

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE
"Latiano HEPV04" DI POTENZA NOMINALE PARI A 56,5 MW

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA di BRINDISI
COMUNE di Latiano (BR)

IMPIANTO FOTOVOLTAICO E
OPERE DI CONNESSIONE NEL COMUNE DI LATIANO

PROGETTO DEFINITIVO
Id AU 6JUCTX0

Tav.:	Titolo:
R31b-agg1	Studio di impatto ambientale Quadro Progettuale

Scala:	Formato Stampa:	Codice Identificatore Elaborato
n.a.	A4	6JUCTX0_StudioFattibilitaAmbientale_31b-agg1

Progettazione:	Committente:
<p>STC S.r.l. Via V. M. STAMPACCHIA, 48 - 73100 Lecce Tel. +39 0832 1798355 fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpece.it Direttore Tecnico: Dott. Ing. FABIO CALCARELLA</p> <p>4IDEA S.r.l. Via G. Brunetti, 50 - 73019 Trepuzzi tel +39 0832 760144 pec 4ideasrl@pec.it info@studioideaassocia.it</p> 	<p>HEPV04 S.r.l. Via Alto Adige, 160 - 38121 Trento tel +39 0461 1732700 - fax +39 0461 1732799 e.mail: info@heliopolis.eu - pec: hepv04srl@pec.it P.Iva 02523220222</p> <p>SOCIETA' DEL GRUPPO</p> 

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
30 Settembre 2019	Prima Emissione	STC	FC	HEPV04 S.r.l.
Settembre 2020	Aggiornamento per variazione Connessione	STC	FC	HEPV04 S.r.l.
Maggio 2024	Aggiornamento	STC	FC	HEPV04 S.r.l.

Sommario

1.	QUADRO PROGETTUALE	2
1.1	Descrizione delle soluzioni progettuali considerate.....	2
1.1.1	Alternativa zero.....	2
1.1.2	Alternative tecnologiche e localizzative	3
1.2	Localizzazione dell'impianto	8
	Criteri paesaggistico - ambientali per la localizzazione dell'impianto	8
1.3	Criteri progettuali per la localizzazione dell'impianto	11
1.3.1	Principali caratteristiche delle aree di intervento e occupazione territoriale 12	
1.3.2	Accessibilità al sito	14
1.3.3	Criteri per la localizzazione dell'impianto.....	17
2.	Descrizione del Progetto.....	20
2.1	Caratteristiche dimensionali e tecniche del Progetto	20
2.1.1	Principali caratteristiche del progetto	20
2.1.2	Moduli fotovoltaici	22
2.1.3	Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici.....	22
2.1.4	Trincee ed elettrodotti	25
2.1.5	Sottostazione elettrica di connessione e consegna (SSE)	25
2.1.6	Strade	26
2.1.7	Aree di cantiere per lo stoccaggio dei materiali.....	26
2.1.8	Mezzi d'opera ed accesso all'area di intervento	26
2.1.9	Esercizio e funzionamento dell'impianto	27
2.1.10	Utilizzazione delle risorse naturali.....	27
2.1.11	Dismissione dell'impianto	28
2.1.12	Programma di attuazione	29
2.1.13	Misure di mitigazione e compensazione.....	29
3.	Bilancio dei costi e benefici	32
3.1	Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE	32
3.2	Costi esterni	34
3.3	Benefici globali.....	36
3.4	Costi locali	41

1. QUADRO PROGETTUALE

Il quadro di riferimento progettuale descriverà il progetto e le soluzioni adottate, esplicherà le motivazioni che hanno guidato la definizione del progetto nonché misure, provvedimenti ed interventi, anche non strettamente riferibili al progetto, adottati ai fini del migliore inserimento dell'opera nell'ambiente.

Il quadro di riferimento progettuale preciserà le caratteristiche dell'opera progettata, con particolare riferimento a:

- la natura dei beni e dei servizi offerti, anche in relazione alla domanda;
- le motivazioni tecniche della scelta progettuale rispetto alle principali alternative prese in esame, inclusa l'opzione "zero";
- le caratteristiche tecniche e fisiche del progetto e le aree occupate durante la fase di costruzione e di esercizio;
- l'identificazione delle attività in fase di cantiere, di esercizio e di dismissione di impianto e dei corrispondenti fattori di impatto;
- l'identificazione dei possibili guasti e malfunzionamenti e l'analisi degli effetti conseguenti.

Per informazioni di maggiore dettaglio si rimanda al progetto definitivo di cui il presente Studio di Impatto Ambientale rappresenta parte integrante.

1.1 Descrizione delle soluzioni progettuali considerate

1.1.1 *Alternativa zero*

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 termoelettriche 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.

1.1.2 Alternative tecnologiche e localizzative

1.1.2.1 Alternativa tecnologica 1 – utilizzo di aerogeneratori di grande taglia

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, quest'ultimo in particolare nella declinazione agrovoltaica, 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 fotovoltaico in progetto e stimare conseguentemente il numero di aerogeneratori necessari alla stessa produzione di energia. L'impianto fotovoltaico ha una producibilità stimata di circa

$$62.157 \text{ kWp} \times 1.818 \text{ kWh/kW} \approx 113.000 \text{ MWh/anno}$$

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 160 ha, cioè un area di circa 2 km x 0,80 km di lato. Pur essendo l'utilizzo del territorio di tipo puntuale in ogni caso l'area "racchiusa" dagli aerogeneratori è quasi doppia rispetto a quella interessata dall'impianto agrovoltaico 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 agrovoltaico, è pressoché pianeggiante, e questa costituisce in generale un 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 agrovoltaico 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 fotovoltaico 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 agrovoltaico (progetto in esame), a parità di potenza installata, genera impatti su un'area sicuramente più ampia rispetto a quella generata dall'impianto agrovoltaico in studio. Inoltre aumenta considerevolmente la complessità degli impatti, al punto che non è detto che l'impianto eolico sia effettivamente realizzabile nell'area.

1.1.2.2 Alternativa tecnologica 2 – utilizzo di impianto a biomassa

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

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

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

Le centrali a biomasse solide e liquide (punti a) e b)) funzionano per combustione: a temperature che di solito superano gli 800°C, trasformano la materia delle biomasse (solide o liquide) in energia sotto forma di calore. Il calore alimenta una caldaia che può fornire riscaldamento (c.d. Co-generazione e teleriscaldamento, cioè lo sfruttamento dell'energia termica per riscaldare l'abitato circostante aumentando l'efficienza energetica dell'impianto

che ne rappresenta circa il 70-75% della produzione) o produrre il vapore necessario per azionare una turbina e produrre energia elettrica (che rappresenta il 25-30% del potenziale energetico dell'impianto).

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

Facciamo alcune considerazioni:

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

quantitativo di metano equivalente a quello di circa 1.500 case di oltre 100 mq di superficie (consumo annuo di circa 1.600 mc) ciascuna, ma con le emissioni sommate e concentrate in un solo punto.

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

L'impianto agrovoltaico in esame ha una produzione stimata di circa **113.000 MWh/anno** (v. "Relazione di producibilità dell'impianto"), sviluppati su circa **95,31 ha** di superficie.

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

$$113.000 / 8.000 = 14,12 \text{ MW}$$

il che significa una coltivazione di $14,12 \times 300 = 4.237 \text{ ha di terreno}$ contro i 95,31 ha necessari alla realizzazione dell'impianto agrovoltaico 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 agrovoltaico (progetto in esame), a parità di producibilità annua, genera impatti

su un'area molto più ampia rispetto a quella generata dall'impianto agrovoltaico in studio. Inoltre genera effetti negativi sull'ambiente a livello di inquinamento.

1.1.2.3 Alternativa localizzativa

Per quanto attiene all'area in cui è localizzato l'impianto osserviamo che esso presenta le seguenti caratteristiche:

- 1) E' lontano dalla costa (5,5 km circa);
- 2) L'area è completamente pianeggiante e lontana da rilievi, essendo questa una condizione ideale per attenuare l'impatto paesaggistico;
- 3) Non ha interazioni dirette con le componenti tutelate dal PPTR;
- 4) L'area presenta caratteristiche di irraggiamento solare idonee alla realizzazione dell'impianto;
- 5) L'impianto è ubicato in un'area geografica ove l'irraggiamento e di conseguenza la producibilità dello stesso, hanno valori più elevati.

Riteniamo evidente che difficilmente possono essere trovate aree con caratteristiche di idoneità tali e pertanto risulta molto difficile proporre una alternativa localizzativa.

1.2 Localizzazione dell'impianto

Criteri paesaggistico - ambientali per la localizzazione dell'impianto

L'intera opera (impianto agrovoltaico, cavidotti interrati, SSE elettrica di trasformazione e connessione) interesserà un'area ricadente nei Comuni di:

- Latiano (BR) (per l'ubicazione dell'impianto agrovoltaico);
- Latiano (BR) (per il cavidotto);
- Latiano (BR) - (per la SSE).

I criteri di valutazione per l'individuazione dell'area di impianto sono stati tecnici ma anche paesaggistico ambientali. Pur partendo da criteri progettuali e tecnici sono stati sempre tenuti in considerazione gli aspetti ambientali e si è sempre cercato di superare per quanto più possibile gli elementi di criticità individuati da tutti gli strumenti di pianificazione territoriale ed in particolare quelli introdotti dal PPTR e dal PAI.

Individuata la porzione di territorio nel comune di Latiano., tra i centri abitati di San Vito dei Normanni (a nord), Mesagne (a est), Francavilla Fontana (a ovest), a 15 km circa dalla costa adriatica

e 30 km circa da quella ionica, quale possibile area di intervento, area con caratteristiche tecniche ed ambientali idonee all'installazione di un parco agrovoltaico, si è passati alla verifica di idoneità rispetto ai principali strumenti di pianificazione territoriale, in particolare è stata verificata la compatibilità dell'area di intervento rispetto a:

1. PPTR Regione Puglia;
2. PdF (Piano di Fabbricazione) di Latiano (non risulta in essere un PRG o PUG. Il PdF è inoltre limitato alla cerchia urbana);
3. PTCP della provincia di Brindisi;
4. Pericolosità idraulica così come individuate dalla cartografia ufficiale del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
5. Pericolosità geomorfologica così come individuata dalla cartografia ufficiale del PAI della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
6. Rischio geomorfologico così come individuato dalla cartografia ufficiale del PAI della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
7. Carta Idrogeomorfologica della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
8. Piano Faunistico Venatorio della provincia di Brindisi;
9. SIC, ZPS, IBA, Parchi Regionali, Zone Ramsar e altre aree protette individuate nella cartografia ufficiale dell'Ufficio Parchi della Regione Puglia;
10. Vincoli e segnalazioni architettoniche e archeologiche;
11. Coni visuali così come definiti nel R.R. 24/2010;
12. Aree non idonee FER così come definite nel R.R. 24/2010;
13. Piano di Tutela delle Acque;
14. Aree perimetrate dal Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE).

Lo Studio è stato poi approfondito, individuando puntualmente le principali criticità ambientali segnalate dagli strumenti di pianificazione territoriale o individuate in campo, nel corso dei numerosi sopralluoghi, e verificando l'effettivo impatto prodotto dall'impianto eolico su di esse.

Nel progetto è previsto che l'intero impianto agrovoltaico costituito da sei aree, sia installato nel Comune di Latiano (BR), le opere di connessione e le opere accessorie siano installate sempre nel Comune di Latiano, in particolare la SSE (sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT e

consegna) sarà ubicata a circa 2 km dall'impianto, prossimità della futura SE TERNA. La SSE occuperà un'area di circa 1.600 mq.

L'impianto sarà collocato ad opportuna distanza dai centri abitati, in particolare:

- San Vito dei Normanni (BR) 6 Km a nord;
- San Michele Salentino (BR) 6 km a nord-ovest;
- Francavilla Fontana (BR) 10 km a sud-ovest;
- Latiano (BR) 2,5 Km a sud;
- Mesagne (BR) 5,6 km a sud-est;
- Brindisi (BR) 16,5 km ad est

L'*Area di Intervento* relativamente al solo impianto agrovoltaico è delimitata:

- in direzione Nord Sud dividendo in due parti l'impianto dalla SP 46 che collega gli abitati di Latiano e S.Vito dei Normanni
- a nord-ovest dalla SP 48;
- a sud-ovest dalla SP47;
- a sud-est dalla SS7 Brindisi Taranto;
- a nord-est dalla SP ---- che collega gli abitati di Mesagne e S.Vito dei Normanni.

L'*Area di Intervento* ricade in un settore marginale della cosiddetta Piana brindisina. Questa è una delle grandi unità di paesaggio fisico e anche geologico-strutturali (bacino di Brindisi) in cui è possibile suddividere il territorio regionale.

L'Area di Intervento presenta le caratteristiche tipiche del "mosaico" del Tavoliere Salentino: uliveti che si alternano a vigneti ed aree a seminativo separati fra loro e delimitati dai tipici muretti a secco. Questo paesaggio è il risultato di una centenaria attività di antropizzazione che ha fortemente modificato la fisionomia originaria del territorio, caratterizzandolo, fra l'altro, con numerosi segni antropici: muretti a secco, pozzi e cisterne, masserie. All'interno dell'area di intervento è presente una zona a macchia di tipo relittuale non interessata direttamente dai moduli e dalle infrastrutture di impianto (strade, cabine, cavidotti). Lungo i muretti a secco spesso si concentra una vegetazione spontanea che va dai più comuni rovi, ai cespugli di salvione giallo o di timo, ma anche lentisco, mirto, alaterno e quercia spinosa.

Tutte le opere ricadono in aree a seminativo e non interessano vigneti ed uliveti.

Gli edifici rurali abitati sono rappresentati essenzialmente dalle Masserie che sorgono nell'intorno dell'Area di Intervento.

La rete viaria esistente è sufficiente a raggiungere i siti con i mezzi necessari al trasporto dei tutti i componenti dell'impianto

I principali valori patrimoniali dell'Area di Intervento su cui sarà valutato il potenziale impatto sono:

- 1) Masserie
- 2) Muretti a secco ed eventuale vegetazione intorno ad essi
- 3) Lembi residuali di aree che hanno conservato la naturalità (praterie stepliche)
- 4) Reticolo idrografico superficiale
- 5) Bacini endoreici e principali linee di deflusso
- 6) Forme carsiche (vore e doline)
- 7) Ecosistema spiaggia-duna-macchia
- 8) Oliveti e vigneti di eccellenza
- 9) Sistema insediativo (centri abitati, masserie e sistema binario masserie – torri costiere).

1.3 Criteri progettuali per la localizzazione dell'impianto

I criteri progettuali per una localizzazione dell'impianto che riducessero per quanto più possibile gli impatti su ambiente e paesaggio sono stati diversi e sono descritti nei paragrafi successivi. In sintesi, l'area di impianto è stata scelta poiché in possesso dei seguenti requisiti:

- Distanza dalla costa sufficiente a minimizzare l'impatto visivo, di fatto l'impianto non è visibile dalla fascia costiera anche ad osservatori posti ai piani in elevato;
- Distanza da centri abitati sufficiente ad annullare tutti gli impatti, compreso quello visivo;
- Distanza da edifici rurali sufficiente ad annullare l'impatto acustico ed elettromagnetico altri rischi;
- Distanza da strade provinciali sufficiente ad annullare il rischio di incidenti;
- Installazione dell'impianto in aree a seminativo, al di fuori da aree interessate da colture arbustive (uliveti, frutteti) e al di fuori di vigneti.

1.3.1 Principali caratteristiche delle aree di intervento e occupazione territoriale

L'impianto agrovoltaico 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 Strada Provinciale SP146 divide in due aree l'impianto:

- La prima ubicata a nord di estensione netta pari a circa 2,59 ha;
- La seconda ubicata ad ovest, di estensione netta pari a circa 71,12 ha;
- La terza ubicata ad est, di estensione netta pari a circa 21,06 ha;

per un totale di circa 95,31 ha.

L'area Ovest a sua volta è suddivisa in tre campi o field (A-B-C), questo a causa del passaggio di due Linee AT a 380 kV. L'area Est invece costituisce un unico campo o field (D) anche se anch'esso risulterà attraversato da una delle due linee elettriche a 380 kV che attraversano l'area Ovest.

Allo stesso modo l'area a Nord è costituita in 1 campo o field (E).

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	24,70	16.174,14
	B	18,95	12.059,4
	C	27,47	18.604,2
Est	D	21,60	13.428,96
Nord	E	2,59	1.890,72
		95,31	62.157,42



Area di Intervento (in rosso)

Come detto tutte le aree sono ubicate in agro di Latiano (BR) ed interessano le seguenti particelle catastali:

IMPIANTO FOTOVOLTAICO					
COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	QUALITA'	CLASSE	SUPERFICIE (Ha)
Latiano	13	6	SEMINATIVO	3	10,285
Latiano	13	124	SEMINATIVO	3	10,434
Latiano	13	68	SEMINATIVO	2	26,228
Latiano	13	118	SEMINATIVO	1	7,6
Latiano	13	127	SEMINATIVO	1	12,096
Latiano	13	126	SEMINATIVO	1	3,282
Latiano	13	130	SEMINATIVO	3	18,6177
Latiano	13	8	SEMINATIVO	2	2,724
Latiano	13	57 AA	SEMINATIVO	3	28,3708
Latiano	13	57 AB	ULIVETO	3	0,3241
Latiano	9	411	SEMINATIVO	3	4,1618
TOTALE					119,96

La SSE elettrica sarà invece realizzata in agro di Latiano (BR) (Foglio 9 Particella 13), in prossimità della SE Terna esistente, in un'area attualmente incolta, ed andrà ad occupare una superficie di circa 2.000 mq.

Sarà poi realizzato un cavidotto MT di lunghezza di poco inferiore a 1,7 km, per il collegamento elettrico tra impianto fotovoltaico e SSE elettrica.

Il cavidotto sarà interrato e correrà quasi esclusivamente al di sotto di strade esistenti, fatta eccezione per un breve tratto nei pressi della SSE, dove correrà lungo il perimetro di un campo attualmente a seminativo. La profondità di posa (1,2 m dal piano campagna) e la larghezza delle trincee (40-50 cm circa), non pregiudicherà in alcun modo l'utilizzo agricolo del terreno. L'impatto elettromagnetico, già di per sé ridotto, è ulteriormente mitigato dalla localizzazione in area rurale del cavidotto, ovvero in luoghi dove non è prevista (né pensabile) la permanenza di persone per periodi superiori a 4 ore. Lungo il suo percorso il cavidotto sarà individuato in superficie da appositi cartelli segnalatori.

All'interno delle aree di impianto saranno realizzati cavidotti interrati BT e MT, per uno sviluppo lineare di circa 4,4 km. In questo caso la profondità di posa varierà da 0,8 m a 1,2 m.

Infine per il collegamento elettrico tra SSE utente e stallo dedicato in SE TERNA, sarà posato un cavo AT ad una profondità di 1,5 m, che di fatto correrà lungo il perimetro della stessa SE TERNA, per un tratto di lunghezza pari a 200 m circa.

E' previsto l'espianto / reimpianto di 12 alberi di ulivo che saranno espianati per consentire la realizzazione di parte del "Campo D – area Est". Gli alberi saranno reimpiantati nell'ambito della stessa proprietà o della stessa particella, seguendo opportune regole agro – tecniche e nel rispetto della normativa vigente.

Saranno realizzate delle piste lungo il perimetro delle due aree di impianto. Le piste saranno realizzate con materiale di origine naturale proveniente da cave di prestito, avranno larghezza massima di 3,5 m, e sviluppo lineare di 13,5 km.

1.3.2 Accessibilità al sito

In linea generale un aspetto non trascurabile nella scelta di un sito per lo sviluppo di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile è l'accessibilità. E' infatti necessario che possano essere trasportati tutti i componenti che andranno a costituire

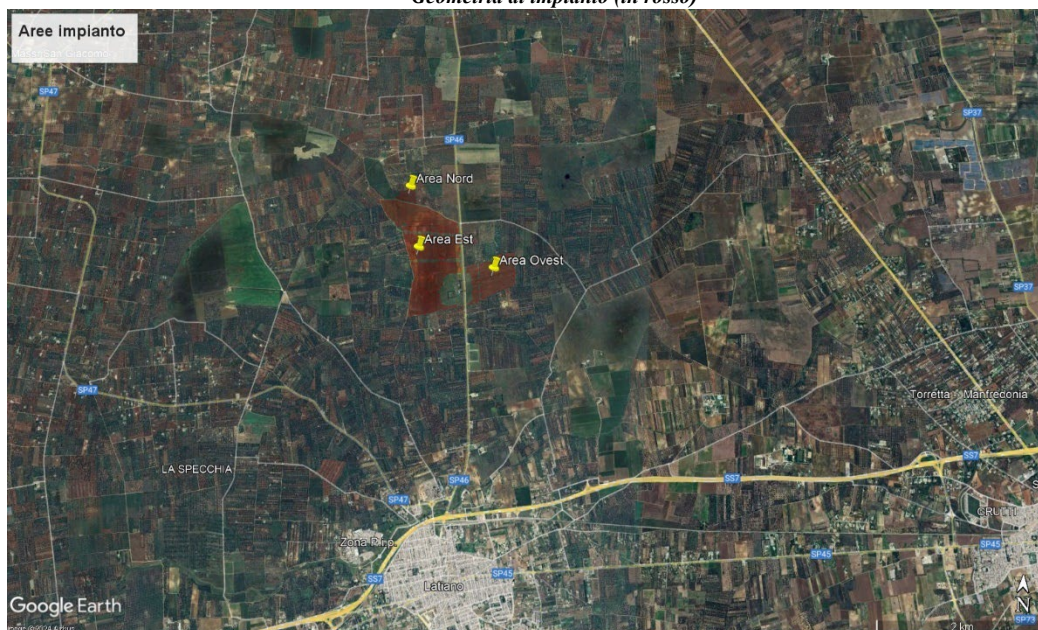
l'impianto stesso. In particolare nel nostro caso trattasi di: moduli fotovoltaici, strutture di sostegno dei moduli, cabine di Trasformazione e Consegna (previste ad elementi prefabbricati) e tutti i componenti elettrici (trasformatore MT/BT, inverter, quadri elettrici, cavi BT e MT ecc.).

Nel caso in esame, da un punto di vista logistico, si potrà usufruire delle strade esistenti poiché i mezzi di trasporto che saranno utilizzati sono del tipo normalmente circolanti su strada, eccezion fatta per il mezzo che dovrà trasportare il Trasformatore AT/MT da 63 MVA all'interno della nuova Sottostazione Utente per l'immissione in rete dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico. A tale scopo sarà possibile raggiungere il sito di impianto utilizzando la strada di grande comunicazione SS 7 (Taranto – Brindisi) direttamente dall'uscita "Latiano centro". Proseguendo poi sulla la SP 46 in direzione S.Vito dei Normanni. Sarà possibile raggiungere direttamente l'area Ovest ed Est dell'impianto, dal momento che la stessa SP 46 è di separazione delle due aree.

Avvedendo sempre dalla SP46 su strada pubblica sterrata sarà possibile raggiungere l'area Nord dell'impianto.



Geometria di impianto (in rosso)



Geometria di impianto (in rosso) e geometrie del territorio (viabilità principale in giallo)

1.3.3 Criteri per la localizzazione dell'impianto

Da un punto di vista tecnico, nella scelta del sito, sono stati verificati i seguenti aspetti: le caratteristiche piano – altimetriche, l'irraggiamento, l'ubicazione, la connessione alla RTN, l'accessibilità al sito.

Caratteristiche piano altimetriche

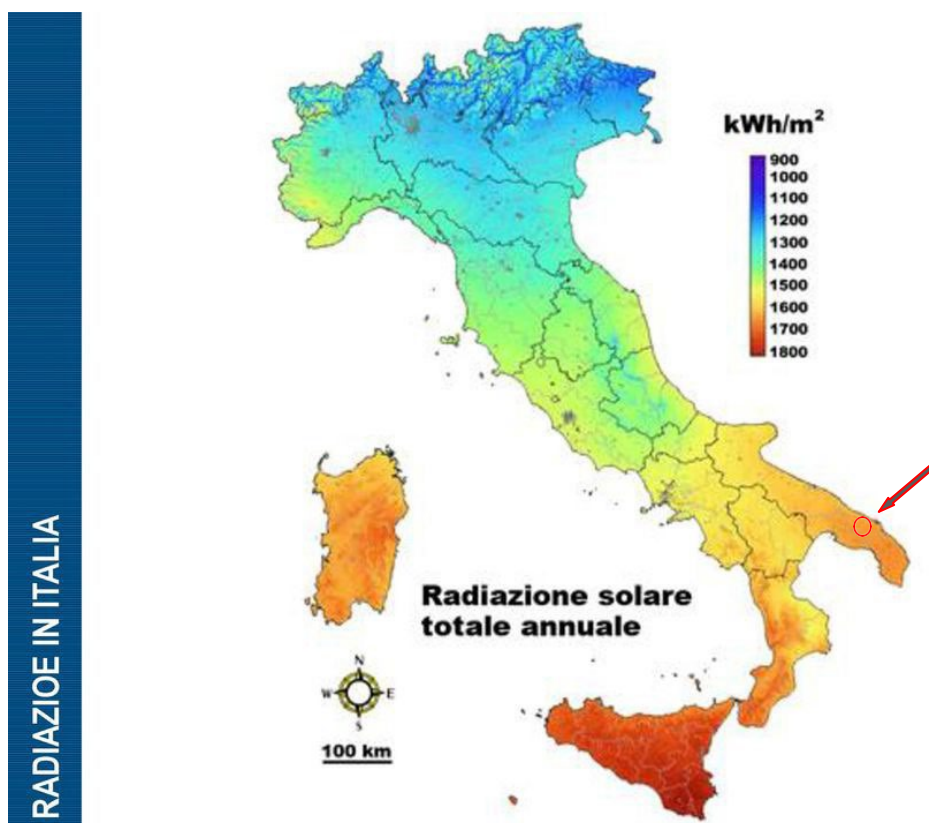
Per quanto attiene le caratteristiche piano – altimetriche delle aree di impianto, queste hanno le seguenti caratteristiche:

- 1) Area Nord, quota tra 113 e 108 m s.l.m.
- 2) Area Ovest, quota tra 108 e 100 m s.l.m.
- 3) Area Est, quota tra 103 e 106 m s.l.m.

Le acclività sono ridotte e pertanto le aree si prestano alla realizzazione dell'impianto agrovoltaico, che avverrà senza particolare movimentazione del terreno, ovvero appianamenti o riempimenti.

Irraggiamento

L'area scelta per l'installazione dell'impianto agrovoltaico risulta essere ad *elevata efficienza energetica*. E' infatti quella che risulta avere uno dei valori più alti di *Irraggiamento Solare* (misurato in kWh/mq) in Italia.



Come si evince dall'immagine sopra riportata, l'area di impianto (cerchio rosso) ricade in una zona in cui il valore dell'irraggiamento si attesta tra i 1.600 e i 1700 kWh/m².

Ubicazione

Le aree di impianto restano confinate in un quadrilatero costituito da

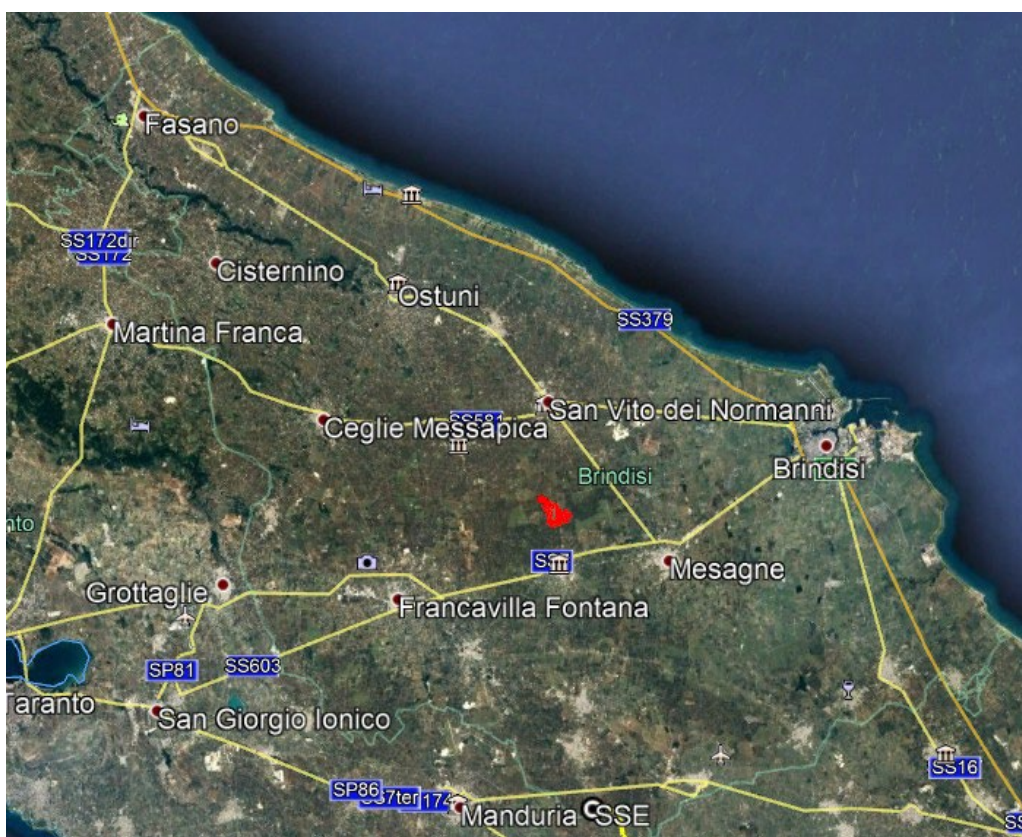
- in direzione Nord Sud dividendo in due parti l'impianto dalla SP 46 che collega gli abitati di Latiano e S.Vito dei Normanni
- a nord-ovest dalla SP 48;
- a sud-ovest dalla SP47;
- a sud-est dalla SS7 Brindisi Taranto;
- a nord-est dalla SP ----che collega gli abitati di Mesagne e S.Vito dei Normanni.

Le aree dell'impianto Risultano inoltre distanti dai centri abitati. Infatti il centro abitato più vicino è Latiano (BR) 2,5 km a ovest.

Di seguito le distanze da alcuni centri abitati.

- San Vito dei Normanni (BR) 6 Km a nord;
- San Michele Salentino (BR) 6 km a nord-ovest;
- Francavilla Fontana (BR) 10 km a sud-ovest;
- Mesagne (BR) 5,6 km a sud-est;
- Brindisi (BR) 16,5 km ad est

E' evidente quindi che le aree di impianto possano considerarsi localizzate interamente all'interno del Territorio Provinciale di Brindisi ed nell'esatto centro geometrico dello stesso.



Inquadramento generale su Ortofoto estratta da Google Earth – Area Impianto (in rosso)

2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Nel presente paragrafo si fa riferimento ai seguenti aspetti:

- caratteristiche dimensionali e tecniche del Progetto;
- impiego delle migliori tecnologie disponibili e di misure di mitigazione per rendere minimo l'uso delle risorse naturali, i quantitativi dei residui, le emissioni degli inquinanti e per ottimizzare l'inserimento dell'opera nel territorio.

Per qualsiasi ulteriore dettaglio si rimanda agli specifici elaborati di Progetto.

2.1 Caratteristiche dimensionali e tecniche del Progetto

2.1.1 *Principali caratteristiche del progetto*

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 interrato di bassa tensione in c.c. dai moduli, suddivisi da un punto di vista elettrico in stringhe, agli inverter di campo;
- Inverter centralizzati posizionati all'interno di cabinati prefabbricati e preassemblati in stabilimento;
- trasformatori MT/BT e relative apparecchiature elettriche di comando e protezione posizionati all'interno degli stessi cabinati che ospitano gli inverter;
- Cabine di Campo all'interno delle quali saranno installati i quadri BT e le celle MT ed i sistemi di protezione BT ed MT.
- linee elettriche interrato in bassa tensione in c.a. dagli inverter di campo alle Cabine di Campo (locali tecnici);
- le linee elettriche MT interrato e relative apparecchiature di sezionamento all'interno delle aree in cui sono installati i moduli fotovoltaici, che collegano elettricamente tra loro le Cabine di Campo;
- la Cabina di Consegna, con apparecchiature di protezione MT delle linee MT in arrivo dall'impianto agrovoltaico ed in partenza da questo;
- una linea elettrica MT interrato 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/AT e 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.

Inoltre si prevede:

- il posizionamento all'interno dell'impianto di alcuni containers prefabbricati da 12 piedi ciascuno, batterie per l'accumulo di energia elettrica prodotta dall'impianto stesso;
- la realizzazione di un'isola (in prossimità dell'ingresso al Campo C, per l'installazione di colonnine di ricarica per auto elettriche).

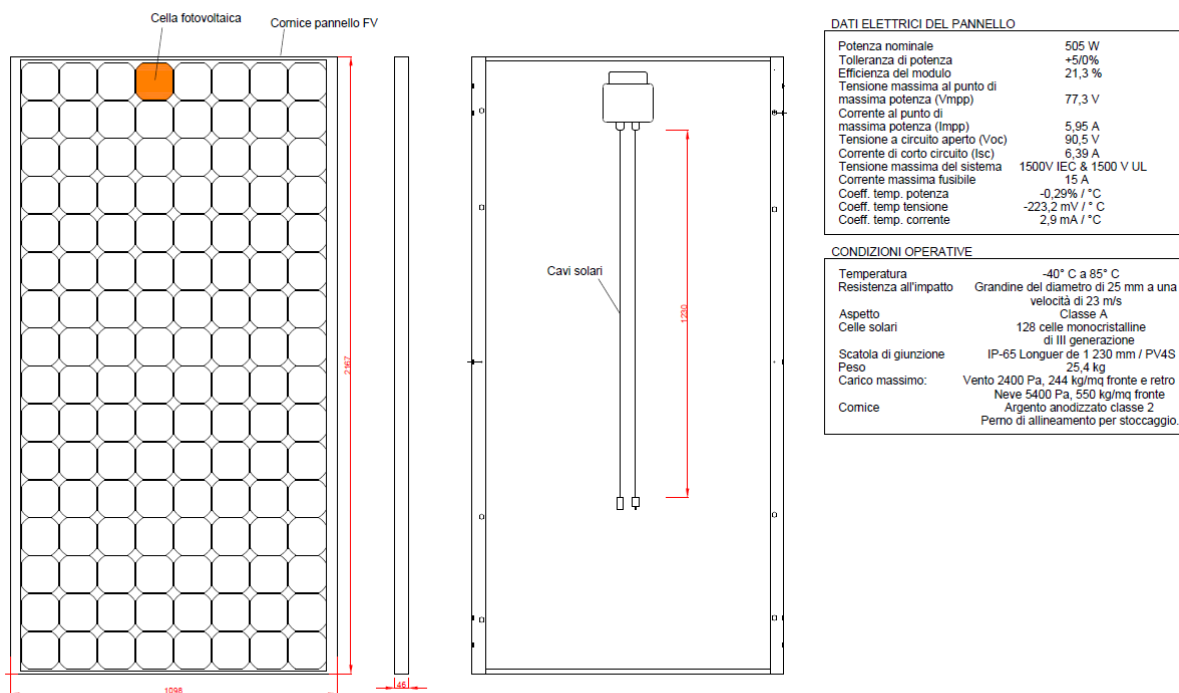
L'energia elettrica prodotta a 800 V in c.c. dai generatori fotovoltaici, viene prima trasportata all'interno di quadri di parallelo stringhe posizionati in campo in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici. Poi, tramite linee BT in cavo interrato, viene trasportata all'interno dei cabinati ospitanti la sezione conversione/trasformazione. Quindi all'Inverter che converte la corrente prodotta da c.c. in c.a.. Successivamente avviene la trasformazione (innalzamento di tensione) da 0.55 a 30 kV. La trasformazione viene effettuata da un trasformatore ubicato sempre all'interno dello stesso cabinato. Quindi dopo essere stata raccolta nella Cabina di Consegna, viene immessa in una rete in cavo a 30 kV (interrata) per il trasporto alla sottostazione elettrica (SSE), dove subisce un ulteriore innalzamento 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 agrovoltaico, sono le strade interne all'impianto, consistenti in una strada perimetrale e altre strade interne di collegamento ai vari "sottocampi", la recinzione che delimita le aree dell'impianto, i cancelli di accesso, ovviamente i locali tecnici (cabine) ove saranno installate le apparecchiature elettriche di protezione, sezionamento e controllo. Inoltre si renderà necessaria la costruzione della SSE, che occupa un'area di circa 1.600 mq, in prossimità della futura SE Terna.

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (123.084), alla loro potenza unitaria (505 Wp), all'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati storici (1.818 kWh/Kwp).

2.1.2 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici saranno del tipo monocristallino di potenza massima par a 505 Wp, e saranno montati su Inseguitori solari monoassiali orizzontali (Tracker) in file parallele orientate nel verso dell'asse Nord-Sud



N.B. in fase di progettazione esecutiva il modello del pannello potrebbe essere differente a seconda della disponibilità dello stesso sul mercato.

Caratteristiche dimensionali dei moduli

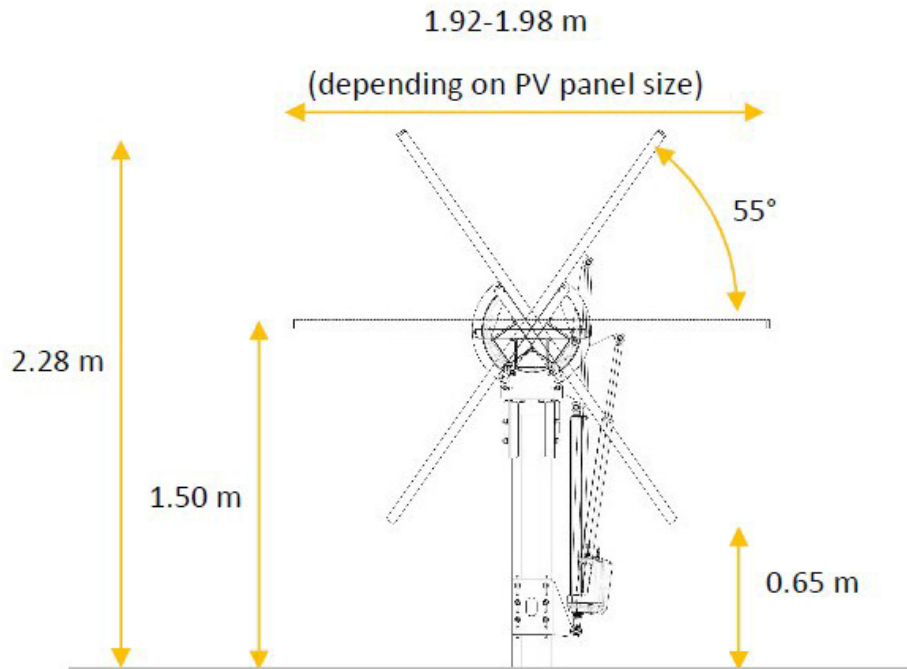
I Tracker saranno di due tipi, da 12 e 24 moduli in configurazione portrait, quindi con pannello montato in posizione verticale.

2.1.3 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

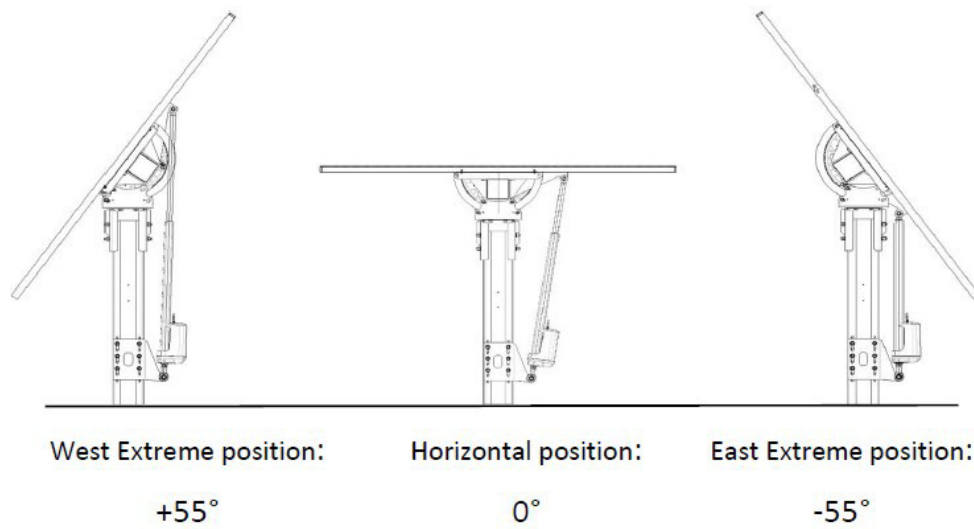
Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (tracker) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione completo del tracker da est a ovest è pari a 100° (-55°/+55°), come indicato in figura.

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

Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile. Nell'impianto in progetto avremo inseguitori da 12 e 24 moduli.



Dimensioni principali del tracker

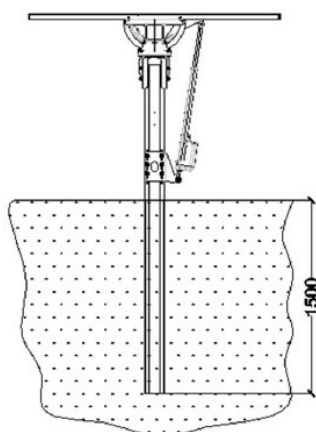


Angolo di rotazione del tracker

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

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità all'Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo. I tracker possono resistere fino a velocità del vento di 55 km/h, ed avviano la procedura di sicurezza (ruotando fin all'angolo di sicurezza) quando le raffiche di vento hanno velocità superiore a 50 km/h. L'angolo di sicurezza non è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamica ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso.

Per quanto attiene le fondazioni i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione è di 1,5 m, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive. La scelta di questo tipo di inseguitore, evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.



Palo del tracker infisso nel terreno



Esempio file di Tracker

2.1.4 Trincee ed elettrodotti

Gli scavi a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (da 40 a 80 cm), avranno profondità variabile in relazione alla tipologia di cavi che si andranno a posare. Per i cavi BT la profondità di posa sarà di 1 m, mentre per i cavi MT sarà di 1,2 m.

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

2.1.5 Sottostazione elettrica di connessione e consegna (SSE)

La sottostazione di connessione e consegna (SSE) sarà realizzata in prossimità della futura Stazione Elettrica TERNA, che sorgerà sempre in agro di Latiano (BR) a circa 2 km dall'impianto agrovoltaico in progetto, e sarà ad essa connessa in cavo in linea interrata a 150kV.

In estrema sintesi, nella SSE si avrà:

- Arrivo della linea MT a 30 KV, provenienti dall'impianto agrovoltaico, costituita da tre terne di cavi MT interrate;
- Trasformazione 30/150 kV, tramite opportuno trasformatore di potenza;
- Stallo AT in SSE, costituito da apparecchiature di sezionamento, protezione, trasduttori di misura di corrente e tensione (scaricatori di sovratensione, sezionatore, interruttore, TA e TV)

Lo stallo AT della SSE a sua volta sarà collegato ad un sistema di sbarre AT a 150 kV utilizzato per la condivisione della connessione alla SE Terna. Il sistema di sbarre sarà fisicamente

collegato allo stallo nella SE Terna tramite una linea in cavo AT a 150 kV di lunghezza pari a 200 m circa.

Tutti gli impianti in bassa, media ed alta tensione saranno realizzati secondo le prescrizioni delle norme CEI applicabili, con particolare riferimento alla scelta dei componenti della disposizione circuitale, degli schemi elettrici, della sicurezza di esercizio.

Le modalità di connessione saranno conformi alle disposizioni tecniche emanate dall'autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008 – Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica - TICA), e in completo accordo con le disposizioni tecniche definite nell'Allegato A (CEI 0-16) della delibera ARG/elt 33/08).

2.1.6 Strade

Allo scopo di consentire la movimentazione dei mezzi nella fase di esercizio saranno realizzate delle strade di servizio (piste) all'interno dell'area di impianto. La viabilità sarà tipicamente costituita da una strada perimetrale ed alcune trasversali interne.

Le strade, di ampiezza pari a circa 3,5 m, saranno realizzate con inerti compattati di granulometria diversa proveniente da cave di prestito saturato con materiale tufaceo fine.

2.1.7 Aree di cantiere per lo stoccaggio dei materiali

All'interno delle aree di impianto, nella fase di costruzione, saranno realizzate aree di cantiere di dimensioni tali da poter ospitare i baraccamenti per il personale tecnico e lavoratori, e tutti i materiali necessari al montaggio dell'impianto.

2.1.8 Mezzi d'opera ed accesso all'area di intervento

Per la realizzazione del Progetto saranno impiegati i seguenti mezzi d'opera:

- betoniere per il trasporto del cls;
- camion per il trasporto dei moduli fotovoltaici;
- camion per il trasporto dei componenti delle strutture di supporto dei moduli (inseguitori monoassiali);
- camion per il trasporto degli elementi prefabbricati delle Cabine di Campo e Smistamento;
- camion per il trasporto dei trasformatori elettrici e di altri componenti dell'impianto di distribuzione elettrica;
- altri mezzi di dimensioni minori, per il trasporto di attrezzature e maestranze;

- altri mezzi per la movimentazione delle cabine prefabbricate e dei trasformatori (camion con gru).

L'accesso alle aree del sito sarà oggetto di studio dettagliato in fase di redazione del progetto esecutivo.

2.1.9 Esercizio e funzionamento dell'impianto

L'impianto funzionerà in un arco temporale mattino/sera, dipendente dalla stagione e quindi dipendente dal numero di ore di luce solare.

Al momento dell'entrata in funzione, gli inseguitori saranno rivolti verso est con inclinazione dei pannelli a 55° sino a quando il sole raggiungerà una altezza sull'orizzonte tale da che i raggi solari siano perpendicolari al pannello. Superata tale altezza, il tracker comincerà a ruotare verso ovest in modo tale che i raggi solari rimangano sempre

L'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici sarà convogliata con cavidotti interrati (a 30 kV) alla Sottostazione di Trasformazione per essere immessa (dopo innalzamento di tensione a 150 kV) nella rete elettrica nazionale, tramite linea AT.

L'energia prodotta dalla centrale fotovoltaica verrà consegnata alla **Rete Elettrica Nazionale** mediante la suddetta Sottostazione di Trasformazione MT/AT, attraverso una connessione in antenna da realizzarsi su stallo dedicato nella *SE Terna*.

La taratura del sistema di protezione avverrà di concerto con Terna S.p.A.

Le prestazioni tipiche, in base alla tipologia di appartenenza dei generatori, saranno comunicate a Terna S.p.A.

I criteri di esercizio degli impianti saranno conformi alle prescrizioni delle norme CEI-EN 50110-1 e 50110-2 e concordati con il gestore della rete pubblica.

2.1.10 Utilizzazione delle risorse naturali

Il processo di produzione di energia elettrica da fonte solare è per definizione "pulito", ovvero privo di emissioni nocive nell'ambiente.

L'unica risorsa necessaria al funzionamento del parco agrovoltaico, oltre ovviamente al sole, è l'occupazione territoriale.

Durante la fase di esercizio l'area occupata si ridurrà a circa 103 ha.

Come visto l'impatto sulla vegetazione è molto limitato:

Verrà fatta richiesta di espiantato per 12 piante di ulivo (**12 nel Campo D**) per permettere la realizzazione di una parte dell'impianto. L'espianto sarà momentaneo poiché, gli ulivi saranno reimpiantati in posizione limitrofa sempre all'interno della stessa particella dalla quale verranno espianati;

Al fine di eliminare rischi e limitare l'impatto paesaggistico e quello dovuto alle radiazioni non ionizzanti, tutte le linee elettriche dell'intero impianto (BT e MT) saranno interrato, ivi compreso la linea AT di collegamento della SSE alla futura SE TERNA, di lunghezza pari a circa 200 m.

2.1.11 Dismissione dell'impianto

L'impianto sarà dismesso dopo 20 anni dalla entrata in regime seguendo le prescrizioni normative in vigore a quella data.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

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

I tempi previsti per adempiere alla dismissione dell'intero impianto, sono mesi 10.

2.1.12 Programma di attuazione

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

Ottenute tutte le autorizzazioni si procederà alla stesura del Progetto Esecutivo ed all'affidamento dei lavori. L'esecuzione dei lavori durerà circa 13 mesi, compreso collaudi e ripristini ambientali.

Le fasi di cantiere prevedono la realizzazione delle seguenti opere:

- Allestimento dell'area di cantiere;
- Realizzazione delle vie di transito interno al parco e delle;
- Montaggio strutture di sostegno dei moduli;
- Scavo delle trincee per la posa dei cavi e posa dei cavi stessi;
- Montaggio dei moduli fotovoltaici;
- Connessioni elettriche;
- Realizzazione di una Sottostazione Elettrica di Trasformazione (SSE), con relativi locali tecnici;
- Ripristini ambientali, alla fine delle attività di cantiere.

Contestualmente, come riportato nell'elenco sopra, sarà realizzata la SSE all'interno dell'area di intervento. La distanza dalle torri alla sottostazione sarà coperta con una rete in cavo interrata a 30 kV.

Dopo circa un anno dall'inizio dei lavori, finiti tutti i collaudi, l'impianto sarà pronto per entrare in funzione.

2.1.13 Misure di mitigazione e compensazione

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

Alcune misure di mitigazione saranno adottate prima che prenda avvio la fase di cantiere, altre durante questa fase ed altre ancora durante la fase di esercizio del parco agrovoltaico. Le misure di mitigazione consisteranno in:

- protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui;
- conservazione del suolo vegetale;
- trattamento degli inerti;
- protezione di eventuali ritrovamenti di interesse archeologico;
- ripristino dell'area interessata, al termine delle attività di costruzione
- integrazione paesaggistica delle strutture.

Protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui

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

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

Conservazione del suolo vegetale

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

Tale terreno sarà successivamente utilizzato come ultimo strato di riempimento sulle aree in cui saranno eseguiti i ripristini.

Trattamento degli inerti

I materiali inerti prodotti, che in nessun caso potrebbero divenire suolo vegetale, saranno riutilizzati per il riempimento di scavi, per la pavimentazione delle strade di servizio, eccetera. Non saranno create quantità di detriti incontrollate né saranno abbandonati materiali da costruzione o resti di escavazione in prossimità delle opere. Gli inerti eventualmente non utilizzati saranno conferiti alla discarica autorizzata per inerti più vicina o nel cantiere più vicino che ne faccia richiesta.

Protezione di eventuali ritrovamenti di interesse archeologico

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

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

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

Integrazione paesaggistica delle strutture

Al fine di rendere minimo l'impatto visivo delle varie strutture del progetto e favorire la loro integrazione paesaggistica, è prevista la piantumazione di una siepe perimetrale lungo la recinzione dell'impianto. Si precisa che la stessa non è prevista nei punti in cui è già presente vegetazione arbustiva esistente che di per se offre una adeguata schermatura dell'impianto dall'esterno.

3. BILANCIO DEI COSTI E BENEFICI

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

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

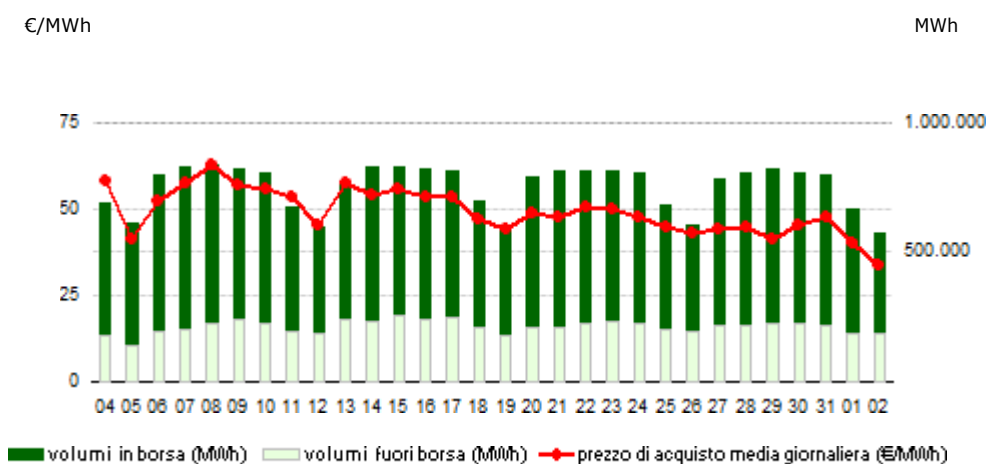
L'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia, dato dalla somma dei costi industriali e finanziari sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti (LCOE Levelized COSt of Electricity) e dei Costi Esterni al perimetro dell'impresa sull'ambiente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

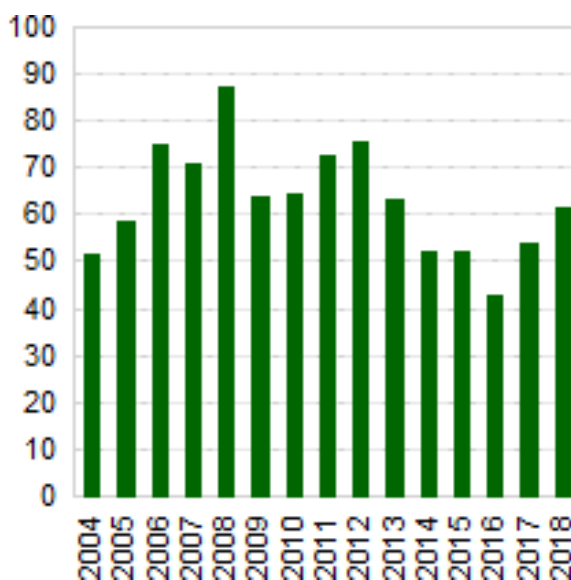
Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente. Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera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

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

3.3 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 €/tCO2	Proventi italiani €
2018	gennaio	7.667.000	€ 8,36	€ 64.117.030
	febbraio	8.364.000	€ 9,33	€ 78.057.030
	marzo	8.364.000	€ 11,27	€ 94.227.430
	aprile	9.061.000	€ 13,19	€ 119.558.025
	maggio	6.273.000	€ 14,89	€ 93.391.030
	giugno	8.364.000	€ 15,18	€ 126.972.490
	luglio	9.758.000	€ 16,26	€ 158.637.200
	agosto	4.158.000	€ 18,61	€ 77.369.985
	settembre	7.667.000	€ 21,74	€ 166.694.520
	ottobre	9.758.000	€ 19,49	€ 190.169.480
	novembre	9.061.000	€ 18,77	€ 170.061.030
	dicembre	4.862.500	€ 20,74	€ 100.846.180
Totale		93.357.500	€ 15,43	€ 1.440.101.430

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

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

In relazione a questi fatti già nell'aprile del 2019 l'EUA è salito a 26,89 €/t CO₂, ed è intuibile che questo valore cresca. 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 agrovoltaico 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 62.157 kWp e una produzione annua netta attesa di circa 1.818 kWh/kWp.

In pratica la produzione annua si attesta su circa

113.000.000 kWh

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

$$113.000.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 2.034.000,00 \text{ €/anno (BENEFICI GLOBALI)}$$

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

$$113.000.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 847.500 \text{ €/anno (COSTI ESTERNI)}$$

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

3.4 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 agrovoltaico 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

$$95,31 \text{ ha} \times 6.000,00 \text{ €/ha} = 571.860,00 \text{ €/anno}$$

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

$$95,31 \text{ ha} \times 3.000,00 \text{ €/ha} = 285.930 \text{ €/anno}$$

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:

$$62,157 \text{ MWp} \times 1.000,00 \text{ €/MWp} = 62.157 \text{ €/anno}$$

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:

$$62,157 \text{ MWp} \times 105.000,00 \text{ €/MWp} = 6.526.485,00\text{€}$$

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:

$$6.526.485 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 326.324 \text{ €/anno}$$

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	571.860,00 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	285.930,00 €/anno
Manutenzione impianto	62.157,00 €/anno
Lavori di costruzione	326.324,00 €/anno
Assunzioni per gestione operativa impianto	90.000,00 €/anno
TOTALE	1.336.271,00 €/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
847.500,00€/anno	2.034.000,00 €/anno	1.336.271,00 €/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 (36%) 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.