Di seguito la planimetria con l'uso del suolo.

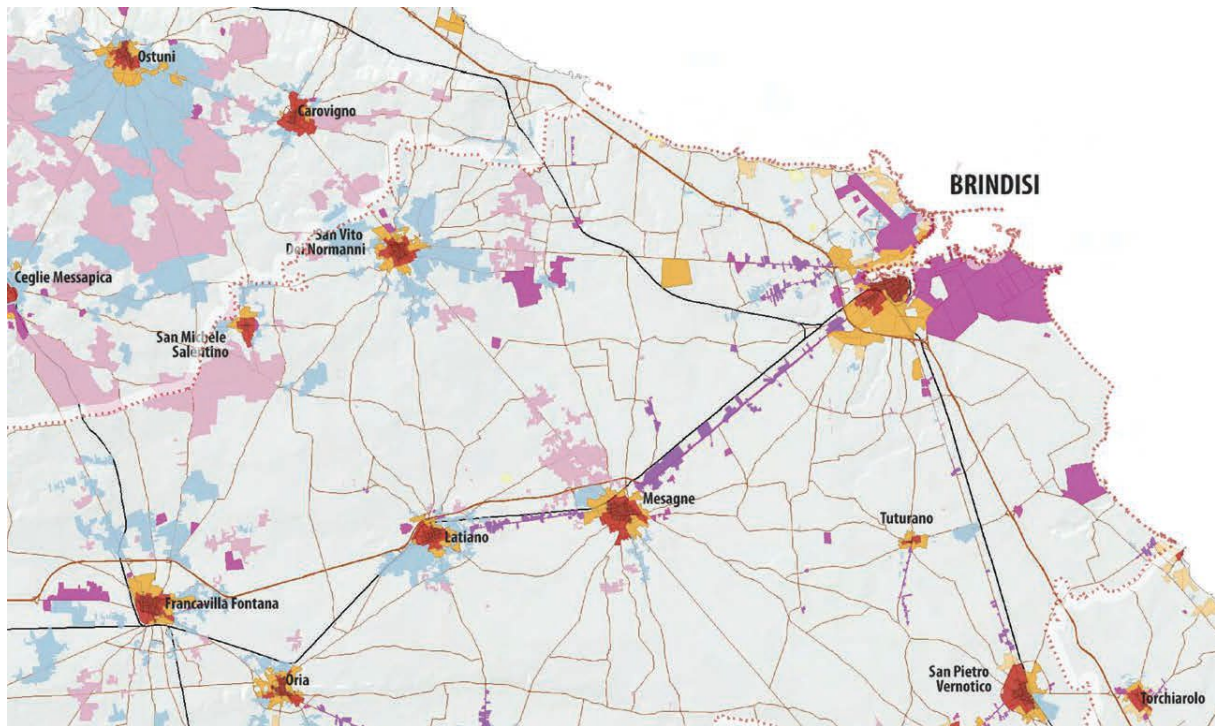


Carta dell'Uso del Suolo (2011) nell'Area di Interesse o di Studio 3 km (nero) e nell'Area Ristretta 0,5 km (rosso)

○ Struttura antropica e storico culturale – Struttura insediativa

L'ambito brindisino costituisce una sorta di sella di collegamento tra Adriatico e Ionio, con visuali aperte che consentono di cogliere le connessioni tra sistema costiero e direttrici di collegamento con la costa ionica.

Dal punto di vista insediativo si evidenziano concentrazioni lineari lungo le direttrici verso Lecce (SS 613) e Taranto (SS 7) con insediamenti produttivi lungo gli assi Brindisi-San Vito e Brindisi-Mesagne-Latiano, che interessa a sud l'area in studio.



LE MORFOTIPOLOGIE URBANE

- edificato al 1945
- edificato compatto a maglie regolari
- tessuto urbano a maglie larghe
- tessuto discontinuo su maglie regolari
- tessuto lineare a prevalenza produttiva
- piatt. produttiva-commerciale-direzionale
- piatt. turistico - ricettiva - residenziale
- campagna urbanizzata
- campagna abitata

La principale criticità dell'ambito è costituita dall'area produttiva di Cerano, sulla costa a sud di Brindisi, che ha irrimediabilmente compromesso la salute dei luoghi con la presenza di fabbriche con elevati livelli inquinanti. L'impianto in progetto è ad elevata distanza dal sito produttivo di Cerano, in area interna con valori patrimoniali differenti.

○ Struttura Percettiva

L'area costituisce un territorio di transizione tra il paesaggio dell'altipiano murgiano a nord-ovest e la piana salentina a sud, presentando pertanto caratteristiche ibride di entrambi gli ambiti, che si evidenziano maggiormente approssimandosi ai confini.

La piana brindisina ha un paesaggio caratterizzato da ampie visuali sulla distesa di terra rossa e verdeggiante del paesaggio agrario, la cui variabilità paesaggistica deriva dall'accostamento delle diverse colture (oliveti a sesto regolare, vigneti, alberi da frutto e seminativi) ed è acuita dai mutevoli assetti della trama agraria (grandi, medi e piccoli appezzamenti):

Il sistema antropico è caratterizzato da una rete di città storiche di impianto messapico e medievale riconoscibili dai profili dei castelli federiciani e angioini, dalle cupole delle chiese, da un sistema diffuso e rado di masserie, da sporadiche tracce di antichi insediamenti (paretoni e insediamenti rupestri) e da un sistema continuo di torri costiere.

Sulla piana spicca il centro di Oria, ubicato sull'increspatura morfologica della paleo-duna che si estende ad arco fino a San Donaci.

Il paesaggio varia dalla piana di Brindisi legata alla fascia costiera ed alla struttura irrigua, disegnata dai corsi d'acqua e dai diffusi interventi di bonifica, fino ai mosaici agrari della piana occidentale, che comprendono anche l'area di studio.

L'entroterra è caratterizzato da alternanza di oliveti e vigneti a sesto regolare, di impianto relativamente recente, oltre a frutteti e seminativi. Solo sporadiche le zone boscate, tra cui spiccano Masseria Laurito a sud-est di Oria e le zone a nord di San Pancrazio.

La variabilità paesaggistica deriva dall'accostamento di diverse colture e dalle mutevoli partizioni agrarie, con campi relativamente grandi a seminativo, di taglio regolare e giaciture diverse, alternati con piccoli e medi appezzamenti prevalentemente seminativi attorno ai centri di Oria e Francavilla, costituiti da vigneti e oliveti nelle aree di Latiano e a nord Torre S. Susanna.

3. Descrizione generale del progetto

Scopo del progetto è la realizzazione di un "parco agrovoltaiico" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare), avente potenza nominale pari a 56.500 kW e una potenza installata pari a 62.160 kWp, unitamente a tutte le opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, ovvero cavidotto MT di collegamento alla SSE utente e SSE utente di trasformazione e consegna, nonché delle opere accessorie (strade, recinzioni, cabine elettriche) all'interno delle aree in cui è realizzato l'impianto.

L'impianto agrovoltaiico propriamente detto è ubicato a Nord del Comune di Latiano (BR), distante dal centro urbano circa Km 2,5, raggiungibile percorrendo la SP146 che collega Latiano (BR) con San Vito dei Normanni (BR) ed è suddiviso in tre aree.

- La prima ubicata a nord di estensione netta pari a circa 10,56 ha;
- La seconda ubicata ad ovest, di estensione netta pari a circa 70,49 ha;
- La terza ubicata ad est, di estensione netta pari a circa 21,6 ha;

per un totale di circa 103 ha.

L'area Ovest è suddivisa in tre campi o field (**A-B-C**), scelta resa necessaria a causa della presenza di due Linee AT a 380 kV. L'area Est invece costituisce un unico campo o field (**D**) anche se anch'esso risulta attraversato da una delle due linee elettriche a 380 kV che attraversano l'area Ovest. L'area a Nord è suddivisa in 2 campi o field (**E-F**). Il campo E è attraversato da una linea elettrica questa volta a 150 kV.

Nei casi di attraversamento sopradetti, è stata considerata una fascia di rispetto al di sotto dei conduttori elettrici, avente una larghezza di 50 m. Inoltre tale fascia sarà esterna alle aree di impianto opportunamente delimitate da recinzione.

Possiamo quindi riassumere quanto esposto nella seguente tabella.

Area	Campo	Estensione (ha)	Potenza installata (kW)
Ovest	A	24,07	15.030,40
	B	18,95	11.200,00
	C	27,47	17.371,20
Est	D	21,6	12.521,60
Nord	E	7,97	4.289,60
	F	2,59	1.747,20
		102,65	62.160,00



Area di Intervento (in rosso)



Area di Intervento (in rosso) – linee elettriche aeree esistenti (in giallo)

All'interno dell'area Nord (**Campo E**), è presente anche una linea di media tensione per la quale in fase esecutiva verrà fatta richiesta di spostamento / interrimento, al gestore proprietario della stessa.

3.1 Descrizione generale dell'impianto

I principali componenti dell'impianto sono:

- i generatori fotovoltaici(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;
- i quadri di parallelo stringhe posizionati in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- i gruppi conversione / trasformazione costituiti da cabinati prefabbricati e pre-assemblati in stabilimento dal produttore, contenenti ciascuno n°1 inverter centralizzato e n° 1 trasformatore MT/BT;
- le linee elettriche interrate in bassa tensione in c.a. dai quadri di parallelo stringhe agli inverter;
- le Cabine di Campo contenenti i quadri MT e BT, dalle quali "partono" le linee elettriche MT interrate. Le Cabine saranno collegate tra loro in configurazione entra-esce;
- la Cabina di Consegna, con apparecchiature di protezione MT delle linee MT in arrivo dall'impianto agrovoltaiico ed in partenza da questo;
- una linea elettrica MT interrata per il trasporto dell'energia prodotta dai campi fotovoltaici alla Sottostazione Elettrica di trasformazione e consegna (SSE), lungo un percorso di 1,7 km circa;
- la Sottostazione di Trasformazione (SSE) MT/ATe connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, con tutte le apparecchiature (interruttori, sezionatori, TA, TV, ecc.) necessarie alla realizzazione della connessione elettrica dell'impianto, ubicata nelle immediate vicinanze della futura SE TERNA.

L'energia elettrica prodotta a 800 V in c.c. dai generatori fotovoltaici (moduli), viene prima raccolta all'interno dei Quadri di Parallelo o di Stringa dai quali ancora in c.c. viene trasportata al convertitore (Inverter) per essere appunto convertita in c.a. e poi trasformata a 30 kV. La conversione in c.a. e la trasformazione a 30 kV avverrà all'interno di container prefabbricati

(*shelter*). Da questi l'energia arriverà alle Cabine di Campo ed in particolare all'interno delle celle (quadri) MT. Dalla Cabina di Campo l'energia viene poi raccolta, sempre tramite linee MT a 30 kV interrate, nella Cabina di Consegna e poi immessa in una ulteriore rete in cavo a 30 kV (interrata) per il trasporto alla sottostazione elettrica (SSE), dove subirà l'innalzamento finale di tensione (30/150 kV) prima dell'immissione nella rete TERNA(RTN) di alta tensione a 150 kV.

Opere accessorie, e comunque necessarie per la realizzazione del parco agrovoltaiico, sono le strade interne all'impianto, consistenti in una strada perimetrale interna di collegamento ai vari "sottocampi", la recinzione che delimita le aree dell'impianto, una siepe perimetrale la cui funzione è quella di mitigare l'impatto visivo dell'impianto dall'esterno i cancelli di accesso, ovviamente i locali tecnici (cabine) ove saranno installate le apparecchiature elettriche di protezione, sezionamento e controllo. Inoltre come già detto, si renderà necessaria la costruzione della Stazione elettrica di Utenza SSE, che occupa un'area di 1.600 mq, in prossimità della SE Terna.

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (155.400), alla loro potenza unitaria (400 Wp), all'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati storici (1.958 kWh/Kwp) si stima una produzione di energia elettrica totale di circa 122GWh/anno.

4. Soluzioni progettuali prese in esame

4.1 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.

4.2 Alternativa tecnologica

4.2.1 Impianto eolico

Per quanto riguarda le eventuali alternative di carattere tecnologico viene valutata di seguito la realizzazione di un parco eolico della medesima potenza complessiva mediante l'utilizzo di aerogeneratori di grande taglia. Si sottolinea infatti che eolico e fotovoltaico costituiscono ad oggi le uniche fonti alternative con tecnologia e sostenibilità economica consolidate, unitamente a contenimento degli impatti e delle emissioni, aspetto che esclude la possibilità di prendere in considerazione altre FER, quali le biomasse, che comunque per la taglia prescelta avrebbero necessità di estensioni di terreno eccessive.

Si valuta pertanto, di seguito, l'alternativa tecnologica costituita da un parco eolico con aerogeneratori di grossa taglia. Facciamo una importante considerazione:

Per un confronto corretto tra le differenti tipologie occorre valutare la producibilità annua dell'impianto agrovoltaiico in progetto e stimare conseguentemente il numero di aerogeneratori necessari alla stessa produzione di energia. L'impianto agrovoltaiico ha una producibilità stimata di circa

$$62.160 \text{ kWp} \times 1.962 \text{ kWh/kW} \approx 122.000 \text{ MWh/anno}$$

Per ottenere la stessa produzione, ipotizzando 2.800 ore equivalenti di funzionamento degli aerogeneratori sarebbero necessarie un numero di macchine eoliche pari a 12, considerando generatori eolici di potenza pari a 3,5 MW ciascuno (ottenendo così una potenza totale pari a 42 MW);

Macchine eoliche di questo tipo hanno caratteristiche dimensionali così come segue:

- Altezza al mozzo circa 136 m;
- Dimetro del rotore circa 125 m.

Inoltre considerando che in un parco eolico:

- 1) la distanza tra due aerogeneratori deve essere minimo pari a 3 volte il diametro del rotore (se disposti sulla stessa fila), quindi nel caso preso in considerazione avremo una distanza minima di **325 metri**;
- 2) la distanza tra file parallele di aerogeneratori deve essere pari ad almeno 5 volte il diametro del rotore, quindi nel caso preso in considerazione avremo una distanza di **625 metri**;

e che, considerando una disposizione a quadrilatero con i 12 aerogeneratori disposti su tre file da 4, avremo una superficie totale di estensione del parco eolico pari a circa 120 ha, cioè un area di

circa 1,85 km x 0,65 km di lato. Pur essendo l'utilizzo del territorio di tipo puntuale in ogni caso l'area "racchiusa" dagli aerogeneratori è di fatto doppia rispetto a quella interessata dall'impianto agrovoltaiico in studio.

È evidente inoltre che l'impatto visivo generato dal parco eolico è notevolmente maggiore. Gli aerogeneratori sono infatti visibili in qualsiasi contesto territoriale, con modalità differenti in relazione alle caratteristiche degli impianti ed alla loro disposizione, all'orografia, alla densità abitativa ed alle condizioni atmosferiche. Nel caso particolare, l'orografia del territorio su cui insiste il progetto agrovoltaiico, è pressoché pianeggiante, e questa costituisce in generale una aspetto di mitigazione, tuttavia, considerando che il sistema navicella + rotore raggiunge una altezza di circa 200 m dal suolo, si avrebbe un raggio di impatto visivo pari a circa 10 km (50 volte l'altezza del sistema navicella + rotore). Un impianto fotovoltaico invece produce sicuramente un impatto visivo non trascurabile ma certamente circoscritto all'area ristretta limitrofa all'impianto stesso.

L'alternativa impianto eolico di grande taglia comporta inoltre un aumento dell'impatto acustico. Il rumore prodotto dalla rotazione delle pale ha effetti che si estendono ad almeno 400 m dagli aerogeneratori, mentre, come indicato nel Quadro Ambientale del SIA gli effetti del rumore prodotto dall'impianto agrovoltaiico in studio si esauriscono nell'ambito di una decina di metri circa.

Possiamo pertanto concludere che l'alternativa tecnologica di realizzare un impianto eolico invece di un impianto agrovoltaiico (progetto in esame), a parità di potenza installata, genera impatti su un'area sicuramente più ampia rispetto a quella generata dall'impianto agrovoltaiico in studio. Inoltre aumenta considerevolmente la complessità degli impatti, al punto che non è detto che l'impianto eolico sia effettivamente realizzabile nell'area.

4.2.2 Impianto a biomasse

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.

- 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 (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 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 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 microparticelle 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 agrovoltaiico in esame ha una produzione stimata di circa **122.000 MWh/anno** (v. "Relazione di producibilità dell'impianto"), sviluppati su circa **103 ha** di superficie.

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

$$122.000 / 8.000 = \mathbf{15,25 MW}$$

il che significa una coltivazione di $15,25 \times 300 = \mathbf{4.575 ha di terreno}$ contro i 103 ha necessari alla realizzazione dell'impianto agrovoltaiico in progetto.

Inoltre c'è da considerare che:

- 1) poiché i vegetali necessari alle 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 agrovoltaiico (progetto in esame), a parità di producibilità annua, genera impatti su un'area molto più ampia rispetto a quella generata dall'impianto agrovoltaiico in studio. Inoltre genera effetti negativi sull'ambiente a livello di inquinamento.

5. 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 esterne che si verificano localmente), sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale).

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

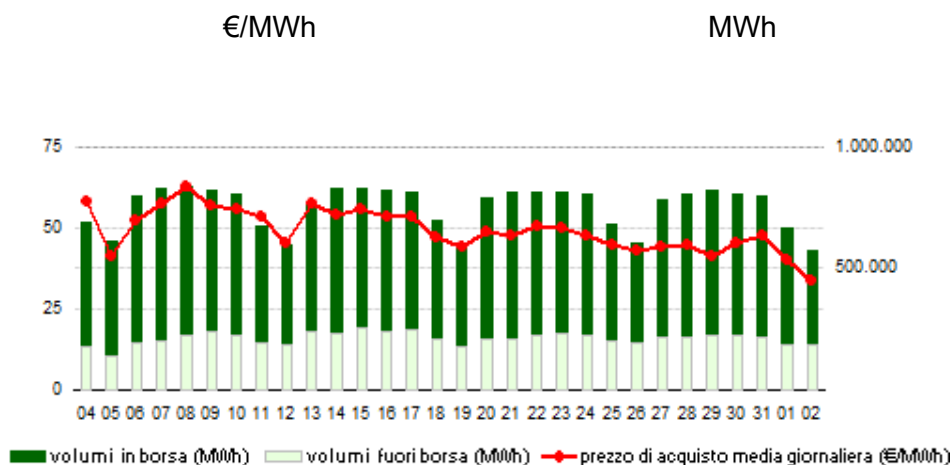
L'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia, dato dalla somma dei costi industriali e finanziari sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti (LCOE Levelized Cost of Electricity) e dei Costi Esterni al perimetro dell'impresa sull'ambiente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

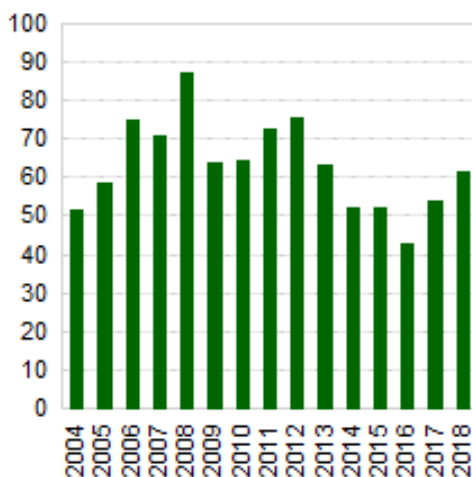
Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente. Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera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

5.2 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 agrovoltaiico oggetto dello Studio è di **7,5 € per MWh prodotto**, ritenendo peraltro questo valore ampiamente conservativo pur in considerazione della notevole estensione dell'impianto.

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

Prezzo medio ponderato delle EUA (European Union Allowances) nel 2018

(Fonte GSE – Rapporto Annuale aste di quote europee di emissione)

Tuttavia tale valore è destinato sicuramente a salire in relazione a situazioni contingenti (Brexit), ma anche, come detto in considerazione che il meccanismo stesso prevede una diminuzione nel tempo (fino a 2030) di quote disponibili per gli operatori (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. E' 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 **554,6 g CO₂**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

In considerazione dei dati sopra riportati in definitiva possiamo considerare che per ogni kWh prodotto dall'impianto agrovoltaiico 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 di Latiano ha una potenza installata di 62.160 kWp e una produzione annua netta attesa di 1.962 kWh/kWp.

In pratica la produzione annua si attesta su circa

$$122.000.000 \text{ kWh}$$

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO₂, pari a:

$$122.000.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 2.196.000,00 \text{ €/anno}$$

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

$$122.000.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 915.000 \text{ €/anno}$$

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 *fuel risk* 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.

E' 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 agrovoltaiico in progetto comporterebbe dei benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla stessa realizzazione dell'impianto.

5.4 Costi 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 agrovoltaiico sono esclusivamente locali.

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

Innanzitutto il Comune di Latiano, in cui è prevista l'installazione dell'impianto percepirà in termini di IMU un introito annuale quantificabile in 6.000,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente

$$103 \text{ ha} \times 6.000,00 \text{ €/ha} = 618.000,00 \text{ €/anno}$$

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

$$103 \text{ ha} \times 3.000,00 \text{ €/ha} = 309.000 \text{ €/anno}$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di 5.000,00 €/MWp ogni anno. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (1.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente, un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$62,160 \text{ MWp} \times 1.000,00 \text{ €/MWp} = 62.160 \text{ €/anno}$$

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

$$62,160 \text{ MWp} \times 105.000,00 \text{ €/MWp} = 6.256.000,00\text{€}$$

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:

$$6.256.000 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 326.340 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di circa 330 mila euro ogni anno per 20 anni.

Infine per la gestione operativa di un impianto di 60 MWp, necessita l'assunzione di almeno tre 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 90.000,00 €/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
IMU	618.000,00 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	309.000,00 €/anno
Manutenzione impianto	62.160,00 €/anno
Lavori di costruzione	326.340,00 €/anno
Assunzioni per gestione operativa impianto	90.000,00 €/anno
TOTALE	1.405.500,00 €/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
915.000,00€/anno	1.281.000,00€/anno	1.405.500,00 €/anno

E' evidente dalle stime effettuate che

- i benefici globali (ampiamente sottostimati) sono quasi 1,5 volte i costi esterni
- i benefici locali sono comunque superiori (12%) ai costi esterni.

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

6. Analisi Ambientale

6.1 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 sono stati definiti gli ambiti territoriali ed ambientali di influenza potenziale, espressi in termini di area vasta, area di interesse (o di studio) e di area ristretta.

L'area di *impatto potenziale* sarà pertanto così suddivisa:

- *Area vasta* che si estende fino a circa 6-7 km dal perimetro delle aree di impianto
- *Area di studio o di interesse* che si estende fino ad una distanza di 4 km dal perimetro delle aree di impianto
- *Area ristretta o di intervento* che approssimativamente si estende in un intorno di circa 1 km dal perimetro delle aree di impianto.

L'*Area Vasta* rappresenta l'ambito di influenza potenziale del Progetto, ovvero, il territorio entro il quale gli effetti delle interazioni tra Progetto ed ambiente, anche indiretti, diventano trascurabili o si esauriscono.

L'*Area di Studio* o di interesse, rappresenta quella in cui si manifestano le maggiori interazioni (dirette e indirette), tra l'impianto agrovoltaiico in progetto e l'ambiente circostante.

L'*Area Ristretta* rappresenta l'ambito all'interno del quale gli impatti potenziali del Progetto si manifestano mediante interazioni dirette tra i fattori di impatto e le componenti ambientali interessate. L'area ristretta corrisponde ad un limitato intorno dall'area interessata dal progetto, corrispondente a circa 1 km nell'immediato intorno delle aree su cui è prevista la realizzazione dell'impianto agrovoltaiico.

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.

6.2 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.

6.2.1 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 agrovoltaiico da quello delle opere connesse.

Opere	Fase di costruzione	Fase di esercizio	Fase di dismissione
Impianto agrovoltaiico	<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 agrovoltaiico • operazioni di manutenzione 	<p>smantellamento impianto</p> <p>ripristino dello stato dei luoghi</p> <p>assenza dell'impianto</p>
Opere connesse	<ul style="list-style-type: none"> • creazione vie di transito e strade • scavo e posa cavidotto • realizzazione sottostazione e interconnessione alla rete elettrica • ripristini ambientali 	<ul style="list-style-type: none"> • presenza fisica del cavidotto e della sottostazione elettrica • operatività del cavidotto e della sottostazione elettrica • presenza fisica delle strade e delle vie di accesso • operatività delle strade e delle vie di accesso 	<p>smantellamento strade, cavidotto e sottostazione</p> <p>ripristino dello stato dei luoghi</p> <p>assenza strade, cavidotto e sottostazione</p>

6.2.2 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 e SSE, posa cavidotto	Effetti microclimatici in atmosfera	Smantellamento impianto, SSE, ripristino dei luoghi
Emissioni elettromagnetiche		Impianto e SSE	
Occupazione di suolo	Costruzione impianto e SSE	Impianto e SSE	
Rimozione di suolo	Scavo fondazioni cabine e SSE, scavo e posa cavidotto		
Effetti dei cambiamenti microclimatici sul terreno		Impianto	
Emissione di rumore	Costruzione impianto e SSE, posa cavidotto	Impianto e SSE	Smantellamento impianto, SSE, ripristino dei luoghi
Asportazioni della vegetazione	Costruzione impianto		
Disturbo fauna e avifauna	Costruzione impianto e SSE, posa cavidotto	Presenza fisica impianto	Traffico indotto
Frammentazione di habitat		Presenza fisica impianto	

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

6.2.3 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.

6.2.1 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 89 milioni di kWh annui, possa evitare l'emissione di circa 122 milioni di kg di CO₂ ogni anno, se la stessa quantità di energia fosse prodotta con combustibili fossili. Inoltre il Progetto eviterebbe l'emissione di 170,8 kg di SO₂ e 231,8 kg di NO₂ ogni anno, 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.

Le variazioni di temperatura aria suolo hanno impatti diretti e indiretti sui processi pianta suolo e di questi ne parleremo nel paragrafo dedicato all'impatto sul suolo, per quanto riguarda le variazioni del microclima, con riferimento all'impianto in progetto gli effetti delle variazioni di temperatura dell'aria tra aree al di sotto dei moduli e quelle al di sopra o tra i moduli, è 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.

6.2.1 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, dalle cabine elettriche e la superficie coltivabile. Le percentuali sono riferite all'area totale recintata.

Lotto	Estensione Area impianto	Superficie totale moduli fotovoltaici	Superficie Cabine elettriche	Superficie strade	Superficie coltivabile
Lotto Nord	105.600 mq	30.184 mq	120 mq	46.350,5	82.300 mq
Lotto Ovest	704.900 mq	218.008 mq	600 mq		425.470 mq
Lotto Est	216.000 mq	62.608 mq	160 mq		161.500 mq
Totale	1.026.500 mq	310.000 mq (30,2%)	880 mq (0,08%)	46.350 mq (4,52%)	669.270 mq (65,20%)

È evidente che la "cementificazione" prodotta dalle Cabine Elettriche è di circa 0,08% 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 4,52%, 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.

Effetti microclimatici sul terreno

Fatte salve le aree interessate direttamente dalla costruzione delle cabine e dalle strade la stragrande maggioranza del terreno dell'impianto agrovoltaiico 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 agrovoltaiico 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 temperature 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 agrovoltaiico in progetto, sono i seguenti.

- 1) Utilizzo di aree a seminativo di redditività ridotta (Classe 3), in parte (Area Nord) non irriguo.
- 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 agrovoltaiico 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 agrovoltaiico 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.

Per la realizzazione della SSE in agro di Erchie e delle cabine elettriche nelle aree di impianto le entità degli scavi e movimenti terra in genere sono molto ridotti, il terreno vegetale sarà utilizzato per il miglioramento agrario dei terreni circostanti: effettuata la caratterizzazione e verificato che sia privo di sostanze inquinanti, sarà "steso" su terreni agricoli limitrofi, mentre le terre e rocce da scavo saranno avviate in centri di recupero per materiali inerti.

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).

6.2.1 Impatto elettromagnetico

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

- 1) Linee MT in cavidotti interrati;
- 2) Sottostazione Elettrica (SSE) in prossimità della futura SE Terna;
- 3) Linea interrata di connessione AT, che collega la SSE alla futura SE Terna sempre in agro di Latiano (BR).

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 le linee MT all'interno delle aree di impianto si assumerà come larghezza della fascia di rispetto 4,00 m, cioè 2,00 metri dall'asse da entrambi i lati, che fornisce un valore dell'induzione magnetica a quota 0 m dal suolo è pari a 2,08 μT (worst-case).

Anche per la porzione di cavidotto che non ricade all'esterno delle aree di impianto, si assumerà una fascia di rispetto di larghezza pari a 4 metri. In quest'ultimo caso c'è da considerare l'effetto mitigante dato dalla profondità di posa dei cavi (1,20 m) che comporta una ulteriore riduzione del campo di induzione magnetica. Infatti il "worst case" assume come profondità di posa 0,80 m (ingresso in Cabina).

- Per quanto concerne la dorsale esterna dall'impianto alla SSE (tripla terna MT) si assumerà come larghezza della fascia di rispetto 5,00 m, cioè 2,50 metri dall'asse da entrambi i lati che fornisce un valore dell'induzione magnetica a quota 0 m dal suolo pari a 2,36 μT .
- Per quanto concerne il cavo AT dalla SSE utente alla SE TERNA (lunghezza 200 m circa) Rifacendosi alle "Linee Guida per l'applicazione del § 5.1.3. dell'Allegato al DM 29.05.2008 – Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche", assumeremo come DPA il valore di 5,10 m dall'asse.
- Per quanto concerne i gruppi di trasformazione è stata considerata una fascia di rispetto pari a 4 m, oltre la quale il valore del Campo di induzione magnetica risulta inferiore a 3 μT (valore di qualità).
- Per la Cabina di Smistamento, si è considerato il "**worst-case**", cioè il caso peggiore, rappresentato dall'arrivo di sei terne di cavi MT con configurazione a trifoglio. Dai calcoli effettuati è risultato che il valore di qualità pari a 3 μT lo si raggiunge ad una distanza dal centro dei conduttori e nel punto di ingresso in cabina ove la profondità di posa diminuisce sino a circa 0,80 m, compresa tra 0,50 e 1,00. In via cautelativa assumeremo come **DPA** una distanza nell'introno della Cabina pari a **2 m** dove il valore è pari a **1,49 μT** . Tale distanza è quella che verrà considerata per la Cabina di Smistamento dell'impianto, che non ha funzione di trasformazione.

Infine per quanto attiene alla SSE utente 30/150 kV Sempre rifacendosi alle "Linee Guida per l'applicazione del § 5.1.3. dell'Allegato al DM 29.05.2008 – Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche", Assumeremo una DPA pari a 14 m.

Pertanto alla luce dei calcoli eseguiti, non si riscontrano problematiche particolari relative all'impatto elettromagnetico dei componenti del Parco Agrovoltaiico in oggetto ed in particolare alla SSE, in merito all'esposizione umana ai campi elettrici e magnetici. A conforto di ciò che è stato fin

qui detto, a lavori ultimati si potranno eseguire prove sul campo che dimostrino l'esattezza dei calcoli e delle assunzioni fatte.

6.2.1 Rumore

Lo studio di valutazione previsionale d'impatto acustico prodotta dall'impianto agrovoltaiico 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 agrovoltaiico 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 agrovoltaiico 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.

6.2.2 Flora e vegetazione

La posizione delle aree di impianto è tale da rimanere al di fuori dell'area di aree protette, in particolare la relazione spaziale con le aree protette più vicine è la seguente (tutte distanti più di 10 km dall'area dell'impianto in progetto):

- la Riserva Naturale Statale (RNS) e Area Marina Protetta (AMP) di "Torre Guaceto";
- le Riserve Naturali Regionali Orientate "Boschi di Santa Teresa e dei Lucci" e "Bosco di Cerano";
- il Parco Naturale Regionale "Saline di Punta della Contessa".

Sono presenti, inoltre, i seguenti Siti di Importanza Comunitaria (SIC) in parte ricompresi nelle predette aree protette:

- Bosco I Lucci cod. IT9140004;
- Bosco di Santa Teresa cod IT9140006;
- Bosco Curtipetrizzi cod. IT9140007.

In relazione alle caratteristiche di questa aree protette si tratta di aree umide retrodunali e costiere, ben diverse da quelle dell'area d'intervento (seminativi, incolti, zone a macchia arbustiva, prateria steppica), nessuna correlazione esiste tra gli ecosistemi di queste due aree e pertanto l'interferenza del progetto con il sistema delle aree protette è del tutto trascurabile.

Infine ribadiamo che gli impatti riguardano esclusivamente la Fase di Esercizio e non quella di Costruzione e Dismissione. Durante la costruzione e dismissione dell'impianto non sono previste interferenze e con le **componenti botanico vegetazionali delle aree protette**.

6.2.1 Fauna e avifauna

Per quanto attiene gli aspetti faunistici è stato esaminato il sito ed 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.

L'area individuata per l'intervento è totalmente agricola, mentre nelle aree circostanti è presente un mosaico di habitat naturali, semi naturali ed antropici. La natura, a tratti rocciosa del territorio ha favorito la sopravvivenza di alcuni habitat ed il mantenimento di un discreto livello di naturalità. I biotopi di maggiore rilievo, esterni all'area di dettaglio (buffer di km 1 attorno all'area di intervento) distano da 1 a 5 km dal sito di progetto.

Il totale delle specie presenti nell'area nell'anno è di 90, di cui n°68 uccelli, 14 mammiferi, 5 rettili e 3 anfibi. Gli uccelli appartengono a 9 ordini sistematici, 47 sono le specie di passeriformi e 21 di non passeriformi. Appartengono all'allegato II della Dir. Uccelli n° 12 specie di uccelli, all'allegato II della Dir. Habitat 1 specie di rettile e all'all. IV della stessa Dir n°2 mammiferi, 3 di rettili e 1 di anfibi.

È stato esaminato il sito ed 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.

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.

Il totale delle specie presenti nell'area nell'anno è di 90, di cui n°68 uccelli, 14 mammiferi, 5 rettili e 3 anfibi. Gli uccelli appartengono a 9 ordini sistematici, 47 sono le specie di passeriformi e 21 di non passeriformi. Appartengono all'allegato II della Dir. Uccelli n° 12 specie di uccelli, all'allegato II della Dir. Habitat 1 specie di rettile e all'all. IV della stessa Dir n°2 mammiferi, 3 di rettili e 1 di anfibi.

in conclusione 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.

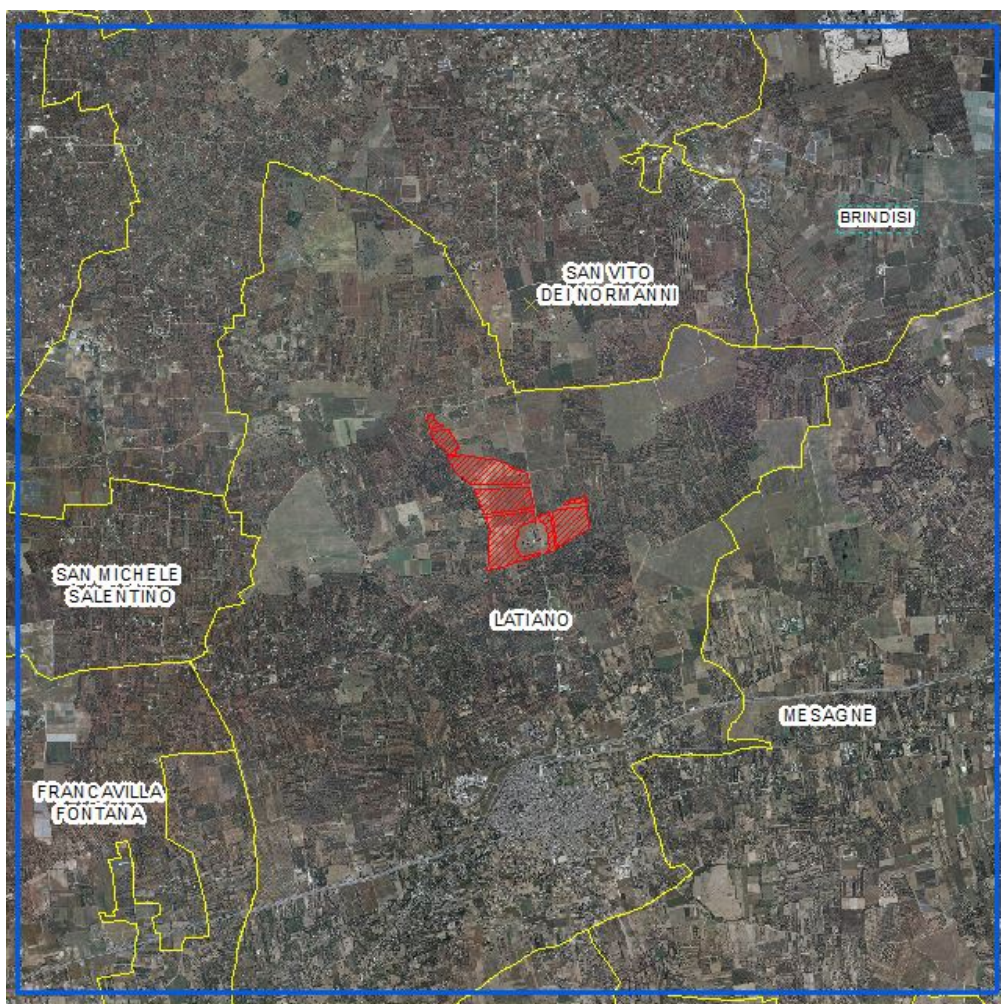
6.2.1 Analisi del paesaggio ed impatto visivo

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 stata considerata un'area che si estende sino a 6 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;
- la 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



Quadrato che racchiude le aree entro 6 km dal perimetro di impianto

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 6 km, diventa praticamente impossibile. A questo si aggiunga che nell'intorno delle aree di impianto sono presenti numerosi uliveti che generano, in tutte le direzioni, un'azione schermante che non rende visibile l'impianto anche a poche centinaia di metri. Unica eccezione nell'area è rappresentata dal Monte della Marina a sud dell'abitato di Avetrana e a 6,5 km dall'Area Sud di impianto, che raggiunge la quota di 100 m s.l.m.

Possiamo in definitiva affermare che l'area di visibilità dell'impianto resta confinata nel quadrato di 6 km dal perimetro delle aree di impianto. Queste considerazioni sui limiti di visibilità dettate dalla conoscenza dell'area di intervento saranno confermate, 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, l'impatto visivo sarà indagato con specifico riferimento a:

- Periferie dei centri abitati;
- Masserie
- Torri costiere
- Strade panoramiche
- Punti panoramici (Monte della Marina)
- Punti limitrofi alle Aree di impianto
- Punti notevoli facenti parte di aree protette (SIC, Parchi Regionali) limitrofe all'impianto
- Una serie di punti limitrofi alle aree di impianto

Mappe di Intervisibilità Teorica

Le Mappe di Intervisibilità Teorica (MIT) individuano, all'interno della ZTV, le aree da dove l'impianto agrovoltaiico oggetto di studio è teoricamente visibile ma da cui potrebbe non essere visibile nella realtà p.e. a schermi naturali o artificiali che non sono rilevati dal DTM (Digital Terrain Model).

Le Mappe di Intervisibilità Teorica sono calcolate dal computer utilizzando un software che si basa su una Modello di Digitalizzazione del Terreno DTM (Digital Terrain Model) che di fatto rappresenta la topografia del territorio. Il DTM è un modello di tipo raster della superficie del terreno nel quale il territorio è discretizzato mediante una griglia regolare a maglia quadrata; alla porzione di territorio contenuta in ogni maglia (o cella che nel nostro caso ha dimensione 8x8 m) è associato un valore numerico che rappresenta la quota media del terreno nell'area occupata dalla cella.

Valgono poi ulteriori considerazioni di carattere generale.

Il progetto Prevede la realizzazione di un impianto agrovoltaiico in aree agricole nel territorio del Comune di Latiano, in Provincia di Brindisi. Rispetto all'area di impianto gli abitati più vicini sono:

- 2,5 km a sud, Latiano - BR;
- 6,3 km a sud-est, Mesagne – BR
- 6,2 km a nord, San Vito dei Normanni - BR;
- 6,5 km a nord-ovest, San Michele Salentino - BR;
- 10 km a sud-ovest, Francavilla Fontana - BR;
- 16,5 km. a nord-est, Brindisi – BR.

L'Area di Intervento propriamente detta, divisa in due parti dalla strada SP 46 BR, ricade interamente all'interno del comune di Latiano.

Le aree di impianto sono discoste almeno 2.000 m. dalle strade statali e da altre strade provinciali:

- La SS 7 è ubicata 2.000 m. a sud;
- La SP 2 bis (ex SS 605) (Provincia di Brindisi) è ubicata 4.200 m. a est;
- La SP 48 (Provincia di Brindisi) è ubicata 6.200 m. a ovest.

Le aree su cui è prevista l'installazione dei moduli fotovoltaici sono attualmente utilizzate per scopi agricoli, in particolare trattasi di aree a seminativo non irriguo, ovvero di scarso valore agricolo.

Le aree di progetto non sono interessate da uliveti e vigneti.

L'intorno delle aree di intervento presenta le caratteristiche tipiche del "mosaico" della Campagna Brindisina: uliveti che si alternano ad aree a seminativo, separati fra loro e delimitati dai tipici muretti a secco, con pochi vigneti.

Le masserie più vicine sono:

- Masseria "Tarantini", nell'area sud dell'Impianto, attorno alla quale è stata prevista la distanza di rispetto di 100 m;
- Masseria "Asciulo", nell'area nord dell'Impianto, attorno alla quale è stata prevista la distanza di rispetto di 100 m;
- Masseria "Mudonato" a 300 m a est dell'Impianto;
- Masseria "Tarantino Nuova" a 150 a nord dell'area sud-est dell'Impianto;
- Villa "Partemio" a 160 m. a sud dell'area sud-est dell'Impianto.
- Masseria "Grottole" a 900 m. a ovest dell'Impianto

Così come indicato nella Scheda di Ambito del PPTR, l'ambito 5.9 dedicato alla Campagna Brindisina, comprende la vasta pianura che da Brindisi si estende verso l'entroterra (non superando i 165 m. s.l.m.), sin quasi a ridosso delle Murge tarantine, compresa tra l'area della Murgia dei Trulli a ovest e il Tavoliere Salentino ad est, con una superficie di poco superiore ai 100 mila ettari.

Sono state prodotte le seguenti Carte di Intervisibilità Teorica (MIT) da una serie di punti notevoli nell'ambito di un'area di 6 km. definita partendo dal centro delle aree di impianto.

- 1) Dalla periferia del centro di Latiano, considerando una serie di osservatori posti al primo piano abitato (h. 5,65 m.);
- 2) Dalle Masserie, collocando l'osservatore prima sul piano campagna (h. 1,65), poi ad un'altezza di 5,65 m. (primo piano/tetto), considerando che molte masserie hanno un solo piano fuori terra (piano terra).
- 3) Dalle strade a valenza paesaggistica (h. osservatore 1.65 m. sul piano di campagna).

- 4) Da una serie di punti limitrofi alle aree di impianto (h. osservatore 1.65 m. sul piano di campagna).
- 5) Dal Sito archeologico di Muro Tenente (h. osservatore 1.65 m. sul piano di campagna).

Dalla "lettura" delle MIT verifichiamo quanto di seguito.

- 1) L'impianto agrovoltaico è solo in parte visibile dal primo piano in elevato degli edifici della periferia del centro abitato di Latiano (h. osservatore 5,65 m.), posto 2,5 Km. a sud dell'impianto.
- 2) L'impianto agrovoltaico è visibile da osservatori posti al piano primo (h. osservatore 5,65 m.) di alcune delle Masserie presenti nell'area di 6 Km. dal centro dell'impianto.
- 3) L'impianto agrovoltaico non è visibile dalle strade a valenza paesaggistica, così come definite dal PPTR, tranne, ovviamente, dalla strada SP 46 BR che taglia in due parti l'area di impianto, (h. osservatore 1,65 m., sul piano di campagna).
- 4) L'impianto agrovoltaico è visibile da alcuni punti di osservazione limitrofi all'impianto (h. osservatore 1,65 m., sul piano di campagna).
- 5) L'impianto agrovoltaico non è praticamente visibile da osservatori posti sul piano di campagna in prossimità delle Masserie (h. osservatore 1,65 m.), tranne da Villa Partenio, collocata a sud-est dell'impianto dalla quale è visibile una piccola porzione dell'area utile.
- 6) Per quanto concerne Masseria Tarantini, ubicata di fatto all'interno dell'area di impianto, l'impianto è ovviamente visibile, fermo restando che, intorno alla Masseria sono presenti degli alberi ad alto fusto che generano un discreto effetto schermante (vedi foto).



Fig. Alberi ad alto fusto attorno a Masseria Tarantini

- 7) L'impianto agrovoltaico non è visibile dal sito archeologico di Muro Tenente, sottoposto a vincolo diretto dal PPTR (h. osservatore 1,65 m., sul piano di campagna).

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 agrovoltaico 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** a significare che l'area pur non essendo dal punto di vista paesaggistico eccellente, ha comunque una sua valenza, dovuta sostanzialmente alla presenza di 10 Masserie con Segnalazione Architettonica da cui l'impianto è visibile.

L'area di Impianto, come chiaramente indicato dalle MIT, non risulta essere visibile dal Sito Archeologico di Muro Tenente (Vincolo Archeologico), distante circa 4,5 km.

Il Castello di Oria è invece distante oltre 10 km, pertanto l'impianto si pone al di fuori del suo Cono Visuale, così come perimetrato dal PPTR.

Non è trascurabile l'impatto visivo prodotto in corrispondenza dalla SP 46 nei punti in cui taglia l'area d'impianto, sebbene, anche in questo caso, allontanandosi di poche centinaia di metri, a causa dell'effetto di schermatura naturale prodotto dagli ulivi, non è più possibile vedere l'impianto agrovoltaico in progetto. Inoltre, la realizzazione di una siepe lungo tutto il perimetro dell'Impianto, costituirà ulteriore strumento di mitigazione dell'impatto visivo prodotto in corrispondenza della SP 46.

L'**Indice VI di Visibilità** assume un valore **BASSO** 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.

In definitiva il punteggio medio del valore **dell'Impatto Visivo IV** è **BASSO 17,15/223**. L'analisi di dettaglio evidenzia che il valore puntuale più elevato (24/223), si rileva in corrispondenza di Masseria Asciuolo (in fase di restauro), Mass. Tarantino Nuova (azienda agricola), Villa Partemio (in

stato di abbandono), dai Punti di Osservazione n. 3 e 9 collocati sulla SP 46, strada a valenza paesaggistica che divide in due parti l'area di impianto.

In conclusione si può fondatamente ritenere che l'**Impatto Visivo** sia di fatto **BASSO** e che pertanto l'intervento proposto sia compatibile con gli obiettivi di conservazione dei valori del paesaggio.

6.2.2 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. E' 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 103 ha di terreno sottratto all'utilizzo agricolo. Ad ogni modo l'impatto sarà reversibile a lungo termine. Gli alberi di ulivo espianati (17) saranno reimpianti nell'ambito della stessa area o proprietà o in aree limitrofe (200 m circa più a nord).

Si ritiene che non si abbia alcun impatto sulle attività turistiche che interessano la fascia costiera sufficientemente distante dall'area di cantiere. Inoltre tali aree non saranno in alcun modo interessate dal traffico di mezzi di cantiere e dei mezzi utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto.

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.

Per quanto riguarda le attività agricole si avrà un impatto non trascurabile legato all'utilizzo di circa 103 ha di terreno sottratto all'utilizzo agricolo. Trattasi ad ogni modo di aree agricole di non eccelso valore (classe III). Si prevede, tra l'altro, l'utilizzo delle aree di impianto per attività agricole o di allevamento (pascolo) compatibili con l'impianto agrovoltaiico.

L'impatto sulle attività turistiche presenti sulla fascia costiera sarà di fatto nullo. Un impatto visivo peraltro molto basso è generato sulle attività agri- turistiche e ricettive presenti nell'intorno dell'impianto (Masserie).

Per quanto riguarda la salute pubblica, in fase di esercizio si prevede un impatto nullo a breve termine a livello locale a causa della presenza e dell'attività dell'impianto. Questo infatti comporterà emissioni limitate a rumore e radiazioni non ionizzanti (campi elettromagnetici) nell'ambiente di modesta entità.

Si evidenzia che il funzionamento dell'impianto comporterà un impatto positivo a livello globale dovuto all'utilizzo di una risorsa rinnovabile per la produzione di energia elettrica che permette di evitare l'emissione di inquinanti in atmosfera che verrebbero emessi se si producesse l'energia utilizzando combustibili fossili.

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, dei cavidotti e della SSE che interesserà le infrastrutture stradali esistenti.

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 agrovoltaiico 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 agrovoltaiico in esame sono di fatto trascurabili. In ogni caso, infatti, la radiazione riflessa viene ridirezionata 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.

6.3 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-	BB	T-
RADIAZIONI NON IONIZZANTI		BB	
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 le interazioni 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.

E' evidente pertanto che benché ci sia un utilizzo del suolo, esso non ha 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.

L'area individuata per l'intervento è localizzata nell'entroterra Brindisino in agro di Latiano. Sia il sito d'intervento che l'area vasta sono prevalentemente coltivate ad ulivo. Gli uliveti sono interrotti da alcune aree a seminativo quale quella utilizzata per la realizzazione dell'impianto.

Soprattutto lungo i muretti a secco sono presenti delle aree di naturalità caratterizzate dalla presenza di macchia mediterranea (di tipo arbustivo), oltre ad alcune aree di semi naturalità caratterizzate dalle comunità ruderali degli incolti, che comunque restano al di fuori delle aree scelte per la realizzazione dell'intervento, infatti nessun habitat naturale o semi naturale è stato utilizzato per l'installazione dell'impianto fotovoltaico (moduli, cabine, cavidotti).

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.

E' previsto l'espianto di 15 alberi di ulivo che saranno reimpiantati comunque nell'ambito della stessa area

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 agrovoltaiico sono reversibili, e terminano all'atto di dismissione dell'opera a fine della vita utile (20 anni).