



IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE
"ASCOLI SATRIANO MASSERIA SAN POTITO" - POTENZA NOMINALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO 47,5 MVA
POTENZA NOMINALE SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA 90 MVA

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA di FOGGIA
COMUNE di ASCOLI SATRIANO
Località: Masseria San Potito

PROGETTO DEFINITIVO
Id AU 82BKAH2

Tav.:	Titolo:
R33b rev3	Studio di impatto ambientale Quadro Progettuale

Scala:	Formato Stampa:	Codice Identificatore Elaborato
n.a.	A4	82BKAH2_StudioFattibilitaAmbientale_33b-rev3

Progettazione:	Committente:
DOTT. ING. Fabio CALCARELLA Via Bartolomeo Ravenna, 14 - 73100 Lecce Mob. +39 340 9243575 fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpec.eu P. IVA 04433020759	Whysol-E Sviluppo S.r.l. Via Meravigli, 3 - 20123 - MILANO Tel: +39 02 359605 Info@whysol.it - whysol-e.sviluppo@legalmall.it P. IVA 10692360968
 	

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Aprile 2020	Prima emissione	STC	FC	WHYSOL-E Sviluppo s.r.l.
Giugno 2020	Rev2 - Progetto connessione vidimato Terna	STC	FC	WHYSOL-E Sviluppo s.r.l.
Novembre 2020	Rev3 - Validazione TERNA progetto connessione	STC	FC	WHYSOL-E Sviluppo s.r.l.

Sommario

1.	QUADRO PROGETTUALE	2
1.1	Alternativa zero	2
1.2	Alternative tecnologiche e localizzative	3
1.3	Localizzazione dell'impianto	6
1.4	Principali caratteristiche delle aree di intervento e occupazione territoriale	9
1.5	Accessibilità al sito	12
1.6	Criteri per la localizzazione dell'impianto	12
2.	Descrizione del Progetto	14
2.1	Caratteristiche dimensionali e tecniche del Progetto	14
2.1.1	Principali caratteristiche del progetto	14
	Moduli fotovoltaici	15
	Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici	16
	Trincee ed elettrodotti	19
	Strade	19
	Sistema di Accumulo energia (batterie)	19
	Aree di cantiere per lo stoccaggio dei materiali	23
	Mezzi d'opera ed accesso all'area di intervento	23
	Esercizio e funzionamento dell'impianto	24
	Utilizzazione delle risorse naturali	24
	Dismissione dell'impianto	25
	Programma di attuazione	26
	Misure di mitigazione e compensazione	26
3.	Piano "Agrosolare"	28
	Compatibilità tra attività agricola e impianto fotovoltaico	32
	Vantaggi dell'Agrosolare	33
4.	Progetto di "Apicoltura"	34
5.	Bilancio dei costi e benefici	36
	Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE	36
	Costi Esterni	38
	Benefici globali	41
	Benefici locali	46

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.

Descrizione delle soluzioni progettuali considerate

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 decarbonizzazione 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 fotovoltaico 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.

1.2 Alternative tecnologiche e localizzative

Alternativa tecnologica – utilizzo di impianto a biomassa

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

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

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

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

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

Facciamo alcune considerazioni:

- se pensiamo che una centrale a biomasse solide (punto a) della potenza di 1 MW accesa tutto l'anno, tutti i giorni 24 h al giorno, questa consuma 14.400 t/anno di materia prima. Ciò significa che l'enorme inquinamento derivante dalla combustione di una così elevata quantità di materiale non è limitato soltanto all'entità dei fumi, delle ceneri e delle micro-particelle emesse nell'aria, ma deve tener conto anche del traffico di camion necessario per il continuo rifornimento della biomassa da bruciare. Non è difficile capire come sia impossibile raggiungere tali quantità solo con le potature degli alberi o con il legname residuo del taglio consueto dei boschi in zona. Quindi il materiale da bruciare viene da forniture diverse, incluse importazioni di cippato a prezzo più economico, spesso proveniente dall'estero, anche da zone altamente inquinate o da paesi in via di sviluppo che subiscono il "land grabbing" (accaparramento di terreni da parte di società straniere).
- gli impianti di bio-digestione (punto b) non riescono a neutralizzare completamente i batteri presenti, in particolare i clostridi che sono batteri termoresistenti (a questa famiglia appartengono i batteri che provocano botulismo e tetano). Fonti bibliografiche citano che in Germania alcuni ricercatori hanno suggerito che l'epidemia di Escherichia Coli che ha colpito la Germania nell'estate del 2011, causando 18 morti e le migliaia di casi di botulismo osservato negli animali tra l'estate del 2011 e

l'inizio del 2012, sarebbero state causate dalla presenza di centrali a biogas. Le quantità annue di inquinanti immesse in atmosfera sono rilevanti: tonnellate di sostanze pericolose come ossidi d'azoto e zolfo inquinano ambiente e popolazione, e producono piogge acide. Sulla base del biogas bruciato (circa 8,5 milioni di mc) e del contenuto medio di metano (tra 50 e 65%), si può affermare con una certa approssimazione, che un motore di quasi 1 MW brucerà un quantitativo di metano equivalente a quello di circa 1.500 case di oltre 100 mq di superficie (consumo annuo di circa 1.600 mc) ciascuna, ma con le emissioni sommate e concentrate in un solo punto. Inoltre è assente il trasporto su gomma delle materie prime.

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

L'impianto fotovoltaico in esame ha una produzione stimata di circa **15.500 MWh/anno** (v. "Relazione di producibilità dell'impianto"), sviluppati su circa **14,2 ha** di superficie.

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

$$85.788 / 8.000 = 10,72 \text{ MW}$$

il che significa una coltivazione di $10,72 \times 300 = 3.217$ **ha di terreno** contro i **72,5 ha** necessari alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto.

Inoltre c'è da considerare che:

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

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

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 (45 km circa, dalla costa Adriatica ed oltre 80 dalla costa Jonica);
- 2) L'area è lievemente ondulata 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 elevati.

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

1.3 Localizzazione dell'impianto

Criteri paesaggistico - ambientali per la localizzazione dell'impianto

L'impianto fotovoltaico propriamente detto interesserà aree ricadenti esclusivamente in agro di Ascoli Satriano (FG). Le opere di connessine invece interesseranno anche il Comune di Deliceto (FG).

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 Ascoli Satriano (FG), tra i centri abitati di Ascoli Satriano (FG) a 5 km ad est, Deliceto (FG) a 8 km ad ovest e Candela (FG) a 6,5 km a sud-est,

quale possibile area di intervento ed avente caratteristiche tecniche ed ambientali idonee all'installazione di un impianto fotovoltaico, 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. PRG di Ascoli Satriano (FG);
3. PRG di Deliceto (FG);
4. PTCP della provincia di Foggia;
5. Pericolosità idraulica così come individuate dalla cartografia ufficiale del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
6. Pericolosità geomorfologica così come individuata dalla cartografia ufficiale del PAI della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
7. Rischio geomorfologico così come individuato dalla cartografia ufficiale del PAI della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
8. Carta Idrogeomorfologica della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
9. Piano Faunistico Venatorio della provincia di Foggia;
10. SIC, ZPS, IBA, Parchi Regionali, Zone Ramsar e altre aree protette individuate nella cartografia ufficiale dell'Ufficio Parchi della Regione Puglia;
11. Vincoli e segnalazioni architettoniche e archeologiche;
12. Coni visuali così come definiti nel R.R. 24/2010;
13. Aree non idonee FER così come definite nel R.R. 24/2010;
14. Piano di Tutela delle Acque;
15. 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 fotovoltaico su di esse.

Nel progetto è previsto che l'intero impianto fotovoltaico sia installato nel Comune di Ascoli Satriano (FG), mentre le opere di connessione interesseranno anche il Comune di Deliceto (FG). In particolare le opere di connessione, saranno costituite da:

- una nuova linea MT interrata a 30 kV che dalla Cabina di Smistamento (CdS) interna all’Impianto, giungerà ad una nuova Sottostazione Elettrica Utente (SSE) denominata “Renoir”. In essa avverrà l’innalzamento di tensione da 30 kV a 150 kV.
- Un cavo AT partirà poi dalla stessa per giungere nella esistente SSE “Elce”, all’interno della quale verrà si attesterà tramite un nuovo stallo AT, ad un sistema di sbarre esistente. Avverrà così la cessione alla RTN, poiché la SSE Elce è già collegata alla Stazione Terna *Deliceto*. Il cavidotto MT tra la CdS e la SSE Renoir, avrà lunghezza di circa 1,5 km, e si svolgerà tra i comuni di Ascoli Satriano (FG) e Deliceto (FG) mentre il cavidotto AT tra la SSE Renoir e la SSE Elce, avrà lunghezza di circa 600 m, ed interesserà il solo Comune di Deliceto.

L’area di impianto sarà confinata tra tre principali strade pubbliche. la Strada Regionale SR1 a sud, la Comunale Deliceto – Ascoli Satriano a nord.

Come detto, nello stretto intorno dell’area di impianto, sono presenti la strada Comunale Deliceto-Ascoli Satriano a nord e la Strada Regionale 1 a sud. Da queste, la recinzione avrà una distanza rispettivamente pari a 10 m (comunale a nord) e 30 m (Regionale a sud), come previsto dal Codice della Strada per le nuove costruzioni. (*vedi Elaborato Grafico “Inquadramento impianto fotovoltaico su CTR”*).

L’area presenta le caratteristiche tipiche del “*Tavoliere*”. Tale ambito del PPTR è caratterizzato dalla dominanza di vaste superfici pianeggianti coltivate prevalentemente a seminativo che si spingono fino alle propaggini collinari dei Monti Dauni. La delimitazione dell’ambito si è attestata sui confini naturali rappresentati dal costone garganico, dalla catena montuosa appenninica, dalla linea di costa e dalla valle dell’Ofanto.

Questi confini morfologici rappresentano la linea di demarcazione tra il paesaggio del Tavoliere e quello degli ambiti limitrofi (Monti Dauni, Gargano e Ofanto) sia da un punto di vista geolitologico (tra i depositi marini terrazzati della piana e il massiccio calcareo del Gargano o le formazioni appenniniche dei Monti Dauni), sia di uso del suolo (tra il seminativo prevalente della piana e il mosaico bosco/pascolo dei Monti Dauni, o i pascoli del Gargano, o i vigneti della Valle dell’Ofanto), sia della struttura insediativa (tra il sistema di centri della pentapoli e il sistema lineare della Valle dell’Ofanto, o quello a ventaglio dei Monti Dauni).

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, lì dove presenti, sono:

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

Criteria 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;
- Utilizzo per la connessione di infrastrutture in parte esistenti (SSE "Elce").

1.4 Principali caratteristiche delle aree di intervento e occupazione territoriale

L'impianto fotovoltaico propriamente detto è ubicato a ovest dell'abitato di Ascoli Satriano (FG).



Area di Intervento (in rosso)

L'intero impianto fotovoltaico di progetto (area di installazione dei moduli fotovoltaici e area del Sistema di Accumulo dell'energia), è installato in aree a seminativo di classe terza. Come detto l'Impianto fotovoltaico propriamente detto, sorgerà in agro di Ascoli Satriano (FG).

È previsto che la centrale fotovoltaica venga allacciata alla RTN di Terna, tramite la Sottostazione Elettrica Utente (150/30 kV) di nuova realizzazione "Renoir" all'interno della quale avverrà la trasformazione da MT (30 kV) ad AT (150 kV). Successivamente l'energia sarà trasportata nella esistente SSE "Elce", e mediante la realizzazione al suo interno di un nuovo stallo AT che si collegherà all'esistente sistema di sbarre, sarà immessa in rete. Infatti la SSE "Elce" è già collegata alla Stazione Elettrica SE di Terna (380/150 kV) "Deliceto". In definitiva la connessione alla RTN, dal lato AT, utilizzerà una infrastruttura esistente, appunto SSE "Elce".



Inquadramento SSE "Renoir", "Elce" e SE Terna "Deliceto"

I cavidotti saranno interrati e "correranno" quasi esclusivamente su terreni agricoli privati. Ciò al fine di minimizzare la produzione di (durante gli scavi) rifiuti pericolosi quali quelli rinvenuti dagli scavi su strade asfaltate.

La profondità di posa nel caso di cavidotti MT sarà pari a 1,2 m dal piano campagna e la larghezza della trincea compresa tra 60-100 cm circa; nel caso del cavidotto AT la profondità di posa minima sarà pari a 1,2 m dal piano campagna e la larghezza della trincea compresa tra 60-70 cm circa. Ciò non pregiudicherà in alcun modo l'utilizzo agricolo dei terreni attraversati. 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 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 complessivo di circa 14,0 km. In questo caso la profondità di posa varierà da 0,8 m a 1,2 m.

Nel progetto dell'Impianto Fotovoltaico è prevista la realizzazione di una nuova viabilità necessaria alla costruzione ed esercizio dell'impianto stesso. In particolare saranno realizzate delle piste

lungo il perimetro dell'area di impianto. Le piste saranno realizzate con materiale di origine naturale proveniente da cave di prestito, avranno larghezza massima di 4,0 m, e sviluppo lineare di circa 5 km.

1.5 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 la sua accessibilità. È 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, le Cabine di Campo e gli Shelter (gruppi conversione/trasformazione), le componenti del Sistema di Accumulo dell'Energia (Cabina di campo, Containers batterie, Shelter gruppi conversione/trasformazione) e tutti i restanti componenti elettrici (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. Sarà possibile raggiungere il sito di impianto utilizzando la strada Comunale Deliceto – Ascoli Satriano e successivamente viabilità secondaria, così come indicato nella "*Planimetria di accesso da viabilità pubblica*", elaborato parte integrante del presente progetto.

1.6 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.

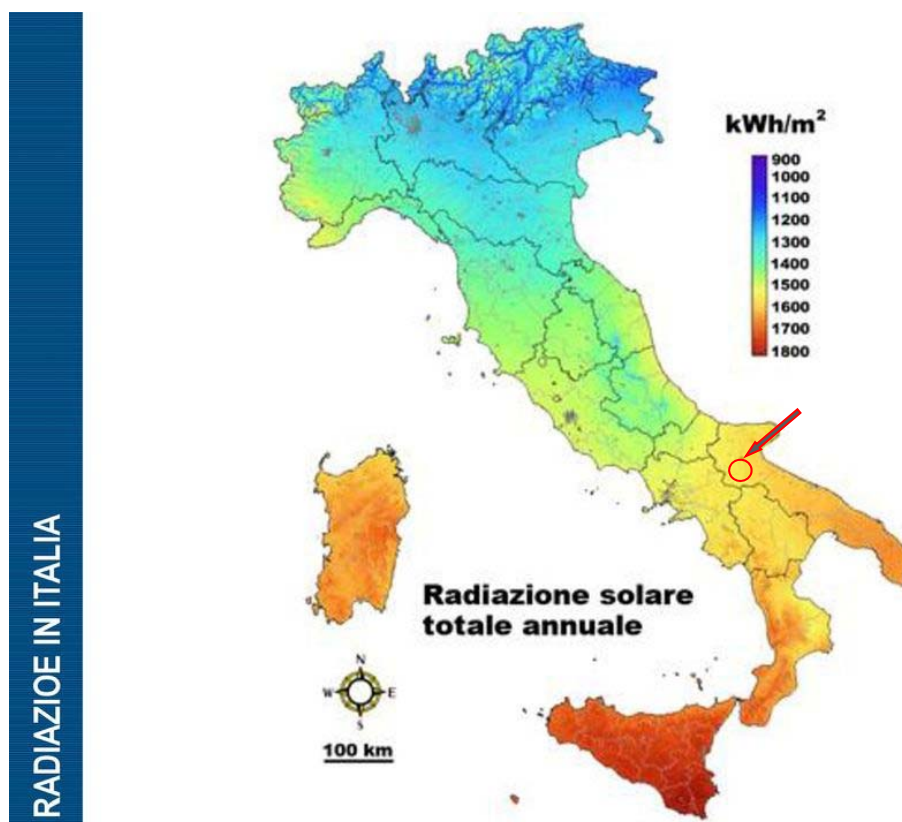
Caratteristiche piano altimetriche

Per quanto attiene le caratteristiche piano – altimetriche il sito di installazione dell'impianto, ha una quota che varia da 260 a 240 m s.l.m..

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

Irraggiamento

L'area scelta per l'installazione dell'impianto fotovoltaico 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

La porzione del territorio ove ricade l'area su cui è previsto l'intervento, tipicamente agricola, si presenta in generale come fortemente antropizzata con i caratteri distintivi tipici dell'ambito del PPTR "Tavoliere"; tale ambito del PPTR è caratterizzato dalla dominanza di vaste superfici pianeggianti coltivate prevalentemente a seminativo che si spingono fino alle propaggini collinari dei Monti Dauni. La delimitazione dell'ambito si è attestata sui confini naturali rappresentati dal costone garganico, dalla catena montuosa appenninica, dalla linea di costa e dalla valle dell'Ofanto.

Questi confini morfologici rappresentano la linea di demarcazione tra il paesaggio del Tavoliere e quello degli ambiti limitrofi (Monti Dauni, Gargano e Ofanto) sia da un punto di vista geolitologico (tra i depositi marini terrazzati della piana e il massiccio calcareo del Gargano o le formazioni appenniniche dei Monti Dauni), sia di uso del suolo (tra il seminativo prevalente della piana e il mosaico bosco/pascolo dei Monti Dauni, o i pascoli del Gargano, o i vigneti della Valle dell'Ofanto), sia della struttura

insediativa (tra il sistema di centri della pentapoli e il sistema lineare della Valle dell'Ofanto, o quello a ventaglio dei Monti Dauni).

L'area di installazione dell'impianto fotovoltaico (area di intervento), assume una forma a di grossa "T" ed è confinata tra tre principali strade pubbliche. la Strada Regionale SR1 a sud, e la Strada Comunale Deliceto – Ascoli Satriano a nord.

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

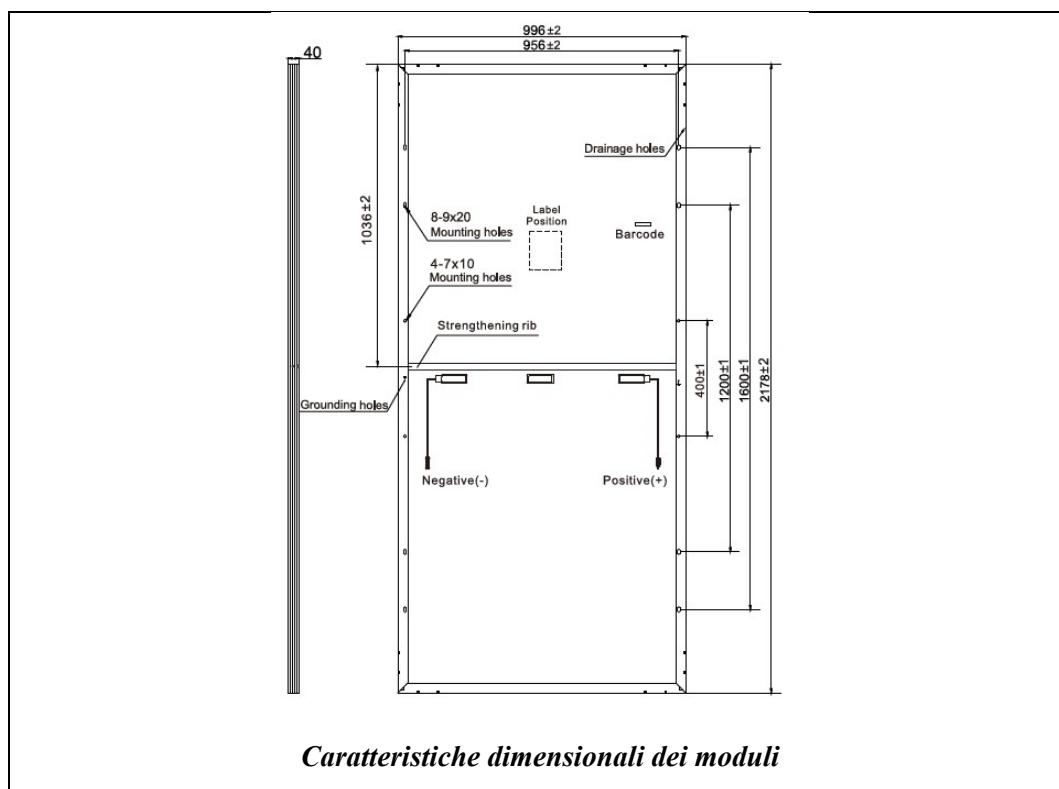
- I moduli fotovoltaici, installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (**inseguitori**), con relativi motori elettrici per la movimentazione. Le strutture saranno ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno;
- I cabinati (**Shelter**) preassemblati in stabilimento dal fornitore e contenuti il gruppo conversione / trasformazione;
- Le *Cabine di Campo (CdC)* contenenti i Quadri BT ed MT;
- la *Cabina di Smistamento (CdS)*, in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (proveniente dalle 10 Cabine di Campo);
- I componenti per l'accumulo dell'energia prodotta (Cabine di Campo, Shelter per la conversione / trasformazione, i containers contenenti le batterie al litio);
- Il **cavidotto** interrato MT (di lunghezza pari a circa 1,5 km), per il trasferimento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (raccolta nella CdS) verso la SSE 30/150 kV;

- Il cavidotto interrato AT (di lunghezza pari a circa 0,6 km), per il trasferimento dell'energia prodotta dalla SSE "Renoir" di nuova realizzazione alla esistente SSE "Elce", tramite la quale l'Impianto sarà collegato alla RTN di Terna.
- La esistente nuova Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV "Renoir", in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Deliceto", tramite cavo interrato AT tramite la SSE "Elce" adiacente alla stessa SE Terna;
- I tre nuovi stalli per la trasformazione MT/AT, all'interno della esistente SSE "Renoir", unitamente ai tre nuovi Trasformatori AT/MT di Potenza Nominale **50 MVA** ONAN/ONAF;

Opere accessorie, e comunque necessarie per la realizzazione dell'Impianto Fotovoltaico, sono le strade interne all'impianto, consistenti in una strada perimetrale e altre strade interne di collegamento tra le varie zone dell'impianto, la recinzione che delimita le aree, il cancello di accesso, i locali tecnici (Cabine di Campo) ove saranno installate le apparecchiature elettriche di protezione, sezionamento e controllo.

Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici saranno del tipo monocristallino di potenza massima par a 435 Wp, e saranno montati su Inseguitori solari monoassiali orizzontali (Tracker) in file parallele orientate nel verso dell'asse Nord-Sud



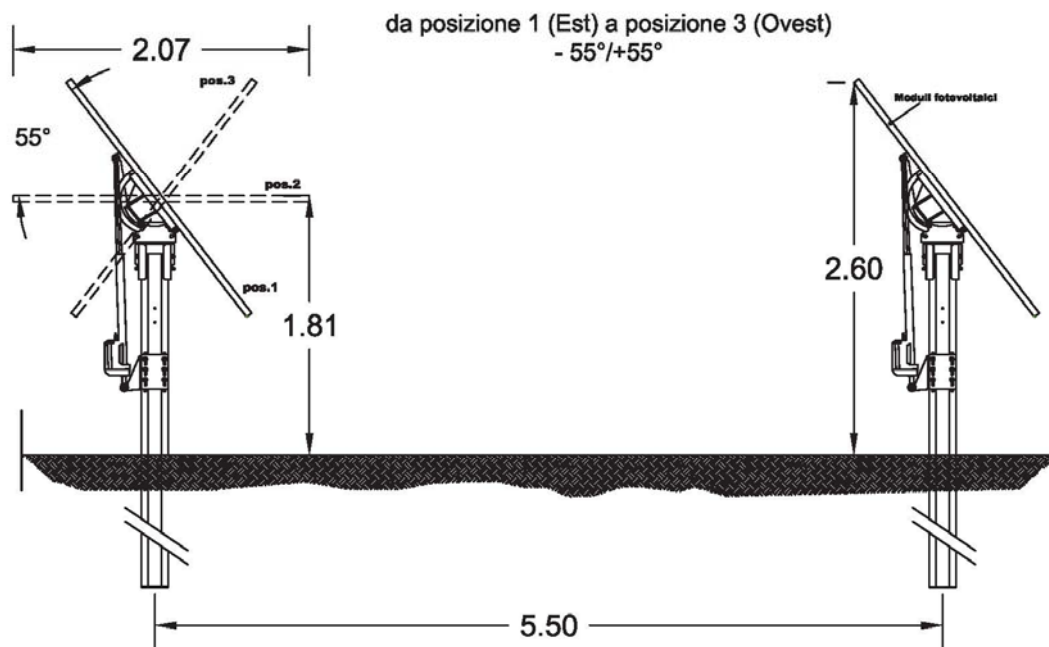
I Tracker saranno di due tipi, da 24 e 48 moduli in configurazione portrait, quindi con pannello montato in posizione verticale.

Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

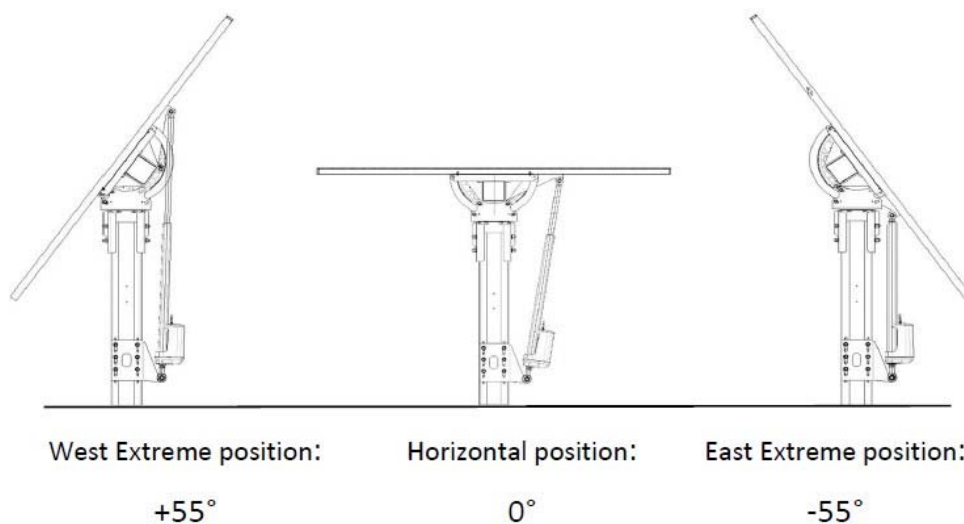
Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (tracker) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione completo 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 14 e 28 moduli.



Dimensioni principali del tracker

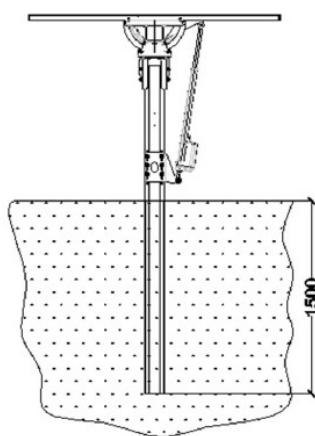


Angolo di rotazione del tracker

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 fotovoltaico è controllata da un software che include un algoritmo di *backtracking* per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità 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

Trincee ed elettrodotti

Gli scavi a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza pari a 40-50 cm, dal momento che è prevista l'installazione di massimo una terna di cavi. 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.

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 4,0 m, saranno realizzate con inerti compattati di granulometria diversa proveniente da cave di prestito saturato con materiale tufaceo fine.

Sistema di Accumulo energia (batterie)

La scelta di affiancare al Generatore Fotovoltaico un sistema di accumulo a Batterie (*Energy Storage*) a fronte di un investimento maggiore da affrontare, comporta una serie di vantaggi sia sotto l'aspetto economico che quello della gestione dell'impianto. I vantaggi sono riassumibili come di seguito:

- 1) **Livellamento del carico:** la compensazione nel corso del giorno dei carichi ciclici consente di accumulare quando non c'è richiesta (ore intermedie del giorno) vendendo quando la richiesta è alta (ore serali);
- 2) **Regolazione di frequenza e potenza:** consente di modulare frequenza e potenza di rete, fatti salvi opportuni accordi contrattuali riportati con il gestore della Rete di Trasmissione Nazionale nel Regolamento di Esercizio;
- 3) **Powerquality:** la compensazione dei buchi di tensione istantanei (0,1s) e delle interruzioni (2 s) consente di evitare eventuali penali;
- 4) **Assorbimento di picco:** erogare potenza per alcuni secondi per compensare il sovraccarico consente di diminuire la Potenza Impegnata con vantaggio sulla tariffa.

Per l'accumulo si è scelto di utilizzare batterie agli ioni di litio-ferro-fosfato ($LiFePO_4$).

Questo tipo di batterie presenta i seguenti vantaggi.

- **Sicurezza:** nel caso di un improbabile cortocircuito interno, è in grado di sopportare il carico senza esplodere o bruciare. L'esplosione oltretutto porta ad un fuoco non esauribile, a causa dell'ossigeno all'interno del materiale della batteria e quindi può bruciare anche sott'acqua. La batteria al litio-ferro-fosfato, anche completamente carica, ha superato brillantemente numerosi test di laboratorio, non mostrando alcuna reazione. Non ci sono stati innalzamenti critici della temperatura tali da poter sciogliere il separatore, anzi essa rimane statica sui 125/130° C., senza pericolo di diffusione;
- **Lunga durata e prestazioni affidabili:** Un accumulatore per fotovoltaico deve essere affidabile per molti anni, solo così può risultare economicamente sostenibile. Ancora una volta, la tecnologia delle batterie è cruciale.

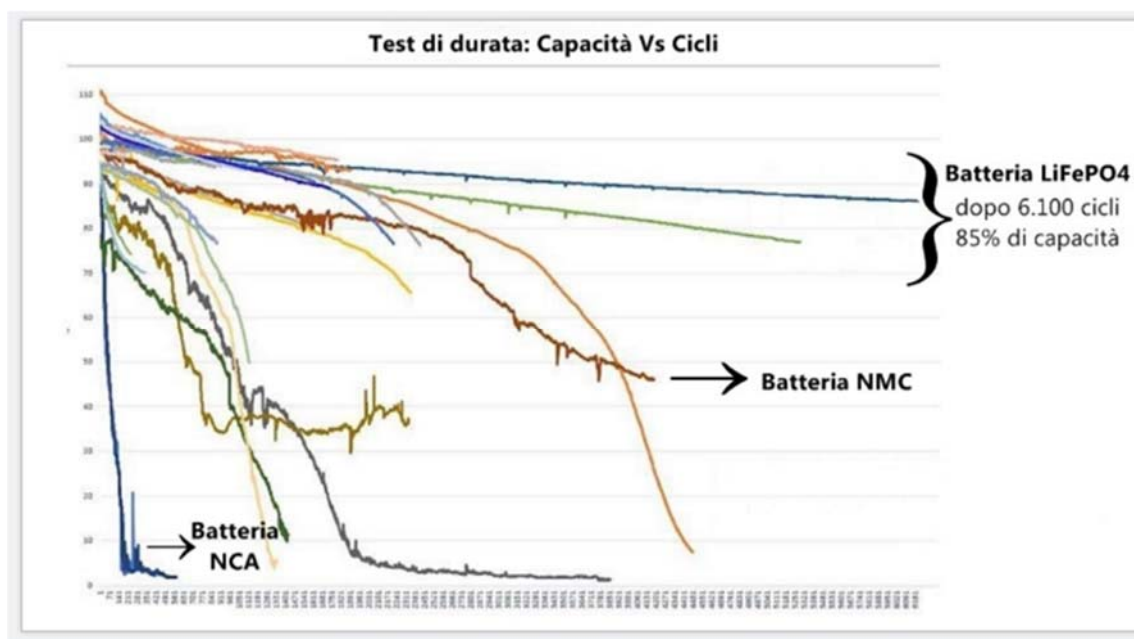
Fondamentalmente una batteria, ogni volta che si carica e scarica, perde un po' della sua capacità originale. Ciò significa che con il passare del tempo la batteria immagazzinerà sempre meno energia. Questo processo si percepisce in misura minima, fino a raggiungere un livello che è comunemente indicato come fine della vita che spesso avviene in modo improvviso. La maggior parte delle persone lo sa, dall'uso del proprio telefono cellulare, che dopo un paio di anni, la durata della batteria si riduce considerevolmente.

Ogni tecnologia delle batterie ha una sua propria durata. Rispetto ad un accumulatore, la batteria del telefonino è molto più breve; di solito raggiunge solo 300- 500 cicli di ricarica. Anche le batterie NMC, che sono frequentemente utilizzate per le auto elettriche, sostengono meno cicli di carica. Anche perché non è necessario: per la batteria di un'auto elettrica **1.000 cicli di**

carica sono più che sufficienti. Se l'intervallo per ogni carica è di 300 km, l'equivalente è di una durata di vita di 300.000 km.

Per alimentare la propria casa solo attraverso energia solare, tuttavia, 1.000 cicli di carica non sarebbero affatto sufficienti. C'è bisogno di circa 250 cicli di ricarica all'anno, una batteria NMC dovrebbe essere già sostituita dopo soli 4 anni .

Normalmente una batteria di accumulo per fotovoltaico dovrebbe durare **dai 15 ai 20 anni**. La batteria al litio-ferro-fosfato può arrivare **fino 10.000 cicli di carico/scarico**, e avrà ancora il 70% della sua capacità iniziale. Un valore senza precedenti nel settore: anche dopo 15.000 cicli, la batteria mantiene ancora circa il 60% della sua capacità. La tecnologia al litio-ferro-fosfato ci fornisce la base giusta per consentire un uso così duraturo della batteria.



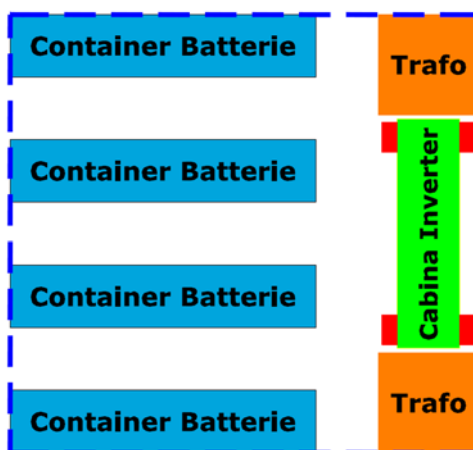
- **Tecnologia testata e collaudata;**
- **Ecocompatibilità:** Il *litio-ferro-fosfato* (LiFePO_4), è l'unico materiale per batterie costituito da un minerale naturale nella sua composizione chimica. Una batteria classica è costituita da due elettrodi, uno dei quali in grafite, mentre l'altro è costituito da un composto di nichel-cobalto oppure uno al litio-ferro-fosfato. Nelle batterie al litio-ferro-fosfato non sono presenti né cobalto né nickel, considerati entrambi metalli pesanti e tossici.

Il dimensionamento del sistema di accumulo è stato progettato facendo riferimento ad un prodotto commerciale, costituito come detto, da Containers di batterie a ioni di Litio-Ferro-Fosfato

($LiFePO_4$), fornite in container direttamente in campo, con capacità di 4,5 MWh e tempo di scarica / carica minimo di 3h.

Da un punto di vista elettrico, il Sistema di Accumulo sarà diviso in **15 moduli, ciascuno costituito da:**

- 4 Containers da 40' (12,2 m) contenenti le Batterie al *Litio-Ferro-Fosfato ($LiFePO_4$)* per l'accumulo dell'Energia prodotta. Le batterie contenute in ciascuno dei containers, hanno una capacità di 4,5 MWh.;
- 1 Containers da 30' (9,15 m) contenente 4 Inverter c.c./c.a. da 1,5 MW ciascuno. Pertanto il tempo minimo di carica/scarica sarà pari a 3 h;
- 2 Trasformatori BT/MT da 3 MVA ciascuno.



Schema Modulo Sistema di Accumulo

Considerando quindi l'installazione di 15 moduli come sopra descritti, la **potenza nominale complessiva di accumulo sarà pari a 90,00 MVA (270 MWh)**. Ogni modulo avrà pertanto capacità di 18 MWh.

Nella tabella di seguito si sintetizza quanto sopra detto.

Configurazione	Numero container da 4,5 MWh	Energia erogabile in 3 ore [MWh]	Potenza storage [MW]	Potenza nominale Storage [MVA]
Minima (producibilità minima giornaliera gennaio)	60	270	90	90

L'energia erogata in MT a 30 kV confluirà in una Cabina di Raccolta (CdR – ubicata nei pressi delle batterie di accumulo e degli shelter), da qui poi convogliata alla Cabina di Smistamento (CdS), sempre all'interno dell'area di impianto, in comune con l'impianto fotovoltaico.

Nella stessa cabina di raccolta, confluirà, sempre in MT a 30 kV, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, che potrà essere utilizzata per la carica del sistema di accumulo o a sua volta direttamente convogliata verso la SSE Utente per la consegna alla RTN.

Di fatto sulla sbarra a 30 kV della CdS, avverrà lo scambio tra l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e il Sistema di Accumulo (SDA), e si renderà possibile in tal modo "accumulare" l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Dal momento, poi, che la CdS attraverso la SSE Renoir e la SSE Elce è collegata alla RTN (SE Terna Deliceto), sarà altresì possibile per il Sistema di Accumulo, prelevare direttamente energia dalla rete, in alcuni periodi o ore della giornata (quando abbiamo un surplus di produzione), e accumularla per poter essere utilizzata per fornire servizi di dispacciamento (bilanciamento, peak shaving, regolazione di tensione e frequenza).

Pertanto per quanto concerne il sistema di accumulo, il flusso di energia potrà essere **bidirezionale**: potrà essere infatti accumulata energia direttamente assorbita dalla Rete, per poi essere riversata nella Rete stessa nei momenti necessari (picchi di assorbimento, livellamento di frequenza).

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.

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 e dei container delle batterie;
- 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.

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 perpendicolari al piano dei moduli stessi.

L'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici sarà convogliata con cavidotti interrati (a 30 kV) alla Cabina di Smistamento (CdC) per essere poi trasportata poi tramite una linea interrata a 30 kV, alla Sottostazione di nuova costruzione denominata "Renoir", ubicata in agro di Deliceto (FG).

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 dell'impianto fotovoltaico, oltre ovviamente al sole, è l'occupazione territoriale.

L'area occupata dall'impianto avrà una estensione pari a circa 72,50 ha.

L'impatto sulla vegetazione è molto limitato.

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 interrate.

Dismissione dell'impianto

L'impianto sarà dismesso a termine del periodo di Autorizzazione Unica, 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) Rimozione di tutte le componenti del Sistema di Accumulo dell'energia con particolare attenzione allo smaltimento delle batterie al litio;
- s) Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;

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

Programma di attuazione

Ottenute tutte le autorizzazioni si procederà alla stesura del Progetto Esecutivo ed all'affidamento dei lavori. L'esecuzione dei lavori durerà circa 10 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 della recinzione;
- 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;
- Ripristini ambientali, alla fine delle attività di cantiere.

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

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 fotovoltaico. 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.

3. PIANO "AGROSOLARE"

Come dimostrato anche più avanti nell'**Analisi Costi- Benefici** la realizzazione di un impianto fotovoltaico con Sistema di Accumulo quale quello in progetto, comporta notevoli benefici a livello globale e introiti/ benefici a livello locale che compensano i modesti costi ambientali (costi esterni). **utilizzando la parte della superficie, non utilizzata dall'impianto fotovoltaico, con colture agricole specializzate che siano compatibili con l'installazione dei moduli fotovoltaici.**

Il neologismo sottintende una sorta di ibrido tra agricoltura locale e infrastruttura fotovoltaica in grado di sfruttare il potenziale solare senza sottrarre terra utile alla produzione alimentare o comunque contenerne quanto più possibile tale impatto. L'implementazione del progetto agrosolare permetterà, infatti, di utilizzare il 45-50% della superficie dell'impianto fotovoltaico (area recintata), implementando delle coltivazioni che massimizzano la resa della superficie disponibile dalla realizzazione e gestione dell'Impianto sia in termini economici che qualitativi nel rispetto ambientale secondo un piano di coltivazione triennale di seguito descritto.

Per il primo triennio si prevede che la superficie coltivabile all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico, sia così suddivisa:

- 1) CEREALI (grano duro, orzo, avena) 35%
- 2) ORTAGGI (rape) 15%
- 3) ERBE OFFICINALI (Coriandolo) 20%
- 4) LEGUMINOSE (pisello – favino) 20%
- 5) LEGUMINOSE (Lenticchie) 10%

Le suddette percentuali potranno subire in fase operativa leggere modifiche. Terminato il primo triennio si procederà quindi ad una rotazione delle colture secondo dettagliati piani operativi di coltivazione che comunque interesseranno le stesse superfici.

Di seguito, anticipando quanto dettagliato nella relazione sull'agrosolare, si riportano alcune note riferite alle coltivazioni sopra indicate allo scopo di dimostrarne la compatibilità con l'impianto fotovoltaico, la fattibilità tecnico- agronomica e la convenienza economica.

CEREALI (Grano duro)

Questa coltura, molto diffusa in tutta l'area in cui è prevista la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, si potrà praticare sia negli spazi tra i moduli, sia nelle aree marginali atteso che l'altezza del grano non supera gli 80 cm. Circa 1/3 dell'area a disposizione potrà essere utilizzata per le colture cerealicole.

La coltura sarà praticata **con metodo biologico anziché tradizionale**, allo scopo di ottenere prodotti di migliore qualità. Non solo. Allo scopo di limitare gli interventi con mezzi meccanici tra i moduli fotovoltaici, sarà modificata la tipologia di agricoltura praticata, dal metodo tradizionale a quello "Conservativo", attraverso la pratica della **semina su sodo**, fortemente incentivata dalla Comunità Europea, anche con la concessione di contributi importanti; ciò allo scopo di tutelare la struttura del suolo e quindi **prevenire fenomeni di erosione**, oltre che di arricchirne la dotazione di sostanza organica e quindi potenziarne la fertilità.

La pratica della semina su sodo consente di limitare gli interventi con mezzi meccanici; infatti a fronte di lavori di aratura e successivi ripassi per affinamento del terreno con lo scopo

di preparare il letto di semina, è sufficiente procedere direttamente alla semina su terreno sodo, con seminatrici specializzate. Con tale intervento si evitano quindi i ripetuti passaggi con i mezzi meccanici che consentono, peraltro, di preservare la struttura e quindi i fenomeni di erosione.

Per consentire di limitare gli interventi agronomici, contestualmente alla semina, sarà eseguita anche una concimazione di fondo e ciò consentirà un unico ulteriore intervento di concimazione in copertura.

Con la adozione di questi accorgimenti si stima un **abbattimento dei costi di esercizio, quantificati nel 20% dei costi totali**. Questa economia consentirà di attuare la flessione delle produzioni unitarie previste in seguito alla nuova pratica agricola (agricoltura conservativa attraverso la semina su sodo) oltre che per gli effetti della attuazione della conversione del metodo di agricoltura, da quello tradizionale a quello biologico.

ORTAGGI (cime di rapa)

Questa coltura rappresenta una validissima alternativa ai cereali, in quanto ha costi molto ridotti ed è molto apprezzata dal mercato. Spesso la vendita del prodotto si realizza “a blocco”, con risultati economici soddisfacenti. È molto buona anche dal punto di vista della precessione rispetto ai cereali e ne garantisce anche una valida alternanza ai fini dei contributi concedibili dalla Comunità Europea per l’Agricoltura Conservativa. I mezzi necessari per le operazioni colturali sono costituiti sostanzialmente da una seminatrice di adeguate dimensioni, comodamente utilizzabile, mentre per la fase di raccolta potrà essere utilizzata una macchina agevolatrice di tipo elettrico, oppure si potrà procedere con modalità completamente manuale. Per quanto riguarda le seminatrici è stata verificata l’esistenza di macchine di dimensioni a partire da 2,3 metri di larghezza a salire e quindi idonee agli spazi disponibili tra i moduli fotovoltaici.

LEGUMINOSE - Lenticchie

Questa coltura, come le altre leguminose praticate, sono classificate come miglioratrici del terreno, per le caratteristiche di apporto di azoto al suolo in modo naturale. Nelle aree in esame la coltivazione della lenticchia, consente di soddisfare la diversificazione colturale nell'ambito delle disposizioni di Agea per l'ottenimento dei premi a superfici, attraverso l'attuazione della Agricoltura Conservativa. E' possibile usare una mietitrebbia da 3.0 metri (ma si può utilizzare anche più piccola, da 2.5 mt.) per facilitare la raccolta e quindi la coltivazione di lenticchia, pisello e favino.

PIANTE OFFICINALI (Coriandolo)

Questa coltivazione può essere praticata in ogni area dell'impianto. Offre il vantaggio di abbattere ogni rischio legato alla volatilità dei prezzi in quanto la sua coltivazione è possibile solo sotto contratto, attraverso il quale vengono stabilite le condizioni che attengono al ritiro della produzione e, soprattutto, al prezzo che sarà applicato alla stessa. Inoltre il seme necessario è fornito gratuitamente dalla società proponente il contratto di coltivazione. Sotto l'aspetto agronomico questa coltura si adatta ottimamente alle aree in esame in quanto è molto rustica ed ha limitate esigenze idriche. Anche per il coriandolo è garantita la diversificazione colturale ai fini dei premi PAC previsti dalla Comunità Europea (*greening*); inoltre per l'attuazione della Agricoltura Conservativa, questa coltura garantisce l'alternanza con le coltivazioni cerealicole, come dettato dalla Regione Puglia nell'ambito dei PSR (misure a Superficie), per la semina su sodo. Per tale tipologia di semina, le geometrie dell'impianto consentono l'utilizzo di seminatrici specifiche e di mietitrebbie di adeguate dimensioni per la raccolta.

MEZZI AGRICOLI

Sono presenti sul mercato macchine operatrici agricole di varie dimensioni adattabili alle dimensioni dei campi **con alimentazione elettrica** che saranno proficuamente utilizzate per le coltivazioni sopra indicate nell'ambito del progetto agrosolare, con il doppio scopo di avere energia alimentazione gratuita direttamente dall'impianto fotovoltaico o dal Sistema di Accumulo con evidenti risparmi nell'attività di produzione agricola, e di avere un ciclo di produzione completamente *green*.

Compatibilità tra attività agricola e impianto fotovoltaico.

Per il progetto in esame è infatti previsto che:

1. L'interasse dei tracker sia di 5,5 m
2. Siano utilizzati moduli di lunghezza pari a 2,2 m circa

Di fatto quindi tra un inseguitore e l'altro si crea una corsia di ampiezza minima pari a 2,8 m e ampiezza massima pari a 4,1 m. L'ampiezza minima si ha quando il modulo assume la posizione orizzontale, l'ampiezza massima quando i moduli hanno la rotazione massima di 55° rispetto l'asse orizzontale.

Per quanto attiene la distribuzione elettrica all'interno dell'impianto fotovoltaico osserviamo che:

- I cavi solari che collegano i moduli corrono su canaline che sono ancorate agli stessi inseguitori monoassiali, sino a raggiungere i quadri di stringa che sono posizionati in testa agli inseguitori.
- Le linee interrato che vanno dai quadri di stringa all'inverter (shelter) centralizzati saranno posate alla profondità di 0,6-0,8 m in modo da non interferire in alcun modo con l'utilizzo agricolo del terreno. Ricordiamo a tal proposito che la semina del grano avviene su sodo e pertanto non necessita di arature profonde.
- Le linee MT dalle Cabine di Campo alla Cabina di Smistamento, corrono al di sotto delle piste (in particolare quelle perimetrali).

In definitiva possono essere facilmente evitate le interferenze dei cavidotti interrati con le piante coltivate.

Date le caratteristiche delle piante le operazioni di manutenzione sui moduli fotovoltaici potranno ugualmente avvenire senza creare grossi danni alle coltivazioni in qualsiasi periodo dell'anno, anche in considerazione del fatto che per raggiungere le cabine ed altri punti dell'area di impianto con gli automezzi saranno utilizzate le piste carrabili.

Pertanto in relazione a queste caratteristiche dell'impianto fotovoltaico e per quanto esposto al paragrafo precedente è evidente che le coltivazioni proposte sono del tutto compatibili con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, e potranno essere

implementate sia tra le file di pannelli sostenuti e movimentati dagli inseguitori sia in alcune aree residuali sempre all'interno dell'area recintata.

In termini quantitativi su una superficie di circa 73 ha (superficie recintata di impianto fotovoltaico compreso area per accumulo), la superficie interessata dalla attività agricola sarà pari a circa 33-35 ha.

Per realizzare questa importante opera di compensazione la società Proponente, siglerà un accordo con una Soggetto Agricolo, che della gestione agricola dell'area.

Vantaggi dell'Agrosolare.

Il modello Agrosolare comporta degli indubbi vantaggi per l'impianto di produzione di energia da fonte solare poiché permette di **utilizzare al meglio le superfici a disposizione** permettendo lo sfruttamento agricolo nelle aree non occupate dai pannelli e della altre infrastrutture (cabine, piste). L'utilizzo agricolo permette nel contempo una **migliore gestione dei terreni** che va aldilà della semplice "*manutenzione del verde*" tipica delle aree in cui sono installati questi impianti.

Ma in realtà l'agrosolare ha degli indubbi vantaggi anche dal punto di vista agricolo. L'ombreggiamento prodotto dai moduli sul terreno, genera infatti condizioni microclimatiche particolari, soprattutto in zone aride come quella interessata dal progetto. Nel periodo estivo si genera un abbassamento della temperatura nelle aree al di sotto dei moduli e il maggiore ombreggiamento produce una **evotraspirazione minore del suolo che pertanto trattiene maggiori quantità di acqua e riduce il fabbisogno di acqua**. Nel periodo invernale la presenza dei moduli attenua gli effetti delle gelate notturne e mantiene comunque una temperatura più alta nelle zone sottostanti. In generale queste **condizioni microclimatiche sono favorevoli per l'attività agricola in quanto producono minore stress sulle piante**.

E' evidente, inoltre, che le colture proposte nel progetto agrosolare sono colture di nicchia e comunque di pregio che saranno implementate su terreni sui è bandito l'uso di diserbanti e pesticidi e pertanto saranno colture ***intrinsecamente biologiche***.

L'utilizzo di mezzi agricoli elettrici, alimentati dallo stesso impianto fotovoltaico o dal SDA chiuderà il cerchio e permetterà di aver un **ciclo produttivo totalmente green a zero emissioni**.

Ci si aspetta anche di avere **costi di produzione più contenuti** in relazione ai minori consumi idrici e all'utilizzo di energia rinnovabile a basso costo, di poter utilizzare le centraline di rilevazione atmosferica dell'impianto fotovoltaico per monitorare l'area anche ai fini agricoli (temperatura, umidità, irraggiamento).

Infine le colture introdotte del progetto **vanno aldilà di quelle tradizionalmente praticate nell'area**, con possibilità dopo il primo triennio di introdurre **coltivazioni più performanti grazie all'esperienza e ai dati di monitoraggio raccolti**.

Ricadute economiche ed occupazionali

In termini economici si prevedono rese per ettaro minori poiché si utilizzeranno delle pratiche agricole non tradizionali, ma nel contempo una ricavo per ettaro maggiore poiché si produrranno prodotti di maggiore qualità. Le ricadute occupazionali saranno quelle legate agli addetti delle aziende agricole coinvolte nel progetto che seguiranno le attività agricole dalla semina al raccolto, ed alla commercializzazione.

Ricadute ambientali

Infine non vanno in alcun modo dimenticate le ricadute ambientali sulla risorsa suolo. Nella parte di terreno che non potrà essere utilizzata per scopi agricoli sarà ricostituita la sua potenzialità "agricola" sia in termini di sostanza organica e quindi di fertilità, sia in termini di conservazione strutturale, poiché viene fortemente ridotta la sua erosione dovuta alle continue lavorazioni agricole.

4. PROGETTO DI "APICOLTURA"

Ad ulteriore conferma della propria sensibilità ambientale la società proponente l'impianto fotovoltaico introdurrà nell'area di impianto l'installazione di 50 arnie. La presenza di alveari sul sito introduce tre principali benefici:

- 1) Aumento della biodiversità vegetale e animale;
- 2) Produzione di miele di qualità

3) Opportunità di porre in essere un progetto di biomonitoraggio.

Le api con l'impollinazione garantiscono alle piante un'alta probabilità di impollinazione aumentando la loro presenza sul territorio. L'aumento della presenza vegetale porta direttamente ad un aumento di altre specie di insetti, volatili e mammiferi che si nutrono di quelle piante, e quindi in generale ad un miglioramento dell'ecosistema. Nel caso specifico l'installazione degli alveari sarà associata **alla piantumazione di piante nettariifere lungo il perimetro dell'impianto**, ovvero di specie vegetanti di origine spontanea nella zona (pero selvatico, biancospino, prugnolo, rosa canina), la cui crescita e proliferazione sarà favorita dalla presenza degli alveari, **con vantaggi in termini di rinaturalizzazione delle campagna, aumento della biodiversità e miglioramento dell'ecosistema, ma anche paesaggistici.**

La presenza di piante nettariifere lungo il perimetro dell'impianto, di piante angiosperma (coriandolo) previste nel progetto agrosolare, il clima mite del Tavoliere delle Puglie sono condizioni favorevoli all'allevamento di api.

Le parti dell'arnia contenente il miele da estrarre saranno trasferite in un laboratorio di smielatura, qui si provvederà ad estrarre il miele con smielatori a centrifuga. Il miele estratto subirà un processo di maturazione naturale e infine verrà confezionato per la distribuzione e vendita. Tipicamente si avranno due raccolte una in maggio (millefiori primaverile) e l'altra in settembre (millefiori estivo).

Il **biomonitoraggio** si intende il monitoraggio dell'inquinamento mediante organismi viventi. Le api sono un ottimo biondicatore poiché hanno un corpo peloso che trattiene le polveri, una riproduzione elevata, effettuano numerose ispezioni al giorno, campionano il suolo, la vegetazione acqua e aria, abbiamo una moltitudine di indicatori per alveari, sono organizzate socialmente secondo regole ripetitive e codificate.

Un alveare contiene mediamente 50.000 api, di cui 10.000 sono le raccogliatrici. Ognuna di queste visita ogni giorno mille fiori. Ogni alveare compie 10 milioni di micro prelievi ogni giorno, in un'area definita sul raggio medio di volo delle api pari a 7 kmq. Tutto ciò che le api campionano in ambiente viene stoccato in un unico punto l'alveare, luogo di misura del biomonitoraggio.

Analizzando le api e il miele sarà possibile condurre due tipi di indagini riconducibili entrambe allo stesso scopo: misurare il grado di qualità ambientale presente

nell'area di impianto. La ricerca principale avrà l'obiettivo principale di rilevare le tracce antropiche presenti nell'area di studio. Saranno rilevati il tenore dei metalli pesanti, IPA (Idrocarburi policiclici aromatici), diossine e qualsiasi altro tipo di particolato sia presente sul corpo delle api. Per rilevare la presenza di questi inquinanti saranno catturate alcuni esemplari di api bottinatrici prima del loro rientro in alveare con cadenza mensile da aprile a settembre. Ogni campione di api raccolto sarà immediatamente riposto in un recipiente sterile ed avviato al laboratorio di analisi.

A margine della ricerca sugli inquinanti, analizzando, con cadenza quindicinale al microscopio il miele giovane contenuto all'interno dell'alveare sarà possibile identificare e contare le proporzioni di pollini presenti al suo interno (**analisi melissopalinoologica**). I dati estrapolati dall'analisi melissopalinoologica saranno messi in rapporto per estrapolare gli indici di biodiversità. Tutta l'attività di biomonitoraggio sarà condotta in partnership con l'**Università cattolica di Piacenza** (dott.ssa Ilaria Negri) che assicurerà, fra l'altro la **validità scientifica dei dati e dell'analisi effettuata**.

5. 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).

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 LevelizedCOst of Electricity*) e dei *Costi Esterni* al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

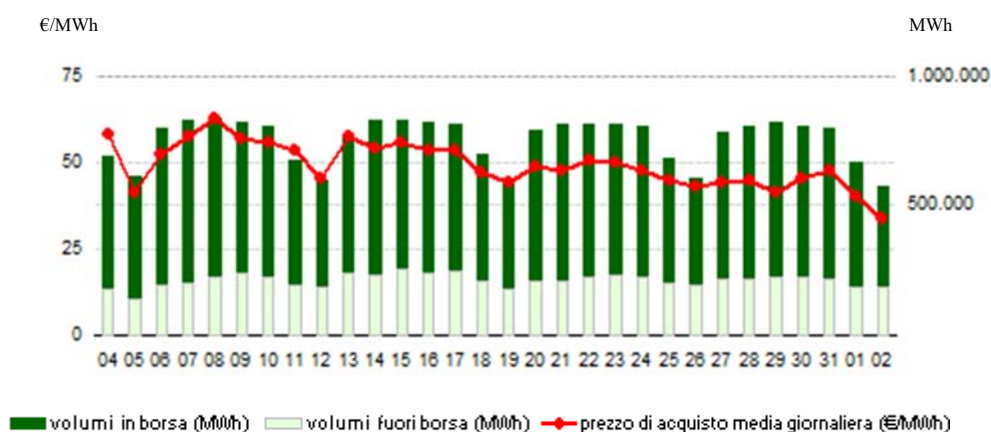
Il valore medio europeo del LCOE (*LevelizedCOst of Electricity*) del fotovoltaico nel 2018 è stimato in 68,5 €/MWh per gli impianti commerciali e in 58,8 €/MWh per quelli utility

scale, in calo sul 2017 rispettivamente del 12,7% e del 7,6% (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

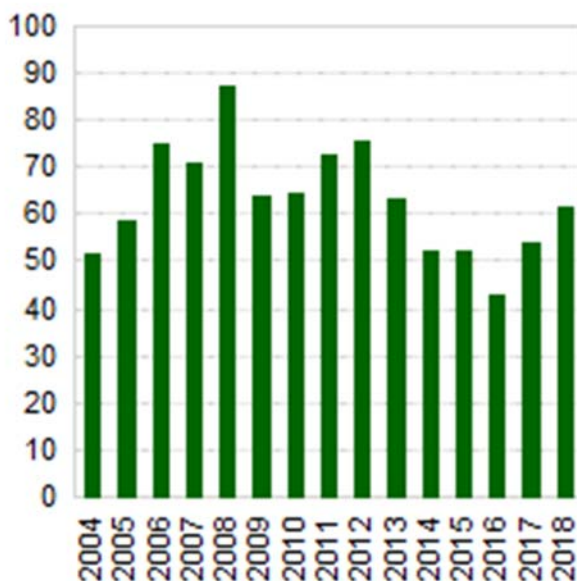
Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente. Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale. In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

Per l'impianto in esame del tipo utility scale è evidente che l'LCOE è in realtà più basso rispetto alla media europea poiché l'impianto è localizzato nel sud Europa in un'area in cui il livello di irraggiamento è di molto superiore alla media. Inoltre le dimensioni dell'impianto permettono di avere economie di scala nei costi di costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto.

Analizziamo di seguito qual è il prezzo di vendita (medio) dell'energia in Italia, per paragonarlo con LCOE della produzione di energia da fonte solare fotovoltaica. Verificheremo che il prezzo di vendita è paragonabile al costo di produzione. A tal proposito riportiamo l'andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia (PUN – Prezzo Unico Nazionale) in Italia nel mese di maggio 2019 (Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it)



E ancora l'andamento del PUN nel periodo 2004-2018



PUN (Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia) in €/MWh – fonte gme.it

Dai grafici si evince che è stata ormai raggiunta la cosiddetta “grid parity” per il fotovoltaico, ovvero la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica è remunerata dal prezzo di vendita sul mercato dell’energia. Il prezzo medio di vendita dell’energia per il 2018 è infatti superiore a 60 €/MWh a fronte di un LCOE medio per il fotovoltaico che è inferiore a 59 €/MWh.

I dati sopra riportati, ovviamente fluttuanti tanto per il prezzo dell’energia, quanto per i costi di costruzione, confermano una tendenza e giustificano quanto sopra.

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. 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. In questi studi si cerca di dare quantificazione monetaria ad aspetti (emissioni e residui generati, rischio di incidenti, eventi accidentali) difficilmente monetizzabili, questo spiega la disparità di valori finali rilevati, e che comunque riportiamo ed utilizziamo, poiché comunque costituiscono un riferimento attendibile.

	Costi esterni fotovoltaico (€/MWh)
RSE, 2014	2,00
Ecofys, 2014	14,20
REN 21, 2012	7,69
ExternE, 2005	6,11
MEDIA	7,5

Nel prosieguo, pertanto assumeremo che il *Costo Esterno* prodotto dall'impianto fotovoltaico oggetto dello Studio è di **7,5 € per MWh prodotto**, ritenendo peraltro questo valore ampiamente conservativo (oltre che prossimo ai risultati dello studio più aggiornato).

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

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 sempre a livello prudenziale il valore di **33 €/t di CO₂ emessa in atmosfera come costo esterno** (ovvero il costo utilizzato negli USA) da prendere in considerazione per la valutazione dei benefici (globali) introdotti dalla mancata emissione di CO₂ per ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica.

Sulla base del mix di produzione energetica nazionale italiana, ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale) in uno studio del 2015, valuta che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di **554,6 g CO₂**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei

componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

In considerazione dei dati sopra riportati, in definitiva possiamo considerare che per ogni kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico in oggetto si abbia una mancata emissione di CO₂ in atmosfera quantificabile da un punto di vista monetario in:

$$0,033 \text{ €/kg} \times 0,5546 \text{ kg/kWh} = 0,018 \text{ €/kWh}$$

L'impianto di Ascoli Satriano ha una potenza installata di 47.502,00 kWp e una produzione annua netta attesa di circa 1.806 kWh/kWp.

In pratica, la produzione annua si attesta su circa:

85.790.000 kWh

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ pari a:

$$85.790.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 1.544.220 \text{ €/anno}$$

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

$$85.790.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 643.425 \text{ €/anno}$$

Il risultato che deriva da quanto sopra rappresenta il vero coefficiente di convenienza che indica un rapporto fra BENEFICI / COSTI di 2,4

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*);
- 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.

È evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia

raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 28% al 2030. In particolare le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il fotovoltaico, il cui LCOE è vicino al *market parity*, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti.

In definitiva tralasciando gli aspetti strategici legati alla produzione di energia rinnovabile all'interno del territorio nazionale, che pure è un aspetto che produce effetti benefici per la comunità nazionale, così come ampiamente evidenziato nella SEN, nella tabella seguente si riportano in sintesi Costi Esterni e Benefici globali, sopra stimati.

Costi/Benefici Globali			Produzione annua energia		Quantificazione annua
Costi esterni (Externalities)	7,50	€/MWh	85.790	MWh	€ 643.425,00
Benefici globali: mancata emissione CO2	18,00	€/MWh	85.790	MWh	€ 1.544.220,00

In conclusione, è evidente che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterebbe dei benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla stessa realizzazione dell'impianto.

Benefici locali

A fronte dei benefici globali sopra individuati e quantificati dobbiamo considerare, d'altra parte, che i costi esterni sono sopportati soprattutto dalla Comunità e dall'area in cui sorge l'impianto, dal momento che gli impatti prodotti dall'impianto fotovoltaico sono esclusivamente locali.

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

Innanzitutto il Comune di Ascoli Satriano, in cui è prevista l'installazione dell'impianto, percepirà in termini di IMU un introito annuale quantificabile in 4.000,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente:

$$72,5 \text{ ha} \times 4.000,00 \text{ €/ha} = 290.000,00 \text{ €/anno}$$

I proprietari dei terreni percepiranno mediamente (valore stimato sulla base di dati medi per i terreni della zona) da altri impianto **2.500,00 € per ogni ettaro** occupato dall'impianto per la cessione del diritto di superficie, e quindi:

$$72,5 \text{ ha} \times 2.500,00 \text{ €/ha} = 181.250,00 \text{ €/anno}$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di 8.000,00 €/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:

$$47,50 \text{ MWp} \times 2.000,00 \text{ €/MWp} = 95.000,00 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di circa 520.000,00 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 20% (104.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$47,50 \text{ MWp} \times 104.000,00 \text{ €/MWp} = 4.940.000,00\text{€}$$

Non considerando (conservativamente) alcun tasso di attualizzazione e dividendo semplicemente per 20 anni (durata presunta del periodo di esercizio dell'impianto), abbiamo:

$$4.940.000,00 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 247.000,00 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito diretto ed ulteriore per il Territorio di circa 740.750,00 euro ogni anno per 20 anni.

In definitiva abbiamo la seguente quantificazione prudenziale dei benefici locali.

	BENEFICI LOCALI
IMU	290.000,00 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	181.250,00 €/anno

Manutenzione impianto	95.000,00 €/anno
Lavori di costruzione	247.000,00 €/anno
TOTALE	813.250 €/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
643.410 €/anno	900.795,00€/anno	813.250,00 €/anno

È evidente dalle stime effettuate che:

- **Sia i benefici globali che i benefici locali sono superiori ai costi esterni, dimostrando la validità e l'opportunità della proposta progettuale fatta.**