



**BIO3 PV
HYDROGEN**

IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON OPERE DI CONNESSIONE

BIO3 PV HYDROGEN S.R.L.

POTENZA IMPIANTO 151,61 MW - COMUNE DI BRINDISI (BR)

Proponente

BIO3 PV HYDROGEN S.R.L.

VIA GIOVANNI BOVIO 84 - 76014 SPINAZZOLA (BT) - P.IVA: 08695720725 – PEC: bio3pvhydrogen@pec.it

Progettazione

Ing. Antonello Rutilio

VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: incico@pec.it

Tel.: +39 0532 202613 – email: a.rutilio@incico.com

Coordinamento progettuale

Envidev Consulting s.r.l

CORSO VITTORIO EMANUELE II 287 – 00186 - ROMA (RM) - P.IVA: 01653460558 – PEC: envidev_csrl@pec.it

Tel.: +39 3666 376 932 – email: francesco@envidevconsulting.com

Titolo Elaborato

S.I.A. –“C” ANALISI DELLA COMPATIBILITA' DELL'OPERA

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PD_SIA01-“C”	24ENV08_PD_SIA01“C” S.I.A.-“C” ANALISI DELLA COMPATIBILITA' DELL'OPERA.	LUGLIO 2024

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	LUGLIO 2024	EMISSIONE PER PERMITTING	ESC	FCO	ARU



COMUNE DI BRINDISI (BR)

REGIONE PUGLIA



**BIO3 PV
HYDROGEN**

SIA: “C” ANALISI DELLA COMPATIBILITA’ DELL’OPERA

INDICE

1 ANALISI DELLA COMPATIBILITÀ DELL’OPERA.	4
1.1 Eventuali alternative progettuali.	4
1.2 Considerazioni in merito alla localizzazione ed alla scelta dell’impianto proposto.	4
1.3 Conformità delle possibili soluzioni progettuali rispetto a normativa, vincoli e tutela.....	6
1.3.1 Impianto “agrivoltaico” in area “Parco regionale salina di Punta della Contessa”	6
1.3.2 Normativa afferente il “Parco” e la realizzazione di FER.	7
1.3.3 Lo stato di abbandono dell’area del “Parco” per le attività di “bonifica” del suolo.	10
1.3.4 I “fattori d’impatto” e l’analisi “S.W.O.T” sviluppata sull’area del “sistema” proposto.	12
1.4 Considerazioni in merito alle “opzioni”	22
1.4.1 Valutazione della “Opzione zero”.	23
1.4.2 Opzione “1” – centrale termoelettrica a combustibili fossili di pari potenza.	26
1.4.3 Opzione “2” – parco fotovoltaico tradizionale “a terra”	26
2 DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE DEL PROGETTO, UTILIZZO DEL SUOLO E DEL SOTTOSUOLO E SUDDIVISIONE FUNZIONALE DELLE AREE DI PROGETTO.	27
2.1 Accesso all’area produttiva.....	27
2.2 Area d’imposta dell’impianto.	29
2.3 Gli interventi preliminari da effettuare sui terreni di studio.....	32
2.4 Descrizione dell’impianto agrivoltaico e caratteristiche generali.	33
2.5 Rispondenza dell’impianto agrivoltaico alle LL.GG.....	36
2.6 Dimensionamento dell’impianto.....	36
2.7 Principali componenti di impianto	36
2.8 Moduli fotovoltaici.....	37
2.9 Inverter di stringa.....	38
2.10 Strutture di fissaggio.	39
2.11 Trasformatori.....	40
2.12 Stazione di trasformazione mt/bt	40
2.13 Progettazione del cablaggio elettrico	41
2.14 Impianto di terra ed equipotenziale	41
2.15 Impianto di illuminazione perimetrale	42
2.16 Impianto di videosorveglianza	42
2.17 Meteo station	42
2.18 Sistema di supervisione	42
2.19 Elettrodotto e opere di connessione	43
3 DESCRIZIONE DEL SITO D’INSEDIAMENTO.	43
3.1 Risorsa solare.....	46

3.2	Albedo Terrestre	47
3.3	Componenti dell'impianto	48
3.4	Moduli fotovoltaici.....	48
3.5	Inseguitori Monoassiali	49
3.6	Inverter di stringa.....	50
3.7	Risultati del rendimento energetico.....	51
3.8	Rendimento energetico e perdite del primo anno (P50).....	51
3.9	Consumo notturno nel primo anno	53

1 ANALISI DELLA COMPATIBILITÀ DELL'OPERA.

1.1 Eventuali alternative progettuali.

La verifica delle eventuali possibili alternative alla soluzione progettuale proposta è svolta confrontando i potenziali impatti delle richiamate proposte, con quelli dall'impianto agrivoltaico oggetto di queste valutazioni.

Prima di vagliare le diverse alternative è necessario identificare quelle reali al progetto che appartengono, sostanzialmente, alle sottostanti categorie:

- **alternative strategiche;** per alternative strategiche si intendono quelle prodotte da misure atte a prevenire la domanda, la *"motivazione del fare"*, o da misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- **alternative di localizzazione;** le alternative di localizzazione possono essere definite in base alla conoscenza dell'ambiente, alla individuazione di potenzialità d'uso dei suoli, ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;
- **alternative di processo o strutturali;** le alternative di processo o strutturali passano attraverso l'esame di differenti tecnologie, processi, materie prime da utilizzare nel progetto;
- **alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi;** le alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi sono determinate dalla ricerca di contropartite, transazioni economiche, accordi vari per limitare gli impatti negativi.

Tutto quanto innanzi riportato non esclude la così detta alternativa/punto "zero" che rappresenta la non realizzabilità dell'opera proposta.

Prima di trattare in merito alle richiamate "alternative" è necessario soffermarsi un attimo sulla localizzazione dell'impianto e sulle motivazioni che hanno indotto alla proposta progettuale.

1.2 Considerazioni in merito alla localizzazione ed alla scelta dell'impianto proposto.

In questo SIA si è avuto modo di riportare che l'impianto occupa una elevata porzione del *"Parco Regionale di Salina di Punta della Contessa"* che è parte integrante del Sito di Interesse Nazionale (SIN) per la bonifica delle matrici ambientali; il SIN di Brindisi è stato istituito con D.M. Ambiente del 10/01/2000 che, oltre a contenere tutta la zona industriale a nord e la centrale termoelettrica a carbone di Cerano, posta a Sud dell'area d'imposta, contiene anche tutta l'area agricola interclusa.

Le ragioni per le quali il Ministero ha perimetrato le aree agricole intercluse fra i due poli industriali, come aree di interesse nazionale per la bonifica, sono da ricercare nel fatto che queste sono state per decenni sottoposte al full-out di contaminanti rivenienti dai due poli ed immessi in atmosfera.

A ciò si aggiunga la presenza del *"nastro trasportatore del carbone"* che, per decenni è risultato anche scoperto ed ha trasportato il carbone, per alimentare la centrale termoelettrica ENEL di Cerano, da Costa Morena, nel porto di Brindisi, alla centrale termoelettrica di Cerano a Sud e dopo un percorso di circa 12 km.

La caratterizzazione chimica ha interessato, come riferito in premessa di questo SIA, terreni agricoli definiti come ad *"alta"*, *"media"* e *"bassa"* criticità; definizioni che, a prescindere dal full-out impiantistico è funzione della distanza dei terreni agricoli dal *"nastro trasportatore"*. Ovviamente i terreni ad *"alta"* criticità sono quelli posti in prossimità del nastro per un'estensione di 150 m. dall'asse.

I due Piani di caratterizzazione effettuati con fondi pubblici dall'Università di Lecce e da Invitalia, hanno evidenziato una diffusa contaminazione delle varie matrici, in funzione anche della richiamata distanza dall'asse attrezzato del carbone.

In un'area agricola e non industriale, la bonifica delle matrici ambientali contaminate non può essere a carico degli agricoltori che fanno della propria esclusiva attività il motivo di sostentamento ma che, purtroppo ed a causa della contaminazione in essere, inducono nella catena trofica umana, coltivazioni a volte contaminate che possono aver inciso sulla salute dei Cittadini.

A conferma della contaminazione ancora in atto, se pur in concentrazioni diverse, vi è la più recente richiesta di *"riperimetrare"* l'area agricola eliminando dal SIN le porzioni più distanti dal *"nastro trasportatore"* e quindi caratterizzate da criticità definita come *"media"* e *"bassa"*, ove, fra l'altro si è progettato l'impianto proposto.

Tale richiesta non è stata accolta dagli Enti locali e dalla Regione Puglia al punto che, nel medesimo Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) n. 174 del 07/05/2024, si riporta che la "riperimetrazione" potrà essere effettuata sulle aree in zona industriale già sottoposte a caratterizzazione e/o bonifica e non, come testualmente riportato alla fine dell'ultima allinea dei "visto" in aree:

".....avente ad oggetto la proposta di ripерimetrazione del SIN "Brindisi", acquisita con nota del 30/01/2024, con protocollo n. 16607, ad eccezione delle aree agricole a "media" e "bassa" criticità che, pertanto, dovranno essere incluse nella cartografia ufficiale del nuovo perimetro del S.I.N."

In definitiva, i terreni su cui è stato proposto l'impianto sono, per una minore parte appartenenti a quelli a "media" contaminazione e per la restante maggiore parte a quelli a "bassa" contaminazione.

Come già riportato in premessa di questo SIA, l'analisi dei sondaggi effettuati nell'area d'imposta ha permesso di evidenziare che, per tutti i terreni, sia a "bassa" che a "media" criticità, le concentrazioni ottenute dalle analisi chimiche non superano mai (ad esclusione di due punti) quelle della soglia di criticità (CSC) riportati nella Tabella "B" dell'Allegato 5 del D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii. relativo a suoli "commerciali ed industriali".

Il confronto è stato effettuato anche per la "Tabella "A" relativa a "verde pubblico e suoli agricoli" e si è rilevata una situazione di contaminazione decisamente maggiore, rispetto alla Tabella "B".

In virtù del fatto che un impianto agrivoltaico è da considerare come impianto industriale, la valutazione dello stato di contaminazione è fatta secondo le "CSC" della Tabella "B" che, come riferito evidenzia solo due punti con una concentrazione del solo "arsenico" eccedente quello di soglia.

In attesa che iniziasse la prima caratterizzazione chimica, avvenuta nel 2003/2004, il Comune di Brindisi propone alla Regione Puglia l'istituzione di un "Parco Naturale Regionale" denominato della "Salina di Punta della Contessa" che comprendesse anche la "zona umida ZSC/ZPS" degli "Stagni e Salina di Punta della Contessa"; la Regione Puglia, con proprio provvedimento nel 2002 istituisce il "Parco naturale Regionale di salina di Punta della Contessa".

L'ubicazione dell'impianto nell'area del Parco, rispondendo pienamente alla normativa vigente (D.L 199/2021 e L.R. 51/2021 art. 37) non ha comportato ripensamenti anche per la presenza nel Parco della zona SIC/ZPS-natura 2000 IT 9140003- degli "Stagni di Salina di Punta della Contessa e di Fiume Grande" in virtù del fatto riconoscendo la valenza ecologica ed ambientale degli habitat e dei biotopi della "Salina", si è prevista la presenza di un "buffer" che distanzia la recinzione dell'impianto dalla perimetrazione esterna dell'area ZSC.

Tale "buffer" non è previsto in nessuna normativa che prende in considerazione le zone SIC(ZSC)/ZPS come riferimento ma si è ritenuto necessario porre un'adeguata distanza con l'impianto al fine di indurre le minori interazioni possibili con la fauna stanziale e migratoria esistente.

Il "Parco" è, dal 2002, in uno stato di totale abbandono in quanto la "gestione", affidata al Comune di Brindisi, non ha mai avuto una reale attivazione; gli unici interventi sono stati quelli relativi alla "Masseria Villanova", posta all'interno del Parco che, pur essendo stata sottoposta ad interventi di risanamento statico e strutturale, è stata oggetto di vandalismo per cui, ancora oggi è in uno stato di abbandono.

In definitiva, la scelta dell'area d'imposta dell'impianto ha avuto tutta una serie di motivazioni, fra le quali:

- **La normativa nazionale** (D.L. 199/2021) e **regionale** (L.R. n. 51/2021) concedono la possibilità di realizzare impianti "agrivoltaici" in aree definite come Siti di Interesse Nazionale (SIN); in particolare la L.R. 51/2021 all'art. 37 dal titolo: " *Disciplina degli interventi su impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nei siti oggetto di bonifica e nelle aree interessate da cave e miniere*" si chiarisce che è possibile realizzare impianti in area SIN.
- **In particolare, il "Parco Regionale di Salina di Punta della Contessa" è parte integrante della perimetrazione dell'area SIN di Brindisi e, come tale, può accogliere la realizzazione di un impianto "agrivoltaico" che sappia valorizzare anche le colture non contaminanti prodotte fra le stringhe dei pannelli.**
- **La progettazione non interessa, nella maniera più assoluta, il perimetro della zona umida ZSC/ZPS" della "Salina di Punta Contessa"; dal perimetro della zona SIC si è ritenuto opportuno, come riferito, definire un "buffer" di rispetto assoluto con la recinzione dell'impianto che va, da un minimo di circa 60-70 m. ad un massimo di oltre 220 m. ed a totale garanzia del minimo disturbo possibile.**
- **Constatato il totale stato di abbandono nel quale sussiste l'intero "Parco", le contaminazioni che si rilevano nel valutare i terreni agricoli con la Tabella "A", a questi destinata, la realizzazione dell'impianto e l'utilizzo di apposite essenze "bioattraenti" comporterà un beneficio ambientale dovuto:**

| BIO3 PV HYDRONGEN S.R.L. | P.IVA: 08695720725 |

Sede Legale: Via Giovanni Bovio 84 | 76014 Spinazzola | Italia | PEC: bio3pvhydrogen@pec.it |

- **alla “bonifica”** dei terreni che presentano contaminazione; a tal proposito si avrà cura di analizzare chimicamente e periodicamente i metalli pesanti e gli organici bioattratti dall’apparato radicale e da quello fogliare;
 - **all’eliminazione** dei pericoli connessi all’immissione nella catena trofica umana di prodotti vegetali contaminati come la lattuga ed il cavolo nero che sono fortemente bioattraenti negli apparati radicale e fogliare;
 - **all’attivazione di processi di agricoltura biologica** eliminando totalmente i fitofarmaci, come ammendanti ed utilizzando solo ammendanti naturali e controllati, quali il **“biochar”**.
- La volontà di voler preservare il biotopo delle “saline” che, a causa della sempre maggiore ingressione marina, tende a modificare il chimismo delle acque con un incremento della matrice sodica; a tal riguardo si attiveranno periodiche azioni di “*bonifica*” del solco erosivo presente nella porzione centrale dell’area d’imposta e dello stesso “*Canale Pandi*” al fine di far addurre maggiori quantità di acque bianche nell’area della salina e compensare l’ingressione marina.
 - La possibilità di utilizzare la “Masseria Villanova” come punto di aggregazione e di appoggio per scolaresche e cittadini che vorranno utilizzare le aree verdi attrezzate previste nel progetto.
 - Realizzare realmente un “*beneficio ambientale*” utilizzando circa 260 ettari di terreni, in stato di abbandono anche colturale, per produrre 151,61 MW da fonte rinnovabile, contribuendo alla “*decarbonizzazione*” dell’area SIN.
 - L’utilizzo di “*agricoltura conservatrice*”, come meglio riportato nella relazione dell’Agronomo (rif. Relazione Agronomica – PD_REL43) permetterà di contribuire ulteriormente alla “*decarbonizzazione*” dell’area SIN di Brindisi, mantenendo i gas climalteranti nella porzione di sottosuolo non intaccato da profonde arature.
 - La possibilità di attivare percorsi lavorativi importanti e specialistici, sia per giovani che per aziende agricole capaci di saper cogliere le opportunità di produrre reddito, congiuntamente alla salvaguardia della salute umana grazie all’immissione nella catena trofica di colture biologiche e non contaminate.
 - La possibilità concreta e sancita dalle attuali norme di poter creare in Brindisi una hydrogen valley a compensazione dei 2.660 MW che sono stati prodotti dalla centrale termoelettrica di Brindisi Sud-Cerano. Una parte dei MW prodotti potranno essere dislocati per la produzione di “*idrogeno verde*” da utilizzare nell’ambito dello stesso petrolchimico e/o da immettere nella rete del metano, come di recente suggerito.
 - La possibilità concreta, considerata l’estensione degli ettari disponibili, di ottenere biomassa tale da permettere la produzione di un piccolo quantitativo di energia alternativa ed, in particolare, di “*biochar*” da utilizzare come ammendante nei terreni al posto dei fertilizzanti chimici che verranno totalmente banditi.

1.3 Conformità delle possibili soluzioni progettuali rispetto a normativa, vincoli e tutela.

Nel capitolo precedente si è avuto modo di rilevare che la caratterizzazione chimica dei terreni costituenti la porzione di “Parco” interessata dalla realizzazione del “sistema” agro-industriale, ha permesso di rilevare che fra le stringhe dell’impianto “agrivoltaico” è possibile attivare colture “food” e quindi permettere un’adeguata redditività all’azienda agricola che, in accordo con la Proponente andrà a gestire le coltivazioni che l’approfondito studio dell’Agronomo ha previsto (rif. Relazione Agronomica – PD_REL43)

E’ del tutto evidente che rispetto al primo impatto relativo alla realizzazione di un impianto industriale in un’area costituente un “*Parco Naturale Regionale*”, verrebbe da ipotizzare una netta esclusione che, invece, appare utile e possibile in virtù di tutta una serie di considerazioni e valutazioni che, sinteticamente, di seguito si riportano:

1.3.1 Impianto “agrivoltaico” in area “Parco regionale salina di Punta della Contessa”

Si propone un impianto “agrivoltaico” elaborato secondo le disposizioni dell’articolo 31 comma 6 della Legge 108/2021 ed adeguato alle “*Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici*” pubblicate dal MiTE il 27 giugno 2022 che, fra l’altro e come meglio riportato nella relazione di progetto, si caratterizza per:

- **Creazione di un “buffer” con la zona ZSC/ZPS, posta ad Est**, al fine di creare una fascia cuscinetto con l’impianto ed incidere minimamente sugli habitat che caratterizzano l’area umida.

- Pur essendo il “buffer” con l’area ZSC non soggetto a vincoli normativi, la Società ha ritenuto utile e necessario creare una fascia di rispetto nella quale permettere che si sviluppino le normali attività della fauna stanziale.
- **Una bassa occupazione di suolo grazie all’utilizzo di pannelli di ultima generazione da 715 Wp** che permettono di ottenere una ulteriore minore occupazione di suolo per le strutture impiantistiche e di avere la possibilità di programmare la realizzazione di interventi dell’agricoltura conservativa e la realizzazione di corridoi ecologici
- **Struttura costituita da 1 solo pannello su stringhe da 28;** interasse fra le stringhe 4,75 m.
- L’aspetto più rilevante di questa previsione progettuale è che le differenti strutture permettono di abbassare l’altezza delle stringhe ad un minimo di 2,1 m.; tale altezza è più facilmente occultabile dalle opere di mitigazione previste e come meglio riportato nella relazione paesaggistica e relative tavole.
- Inoltre, **la distanza fra le stringhe permette l’agevole passaggio dei mezzi meccanici** destinati alle attività di “agrivoltaico”, come riportato nell’apposita relazione ed in particolare in quelle dell’Agronomo.
- **Sostituzione delle cabine “inverter” con “inverter di stringa”.**
- **Si è ridotto notevolmente il numero delle cabine,** sostituite per buona parte, da inverter posti all’estremità delle stringhe stesse.
- **Sono state eliminate le “vele/stringhe”** là dove l’analisi della verifica idraulica prevedeva un possibile alluvionamento duecentennale.
- Pur potendo dimostrare all’AdB che, pur in presenza di un alluvionamento, l’altezza e la velocità di deflusso non avrebbero inciso sull’impianto, avendo incrementato la potenza dei pannelli ed avendo avuto la possibilità di liberare altri suoli, **si è ritenuto opportuno rispettare quanto previsto nella relazione idraulica.**
- **In definitiva, sono state escluse dalla realizzazione delle stringhe le aree che potenzialmente e sulla carta potevano essere in grado di esondare anche se dall’effimero “Canale Pandi” ed ancor più dal “solco erosivo” posto a Sud del Pandi.**
- **Sono state allontanate al massimo le stringhe dai vincoli idrogeologici presenti.**
- La disponibilità di ulteriori suoli ha permesso di eliminare le criticità potenziali e reali esistenti rispetto al “reticolo idrografico” presente; ha permesso di allocare le stringhe a maggiore distanza dalle fasce di rispetto e la sovrapposizione del lay-out con la tavola della “verifica idraulica”, permette di accertarne il reale beneficio ulteriormente acquisito.
- **Realizzazione della metodica dello “agrivoltaico” con “beneficio ambientale ottenuto e rapporto carbon footprint”.**
 La procedura di utilizzo di oltre il 70% dei terreni posti all’interno dell’impianto, con la tecnica dello “agrivoltaico” (*agrivoltaic system*) **prevede l’utilizzo di un ammendante naturale e fortemente contrario alla crescita delle “infestanti”, quale il “biochar”.**
Agricoltura e agrivoltaico possono tranquillamente coesistere apportando benefici sia di ordine “ambientale” che “sociale”; infatti, l’“agrivoltaico” sviluppato su terreni “marginali” e con un approccio al problema meno assolutista, **può indurre nel tempo ad una reale “decarbonizzazione” e ad una concreta riduzione/eliminazione dei combustibili fossili.**
Il connubio fra impianto agrivoltaico ed agricoltura può realmente produrre benefici sia alla produzione energetica pulita che, a quella agricola, ove adeguatamente gestita.
- Ecc. ecc.

1.3.2 Normativa afferente il “Parco” e la realizzazione di FER.

Le motivazioni che hanno addotto alla proposta di realizzazione di un impianto “agrivoltaico”, con eventuale successiva produzione di “idrogeno verde”, acquisisce valenza sia nella mancanza, nel Regolamento di Gestione del “Parco Naturale Regionale di Salina della Contessa”, di divieti nella realizzazione di Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), come riportato nell’art. 6 della legge istitutiva del Parco n. 28/2002 che, ancor più da quanto riportato nella recente normativa regionale, sviluppata a seguito di quella comunitaria e nazionale (L.R. 51/2021 art. 37); inoltre, come già richiamato, nello stato di parziale abbandono in cui versano i terreni ed il sistema idrografico.

In merito agli aspetti normativi, infatti, viene in soccorso la L.R. n. 51/2021 relativa a “Disposizioni per la formazione del bilancio di previsione 2022 e bilancio pluriennale 2022-2024 della Regione Puglia - legge di stabilità regionale 2022” che all’art. 37 testualmente recita:

“Art. 37 Disciplina degli interventi su impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nei siti oggetto di bonifica e nelle aree interessate da cave e miniere

1. Nelle more dell’individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dall’articolo 20 del d.lgs. 199/2021, nei siti oggetto di bonifica, **inclusi i siti di interesse nazionale, situati all’interno delle aree non idonee definite per specifiche tipologie di impianti da fonti rinnovabili di cui all’allegato 3 del R.R. 24/2010, sono consentiti gli interventi di cui all’articolo 242-ter del d.lgs. 152/2006 riferiti a impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.**

2. Non sono preclusi, ancorché ricadenti in aree non idonee alla localizzazione di nuovi impianti ai sensi del R.R. 24/2010, gli interventi nelle aree interessate da cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, purché siano oggetto di un preliminare intervento di recupero e di ripristino ambientale, nel rispetto della normativa regionale, con oneri a carico del soggetto proponente.

3. Restano ferme, laddove previste, le procedure di verifica di assoggettabilità e valutazione di impatto ambientale di cui al d.lgs. 152/2006, nonché le procedure paesaggistiche”.

L’applicazione dell’art. 37, comma 1, della L.R. 51/2021 è possibile in virtù del fatto che tutti i terreni dell’impianto proposto ricadono, nell’area definita dal Ministero dell’Ambiente con Decreto del 10/01/2000, quale Sito di Interesse Nazionale (S.I.N.) per la bonifica delle varie matrici ambientali; **in sostanza, una perfetta attinenza fra quanto previsto dal richiamato art. 37 della L.R. 51/2021 e lo stato di contaminazione esistente nell’area SIN di Brindisi.**

In definitiva, si è rilevato che l’unico elemento di contrasto è relativo all’interferenza, eventualmente esistente, con l’area ZSC/ZPS degli “Stagni e Salina di Punta della Contessa e Fiume Grande”.

Di seguito si riporta la planimetria dell’impianto proposto e l’area umida ZSC/ZPS, con il buffer creato per distanziare il confine dell’impianto e della Salina.



Tavola n. 1: Impronta impianto ed area ZSC/ZPS.

Infine, appare opportuno e necessario riportare che la tabella riassuntiva delle interferenze riportate nel R.R. n. 24/2010 e quindi delle aree non idonee alla realizzazione di impianti FER è datata 2010 e quindi non aggiornata con la normativa precedentemente richiamata della L.R. 51/2021 ed in particolare dell’articolo 37, comma 1.

L'area d'imposta del "sistema" impiantistico agro-industriale proposto costituisce parte dell'area agricola del Sito di Interesse Nazionale (SIN) per la bonifica ed all'interno di questo, l'area del "parco" e come tale risponde alla richiamata normativa, permettendo la realizzazione dell'impianto proposto.

In definitiva, fatte salve le attività di mitigazione e compensazione previste e sulle quali si tratterà nel seguito di questo SIA, l'area d'imposta del "sistema" impiantistico non presenta ulteriori interferenze tali da ipotizzare la non realizzazione dell'opera.

La stessa "Strategia Energetica Nazionale" del Ministero dello Sviluppo Economico, tra gli obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni nel settore energetico al fine di favorire uno sviluppo economico sostenibile del Paese, suggerisce di **"attivare forme di coordinamento tra Stato e Regioni in materia di funzioni legislative e tra Stato, Regioni ed Enti Locali per quelle amministrative, con l'obiettivo di offrire una significativa semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative"**.

L'inidoneità delle singole aree o tipologie di aree è definita tenendo conto degli specifici valori dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale. Inoltre, l'Allegato 3 del R.R. 24/2010 specifica che l'individuazione di tali aree deve essere basata esclusivamente su criteri tecnici oggettivi legati alle caratteristiche intrinseche del territorio e del sito.

Pertanto, si comprende come l'intervento, seppur inserito in un'area caratterizzata dalla presenza di zone sensibili e/o vulnerabili, non vada ad intersecare realmente con nessuna di queste, anche in virtù della creazione di un'area di "buffer" all'area umida e ZSC/ZPS della "Salina di Punta Contessa", buffer che non esiste nella normativa a protezione delle aree ZSC.

Infine, la tavola n. 2 riporta i vincoli esistenti nell'ambito dell'impianto proposto e la rispettiva legenda.

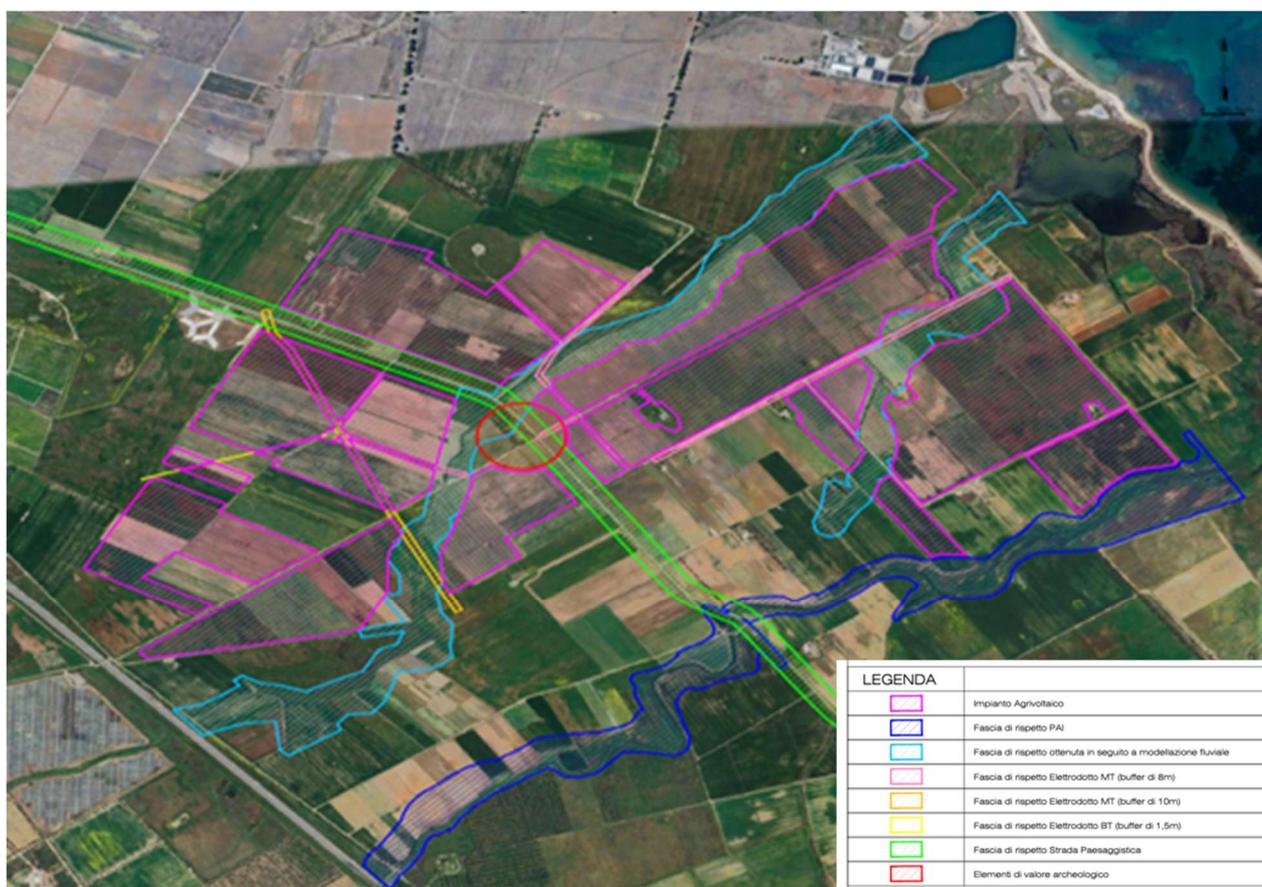


Tavola n. 2: vincoli e relative distanze dell'impianto.

La tabella che segue riporta, invece, le fasce di rispetto esistenti per l'impianto ed il relativo riferimento normativo.

Vincoli e/o elementi individuati	Riferimento normativo	Distanza individuata da normativa	note
Fascia di rispetto PAI Puglia (Bassa Pericolosità)	Piano di bacino (Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale)	Distanza non specificata	
Fascia di rispetto ottenuta in seguito a modellazione fluviale	D.Lgs. 42/2004	Da modellazione 2D	
Fascia di rispetto per linee elettriche	DM 29/05/2008	1,5m di buffer (BT) 8m di buffer (MT) 10m di buffer (MT)	distanze variabili in base al tipo di elettrodotto e se siamo in Bassa Tensione (BT) o Media Tensione (MT)
Fascia di rispetto strada paesaggistica	PPTR - Regione Puglia	40m di buffer	
Elementi di valore archeologico	PTCP - Provincia di Brindisi	Distanza non specificata	

1.3.3 Lo stato di abbandono dell'area del "Parco" per le attività di "bonifica" del suolo.

Nel precedente capitolo si è avuto modo di rilevare che la caratterizzazione chimica effettuata da Invitalia ed Arpa (per il 10% di controanalisi) nel 2014, ha evidenziato per i terreni allo stato attuale e quindi classificabili come "terreni agricoli" e, dal punto di vista chimico, valutati con la Tabella "A" dell'Allegato 5 del D.Lgs 152/2006, relativa a siti "agricoli ed a verde pubblico", **uno stato di contaminazione di "metalli" e di "componenti organici", decisamente inferiore a quello rilevato nell'area definita come "alta probabilità di contaminazione"** (sondaggi "S").

L'area del "Parco", come meglio riportato nelle relazioni dell'Agronomo, evidenziano un'intensa attività di coltivazione che interessa in profondità i terreni agricoli, creando oggettivi "danni" ambientali.

La foto che segue riporta l'intensa fase di aratura, approfondita anche oltre i 50 cm., che avviene all'interno del "Parco"; tale aspetto, nella gestione del rapporto relativo alla "carbon footprint" delle coltivazioni agricole ed in genere al processo di "decarbonizzazione", comporta gravi danni dal punto di vista ambientale in quanto permette l'immissione in atmosfera di grandi quantità di gas climalteranti ed in particolare di: CO₂ e CH₄.

Bando, quindi, alle arature profonde, così come oggi avviene e come rappresentato nella recentissima foto estratta dall'area di studio che, fra l'altro effettuata la fine di aprile del 2024 non rappresenta una sola piccola porzione del Parco ma costituisce, invece, una costante procedura di aratura, a totale danno anche del microclima locale.



Tavola n. 3: aratura profonda in area "Parco".

In merito al "microclima" locale, dovuto alla pratica agricola richiamata ed alla presenza delle grandi immissioni in atmosfera da parte del polo chimico e di quello energetico (a carbone ed olio combustibile) brindisino, negli ultimi 50

anni il territorio di Brindisi è quello che più di altri in Italia ha subito un incremento della temperatura **media annua di 3,2°C**.

Circa gli impianti fotovoltaici è noto che l'incremento delle temperature porta ad un minor rendimento dei pannelli fotovoltaici, così come in tali condizioni, l'agricoltura richiede sempre una maggiore quantità di acqua d'irrigazione.

È del tutto evidente che i due sistemi (produzione di energia ed agricoltura) possono coesistere e fornire un reciproco vantaggio, realizzando determinate colture, all'ombra dei moduli fotovoltaici.

In un sistema *“agro-fotovoltaico”*, eventualmente arricchito dalla produzione di *“idrogeno verde”*, l'ambiente sotto i pannelli è molto più fresco in estate e più caldo in inverno; ciò conduce ad **una riduzione del tasso di evaporazione delle acque in estate e ad un minore “stress” subito dalle coltivazioni**. È noto, infatti, che le colture che crescono con minori *“stress termici”* richiedono meno acqua e poiché non avvizziscono facilmente nelle ore più calde, **hanno fotosintesi più lunghe e possono crescere in modo più efficiente**.

Un altro aspetto sul quale si avrà modo di soffermarci è la così detta *“impronta ambientale”* prodotta dall'impianto che, se pur estremamente limitata nella *“pressione”*, con evidenti benefici delle quantità massicce immesse in atmosfera, ha una minima rilevanza se considerata nelle esclusive fasi di cantierizzazione e di decommissioning dell'impianto.

In particolare, si è reso necessario approfondire **considerazioni in merito alla capacità del “suolo” di immagazzinare “Carbonio” (carbon sink) che, con le introduzioni agricole previste dall'esperto Agronomo (agricoltura conservativa), rendono tale aspetto estremamente positivo, a differenza di quanto avviene nell'attuale condizione di coltivazione agricola tradizionale**.

Lo specialista Agronomo nella propria relazione tecnica del *“Piano colturale”* entra nel merito dell'utilizzo dei terreni non interessati direttamente dalle strutture impiantistiche, avanzando l'ipotesi di effettuare su tali aree *“libere”* la *“coltivazione conservativa”* con la tecnica della *“minimum tillage”* (minima aratura) e, quando possibile, la *“no-tillage”*.

La *“agricoltura conservativa”* fa riferimento a tutte quelle pratiche che minimizzano l'alterazione della composizione, della struttura e della naturale biodiversità della matrice *“suolo”* salvaguardandolo dall'erosione e dalla degradazione e permettendo di amplificare la capacità di trattenere i *“gas serra”* che, nelle politiche/norme derivanti dal Protocollo di Kyoto, sono espresse in CO2 equivalente, con l'applicazione dei coefficienti di GWP (Global Warming Potential) di ciascun composto.

In sostanza, la “agricoltura conservativa”, rispetto a quella tradizionale, si differenzia per la non applicazione di tutte quelle pratiche che prevedono un rimescolamento degli strati del terreno che nel medio o lungo periodo portano a una riduzione della sostanza organica nei suoli ed alla immissione in atmosfera dei gas clima alteranti presenti nel suolo.

In definitiva, la realizzazione delle metodiche della *“agricoltura conservativa”* sulle aree dell'impronta del parco fotovoltaico utili per la coltivazione, costituisce la giusta connessione fra la produzione di energia da fonte rinnovabile e la produzione da *“agricoltura conservativa”* che, congiuntamente, viene riconosciuta come tecnologia *“agro-fotovoltaica”* (*agrivoltaic system*).

Si è avuto modo di riportare (cfr. relazione sulla carbon footprint) che tale applicazione tecnologica viene a produrre notevoli benefici *“ambientali”* connessi, sostanzialmente: **al trattenere nelle matrici suolo e sottosuolo la CO2 e gli altri gas climalteranti, a migliorare le condizioni di “microclima” che inducono ad una migliore produzione agricola e ad un maggior rendimento degli stessi pannelli fotovoltaici.**

Il miglioramento del chimismo del top soil e del suolo, con relativo arricchimento chimico, verrà comunque attuato spargendo, secondo le norme in essere, il “biochar” prodotto dalla biocombustione delle essenze no-food prodotto nell'area agricola dell'impianto agrivoltaico proposto.

In definitiva, la realizzazione del *“sistema”* agrisolare proposto eviterà, per l'intera superficie dell'impianto, pari ad oltre 260 ettari, che avvengano azioni di aratura profonda tali da immettere in atmosfera grandi quantità di gas clima alteranti fra cui anche e soprattutto la CO2 ed il Metano (CH4).

Per l'attuale stato di coltivazione dell'area Parco, l'impianto proposto, anche per questo aspetto costituisce un evidente “beneficio ambientale” che, per come quantificato, verrà innanzi richiamato.

1.3.4 I “fattori d’impatto” e l’analisi “S.W.O.T” sviluppata sull’area del “sistema” proposto.

Tutto il lavoro è stato sviluppato al fine di fornire indicazioni e riscontri, anche analitici con valutazioni e calcoli in alcune matrici ambientali, di ordine ambientale ed in particolare, in merito agli impatti, all’intensità, complessità e probabilità che l’impatto sia negativo.

Altresì, in funzione dei riscontri ottenuti dalle analisi specifiche per ciascuna matrice, si è operato relazionando in merito alle opere di “mitigazione” e “compensazione” previste, il tutto anche in termini di analisi “S.W.O.T.” (Strengths, Weaknesses, Opportunities e Threats).

L’analisi “S.W.O.T.” utilizzata è, infatti, quella che ha permesso il raggiungimento degli obiettivi, considerati in modo indipendente tra loro e che consente di considerare, per ognuno di questi:

- **punti di forza o di intensità** (Strength), attribuzioni interne del progetto, utili al raggiungimento dell’obiettivo;
- **punti di debolezza** (Weakness), fra cui anche la “**complessità**” della realizzazione dell’impianto come attribuzioni interne del progetto, dannose per raggiungere l’obiettivo;
- **opportunità/probabilità** (Opportunities), quali condizioni esterne utili a raggiungere l’obiettivo;
- **minacce** (Threats), le condizioni esterne che potrebbero recare danni alla performance.
- In questo modo è stato possibile analizzare anche le strategie utilizzate e che si distinguono in:
- “**offensive**”: trasformano le opportunità esterne in punti di forza interni al sistema;
- “**difensive**”: eliminano le debolezze sfruttando nuove opportunità;
- “**di aggiustamento/ mitigazione**”: difendono e sfruttano i punti di forza interni rispetto alle minacce esterne;
- “**di sopravvivenza/compensazione**”: evitano o limitano l’influenza negativa delle minacce esterne sulle debolezze già presenti nel sistema o su quelle potenziali.

Nella globalità e complessità della progettazione impiantistica e la particolare “contaminazione” dei terreni dell’area SIN di Brindisi, come precedentemente rilevato, hanno indotto ad effettuare le valutazioni su ciascuna delle “matrici ambientali” considerate.

Le tabelle delle analisi riportate in precedenza, evidenziano le strategie già presenti (nella definizione: quo ante, fase di realizzazione, esercizio e decommissioning) indicate nel progetto dell’impianto e mettono in luce le strategie che sembrano più opportune per mitigare le minacce esterne o per compensare i punti di debolezza.

In altri termini, gli impatti che l’impianto produrrebbe sulle varie matrici ambientali sono stati anche riportati nel seguito di questo SIA ed in altre relazioni connesse alla procedura di VIA.

Per meglio esplicitare il concetto, tutto quanto elaborato a corredo dell’impianto, ha condotto allo sviluppo dell’analisi “S.W.O.T.” la cui personale interpretazione (anche tabellare) è stata riportata in questo SIA e nei “temi” successivi.

In particolare, la Sezione “D”- “Mitigazioni e compensazioni ambientali” contribuisce a mettere bene in evidenza gli impatti previsti nelle varie matrici ambientali considerate e nelle tre fasi di gestione dell’impianto, quali: realizzazione, gestione e decommissioning.

In particolare, la Sezione “D”, riporta le attività di “mitigazione” e “compensazione” individuate al fine di ridurre al minimo l’impronta ecologica prodotta dalla realizzazione dell’impianto stesso.

Tutto ciò senza tralasciare che per ogni matrice ambientale considerata, là dove possibile, è stata calcolata l’incidenza in termini di intensità e complessità, proiettata temporalmente con i risultati ottenuti rappresentati anche in termini di analisi “SWOT”.

Infine ed al solo scopo di riportare un esempio di “*impatto potenziale*” e, nel qual caso anche di intensità e durabilità del “*beneficio ambientale*” prodotto, si riporta quanto proposto ed elaborato nell’ambito della relazione “**Benefico ambientale-rapporto sulla “carbon footprint”** ove si è ritenuto opportuno evidenziare la necessità di applicare, nella totalità dei terreni agricoli costituenti l’impianto, l’innovativa soluzione adottata della “**agrivoltaico**” e quindi della possibilità di attivare fra le stringhe degli inseguitori solari, la “**agricoltura conservativa**” (maggese vestito) **che si caratterizza per una “minimum/no-tillage” e quindi una mancanza di rivoltamento del terreno e relativo beneficio ambientale con la riduzione delle emissioni di gas climalteranti in atmosfera.**

A tal proposito si è chiarito che il “suolo” funge da serbatoio per la CO2 e per gli altri gas climalteranti e che l’aratura dei terreni è un grave sistema di emissione; a tal proposito per l’impianto si è calcolata una riduzione di CO2 immessa

in atmosfera in 30 anni, pari a 43.479,82 TCO₂ eq che va aggiunta alla mandata produzione della medesima quantità di energia prodotta da fonti fossili, pari ad un risparmio di 2.379,04 TEOP.

L'applicazione della tecnologia "*agrivoltaica*", per come riportata, costituirebbe un vero e concreto esempio di "*decarbonizzazione*" per Brindisi.

Di seguito si riporta l'analisi "*S.W.O.T.*", effettuata secondo la metodica classica dei 4 fattori: **punti di forza, debolezza, opportunità e minacce**, non in termini generali ma evidenziando le tre fasi essenziali, quali:

- **Analisi SWOT ex ante la realizzazione dell'impianto (attuali);**
- **Analisi SWOT – in esercizio impianto;**
- **Analisi SWOT ex post (dopo dismissione).**

Tale analisi è sviluppata in perfetta attinenza con quella già riportata nella documentazione del SIA e delle altre relazioni di progetto richiamate; nella riproduzione classica, che segue, attraverso la matrice "*SWOT*" è stato possibile utilizzare la "*pianificazione strategica*", rispondendo ai principi di riferimento (punti d), e) ed f) del punto 3) dell'Allegato V – parte II del D.Lgs 152/2006) ed analizzando i **punti di forza *STRENGTHS***, i **punti di debolezza *WEAKNESSES***, le **opportunità *OPPORTUNITIES*** e le **minacce *THREATS*** legate alla realizzazione del "sistema" agro industriale, con produzione di "idrogeno verde".

ANALISI SWOT

EX ANTE (PRIMA DELLA REALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO)

S



FORZA

- Utilizzo di aree in stato di abbandono colturale che evidenziano chiari sintomi di pre-desertificazione per impoverimento della matrice «suolo»;
- Utilizzo di terreni agricoli coltivati a seminativo non irriguo e con evidenti rimodellamenti della matrice «suolo»;
- Per i terreni in «seminativo» vi è incoerenza con gli obiettivi dei protocolli internazionali sui cambiamenti climatici volti al conseguimento di una riduzione globale delle emissioni di gas-serra;
- Per i terreni in «seminativo», eliminazione di specie erbacee infestanti che non agevolano la presenza di avifauna e selvaggina locale stanziale e che favoriscono la trasmissione del batterio della xylella;
- Per i terreni in «seminativo» non è evitato l'uso di pesticidi e fitofarmaci;
- Nessun riscontro positivo in merito ai processi di decarbonizzazione e riduzione delle emissioni dei gas climalteranti.
- La normativa nazionale e regionale che agevola la realizzazione di impianti FER anche in aree SIN.



W



DEBOLEZZA

- Scarsa redditività del comparto agricolo e per colture tradizionali e non di pregio ecologico ;
- Impatto derivante da trattamenti con fertilizzanti chimici e sostanze inquinanti;
- Forte pressione antropica esercitata da una attività agricola intensiva nelle porzioni che non sono in abbandono colturale;
- Erosione dei terreni a causa di coltivazioni intensive in prossimità dei canali;
- Erosione dei terreni nelle aree in stato di abbandono colturale a causa di una mancata regimentazione delle acque meteoriche;
- Monocolture diffuse non resistenti al batterio della xylella;
- Inquinamento ambientale legato all'utilizzo alle tecniche agricole tradizionali.



T



MINACCE

- Presenza di uno stato di contaminazione dei suoli e della falda freatica;
- Progressiva perdita della biodiversità a causa dell'insistenza su monocolture;
- Incapacità di reagire alla diffusione della Xylella;
- Abbandono delle aree agricole della contaminazione esistente;
- Mancato ricambio generazionale e progressivo abbandono delle aree agricole;
- Progressiva artificializzazione ed impermeabilizzazione dovute a pratiche agricole (teli plastici di protezione) che spesso vanno ad alterare la percezione del contesto;
- Ulteriore abbandono di percorsi di fruizione paesaggistica già in stato di degrado;
- Mancanza di prospettive rispetto alla grave situazione evidenziata.

O



OPPORTUNITA'

- Accesso a fondi derivanti dalle politiche agricole europee per l'uso dello «agrovoltaico»;
- Riqualificazione di percorsi paesaggistici ora in abbandono e promozione della fruizione "lenta" dei paesaggi;
- Tutela delle forme naturali e seminaturali dei paesaggi rurali con creazione di «corridoi ecologici» totalmente esclusi dall'attuale gestione dei terreni;
- Valorizzare il patrimonio identitario-culturale insediativo ora in abbandono.

ANALISI SWOT IN FASE DI ESERCIZIO

S



FORZA

- Produzione di energia elettrica rinnovabile 100% e sostegno alle politiche energetiche nazionali e regionali;
- Riduzione import energia elettrica (non rinnovabile) dall'estero;
- Tecnologia innovativa, con tracker bifacciali e moduli ad alto potenziale energetico;
- Coerenza dell'intervento industriale con le funzioni stabilite dalla pianificazione urbanistica locale e Regionale;
- L'opera non contrasta con la disciplina introdotta dal PPTR Regionale e lo stesso non determina interferenze con aree oggetto di tutela dell'assetto ambientale o con Beni paesaggistici di interesse storico-culturale e/o beni identitari;
- L'esame della cartografia allegata al Piano di Assetto Idrogeologico ha consentito di escludere interferenze dell'intervento con aree a rischio idraulico, eliminando anche le aree con eventuale rischio di esondazione duecentennale;
- Impatti irrilevanti a carico della componente vegetazionale e floristica;
- I sistemi a più spiccata naturalità (SIC/ZPS), non saranno in alcun modo interessati dal progetto, trattandosi di ambiti localizzati ad adeguata distanza dal sito di imposta;
- Attivazione delle tecniche di "Agrovoltaico" fra le stringhe dell'impianto al fine di tenere attiva la componente organica dei suoli;
- Monitoraggio chimico dei suoli al fine di evitare presenze di contaminanti ed indurre ad un arricchimento della matrice organica del suolo;
- Produzione di "colture biologiche" di pregio coltivate nell'area d'impianto e destinate ad essere inserite nel ciclo di consumo umano senza alcun pericolo di incremento di morbilità;
- Creazione di posti di lavoro stabili a lungo termine;
- Beneficio ambientale connesso alla "carbon footprint" ed alla "carbon sink" per l'utilizzo della tecnica "agrovoltaico" ed introducendo in area SIN la tecnica della "decarbonizzazione";
- Notevole investimento sul territorio;
- Creazione di corridoi ecologici ed aree per microfauna ed insetti e di "pozze naturalistiche" al fine di agevolare il transito dell'aviofauna e di evitare l'impaludamento da acque meteoriche;
- Rilievi archeologici al fine di identificare, al di fuori dell'area d'imposta dell'impianto e di valorizzare eventuali reperti .



W



DEBOLEZZA

- Impatto visivo residuale;
- Processi autorizzativi lunghi;
- Stakeholder engagement critico per preesistenze sul territorio di impianti che non hanno avuto attenzione al paesaggio;
- Opere di connessione onerose;
- Esposizione a rischi di furti e danneggiamenti.



O



OPPORTUNITA'

- Favorire il processo di "decarbonizzazione";
- Incentivare in prospettiva dell'installazione di pannelli fotovoltaici e per i grandi impianti anche su "terreni contaminati" in aree SIN;
- Attrarre forti investimenti, anche internazionali, con ricadute per lo sviluppo locale;
- Contrastare il fenomeno del cambiamento climatico e del conseguente innalzamento della temperatura media;
- Nuova "vita" per i terreni che si libereranno delle essenze spontanee che sono tramite di diffusione della Xylella;
- Riduzione del costo dell'energia elettrica a sostegno dello sviluppo dell'industria locale;
- Bonifica dei terreni con eliminazione dei metalli pesanti eccedenti le "concentrazioni limite", ove presenti;
- Possibile sviluppo di una filiera nel settore delle energie rinnovabili con creazione di nuovi posti di lavoro;
- Presidio aree grazie ad aumento della sicurezza a seguito di realizzazione di impianti di illuminazione, videosorveglianza ed ausilio di vigilanza;
- Opportunità di sperimentare tecnologie sempre più all'avanguardia nel settore energy da implementare a fine vita dell'impianto;
- Crescita economica diffusa sul territorio ed incentivo per la nascita di comparti industriali a tasso di crescita e contenuto di innovazione elevati, oltre che determinare positivi ritorni di immagine a livello territoriale.

T



MINACCE

- Occupazione di suolo agricolo se pur limitato all'area d'impianto e non alla porzione in "agrovoltaico";
- Ulteriore antropizzazione delle aree;
- Frammentazione delle aree se i progetti non seguono linee guida e non prevedono interventi di "mitigazione" e "compensazione";
- Basso costo del gas naturale come alternativa alle rinnovabili;
- Alterazione dello stato dei luoghi.

ANALISI SWOT
EX POST (FASE DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO)

S



FORZA

- Restituzione di un'area agricola con terreni arricchiti nella componente umica e quindi più produttivi;
- Possibilità di coltivare essenze di tipo "food" e senza problemi connessi alla salute pubblica;
- Incremento naturale della fertilità dei terreni;
- Benefici ambientali, occupazionali e di redditività;
- La produzione di "biomasse" no food avrà accesso alla eventuale produzione di ulteriore energia rinnovabile e con produzione di biometano;
- Produzione di «idrogeno verde»;
- Evidente risposta ai processi di "decarbonizzazione" attraverso la "carbon sink";
- Generale incremento della biodiversità dell'intera area d'impianto;
- Arricchimento del territorio, di interventi di "mitigazione" e "compensazione" con incremento dei corridoi ecologici ;
- Possibilità di accesso a finanziamenti destinati al settore agricolo;
- Possibilità di trasferire ad altre porzioni di terreno agricolo le esperienze acquisite nei processi di produzione "agrovoltaica";
- Miglioramenti tecnologici dei tracker ed incremento della produttività;



O



OPPORTUNITA'

- Ritorno alla completa vocazione agricola dei terreni dell'impianto ma sempre con "agricoltura conservativa" e "no tillage";
- Produzioni agroalimentari biologiche, in virtù del fatto che nel periodo di gestione dell'impianto non saranno mai stati utilizzati integratori e fitofarmaci;
- Nessun impatto visivo se non un miglioramento della biodiversità arborea creata;
- Modifica sostanziale ed in positivo del "paesaggio" con il possibile recupero dell'integrità delle trame e dei mosaici colturali dei territori rurali di interesse paesaggistico che caratterizzano la porzione di territorio utilizzato per l'impianto proposto;
- Possibilità di proporre colture di pregio, in un ambiente totalmente recuperato dal punto di vista qualitativo e quantitativo.

W



DEBOLEZZA

- Riduzione nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- Perdita di posti di lavoro;
- Immissione in atmosfera di CO2 ed altri gas climalteranti ove si dovesse riattivare l'agricoltura tradizionale con il rivoltamento delle zolle superficiali.



T



MINACCE

- Rischio di disordine estetico/percettivo del "paesaggio" ove non ben attivate le opere di "mitigazione" e "compensazione";
- Ritorno a produzione agricole in maniera tradizionale, con l'utilizzo di fitofarmaci ed immissione in atmosfera di gas climalteranti;
- Abbandono delle aree boschive create e non gestite adeguatamente;
- Perdita della filiera creata nel settore green-energy con conseguente perdita di posti di lavoro;
- Progressiva perdita del know-how e delle professionalità acquisite nel settore della green-energy ove non effettuati i necessari periodici revamping.



Si ritiene di aver seguito pedissequamente tutto quanto possibile e normativamente riportato per rendere la richiesta di procedura di V.I.A. la più confacente possibile alla normativa vigente e la più esaustiva ai fini della valutazione globale da parte degli Enti interessati.

L'analisi conoscitiva preliminare è stata svolta secondo la seguente prassi:

- Inizialmente sono stati identificati i fattori di impatto collegati all'impianto e, quindi, selezionate le componenti ambientali sulle quali possono essere prodotte interferenze potenziali;
- Successivamente è stata individuata un'area vasta, cioè un ambito territoriale di riferimento nel quale inquadrare tutte le potenziali influenze dell'opera.
- Al termine dell'indagine conoscitiva preliminare, in ciascun ambito di influenza è stata svolta l'analisi di dettaglio:
- E' stato individuato con esattezza l'ambito d'influenza di ciascuna componente interessata (area di studio); la verifica che tali ambiti ricadono all'interno dell'area vasta che è servita come controllo sull'esattezza della scelta effettuata per questa ultima;
- Successivamente sono stati effettuati gli studi specialistici su ciascuna componente, attraverso un processo generalmente suddiviso in due parti:
 1. **la caratterizzazione dello stato attuale e la stima degli impatti;**
 2. **la valutazione degli impatti.**

L'indagine conoscitiva preliminare è stata svolta al fine di identificare le eventuali interazioni significative potenziali tra le azioni di progetto e le componenti ambientali interessate; **tali azioni hanno avuto lo scopo di individuare le criticità attese al fine di indirizzare lo svolgimento dello studio ambientale.**

Il riconoscimento preliminare dei fattori d'impatto potenzialmente significativi è stato, in sostanza, la prima tappa del processo di caratterizzazione dello stato ambientale e di predisposizione delle interferenze progettuali.

Successivamente sono state identificate le componenti ambientali potenzialmente interessate dalla realizzazione dell'opera, sulla base dei fattori causali di impatto potenzialmente individuati.

Il terzo fondamentale elemento dell'analisi conoscitiva preliminare è stato l'individuazione e definizione dell'area vasta preliminare per le diverse componenti ambientali, che sarà stata oggetto, dell'analisi specialistica sul "rumore", di quella relativa ai campi elettromagnetici prodotti, dello smaltimento delle acque meteoriche, della migliore tecnologia per l'infissione dei pannelli, degli impatti cumulativi, ecc.

E' importante sottolineare che l'analisi preliminare, effettuata prima delle attività di approfondimento, non tiene conto delle condizioni ambientali specifiche dell'area di realizzazione che emergono solo dalle successive analisi e degli effetti delle misure di mitigazione degli impatti che sono adottate in fase di gestione al fine di ridurre le eventuali interferenze esercitate dall'opera sul territorio.

Sulla base dell'analisi del progetto sono stati identificati i fattori di impatto potenziale che necessitano di un'analisi dettagliata e che sono riferibili sia nella fase di "costruzione" per la realizzazione dell'impianto che, in quella di "gestione" e di "fine vita".

I "fattori d'impatto" trattati, sono stati:

- 1) **Aria-clima:** caratterizzazione meteo-climatica e qualità dell'aria;
- 2) **Fauna e flora:** formazioni vegetali ed associazioni animali, emergenze più significative, specie protette ed equilibri naturali; ad integrazione vi è la relazione specialistica dell'Agronomo;
- 3) **Suolo e sottosuolo:** profilo geologico, geotecnico, geomorfologico e pedologico, nel quadro dell'ambiente in esame; ad integrazione vi sono varie relazioni a firma dello scrivente geologo;
- 4) **Acqua:** acque meteoriche e loro smaltimento e considerazioni in merito alla vicinanza del "reticolo idrografico"; ad integrazione vi sono varie relazioni a firma dello scrivente geologo e dello specialista sulla verifica idraulica;
- 5) **Rumore:** indotto nella fase di realizzazione dell'impianto e di quello di esercizio; ad integrazione vi è relazione dello specialista che, per quanto riportato da ARPA, è adeguatamente completa;
- 6) **Emissioni elettromagnetiche:** dovute al funzionamento dell'impianto ed alle opere connesse all'impianto stesso; ad integrazione vi è relazione dello specialista che, per quanto riportato da ARPA, è adeguatamente completa;

- 7) **Paesaggio:** aspetti morfologici e culturali del paesaggio, identità delle comunità umane interessate e relativi beni culturali; ad integrazione vi è relazione dello specialista “paesaggista”;
- 8) **Salute Pubblica:** aspetti statistici.

La descrizione dei caratteri delle componenti ambientali è stata sviluppata sia facendo riferimento a pubblicazioni scientifiche che, in funzione dell’esperienza acquisita, oltre che per i numerosi sopralluoghi effettuati.

Come riportato, ogni componente ambientale, così individuata, è stata analizzata in dettaglio mediante uno studio specifico; pertanto, per ogni componente è stata sviluppata una sezione specifica nel Quadro di Riferimento Ambientale riportato nel SIA.

In definitiva, per ciascuna delle matrici/componenti richiamate, sono state riportate le principali eventuali “criticità” potenziali e sono stati analizzati gli impatti potenziali sia in fase di cantiere che, in fase di esercizio e di dismissione dell’impianto.

L’analisi della qualità ambientale è riferita allo stato quo ante la realizzazione dell’impianto; di seguito nella sottostante tabella si riportano le potenziali alterazioni che l’ambiente, nelle varie matrici/componenti, d’insediamento dell’impianto può subire.

L’identificazione di un’area vasta preliminare è stata dettata dalla necessità di definire, preventivamente, l’ambito territoriale di riferimento nel quale possono essere inquadrati tutti i potenziali effetti dell’impianto che costituiscono la c. d. “**impronta ecologica**” all’interno della quale realizzare le analisi specialistiche per le varie componenti ambientali interessate.

Matrici ambientali	componenti	Potenziali criticità
Atmosfera	aria	Qualità dell'aria
Acque	freatiche superficiali	qualità acque superficiali
		utilizzo acque superficiali
	sotterranee profonde	qualità acque profonde
suolo e sottosuolo	suolo	qualità del suolo
ecosistemi	flora	qualità vegetazione
	fauna	quantità fauna locale
Ambiente antropico	benessere	clima acustico
		salute dei residenti
	territorio	viabilità
		traffico veicolare
	assetto socioeconomico	economia locale
mercato del lavoro		
Paesaggio	paesaggio	modifica del paesaggio
Patrimonio culturale	insediamenti d’interesse	modifica del patrimonio
Salute pubblica	salute	incidenza impianto

Tabella n. 102: Matrici ambientali/componenti esaminati nel SIA.

In definitiva, lo scopo relativo alla individuazione e definizione fra i fattori di impatto e le componenti ambientali è stato quello di stabilire quali fossero le correlazioni ed i rapporti di azione-reazione intercorrenti fra l’opera in progetto e l’ambiente naturale, riassumendo le considerazioni preliminari che hanno orientato la redazione dello Studio di Impatto

Ambientale con riferimento agli impatti potenziali più significativi, relativamente alle fasi di costruzione, esercizio e decommissioning.

L'identificazione e la valutazione della significatività degli impatti è stata ottenuta attraverso l'individuazione dei fattori di impatto per ciascuna azione di progetto e la classificazione degli effetti, basata sulla loro rilevanza e sulla qualità e sensibilità delle risorse che questi coinvolgono.

Con riferimento allo stato attuale, per ogni componente ambientale l'impatto è stato valutato e per alcune matrici (atmosfera-clima e suolo e sottosuolo) tenendo in considerazione:

- L'entità della risorsa;
- la sua capacità di ricostituirsi entro un determinato arco temporale;
- la rilevanza e l'ampiezza spaziale dell'influenza che essa ha su altri fattori del sistema considerato;
- la "ricettività" ambientale.
- Relativamente alla valutazione dell'impatto derivato dalla realizzazione dell'impianto agrivoltaico proposto, congiuntamente alle relazioni specialistiche agronomiche, del rumore e delle emissioni elettromagnetiche, si è proceduto attraverso:
 - l'individuazione delle azioni progetto connesse alla realizzazione ed alla gestione dell'opera, intese come elementi del progetto che costituiscono la sorgente di interferenze sull'ambiente circostante e ne sono causa di perturbazione;
 - la definizione dei fattori di perturbazione potenzialmente generati dalle azioni di progetto;
 - l'individuazione delle componenti ambientali significative coinvolte dalle azioni di progetto;
 - l'elaborazione di una matrice di attenzione, volta ad evidenziare le possibili interazioni tra azioni di progetto/fattori di perturbazione e componenti ambientali, sia in fase di costruzione sia in quella di esercizio.

In merito all'impostazione metodologica seguita è necessario evidenziare che, come riportato, il lavoro è stato strutturato riportando lo stato attuale, l'individuazione degli impatti potenziali/reali nella fase di cantiere, di esercizio e di dismissione o ripristino; il giudizio di impatto, per ciascuna componente e ciascun fattore ambientale, è stato dato in maniera qualitativa attribuendo la seguente valutazione:

- **Significatività dell'impatto negativo potenziale:**
 - **altamente probabile (AP);**
 - **probabile (P);**
 - **incerto/poco probabile (PP);**
 - **nessun impatto (NI).**

La valutazione ha tenuto conto sia della significatività della probabilità che le azioni di progetto determinino il fattore di impatto e, sia la "significatività" della probabilità che il fattore di impatto induca impatto negativo sulla componente o sul fattore ambientale analizzato.

Nel giudizio di impatto si è, altresì, tenuto conto della reversibilità dello stesso e cioè del tempo di "**riassorbimento**" e superamento dell'impatto indotto dall'attività da parte delle componenti e fattori ambientali colpiti. Sono stati considerati tre classi di reversibilità:

- **Reversibilità dell'impatto:**
 - **breve termine (BT);**
 - **lungo termine (LT);**
 - **irreversibile (I).**
- **In caso di impatto positivo o di impatto considerato irrilevante o inesistente non si formula alcun giudizio.**

Nella tabella conclusiva, al termine di tutte le valutazioni, vengono raccolti i potenziali impatti suddivisi per probabilità di significatività dell'impatto senza e con i sistemi di abbattimento/contenimento e successiva, ove necessario, "mitigazione".

Tale tipo di individuazione e classificazione dell'impatto potenziale consente al detentore del procedimento di valutazione dell'impatto di considerare gli impatti a prescindere da mere valutazioni quantitative spesso non confrontabili e legate al peso che ciascun esperto associa alla matrice ambientale considerata.

Per le matrici ambientali per le quali non si prevede alcun tipo di alterazione, anche potenziale, ne è stata omessa la descrizione dello stato attuale.

Nella sottostante tabella si riportano, accorpati, i giudizi di "significatività" dei soli impatti negativi generati dall'impianto agrivoltinico che si intende realizzare in agro di Brindisi.

Gli stessi impatti sono stati giudicati a monte delle opere di mitigazione e/o contenimento.

Nella stessa tabella è riportata la reversibilità dell'impatto stesso e la stima della probabilità in fase di cantiere, di esercizio e di ripristino, sempre che l'impatto sia significativo.

Sulla tabella sono stati evidenziati, con riquadri colorati, gli impatti ritenuti più significativi e la tempistica di "reversibilità".

COMPONENTE O FATTORE AMBIENTALE		VALUTAZIONE IMPATTI NEGATIVI (a monte delle opere di mitigazione)					
		Fase di CANTIERE		Fase di ESERCIZIO		Fase di RIPRISTINO	
		Significatività	Reversibilità	Significatività	Reversibilità	Significatività	Reversibilità
Aria	atmosfera	PP	BT	NI	---	NI	---
	clima e microclima	NI	---	PP	---	NI	---
Acqua	meteorica, freatica	NI	---	PP	---	NI	---
Suolo	suolo e sottosuolo	PP	BT	PP	LT	NI	---
Vegetazione e flora	vegetazione e flora	NI	---	NI	---	NI	---
Fauna	fauna	PP	---	NI	---	NI	---
Paesaggio	paesaggio	NI	---	PP	LT	NI	---
	archeologia	NI	---	NI	---	NI	---
	abbagliamento	NI	---	PP	BT	NI	---
Sistema	rumore	P	BT	NI	---	PP	BT
Antropico	vibrazioni	NI	---	NI	---	NI	---
elettromagnetismo	elettromagnetismo	NI	---	NI	---	NI	---

Scala significatività	
NI	Nessun Impatto
PP	Incerto o poco Probabile
P	Probabile
AP	Altamente probabile

Scala Reversibilità
B Breve termine
LT Lungo termine
IRR Irreversibile

Facendo esplicito riferimento alla sola matrice “aria-atmosfera”, quanto riportato si sintetizza, per ciascuna “componente/fattore ambientale” considerata, nell’analisi tabellare di seguito riportata; ciò tenendo in giusta considerazione che l’area oggetto di studio per l’inserimento dell’impianto proposto è per buona parte incolta e posta in prossimità di una scarsa urbanizzazione, in cui i livelli di qualità dell’aria, per i diversi inquinanti considerati, sono molto relativi ed eventualmente solo dovuti al traffico veicolare lungo la strada provinciale e quelle comunali più prossime all’impianto.

Infine, tralasciando le altre componenti ambientali, di seguito si riporta ed a titolo meramente esemplificativo, fatto salvo quanto riportato nell’apposita relazione, si riporta l’analisi “S.W.O.T.” sviluppata sulle opere di mitigazione e compensazione previste dal progetto.

<i>MODIFICAZIONE</i>	Migliorativa/ invariata/ negativa	Reversibile/ irreversibile	DESCRIZIONE
<i>Uso del suolo</i>		Reversibile medio termine	Stato di fatto Area agricola caratterizzata dalla presenza di incolti periodicamente sfalciati/pascolati
			Stato di progetto Le opere di compensazione previste dal presente progetto permettono la rinaturalizzazione delle aree individuate, portando alla formazione di popolamenti più vicini alle condizioni presenti nell’area senza l’alterazione generata nei secoli dall’uomo.
<i>Alterazione della compagine vegetale</i>		Reversibile a breve termine	Stato di fatto Area agricola caratterizzata dalla presenza di incolti periodicamente sfalciati/pascolati priva di siepi o filari
			Stato di progetto La realizzazione di un sistema di utilizzo di specie autoctone, permette un miglioramento sia dal punto di vista ecosistemico che, paesaggistico del contesto all’interno del quale si inserisce l’opera di mitigazione.
<i>Funzionalità ecologica, idraulica e dell’equilibrio idrogeologico, evidenziando l’incidenza di tali sull’assetto paesistico.</i>		Reversibile a breve termine	Stato di fatto La gestione agricola monocolturale o ad incolto con sfalci periodici genera una uniformità delle funzioni ecologiche con il contesto circostante. Le aree si caratterizzano per la presenza di un limitato numero di specie sia vegetali che animali dotate di elevata adattabilità che ne può determinare la diffusione in modo incontrollato (specie infestanti).
			Stato di progetto La creazione di una vasta area di imboschimento naturaliforme a ciclo illimitato permette la creazione di un nuovo macro ecosistema che si differenzia dalle aree circostanti caratterizzate da agricoltura intensiva o aree abbandonate. All’interno del bosco andranno a svilupparsi via via nuovi ecosistemi ed habitat che attraggono specie animali e vegetali sempre più esigenti ormai scomparse dalle aree agricole.

<p><i>Assetto percettivo, scenico o panoramico;</i></p>		Reversibile a medio termine	<p>Stato di fatto</p> Tipico paesaggio agrario della pianura Brindisina parzialmente penalizzato dalla presenza di incolti <p>Stato di progetto</p> Creazione di un vasto nucleo naturaliforme che porta una alterazione positiva sul paesaggio circostante caratterizzato dall'uniforme presenza di aree agricole e abbandonate
<p><i>Stoccaggio di carbonio</i></p> <p><i>Stoccaggio di carbonio</i></p>	 	Reversibile a breve termine	<p>Stato di fatto</p> Stoccaggio di carbonio limitata alla componente erbacea coltivata/usata ai fini foraggeri successivamente reimpiegata in processi alimentari. Presenza di lavorazioni del suolo che prevedono un rimescolamento degli strati del terreno (aratura) che nel medio o lungo periodo portano a una riduzione della sostanza organica (carbonio mineralizzato) nei suoli. <p>Stato di progetto</p> Elevata quantità di carbonio stoccata nella biomassa legnosa relativa all'impianto a ciclo illimitato che rimane indeterminatamente stoccata in sito. Elevata quantità di carbonio stoccata nel suolo grazie ai processi di umificazione e mineralizzazione del sottobosco. Assenza di lavorazioni del suolo che prevedono un rimescolamento degli strati del terreno (aratura) che nel medio o lungo periodo portano a una riduzione della sostanza organica nei suoli.

In definitiva, si potrebbe andare avanti e riportare altri esempi di analisi sulle varie componenti ambientali considerate ma, si ritiene che in merito alle "criticità" di carenze progettuali che ARPA ha evidenziato, si siano forniti adeguati riscontri.

1.4 Considerazioni in merito alle "opzioni" .

Come descritto in precedenza, nella fase progettuale sono state studiate diverse alternative di progetto e di seguito si riportano quelle considerate e di seguito riportate:

- **Opzione "0" – non realizzazione del progetto agrivoltaico;**
- **Opzione "1" – centrale termoelettrica di pari potenza;**
- **Opzione "2" – parco fotovoltaico tradizionale "a terra".**

La metodologia scelta prende spunto da quella delle matrici coassiali poiché, rispetto alle altre, è stata ritenuta la più valida per evidenziare al meglio la complessità con cui le azioni di progetto "impattano" sulle singole componenti ambientali.

Precisato questo, grazie all'ausilio di più passaggi di analisi (individuazione delle azioni di progetto, prima – individuazione dei fattori causali d'impatto, poi) si rende possibile una maggiore discretizzazione del problema generale in elementi più piccoli, facilmente analizzabili.

Sebbene alla fine verranno considerate le relazioni dirette, esistenti tra i fattori causali d'impatto e le componenti ambientali, grazie alla maggiore definizione del problema, introdotta dalla metodologia scelta, e all'uso di una ulteriore matrice, si può correlare facilmente l'impatto con le azioni di progetto.

Nel corso della presente relazione, come dettagliatamente riportato nei paragrafi precedenti e successivi, sono descritte le caratteristiche:

- **progettuali**, da cui sono scaturite le azioni di progetto;
- **programmatiche**, in cui è stata valutata la fattibilità dell'intervento nei confronti degli strumenti di pianificazione e programmazione;
- **ambientali**, in cui è stato analizzato lo stato di fatto ante operam, sono stati valutati qualitativamente gli effetti sulle componenti ambientali ed infine descritte le misure di mitigazione e compensazione.
- **di monitoraggio**, con il quale si intende verificare periodicamente ed in funzione delle diverse matrici considerate, il rapporto fra l'impianto e l'intorno plurale e vasto.

Evidenziate le relazioni tra le azioni di progetto ed i potenziali fattori ambientali e stabilito un fattore ponderale da affidare alle singole componenti, sono stati quantificati i possibili impatti ambientali, attraverso una rappresentazione matriciale che evidenzia in maniera chiara e sintetica le interazioni esistenti e conseguenti alla realizzazione dell'opera.

Una rappresentazione numerica di tale tipo, oltre a fornire una quantificazione degli impatti sulle singole componenti ambientali, consentendo, durante la definizione, una progettazione più dettagliata e mirata degli interventi di mitigazione e compensazione, permette di effettuare un confronto diretto e numerico con le eventuali ipotesi alternative.

Dall'analisi dei risultati ottenuti con le matrici è possibile ricavare le seguenti considerazioni.

1.4.1 Valutazione della "Opzione zero".

L'alternativa "**opzione zero**" corrisponde alla "**non realizzazione**" dell'opera e costituisce una base di comparazione dei risultati valutativi dell'azione progettuale.

Le considerazioni precedentemente richiamate possono meglio evidenziarsi, riassumendo quali potrebbero essere le conseguenze nel caso della non realizzazione dell'impianto di produzione di energia rinnovabile da agrivoltaico, da parte della Società Bio3 PV Hydrogen Srl e, quindi, della così detta "**opzione zero**":

- **Mancata bonifica delle matrici "top soil"** e suolo che il Committente intende realizzare sulle superfici utili attraverso la tecnica della "*bioremediation*" con l'utilizzo di colture bioassorbenti, rispondendo, con ciò, a quanto previsto per l'area SIN di Brindisi ed evitando che colture, potenzialmente in grado di attrarre nell'apparato radicale e fogliare concentrazioni minime di metalli pesanti ma utili a "bonificare" in 30 anni di funzionamento dell'impianto, completamente il top soil; la mancata immissione nella catena trofica umana di colture contaminate permetteranno di ridurre il pericolo di morbilità dei Cittadini;
- **Persistenza di uno stato di semi abbandono** dei terreni con incremento delle caratteristiche tipiche delle aree in stato di predesertificazione e quindi di continua perdita delle caratteristiche organolettiche dei prodotti coltivati;
- **Persistenza di uno stato di passività reddituale dei terreni agricoli;**
- **Irrisoria redditualità anche nel voler "affittare" a colture i terreni interessati;**
- **Perdita della possibilità di utilizzare parte** dei terreni rivenienti dallo scavo per il "*rimodellamento morfologico*" di aree di proprietà che subiscono il ristagno di acque di pioggia e quindi l'impossibilità di essere produttive.
- Al contempo, la realizzazione di una "*pozza naturalistica*", nell'area morfologicamente più depressa, permetterà di amplificare la **garanzia di tutela per la fauna esistente e per quella migratoria.**
- **Beneficio ambientale:**

In merito al beneficio ambientale che l'impianto viene a produrre, così come riportato in questo SIA per la matrice "atmosfera", un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il "**fattore di conversione**" dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di **1 MWh** di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica, considerando un fattore di conversione di 1.700 h/a per le nostre latitudini.

La tabella che segue sintetizza la produzione ed il risparmio di TEOP (tonnellate equivalenti di petrolio) per la produzione di 1 MW da un mix di combustibile fossile.

Risparmio in combustibile fossile x Mw prodotto	TEP (1 MW)
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria (TEP /MWh)	0,187
TEP Risparmiate in un anno (t)	317,9
TEOP risparmiate in 30 anni (t)	9.537

la fonte dei dati è relativa all'art. 2, comma 3 dei Decreti Ministeriali del 20 luglio 2004 e ss.mm.ii.

Considerando che l'impianto produce una Potenza di Picco (DC) pari a **151,61 MWdc** la proiezione di risparmio di combustibile fossile in 30 anni è pari a :

	1 anno	30 anni
TEOP risparmiate in 30 anni	9.537,00	1445904,57

Inoltre, l'impianto agrivoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra, sempre per la produzione di **1 MWh**. e considerando i fattori di conversione riportati da ISPRA per un mix di combustibili e per il 2016 come anno di riferimento (1.700 h); da qui la tabella che segue:

Emissioni evitate in atmosfera	CO2	S0x	Nox	Polveri
Emissioni specifiche in Atmosfera (Kg/MWh)	303,5	71,6	237,6	5,7
Emissioni evitate in un anno (tonn.) (circa)	515,95	121,72	403,92	9,69
Emissioni evitate in 30 anni (tonn) (circa)	15.478,50	3.651,60	12.117,60	290,70
Quantitativi per n. 1 MW				

In virtù del fatto che si propone un impianto agrivoltaico che presenta una potenza di picco pari a **151,61 MWcd**, la tabella va equiparata alla produzione reale e non ad un solo MW di potenza erogata.

Emissioni evitate in atmosfera per MW.	CO2	S0x	Nox	Polveri
Emissioni specifiche in Atmosfera (Kg/MWh)	303,5	71,6	237,6	5,7
Emissioni evitate in un anno (tonn.) (circa)	77753,665	121,72	403,92	9,69
Emissioni evitate in 30 anni (tonn) (circa)	2.332.609,95	553.619,08	1.837.149,34	44.073,03
QUANTITATIVI PER 151,61 MW				

In sostanza la realizzazione dell'impianto agrivoltaico comporterà, alla fine della produzione e prima del decommissioning, un risparmio ambientale pari a :

	CO2	SO2	NOx	Polveri
Emissioni evitate in 30 anni (Kg) (circa)	2.332.609,95	553.619,08	1.837.149,34	44.073,03

In conclusione, un sistema agrivoltaico presenta l'indubbio vantaggio di produrre energia elettrica senza emettere, in fase di esercizio, **alcuna sostanza inquinante in atmosfera**; in altri termini, la produzione di energia elettrica, a partire dall'irraggiamento solare, in sostituzione delle fonti fossili **consente un risparmio netto di emissioni atmosferiche inquinanti, come riportate nelle richiamate tabelle.**

Ai valori di risparmio delle quantità massiche immesse in atmosfera per la medesima quantità di energia prodotta da fonti fossili, vanno aggiunte le quantità di "Carbonio" ed altri gas climalteranti, che i terreni dell'impianto agrivoltaico, convertiti in "coltivazioni conservative", riescono a catturare.

A questi valori di mancata emissione in atmosfera vanno detratti i minimi incrementi prodotti nella fase di cantiere e di decommissioning dell'impianto, prodotti dai mezzi in movimento ed il cui rapporto con le quantità massiche di CO2 eq. non immesse, è veramente irrisorio.

In particolare, in questa fase di produzione normativa, relativa alla "decarbonizzazione", l'impianto agrivoltaico è un produttore di "energia rinnovabile" che risponde pienamente ai principi della "decarbonizzazione", presentando una "carbon footprint" del tutto positiva ed a beneficio di condizioni ambientali migliori.

L'impianto permetterebbe di evitare un'immissione in atmosfera di CO2 pari a 2.332.609,95 TonnEq. in 30 anni di produzione energetica ed un risparmio di combustibile fossile pari a 1.445.904,57 TEOP.

Al risparmio della CO2 immessa in atmosfera da "fonti fossili", vanno aggiunte le 36.039,00 Tonn. CO2eq. che la coltivazione del suolo libero dell'impianto, effettuato mediante "agricoltura conservativa" e quindi l'attivazione della metodica a "maggese vestito", comporta nel totale "beneficio ambientale", riferito alla "carbon footprint".

In definitiva, la "impronta ecologica" di un impianto agrivoltaico è del tutto positiva nel considerare, sia la matrice "aria atmosfera" che, quella "suolo e sottosuolo".

Poiché gli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico, (**Stot**) ricoprono una superficie pari a circa **240,26 Ha** e la superficie adibita alle coltivazioni agricole (**SAU**) per tutta la vita tecnica dell'impianto fotovoltaico è pari a circa **237,08 ha**, il requisito risulta ampiamente rispettato poiché la superficie destinata all'attività agricola risulta essere il **98,65%** della Superficie totale del sistema "agrivoltaico".

Così come riportato, un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il "**fattore di conversione**" dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. ed in merito alla "**opzione zero**":

	Carbon footprint	
area impianto	2.370.187,29	mq
SAU	2.402.599,82	mq
DIFFERENZA	-32.412,53	mq
Rapporto	98,65	%
CO2 Assorbita totale lotto	36.039,00	Tonn CO2

- ove non realizzato l'impianto si indurrebbe ad una negatività della "**carbon footprint**" e quindi dell'impatto negativo sull'emissione di CO2 e degli altri CFC ove i terreni restassero nelle condizioni attuali e senza la capacità di costituire "serbatoio" nella matrice "suolo";
- In particolare, in questa fase di produzione normativa, relativa alla "decarbonizzazione", l'impianto agrivoltaico è un produttore di energia rinnovabile che, ove non realizzato, non risponderebbe ai principi della "decarbonizzazione" ed ancor più, se i terreni dovessero restare nello status quo e quindi per lo più in

abbandono colturale, verrebbe anche meno l'impronta ecologica positiva data dalla cattura del "carbonio" (carbon footprint);

- Ecc...

Se ne conclude che, in uno scenario futuro, la scelta della **"opzione zero"** e, quindi, della non realizzazione dell'impianto agrivoltaico è **in assoluto molto penalizzante**, per le ragioni sopra descritte ed appena accennate e **complessivamente svantaggiosa se confrontata con le attuali condizioni di semi abbandono e di completa passività reddituale**, dovuta anche restrizioni indotte dai vincoli esistenti sull'area agricola SIN di appartenenza.

In definitiva, si può pertanto asserire, con oggettività e certezza, **che il bilancio ambientale dell'intervento è significativamente positivo e che l'analisi volge a sfavore della "opzione zero" e quindi di realizzare l'impianto.**

Altresì, appare opportuno riportare che la decisione di attivare nei terreni utili acquisiti dalla Committente oltre a sviluppare le tecniche di coltivazione a *"maggese vestito"*, con i relativi riscontri positivi sulla *"carbon footprint"*, la volontà di attivare contemporaneamente anche la bonifica delle due matrici ambientali interessate dalla realizzazione dell'impianto (top soil e suolo), almeno per i soli due punti contaminati da un'eccedenza di CSC di arsenico, indurrà realmente alla produzione di colture biologiche .

La gestione del terreno agricolo, posto all'interno dell'impianto, indurrà anche ad un reale "beneficio sociale", creando occupazione su di un territorio agricolo che giace in stato di semiabbandono da circa 20 anni a causa dei riscontri rivenienti dalle due fasi di caratterizzazione chimica effettuate.

La realizzazione dell'impianto agrivoltaico, con produzione di energia rinnovabile, e possibile produzione di idrogeno verde, risulta, quindi, sia sotto il profilo dello "impatto ambientale" che di quello "sociale", essere un'alternativa preferibile alla "opzione zero",

1.4.2 Opzione "1" – centrale termoelettrica a combustibili fossili di pari potenza.

In pochi altri posti in Italia è possibile trovare condizioni di full-out di contaminanti rivenienti da un polo termoelettrico a carbone, costituito da una centrale termoelettrica di Enel a Brindisi Sud-Cerano di 2.640 MWh ed una a Brindisi Nord di 1.280 MWh, per un totale di 3.920 MWh, ai quali si devono aggiungere 3 gruppi di Enichem ad olio combustibile per un totale di circa 400 MWh; il tutto per un totale di 4.320 MWh e per almeno 20 anni.

Successivamente, la centrale di Brindisi Nord, passata a proprietà diverse, ha operato alternativamente con i vari gruppi sia carbone che ad olio combustibile, fino a circa il 2012; altresì i tre gruppi ad olio combustibile di Enichem sono stati sostituiti con tre gruppi da 400 MWh ciascuno a metano.

A ciò si aggiunga gli inquinanti immessi in atmosfera dal grande polo chimico che ha operato nel territorio di Brindisi già a far data dagli anni 60'.

Insomma, una quantità di inquinanti immessi in atmosfera tale da fare in modo che il Ministero dell'Ambiente, già a far data del 1995, ha dichiarato il territorio di Brindisi come ad *"alto rischio di crisi ambientale"* e, successivamente, con D.M. del 10/01/2000 di aver identificato l'area agricola, interclusa fra la centrale a carbone di Sud-Cerano ed il polo chimico-elettrico, come *"Sito di interesse Nazionale"* (SIN) per la bonifica; in una porzione agricola di questi terreni, si propone l'insediamento dell'impianto *"agrivoltaico"* proposto.

In definitiva, nessun beneficio ambientale può mai venire da una centrale termoelettrica alimentata a combustibili fossili.

Per fornire una motivazione adeguata a scartare definitivamente la "Opzione 1" e, quindi la realizzazione nel sito prescelto di una centrale termoelettrica, soccorrono le varie normative e gli studi in essere che riportano i rapporti esistenti fra l'utilizzo di combustibili fossili e le emissioni in atmosfera.

In particolare, ed in merito al "beneficio ambientale" prodotto, soccorre a sfavore di una centrale termoelettrica alimentata a combustibile fossile, quanto riportato nella precedente "Opzione Zero".

1.4.3 Opzione "2" – parco fotovoltaico tradizionale "a terra".

In merito a questa a questa "opzione" e, quindi, in merito alla realizzazione di un impianto fotovoltaico tradizionale a terra, è necessario riportare che costituisce un solar impatto ambientale positivo se si valutano solo ed esclusivamente

le emissioni in atmosfera e si confrontano queste con quelle prodotte da una centrale termoelettrica a combustibili fossili.

Valgono, per questo impianto, molti dei benefici ambientali evidenziati per l'impianto agrivoltaico proposto ma, di certo, non produce alcun beneficio in merito alla produzione biologica di essenze, pur rilevando, per la mancanza di arature profonde, un beneficio ambientale relativo alla immissione in atmosfera dei dai climalteranti contenuti nel bulk del suolo e sottosuolo.

In definitiva, senza essere prolissi e ripetitivi, oggi nell'area del "Parco Regionale di Salina della Contessa" non si potrebbe presentare un impianto agrivoltaico tradizionale "a terra".

In definitiva, l'impatto dell'impianto agrivoltaico va visto globalmente e non solo localmente; infatti, la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in sostituzione di quella tradizionale prodotta da centrali alimentate a carbone, gasolio o gas naturale, non provoca né inquinamento ambientale (effetto serra), né radiazioni di alcun genere.

In una corretta visione globale e prospettica, il bilancio costi ambientali/benefici ambientali è da considerarsi positivo, soprattutto rispetto ad una centrale di produzione energetica da solare che non determina alcun tipo di inquinamento.

Il territorio occupato dalla centrale, a seguito della dismissione, potrà tornare facilmente ad essere utilizzato per l'agricoltura e la pastorizia senza alcuna controindicazione.

L'impatto acustico è assente e quello elettromagnetico è irrilevante e comunque rispettoso della normativa nazionale non interferendo con l'attività antropica della zona.

Per quel che riguarda l'impatto visivo, come già detto in precedenza, la centrale è costituita da elementi di altezza dal suolo di pochi metri, pertanto, l'impatto visivo dalle zone circostanti è pressoché inesistente, anche considerando che la zona è quasi totalmente pianeggiante e vi è la presenza di uliveti nelle vicinanze.

L'analisi del sito non ha rivelato significative interferenze con l'utilizzo antropico dei luoghi, né tanto meno interferenze ambientali, rispetto ai vincoli già riportati.

2 DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE DEL PROGETTO, UTILIZZO DEL SUOLO E DEL SOTTOSUOLO E SUDDIVISIONE FUNZIONALE DELLE AREE DI PROGETTO.

Nel capitolo si riportano, succintamente, gli interventi preliminari da effettuare sull'area di studio, le caratteristiche dimensionali del progetto, le varie fasi di avanzamento della realizzazione del parco agrivoltaico, l'utilizzo del suolo e di parte del sottosuolo per l'infissione dei pannelli e delle varie stringhe e, infine, le opere di progetto funzionali alla totalità dell'impianto.

2.1 Accesso all'area produttiva.

L'area di progetto è ubicata nel territorio comunale di Brindisi (BR), nella porzione meridionale, che il Ministero dell'Ambiente ha perimetrato come "Sito di Interesse Nazionale" (SIN) per la bonifica delle matrici contaminate; i terreni interessati dalla realizzazione dell'impianto agrivoltaico sono tutti opzionati per la realizzazione dell'impianto.

In virtù del fatto che le particelle interessate occupano, come sommatoria d'estensione, un'area vasta opzionata di circa **260,70 ettari**, non tutti utilizzati per l'area d'impianto, i confini sono estesi ed interessano varie strade rurali comunali, la strada provinciale n. 88 nota anche come strada litoranea per Torre S. Gennaro e le strade comunali di penetrazione all'impianto S.C. n. 76, detta strada vicinale Taverna e la S.C. n. 103 detta anche strada Vicinale della Salina vecchia in virtù del fatto che raggiunge l'area umida della "Salina vecchia".

La Tavola n. 4 che segue, tratta dallo stradario della Provincia di Brindisi, riporta l'area dell'impronta dell'impianto agrivoltaico da realizzare e le due strade che permettono il facile raggiungimento dell'impianto.

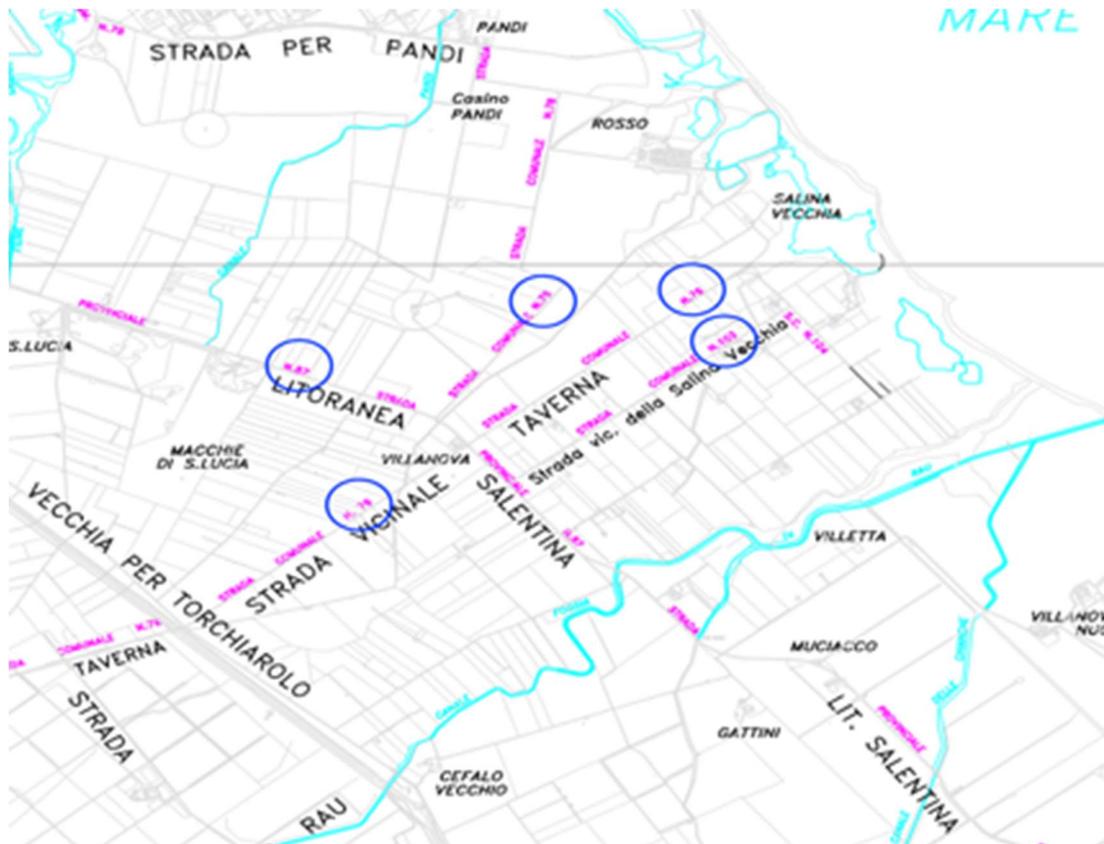


Tavola n. 4: strade da percorrere per il raggiungimento dell'impianto.

Dalla tavola si evince che l'area d'impianto è facilmente raggiungibile, sia per la porzione posta ad Est della S.P. 88 che per la porzione posta ad W e verso il nastro trasportatore; dalle stessa tavola si evince che il "Canale 28andi" ed il solco erosivo centrale non sono segnati con la traccia celeste relativa alla presenza di acque, come la "Salina Vecchia" e/o il "Foggia di Rau" a Sud ed il "Fiume Grande" a Nord.



Tavola n. 5: strade da percorrere per il raggiungimento dell'impianto.

La tavola che segue riporta, più nel dettaglio, l'area d'imposta dell'impianto e le strade che ne permettono l'accesso.

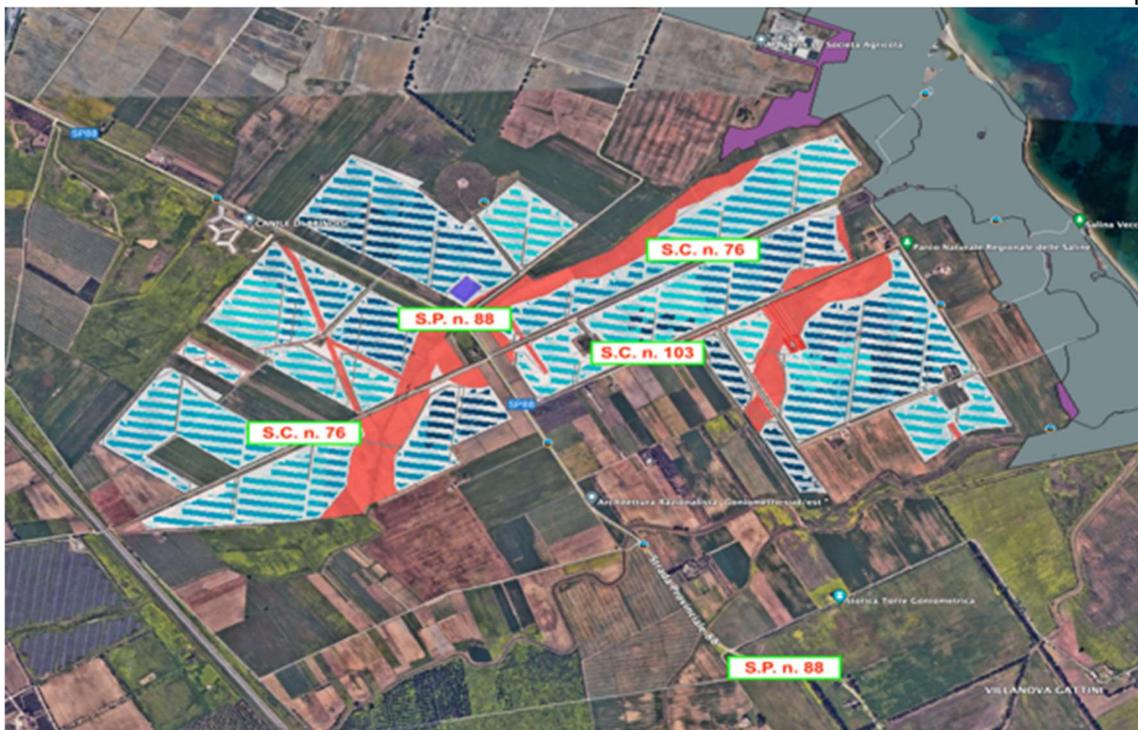


Tavola n. 6: strade di accesso all'impianto.

I terreni destinati alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico sono facilmente accessibili attraverso la strada provinciale n. 88, nota come litoranea o strada per Cerano, la superstrada Brindisi-Lecce n. 613 e le strade rurali comunali n. 76 e 103; vi sono poi minori strade rurali interne ai vari lotti.

Appare opportuno riportare che le richiamate strade rurali di accesso non verranno, dal Committente e nei termini più assoluti, impermeabilizzate dalla posa in opera di conglomerato bituminoso; solo ove necessario per livellare ed eliminare sconnessioni, buche e quant'altro utile al trasporto dell'impianto, previa autorizzazioni comunali, potrà essere utilizzato del "misto granulare calcareo" (del tipo A1A -CNR UNI 10006) avente il legante costituito dalla medesima colorazione dei suoli presenti.

Nessun impatto visivo, per differenza cromatica, sarà realizzato, fatto salvo quanto già esistente che, nei limiti consentiti e possibili, sarà modificato e adeguato ad una medesima strutturazione del corpo portante delle due strade poderali.

Inoltre, si avrà la necessità di effettuare una sistemazione adeguata dei "tratturi" che, attualmente, delimitano alcune particelle poderali oggetto della progettazione; tale sistemazione, limitata solo ed esclusivamente ad alcune porzioni, sarà effettuata previa asportazione della coltre vegetale esistente, fino alla profondità di 20-30 cm. dall'attuale piano di campagna, compattazione del terreno di base e posa in opera del richiamato "misto granulare calcareo", a matrice rossastra, anche questo opportunamente compattato con rullo vibrante.

Per la realizzazione di questi nuovi tratti di strade di accesso e di servizio non saranno utilizzati materiali stabilizzanti quali: cemento e resine artificiali, ma solo ed esclusivamente il "misto" naturale di cava citato ed in grado di reggere ai carichi dei mezzi destinati alla movimentazione dei terreni scavati.

2.2 Area d'imposta dell'impianto.

L'area d'intervento ricade nel territorio del Comune di Brindisi a sud del territorio amministrativo della città.

Come riferito, l'area d'imposta è stata interessata da due "Piani di Investigazione": il primo realizzato da "Sviluppo Italia Spa" nel 2005/2006 ed ha interessato l'area più prossima (150 m. per lato) all'asse attrezzato, comprensivo di nastro trasportatore del carbone, che dal porto di Brindisi raggiunge la centrale termoelettrica di Enel Produzione Spa, posta in località Cerano; il secondo, realizzato da "Invitalia", Società in house del Ministero dell'Ambiente, nel 2014/2015 ed ha interessato tutti i terreni agricoli posti oltre la prima caratterizzazione chimica delle matrici suolo, sottosuolo, falda freatica ed acque superficiali.

L'area d'imposta dell'impianto è relativa ai terreni allocati esclusivamente ad Est dell'asse attrezzato e l'impianto interessa i terreni del "Parco Regionale delle Saline di Punta della Contessa".

Il preventivo di connessione in essere, prevede il collegamento dell'impianto alla rete RTN di Terna per cessione totale dell'energia prodotta ed individua come punto di consegna la Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 KV di Cerano come indicato nel preventivo di connessione in essere.

Di seguito l'impianto e la connessione con la stazione di Cerano; connessione che avverrà in cavidotto e sempre lungo il tracciato della S.P. n. 88, fino alla prossimità della stazione.

Di seguito il layout dell'impianto ed il tracciato del cavidotto.

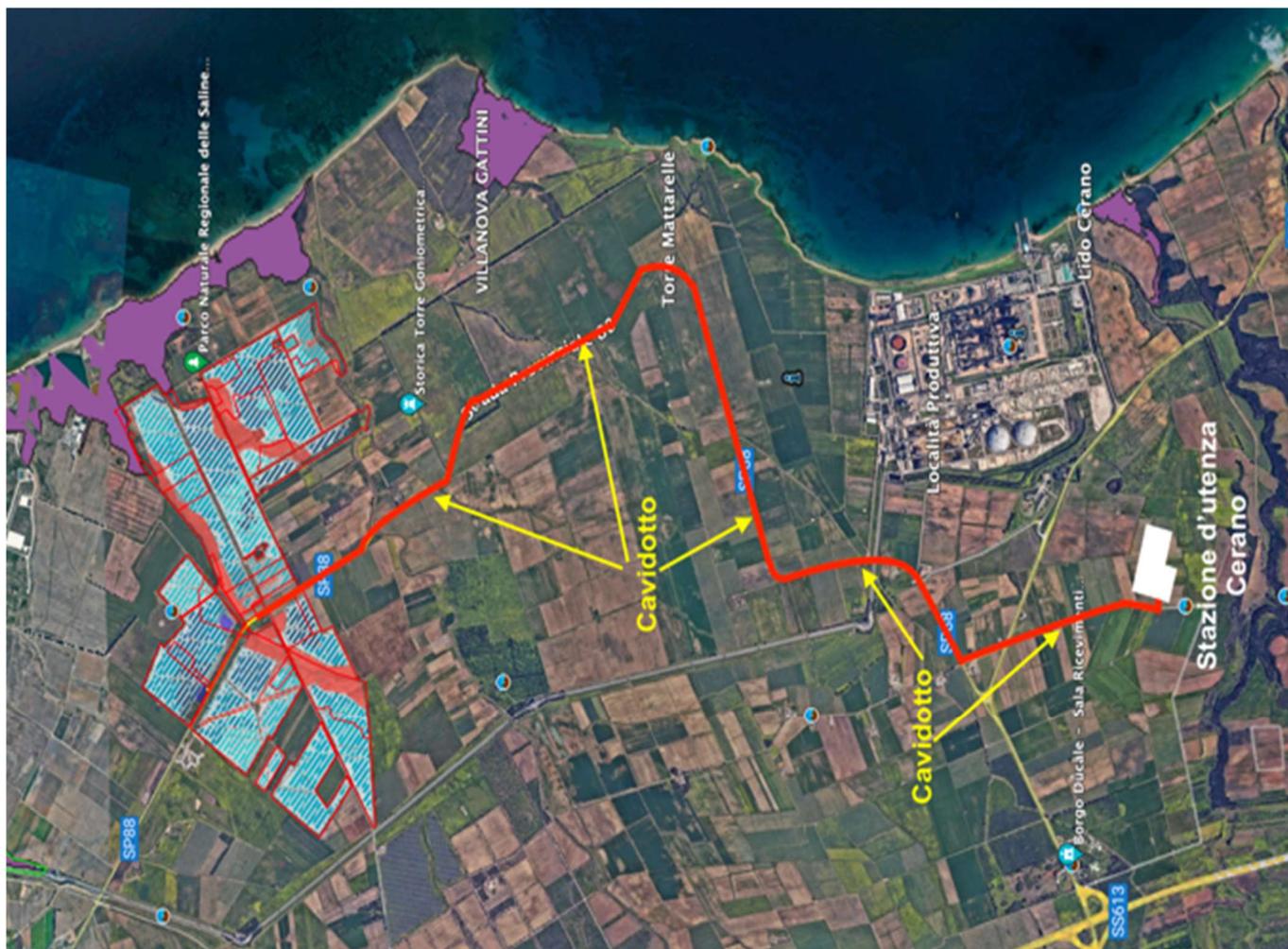


Tavola n. 7: connessione impianto con stazione di restituzione di "Cerano".

Appare opportuno riportare come, durante le operazioni di rilievo si sia fatta particolare attenzione allo stato dei luoghi rilevando tutte le interferenze presenti sul sito di interesse.

In merito allo scavo da realizzare per la connessione si evidenzia che cavidotto sarà posato, previa demolizione del manto superficiale a strati di pavimentazione in conglomerato bituminoso e realizzazione di scavo a sezione ristretta obbligata (scavo in trincea), eseguito con mezzi meccanici adeguati. Ad avvenuta posa del cavidotto sarà **ripristinato lo status quo ante** mediante il ricoprimento per uno spessore di circa 36 cm (dal fondo dello scavo) con sabbia calcarea o tufacea, o di altra provenienza, a granulometria molto fine e riempimento fino a 60 cm di misto stabilizzato.

Al di sopra del riempimento, dovrà essere posato uno strato di misto cementato dello spessore di 20 cm con sopra il nastro di segnalazione, strato di base in materiale chiuso dello spessore di 10 cm e successiva scarifica del manto stradale e una successiva stesura di nuovo tappetino bituminoso per la corsia interessata dall'attraversamento del cavidotto, di spessore fino alla quota del piano stradale esistente; di seguito la sezione stradale.

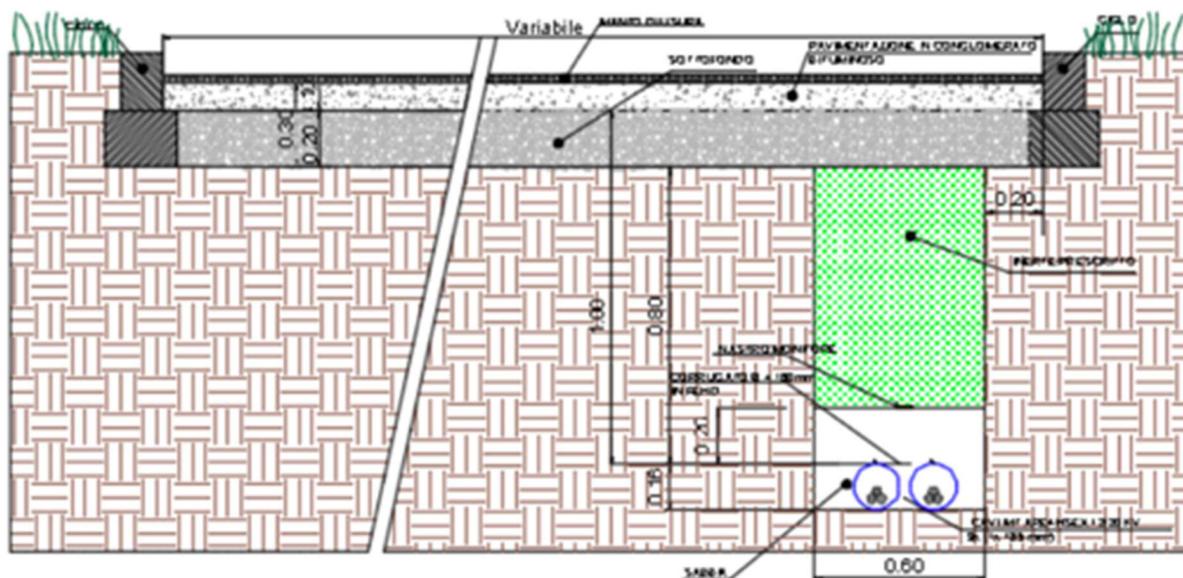


Tavola n.8: sezione stradale con cavidotto di connessione.

La realizzazione del cavidotto interrato per la connessione dell'impianto è compatibile con quanto prescritto dalle Norme tecniche di attuazione del P.P.T.R. ed è tutto sviluppato, ad esclusione di un piccolo tratto in prossimità della stazione di "Cerano", lungo la strada provinciale S.P: n. 88, completamente asfaltata.

Per la realizzazione del cavidotto di connessione, relativamente all'attraversamento dei canali esistenti, verranno utilizzate tecniche di attraversamento no "DIG"; di seguito lo schema dell'attraversamento "NO DIG" (spingi tubo) da realizzare, anche attraverso la tecnica della "Trivellazione Orizzontale Controllata" (TOC) per il superamento, in particolare, del canale "Foggia di Rau", di un suo emissario in sponda destra e del "Canale Li Siedi" in almeno tre punti

Inoltre, il cavidotto intercetterà il nastro trasportatore del carbone che verrà superato con la medesima tecnica del TOC , come di seguito riportato nello schema.



Tavola n.9: sezione tipo attraversamento canali con tecnica dello "spingi tubo" (TOC).

La tavola che segue riporta i punti di attraversamento del sistema idrografico da parte del cavidotto.



Tavola n.10: punti di attraversamento del sistema idrico con il TOC.

2.3 Gli interventi preliminari da effettuare sui terreni di studio.

La progettazione è stata preliminarmente corredata da un attento rilievo topografico e da tutta una serie d'interventi diretti che hanno permesso di conoscere la composizione stratigrafica dei terreni che verranno ad essere interessati dallo scavo per la posa in opera dei pannelli ed, in particolare, per l'infissione nel sottosuolo della struttura portante.

Gli interventi richiamati, fanno riferimento in particolare ai "Piani di Caratterizzazione" effettuati nell'area SIN di progetto ed hanno permesso, quindi, di effettuare una progettazione per step di avanzamento, al fine di economizzare anche le spese connesse alla escavazione e di razionalizzare l'utilizzo dei medesimi terreni di scavo.

Il primo intervento che sarà necessario effettuare è relativo alla richiamata sistemazione delle strade poderali di accesso ed in particolare quelle rurali e di servizio all'area d'insediamento, onde permettere di operare con continuità e senza la necessità di interrompere le operazioni di posa in opera, per gli eventuali interventi di risistemazione.

Congiuntamente alla sistemazione delle strade poderali, si effettueranno tutti gli interventi connessi all'adeguato dislivello delle acque meteoriche con la realizzazione di "canalette" naturali di scolo laterali alle strade poderali e di pulizia e manutenzione di quelle esistenti in adiacenza alle strade attraversate.

2.4 Descrizione dell'impianto agrivoltaico e caratteristiche generali.

Di seguito si riportano, in maniera sintetica e rimandando alle relazioni specifiche (24ENV08_PD_REL01.00-Relazione illustrativa e 24ENV08_PD_REL02.00 - Relazione tecnica e producibilità) i criteri progettuali e le principali caratteristiche tecniche relative alla costruzione di un impianto agrivoltaico associato alla proponente BIO3 PV HYDROGEN S.R.L. con sede in Via Giovanni Bosco 84, 76014 Spinazzola (BT).

Tutte le parti di impianto oggetto della presente valutazione saranno realizzate nel territorio del comune di Brindisi (BR), con moduli installati su strutture di sostegno direttamente infisse nel terreno senza l'ausilio di elementi in calcestruzzo, sia prefabbricato che gettato in opera. Di seguito si riporta la denominazione, potenza nominale di picco (DC) e potenza di immissione in rete (AC) dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione illustrativa:

Dati di potenza impianto "BIO3 PV HYDROGEN"	
Potenza picco (DC)	151,61 MWdc
Potenza max di produzione (AC)	126,40 MWac
Rapporto DC/AC	1,20
Potenza max d'immissione	125,00 MWac

L'impianto sarà allacciato alla rete di trasmissione nazionale (RTN) tramite collegamento in antenna 150 kV a nuova Stazione Elettrica (SE) 380/150 kV inserita in doppio entra-esce a due delle linee 380 kV "Brindisi Sud-Brindisi Sud CERANO".

L'energia prodotta verrà immessa in rete al netto dei consumi per l'alimentazione dei servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento ed esercizio dell'impianto stesso.

L'idea alla base del presente sviluppo progettuale è quella di massimizzare la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico in rapporto alla superficie utile di terreno disponibile nel pieno rispetto di tutte le norme tecniche di costruzione e di esercizio vigenti. La scelta dell'architettura di impianto e dei materiali da utilizzare per la costruzione tengono conto da un lato di quanto la moderna tecnologia è in grado di offrire in termini di materiali e dall'altro degli standard costruttivi propri della Società proponente.

Nel rispetto di quanto riportato secondo il preventivo di connessione Terna codice pratica 202304543, l'impianto in fase di esercizio sarà configurato affinché non venga superata una potenza pari a 125,00 MW di immissione in rete.

Il generatore fotovoltaico si estenderà su una superficie di terreno a destinazione agricola insistente nel territorio del comune di Brindisi (BR). Di seguito si riportano le caratteristiche principali dell'impianto:

CARATTERISTICHE IMPIANTO AGRIVOLTAICO	
SUPERFICIE RECINTATA (Ha)	218.99
POTENZA NOMINALE DC (MWP)	151.61
POTENZA MAX DI IMMISSIONE (AC)	125.000
MODULI INSTALLATI (715 W)	212.044
NUMERO STRINGHE (28 MODULI)	7.573
NUMERO INVERTER DI STRINGA (320 kVA)	395

I moduli fotovoltaici installati avranno potenza nominale (@STC) pari a 715 W, saranno del tipo bifacciali e installati "a terra" su strutture a inseguimento solare (tracker) con asse di rotazione Nord/Sud ed inclinazione massima di circa $\pm 60^\circ$.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto oggetto della presente relazione sono di tipo bifacciale in grado cioè di captare la radiazione luminosa sia sul fronte che sul retro del modulo, avranno dimensioni pari a (2384 H x 1303 L x 33 P) mm e sono composti da 132 celle per faccia (2x11x6) con tecnologia TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact).

I moduli saranno collegati in serie per formare stringhe, ciascuna delle quali composta da 18 moduli, la quantità di

moduli per stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema agrivoltaico in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva.

I moduli saranno fissati su ciascuna struttura in modalità Portait 1xN, ovvero una fila di moduli con lato corto parallelo al terreno, le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di tre tipi ovvero 1x18, 1x36 e 1x54 moduli a cui corrispondono strutture di lunghezza complessiva rispettivamente di circa 24,29, 48,11 e 71,92 metri. La struttura sarà collegata a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l'ausilio di opere in calcestruzzo.

La conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata sarà effettuata tramite inverter di stringa installati opportunamente in tutta l'area d'impianto. I convertitori saranno, a loro volta, connessi a stazioni di trasformazione alloggianti un trasformatore MT/BT 30kV/0,8kV. Le stazioni di trasformazione, l'insieme degli inverter ad essa connessi e i moduli fotovoltaici collegati a quest'ultimi andranno a comporre un sottocampo.

Per far corrispondere il numero di ingressi dell'inverter, le stringhe verranno collegate in parallelo per un massimo di 2 per volta, in questa configurazione non risulterà necessario installare quadri di campo lato DC, in quanto un eventuale corrente di guasto sulla stringa assumerà valori paragonabili alla corrente nominale. Verranno installati scaricatori di sovratensione in DC. Inoltre, è possibile installare un sistema di comunicazione per monitorare la corrente e la tensione della stringa.

Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da un box tipo container di dimensioni pari a c.a. 6,058x2,896x2,438 m.

Come evidenziato, gli inverter sono collocati in campo e collegati a un quadro di bassa tensione all'interno di stazioni di trasformazione insieme agli altri apparati necessari per l'elevazione della tensione di esercizio fino a 30kV. Pertanto, ciascun quadro è poi collegato, all'interno dell'alloggiamento di ciascuna stazione di trasformazione al trasformatore MT/BT, al quadro di media tensione e a tutti gli apparati dedicati alla gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati.

Per tale impianto saranno installate n°3 cabine d'interfaccia comprensive di control room, i criteri adottati per la distribuzione (spaziale ed elettrica) di tali manufatti fanno sì che la potenza totale d'impianto sia distribuita il più omogeneamente possibile tra i manufatti stessi e che, inoltre, quest'ultimi si trovino in corrispondenza di punti di accesso ai campi o in zone facilmente accessibili sia per motivi funzionali che di sicurezza. Le cabine d'interfaccia saranno realizzate con manufatti in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 16,45 x 4,00 x 3,00m. Lo spazio interno ai manufatti sarà organizzato in modo tale da avere un locale per il sezionamento e protezione dei circuiti di media tensione (collocamento dei quadri generali di media tensione), un locale dedicato all'installazione del trasformatore di spillamento MT/BT da 100 kVA dedicato all'alimentazione di tutti i servizi a corredo dell'impianto fotovoltaico e necessari alla gestione del sistema, una control room dove tra l'altro saranno posizionati i quadri generale di bassa tensione e l'armadio rack e, infine, un locale ufficio.

I quadri di media tensione interni alle cabine di interfaccia costituiranno gli apparati dove saranno attestate le relative linee MT provenienti dalle stazioni di trasformazione in campo.

Le cabine d'interfaccia andranno ad attestarsi, tramite cavidotti MT 30 kV, alla nuova sottostazione elettrica utente (SSE), dove avverrà l'innalzamento della tensione a 150 kV. Da qui, tramite un cavidotto AT 150kV verrà realizzato il collegamento alla nuova stazione elettrica (SE) "Brindisi Sud – Brindisi Sud CE" punto di interfaccia con la RTN.

Nelle cabine d'interfaccia saranno collocate tutte le protezioni indicate dalle vigenti normative tecniche per la connessione come il Sistema di Protezione Generale (SPG) e il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI). Le control room, invece, sono locali in cui saranno collocati i principali apparati ausiliari che consentono la corretta gestione ed esercizio dell'impianto come quelli per la trasmissione dati, per il sistema antintrusione e la videosorveglianza.

L'impianto agrivoltaico sarà altresì dotato di un sistema di telecontrollo (SCADA) attraverso il quale sarà possibile monitorare in tempo reale i principali parametri elettrici sia lato impianto che lato rete ed acquisire i dati di misurazione meteorologici eseguiti dalle meteo station in campo (piranometri, anemometri, etc.). Tutti i dati acquisiti renderanno possibile la valutazione e il controllo delle prestazioni dell'intero sistema. L'impianto di supervisione consentirà anche di eseguire da remoto la modifica del set point di lavoro dei parametri elettrici in rispetto delle richieste del distributore di rete Terna.

Il campo fotovoltaico prevede la realizzazione di un sistema di viabilità verticale e perimetrale ove possibile, che possa consentire in modo agevole il raggiungimento di tutti i componenti in campo, sia per garantire la sicurezza dell'opera, che per la corretta gestione nelle operazioni di manutenzione. Tale viabilità verrà realizzata mediante utilizzo del terreno derivante dalle lavorazioni di scavo. L'impianto sarà protetto contro gli accessi indesiderati mediante l'installazione di

una recinzione perimetrale e dal sistema di illuminazione e videosorveglianza. L'accesso carrabile sarà costituito da un cancello a due ante in pannellature metalliche di larghezza 4 metri e montato su pali in castagno infissi al suolo. La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete metallica rombata a maglia larga alta 2 metri e sormontata da filo spinato, collegata a pali di castagno alti 3 metri infissi direttamente nel suolo per una profondità di 100 cm. La rete metallica non sarà realizzata a totale chiusura del perimetro, rispetto al piano campagna, infatti, sarà lasciato un passaggio di altezza 20 cm che consenta il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia. La viabilità interna al sito avrà larghezza di 4,0 m; tutta la viabilità sarà realizzata in battuto e ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria) oltre al materiale derivante dalle lavorazioni di scavo.

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza prevede l'installazione dei componenti in campo su pali in acciaio zincato fissati al suolo con pozzetto di fondazione in calcestruzzo dedicato. I pali avranno una altezza di circa 3,0 m fuori terra, saranno dislocati in corrispondenza dei punti principali di impianto (cabine d'interfaccia, stazioni elevazione e ingressi), e su di essi saranno montati corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e videocamere del sistema di sorveglianza. L'impianto d'illuminazione sarà attivo nei casi di manutenzione o intrusione.

I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale eventualmente sfruttando quello già previsto per il passaggio dei cavidotti di ciascun'area dell'impianto fotovoltaico.

Nell'esercizio ordinario degli impianti non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale; è prevista l'installazione di un trasformatore di spillamento di 100 kVA per il funzionamento di tutti i sistemi ausiliari.

L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico sarà disponibile al confine fisico dell'impianto (in corrispondenza delle cabine d'interfaccia) e fino alla nuova SSE ad una tensione nominale di 30 kV. Secondo le modalità indicate nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) la linea suddetta verrà elevata a 150 kV tramite un trasformatore 150/30 kV con potenza 110/140 MVA ONAN/ONAF installato nella nuova SSE.

Ogni cabina d'interfaccia è connessa alla suddetta sottostazione elettrica (SSE) tramite elettrodotti interrati con posa a doppia terna. Le linee di bassa tensione, sia quelle in corrente continua che in corrente alternata, e le linee di media tensione saranno realizzate sia all'interno dell'area occupata dall'impianto agrivoltaico sia su strada pubblica. Tutti i cavi interni alle aree occupate dall'impianto agrivoltaico, ad eccezione dei cavi stringa (collegamento moduli/inverter di stringa), saranno posati in trincea ovvero direttamente interrati senza l'ausilio di cavidotti o protezioni meccaniche. La profondità di posa dei cavi sarà di 50 cm per illuminazione perimetrale, di 80 cm per i cavi di bassa tensione e una profondità d'interramento di 110 cm per i cavi di media tensione, quest'ultimi saranno tutti opportunamente segnalati mediante la posa di nastro ad una distanza di circa 30 cm verso il piano campagna.

Oltre a quelli interni al campo agrivoltaico, i collegamenti tra le cabine d'interfaccia e la nuova SSE saranno realizzati tramite cavi di media tensione. Questi collegamenti, esterni all'area di impianto, saranno realizzati per quanto possibile a lato della viabilità comunale, provinciale e rurale esistente; i cavi saranno direttamente interrati in trincea ad una profondità di posa minima maggiore di 100 cm dall'intradosso del cavo. Anche in questo caso la segnalazione della presenza degli elettrodotti interrato sarà resa obbligatoria saranno, inoltre, previste protezioni meccaniche come tegoli o lastre protettive.

L'esercizio ordinario dell'impianto agrivoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione in caso di guasto o per le operazioni di manutenzione ordinarie e straordinarie.

Con cadenza saltuaria sarà necessario provvedere alla pulizia dell'impianto, che si divide in due operazioni: lavaggio dei pannelli fotovoltaici per rimuovere lo sporco naturalmente accumulatosi sulle superfici captanti (trasporto eolico e meteorico). Per quanto concerne il taglio dell'erba all'interno del parco, la frequenza avrà indicativamente carattere stagionale, salvo casi particolari individuati durante la gestione dell'impianto. Le operazioni di lavaggio dei pannelli saranno invece effettuate con un trattore di piccole dimensioni equipaggiato con una lancia in pressione e una cisterna di acqua demineralizzata. Il trattore passerà sulla viabilità di impianto e laverà i pannelli quando necessario. L'azione combinata di acqua demineralizzata e pressione assicura una pulizia ottimale delle superfici captanti evitando sprechi di acqua potabile e il ricorso a detersivi e sgrassanti. Tutte le operazioni di manutenzione e riparazione di natura elettrica saranno effettuate da ditte specializzate, con proprio personale e mezzi, con cadenze programmate o su chiamata del gestore dell'impianto.

2.5 Rispondenza dell'impianto agrivoltatico alle LL.GG.

Nell'apposita relazione identificata come PD_REL.42 – Nota su compatibilità con le LL.GG. per impianti agrivoltaici, si è verificata la rispondenza alle prescrizioni riportate ed a questa relazione si rimanda per gli aspetti connessi.

2.6 Dimensionamento dell'impianto.

In riferimento alla tecnologia fotovoltaica attualmente disponibile sul mercato per impianti utility scale, per il presente progetto sono state implementate le migliori soluzioni di sistema che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

L'evoluzione tecnologica consente di raggiungere, mediante l'installazione di un numero di moduli relativamente ridotto, potenze di picco molto rilevanti. La soluzione progettuale di impianto prevede la conversione della corrente prodotta dal generatore fotovoltaico in alternata tramite inverter di stringa.

Le stringhe fotovoltaiche saranno opportunamente collegate agli inverter, i quali, saranno collocati in campo in prossimità delle strutture porta moduli. L'uscita di ciascun inverter sarà collegata al quadro di bassa tensione posto all'interno della cabina di trasformazione relativa al suo sottocampo, dove si provvederà alla trasformazione della tensione di esercizio da bassa tensione 800 V (quella prodotta dall'inverter) a media tensione 30kV.

Le stazioni di trasformazione saranno pertanto composte da un quadro BT, un trasformatore MT/BT, un quadro MT e dagli apparati ausiliari necessari al funzionamento ordinario dell'intero sistema. Ogni stazione di trasformazione gestirà un sottocampo, in totale saranno quindi previsti 30 sottocampi.

Il sistema fotovoltaico sarà progettato e realizzato in modo tale che tutti i componenti abbiano una tensione limite di esercizio in corrente continua di 1.500 V, valore questo che andrà a definire la stringatura in funzione dei parametri tecnici dei moduli scelti. Per tale progetto il numero di moduli fotovoltaici per stringa sarà pari a 18 unità.

2.7 Principali componenti di impianto

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, connessi alla rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il caricoutente e/o immessa in rete, con la quale lavora in regime di interscambio.

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzatore. Questo sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza.

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, e quello di accumulo, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte con indicazioni delle prestazioni relative, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

2.8 Moduli fotovoltaici

Lo stato dell'arte sulle tecnologie disponibili per il settore fotovoltaico prevede l'utilizzo, per i grandi impianti utility scale, di moduli fotovoltaici le cui celle sono realizzate prettamente in silicio cristallino sia nella versione monocristallino, policristallino ed eterogiunzione. Tutte le altre tecnologie si sono dimostrate o troppo costose o poco efficienti.

Le prestazioni raggiunte dai moduli fotovoltaici in silicio cristallino attualmente disponibili sul mercato, in termini di efficienza e di comportamento in funzione della temperatura, sono notevolmente migliori rispetto a quelle disponibili anche solo un paio di anni fa.

Attualmente il grado di efficienza di conversione si attesta attorno al 18% per i moduli in silicio policristallino e ben oltre il 20% per quelli in silicio monocristallino sia tradizionali che con tecnologia TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact).

Questo risultato tecnologico ha consentito ai moduli fotovoltaici di raggiungere potenze nominali maggiori a parità di superficie del modulo. Per il presente progetto la scelta dei moduli è ricaduta sulla tecnologia eterogiunzione del tipo bifacciale con moduli di potenza pari a 715W e dimensioni 2384x1303x33 mm, il modulo individuato è CS7N-700TB-AG 1500V di CSI solar co.

I moduli fotovoltaici bifacciali permettono di catturare la luce solare da entrambi i lati, garantendo così maggiori performance del modulo e, di conseguenza, una produzione nettamente più elevata dell'intero impianto fotovoltaico.

Il termine che indica la capacità della cella fotovoltaica di sfruttare la luce sia frontalmente che posteriormente viene definito, appunto, "bifaccialità": un fenomeno reso possibile, in fisica, dal cosiddetto Fattore di Albedo della superficie su cui i moduli vengono installati, noto anche come "*coefficiente di Albedo*", si tratta dell'unità di misura che indica la capacità riflettente di un oggetto o di una superficie.

Solitamente viene espressa con un valore da 0 a 1, che può variare a seconda dei singoli casi. Ad esempio:

- Neve e ghiaccio hanno un alto potere riflettente, quindi un fattore di Albedo pari a 0,75;
- Superfici chiare di edifici (in mattoni o vernici chiare) possono raggiungere anche lo 0,6;
- Superfici scure di edifici (in mattoni o vernici scure) vedono un dato più ridotto (attorno allo 0,27).

Maggiore è l'albedo di una superficie, maggiore è la quantità di luce che è in grado di riflettere: di conseguenza, anche la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici bifacciali sarà più o meno elevata.

Il valore aggiunto dei moduli fotovoltaici bifacciali riguarda, innanzitutto, le migliori performance lungo l'intera vita utile del sistema, dovute a una maggior produzione e resistenza del pannello. Inoltre, grazie all'elevata efficienza di conversione, il modulo bifacciale è in grado di diminuire i costi BOS (Balance of System), che rappresentano una quota sempre maggiore di quelli totali del sistema (data l'incidenza in costante calo dei costi legati a inverter e moduli). Riassumendo, i 3 principali vantaggi sono:

- **Prestazioni migliori.** Poiché anche il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, è possibile ottenere un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema. Ricerche e test sul campo dimostrano che un impianto realizzato con moduli bifacciali può arrivare a produrre fino al 30% in più in condizioni ideali. In realtà, misurazioni in campo su impianti già realizzati con questa tecnologia attestano l'incremento della produzione attorno al 10/15%.
- **Maggior durabilità.** Spesso il lato posteriore di un modulo bifacciale è dotato di uno strato di vetro aggiuntivo (modulo vetro-vetro), per consentire alla luce di essere raccolta anche dal retro della cella fotovoltaica. Questo conferisce al modulo caratteristiche di maggior rigidità, fattore che riduce al minimo lo stress meccanico a carico delle celle, dovuto al trasporto e all'installazione o a fattori ambientali esterni (come il carico neve o vento).
- **Riduzione dei costi BOS.** La "bifaccialità", incrementando notevolmente l'efficienza del modulo e facendo quindi aumentare la densità di potenza dell'impianto, rende possibile la riduzione dell'area di installazione dell'impianto stesso e, quindi, anche i costi relativi al montaggio e cablaggio del sistema (strutture, cavi, manodopera, etc.).

L'efficienza di un modulo fotovoltaico, e più in generale le sue prestazioni complessive, subiscono un degrado costante e lineare nel tempo a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, su scala sia macroscopica che microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.).

Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico si attesta tra i 25 e i 30 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del

modulo per via della bassa efficienza raggiunta, dopodiché sarà necessaria una sostituzione dell'intero generatore per ripristinarne le prestazioni.

CARATTERISTICHE DEI MODULI FOTOVOLTAICI	
Caratteristiche principali	
Modello	CS7N-700TB-AG 1500V
Produttore	CSI Solar Co., Ltd.
Tecnologia	Si-mono
Tipo di modulo	Bifacciale
Massima tensione	1500 V
Standard test conditions (STC)	
Potenza picco	715.0 W
Efficienza	22.53 %
Tensione MPP	40.0 V
Corrente MPP	17.51 A
Tensione a vuoto	47.9 V
Corrente di cortocircuito	18.49 A
Coefficienti di temperatura	
Coefficiente di potenza	-0.290 %/°C
Coefficiente di tensione	-0.250 %/°C
Coefficiente di corrente	0.050 %/°C
Caratteristiche meccaniche	
Lunghezza	2384.0 mm
Larghezza	1303.0 mm
Spessore	33.0 mm
Peso	37.8 kg

2.9 Inverter di stringa.

L'inverter converte la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata. È composto dai seguenti elementi:

- Uno o più stadi di conversione di potenza da DC ad AC, ciascuno dotato di un sistema di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT). Il MPPT varierà la tensione del array DC per massimizzare la produzione in base alle condizioni operative.
- Componenti di protezione contro alte temperature di lavoro, sovratensione e sottotensione, bassa o alta frequenza, corrente minima di funzionamento, mancanza di rete del trasformatore, protezione anti-isola, comportamento contro i vuoti di tensione, ecc. Oltre alle protezioni per la sicurezza del personale.
- Un sistema di monitoraggio, che ha la funzione di trasmettere i dati relativi al funzionamento dell'inverter al proprietario (corrente, tensione, potenza, ecc.) e dati esterni dal monitoraggio delle stringhe nell'array DC (se c'è un sistema di monitoraggio delle stringhe).

L'inverter (convertitore statico) rappresenta il cuore di un sistema fotovoltaico ed è l'apparato al quale è demandata la funzione di conversione della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico in corrente alternata, l'unica in

grado di poter essere sfruttata da un eventuale utilizzatore finale oppure essere immessa in rete.

L'inverter è installato in prossimità della viabilità interna al parco dislocati all'interno del campo stesso secondo la configurazione dei sottocampi fotovoltaici. Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 320kVA.

Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati per ciascun impianto e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

Gli inverter (o meglio l'intera stazione di trasformazione) previste sono in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limiti in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche

L'MPPT, ovvero Maximum Power Point Tracker, rappresenta un sistema elettronico in grado di far lavorare l'inverter al pieno delle sue possibilità in funzione delle condizioni al contorno presenti (irraggiamento, temperatura, etc.); in particolare sposta il punto di lavoro della macchina sulla curva tensione/corrente in modo da avere sempre le migliori prestazioni possibili.

Come anticipato ogni unità di conversione statica sarà posizionata direttamente in campo e sarà collocata a ridosso degli inseguitori solari, fissati sui montanti piantati nel terreno.

Ad oggi gli inverter previsti per i progetti sono del produttore SUNGROW modello SG350HX, esso è in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limite in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

CARATTERISTICHE DELL'INVERTER	
Caratteristiche principali	
Modello	SG350HX
Tipo	Stringa
Produttore	Sungrow
Max Efficienza conversione da DC ad AC	98.92 %
Ingresso (DC)	
Range di tensione di ricerca MPPT	500 - 1500 V
Tensione massima di ingresso	1500 V
Uscita (AC)	
Potenza nominale	320,0 kVA
Potenza massima	352,0 kVA
Tensione in uscita	800 V
Frequenza in uscita	50 Hz

2.10 Strutture di fissaggio.

Come anticipato, per lo sviluppo dell'impianto si farà ricorso a strutture con inseguitori solari con asse di rotazione Nord/Sud e angolo di tilt massimo a $\pm 60^\circ$. I moduli fotovoltaici saranno installati in configurazione 1P, 3 con 1x28 moduli.

Come anticipato, per l'impianto oggetto di richiesta autorizzativa unica, si è optato per un sistema di strutture a inseguimento solare con asse di rotazione Nord/Sud con inclinazione massima di $\pm 60^\circ$. I moduli saranno, quindi, fissati in single row dove, nel caso di massimo angolo di tilt (60°), i moduli saranno a una quota minima e massima rispettivamente di 2,1 m e 4,2 m dal piano campagna. L'interdistanza tra le strutture (distanza di pitch) sarà di 4,75 m.

La struttura di sostegno e fissaggio moduli fotovoltaici prevede la posa di pali circolari in acciaio zincato infissi nel terreno, che andranno a sostenere l'intera struttura, anch'essa in acciaio zincato, senza la necessità di alcuna fondazione

in calcestruzzo, compatibilmente alle caratteristiche geologiche del terreno e alle prove che dovranno essere eseguite per la fase di costruzione dell'impianto (penetrazione e pull out test). Inoltre, le strutture dovranno essere in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

Di seguito si riportano degli stralci grafici di progetto in cui sono evidenziate le caratteristiche salienti del sistema di fissaggio dei moduli. Tutte le misure riportate nel presente paragrafo in riferimento agli aspetti strutturali come la larghezza e lo spessore dei pali e delle travi, l'interdistanza dei pali in direzione longitudinale, etc. sono puramente indicative, per il valore corretto si rimanda ai relativi calcoli strutturali e alle prove strumentali sul campo.

Caratteristiche dell'inseguitore monoassiale	
Modello	SFONE - Bifacial
Produttore	Soltec
Tecnologia	Linked-row
Configurazione	1V (Verticale)
Range angolo d'inseguimento	+60 / -60 °
Altezza minima dal suolo	2.1 m
Progettato per moduli	BIFAFACIAL
Distanza addizionale per il motore	500.0 mm
Distanza addizionale per asse di rotazione	20.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione assiale	20.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione pitch	0.0 mm

Il numero di inseguitori monoassiali installati è riassunto nella seguente tabella.

2.11 Trasformatori

Il trasformatore di potenza aumenta la tensione in uscita AC dell'inverter per ottenere una maggiore efficienza di trasmissione nelle linee elettriche dell'impianto fotovoltaico.

Si mostrano di seguito le caratteristiche principali del trasformatore di potenza. per Stazione di trasformazione e conversione mod. "Sungrow MVS4480_LV".

Caratteristiche del trasformatore di potenza	
Potenza nominale	4480 kVA
Rapporto di trasformazione	0.8/30.0kV
Sistema di raffreddamento	ONAN
Commutatore	0, ±2x2,5%
Corto circuito (Xcc)	7%
Gruppo Vettoriale	Dy11
Efficienza nominale	≥99%
Frequenza	50 Hz

2.12 Stazione di trasformazione mt/bt

La stazione di trasformazione MT/BT in skid è una soluzione compatta, plug-in e prefabbricata, progettata per elevare l'energia dagli impianti fotovoltaici. È dotata di: Quadro elettrico di media tensione (30 kV), Trasformatore in olio (BT/MT 0.8/30 kV), quadro BT (800V) e cabinato ausiliari.

La stazione di trasformazione deve essere fornita con interruttori di media tensione che includano un'unità di protezione del trasformatore, un'unità di alimentazione diretta in ingresso, un'unità di alimentazione diretta in uscita e le piastre elettriche.

Di seguito si riportano le caratteristiche e le configurazioni in base al campo DC.

2.13 Progettazione del cablaggio elettrico

Quando vengono calcolate le caratteristiche del cablaggio elettrico, l'obiettivo è ridurre al minimo le lunghezze e le sezioni dei cavi. Le sezioni sono selezionate secondo lo standard IEC 60502-2.

Per calcolare la sezione di cavo, sono stati considerati la caduta di tensione, la capacità di carico di corrente e la corrente di cortocircuito.

La caduta di tensione massima consentita è stata 2,0% per il lato DC, 2,0% per i cavi BT AC E 1,0% per i cavi MT. Un cavo di terra di 35 mmq verrà usato per le trincee di bassa e media tensione, mentre un cavo di terra di 50 mmq verrà usato per le stazioni di campo.

Nella seguente tabella si mostra un riassunto delle sezioni dei cavi selezionati e il loro metodo d'installazione.

Sezione	Materiale conduttore	Materiale isolante	Tipo d'installazione
Stringhe – Inverter di stringa			
6 mm ²	Cu	LSOH	legato a struttura
Inverter di stringa – stazione di trasformazione			
240 mm ²	Cu	EPR	Interrato in trincea
300 mm ²	Cu	EPR	Interrato in trincea
Stazione di trasformazione – cabina d'interfaccia			
240 mm ²	Cu	EPR	Interrato in trincea
300 mm ²	CU	EPR	Interrato in trincea
Cabina d'interfaccia – Sottostazione elettrica			
240 mm ²	Cu	EPR	Interrato in trincea
300 mm ²	Cu	EPR	Interrato in trincea

2.14 Impianto di terra ed equipotenziale

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 50 mmq che andrà a collegare tutte le masse e masse estranee presenti in campo e tutti i componenti dell'impianto che necessitano di questo collegamento, inoltre, vista la vastità del campo, si provvederà altresì a realizzare tramite il medesimo collegamento un sistema equipotenziale in grado di evitare l'introduzione nel sistema di potenziali pericolosi sia per gli apparati che per il personale.

Al sistema di messa a terra saranno anche collegati tutti gli apparati esistenti come quelli del sistema di supervisione (SCADA), dell'illuminazione perimetrale, video-sorveglianza etc., mentre non saranno ad esso collegati i componenti di classe II e le masse estranee aventi valori di resistenza verso terra maggiori dei limiti imposti da normativa tecnica. Le corde nude di rame saranno riportate all'interno delle stazioni di trasformazione dove è presente un collettore di terra al quale sarà attestato anche il dispersore lato AT, collegato ad anello, anch'esso realizzato tramite corda di rame nudo di sezione minima pari a 35 mmq.

2.15 Impianto di illuminazione perimetrale

Sarà previsto un impianto, di illuminazione e videosorveglianza insieme, da realizzare in prossimità dell'area di accesso al campo, in prossimità della cabina d'interfaccia e delle stazioni in skid.

L'accensione sarà comandata, tramite contattore, dal sistema antintrusione, in particolare la centrale invierà un segnale attraverso il quale si accenderanno le luci perimetrali.

L'accensione sarà inibita durante il giorno mediante l'installazione di un dispositivo crepuscolare, inoltre, l'accensione potrebbe essere anche settorializzata in funzione della tipologia di allarme registrato dalla centrale antintrusione.

Su ciascun palo si provvederà all'installazione di un corpo illuminante a LED di potenza 25W che sviluppa un flusso luminoso pari a 3204 lm con grado di protezione adeguato alla posa all'aperto.

2.16 Impianto di videosorveglianza

Il sistema di sicurezza sarà realizzato sui pali dell'impianto di illuminazione e quindi in corrispondenza delle zone più interessanti del campo dove saranno posizionate in modo strategico le telecamere al fine di garantire una corretta copertura di cabine e ingressi. Gli apparati di registrazione e gestione come NVR e switch saranno collocati all'interno della Control Room e tutti gli elementi in campo saranno collegati mediante fibra ottica multimodale. Tutte le telecamere saranno dotate di sensore di movimento in modo che si eviti un elevato flusso di segnale da gestire dalla centrale.

2.17 Meteo station

La meteo station è un sistema in grado di misurare i parametri ambientali ed inviare informazioni al sistema di supervisione per esseri trattati. Essa è costituita da un anemometro, termometro e piranometro, pertanto, sarà in grado di fornire informazioni in merito a velocità del vento, temperatura ambiente e dei moduli, irraggiamento.

Per avere parametri attendibili si potrà provvedere all'installazione di più meteo station in campo.

2.18 Sistema di supervisione

La realizzazione degli impianti prevede anche un sistema per il monitoraggio e il controllo da remoto in grado di fornire informazioni, anche grafiche, dell'intero "percorso energetico". Il sistema sarà collegato, ricevendone informazioni, agli apparati principali del sistema fotovoltaico come inverter, stazione meteo, quadri elettrici, etc.

I parametri gestiti saranno utilizzati per valutare le prestazioni dell'impianto in termini di produzione di energia stimata e reale e quindi con il calcolo del PR (Performance Ratio). Verrà realizzata un'apposita interfaccia grafica per la gestione dell'impianto.

Oltre ai parametri energetici per la valutazione delle prestazioni, il sistema sarà in grado anche di gestire le immagini provenienti dal sistema di videosorveglianza in tempo reale e la possibilità di visione di quelle registrate, trovando quindi applicazione anche in ambito di sicurezza.

Tutti gli apparati interessati dal sistema di supervisione saranno ad essi collegati mediante fibra ottica (multimodale e ridondante) in posa interrata in appositi cavidotti, in corrispondenza degli apparati saranno previsti dei dispositivi transponder per la conversione dei segnali da fibra in rame.

Inoltre, per la gestione delle informazioni si prevede l'installazione in campo di diversi cassette ottici in appositi involucri protettivi dagli agenti atmosferici. Gli apparati principali per la gestione del sistema saranno invece collocati all'interno della Control Room.

Il sistema di supervisione e telecontrollo riveste un ruolo di fondamentale importanza nella gestione dell'impianto in quanto, oltre a trovare applicazioni in ambito di sicurezza e di valutazione delle prestazioni, esso rappresenta lo strumento attraverso il quale il distributore di rete (Terna) può agire sull'impianto.

Infatti, inviando le direttive al gestore di impianto quest'ultimo può settare i parametri di rete con cui l'impianto si interfaccia alla RTN oppure disconnettere l'impianto in caso di necessità.

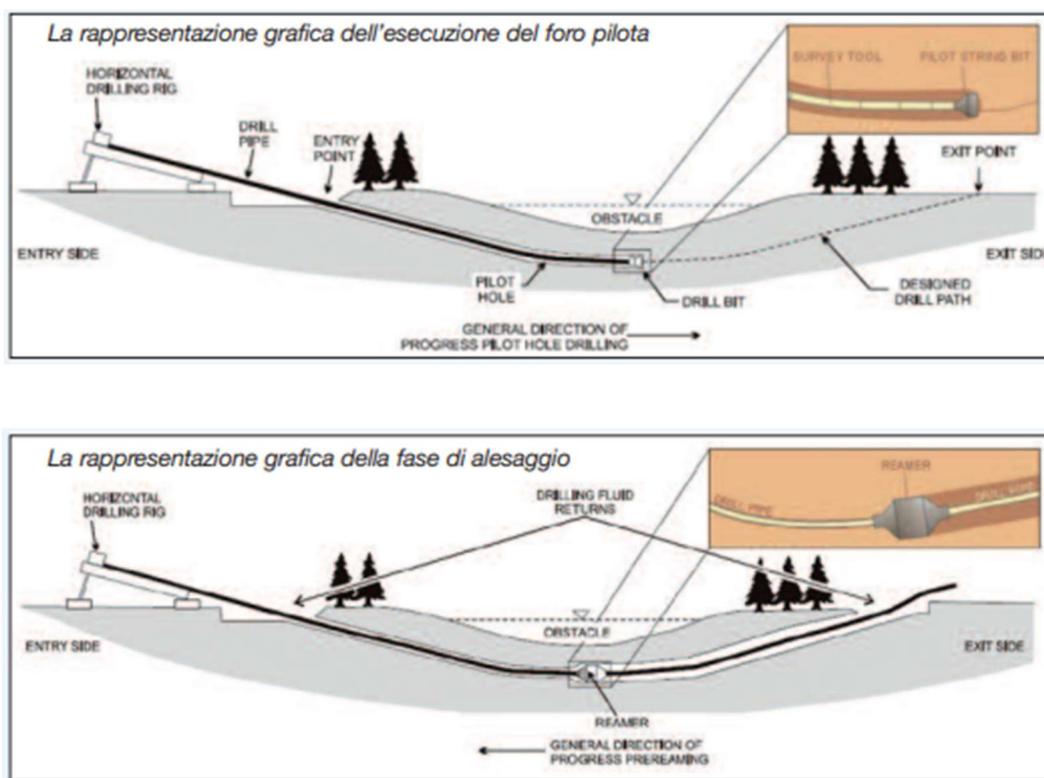
2.19 Elettrodotto e opere di connessione

Con il termine di elettrodotto ci si riferisce alla linea elettrica in cavo alla tensione nominale di esercizio di 150 kV che collegherà l'impianto alla nuova stazione elettrica (SE) 380/150 KV "Brindisi Sud - Brindisi Sud CE". L'elettrodotto sarà realizzato interamente nel sottosuolo, i cavi di alta tensione saranno direttamente posati all'interno della trincea scavata. I cavi saranno posati su un letto di sabbia e ricoperto dello stesso materiale (fine) a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento dello scavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata.

All'interno del percorso di connessione alla nuova Stazione Elettrica (SE) sono state individuate intersezioni (per maggiori informazioni vedere "REL10.00 - Relazione connessione ed interferenze") in cui sono previsti attraversamenti in T.O.C., riportate sotto in figura.

Per tutti gli attraversamenti in queste aree si prevede di eseguire il passante con soluzione T.O.C (trivellazione orizzontale controllata). La posa si realizza grazie a una perforazione guidata nel terreno mediante l'introduzione nel terreno di aste guidate da una testa di perforazione che preparano il percorso per la condotta da posare. Si esegue una perforazione pilota guidata per creare il percorso del prodotto da posare, si crea un passaggio con "alesatore" per adattare il percorso al diametro del cavo/condotta e infine si effettua un tiro del prodotto in posizione.

Si riporta uno schema esplicativo del tipo di passaggio.



3 DESCRIZIONE DEL SITO D'INSEDIAMENTO.

Il dimensionamento energetico dell'impianto agrivoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto agrivoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento).

L'ubicazione dell'impianto ha le caratteristiche mostrate nella sottostante tabella

Caratteristiche dell'ubicazione dell'impianto agrivoltaico	
Città	Brindisi
Regione	Puglia
Paese	Italy
Latitudine	+40.61 °
Longitudine	+18.01 °
Altitudine	8.22 m a.m.s.l.
Fuso orario	UTC +1

Le caratteristiche dell'impianto sono riassunte nella tabella sottostante:

Caratteristiche principali	
Ubicazione	Italia, Puglia
Potenza nominale inverter (AC)	126,40 MWac
Potenza di immissione (AC)	125.0 MWac
Potenza picco (DC)	151,61 MWdc
Rapporto DC/AC	1,17
Caratteristiche civili	
Area recintata	218.99 ha
Ground coverage ratio (GCR)	50.08 %
Tipo di struttura	Inseguitore monoassiale
Distanza tra le file (pitch distance)	4.75m
Caratteristiche elettriche	
Moduli PV (715.0 Wp)	214.992
Stazione di trasformazione MT/BT (fino a 4480 kW)	30
Numero di inverter (fino a 320 kVA)	412

Tabella: Caratteristiche impianto



Tavola n. 11: Layout generale impianto FV

L'area dove viene costruito l'impianto è composta da 2 aree disponibili, con una superficie totale disponibile all'installazione dell'impianto di **188.39 ha**.

L'irraggiamento solare che raggiunge i moduli fotovoltaici cambierà se ci sono delle colline o delle montagne all'orizzonte. Questi ostacoli fisici bloccheranno la componente diretta dell'irradianza durante alcuni periodi della giornata ed avranno un impatto anche sulla componente diffusa. Pertanto, il profilo dell'orizzonte influisce direttamente sul rendimento energetico dell'impianto agrivoltaico.

La linea dell'orizzonte ha un'elevazione media di 0.1° ed un'elevazione massima di 0.8°. Durante l'anno, il sole sarà bloccato sulla linea dell'orizzonte per un totale di 19 ore. La fonte dei dati per la linea dell'orizzonte è PVGIS 5.2.

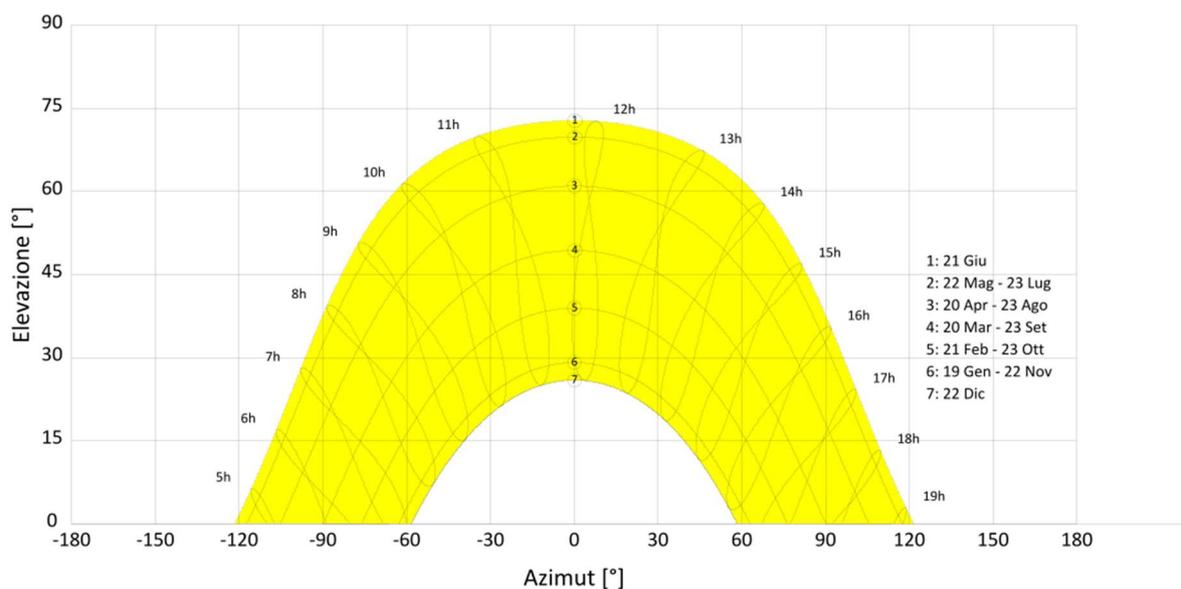


Figura - Profilo dell'orizzonte (fonte dati PVGIS 5.2)

3.1 Risorsa solare

Lo scopo dell'analisi delle risorse solari è di fornire una stima dell'energia solare che l'impianto agrivoltaico riceverebbe durante un anno tipico.

La risorsa solare viene generalmente fornita come una serie di valori orari di irradiazione e temperatura, per un periodo di un anno. Questa serie è chiamata Typical Meteorological Year (TMY).

La fonte per generare il TMY è stato il database PVGIS. Include previsioni meteorologiche dal 2005 ad oggi (il periodo reale potrebbe variare in funzione dell'ubicazione) ed ha una risoluzione spaziale di 4 km per 4 km. L'incertezza dei dati del database PVGIS è compresa tra $\pm 3\%$ to $\pm 10\%$, in funzione dell'ubicazione.

I valori di temperatura oraria presenti nel TMY hanno permesso di individuare i seguenti valori:

- Temperatura minima: -0.1 °C.
- Temperatura massima: 42.59 °C.
- Temperatura media: 17.28 °C.

Mese	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Temperatura
1	67.5	27.6	10.62 °C
2	75.9	35.6	7.41 °C
3	112.4	59.1	11.92 °C
4	156.4	69.5	14.73 °C
5	215.3	68.9	19.71 °C
6	218.0	72.7	23.02 °C
7	251.8	58.9	27.76 °C
8	219.2	55.0	28.01 °C
9	147.6	51.2	22.37 °C
10	93.0	45.5	16.82 °C
11	64.5	32.1	13.39 °C
12	52.5	24.6	10.71 °C
Anno	1674.0	600.6	17.21 °C

Tabella Valori mensili delle risorse solari

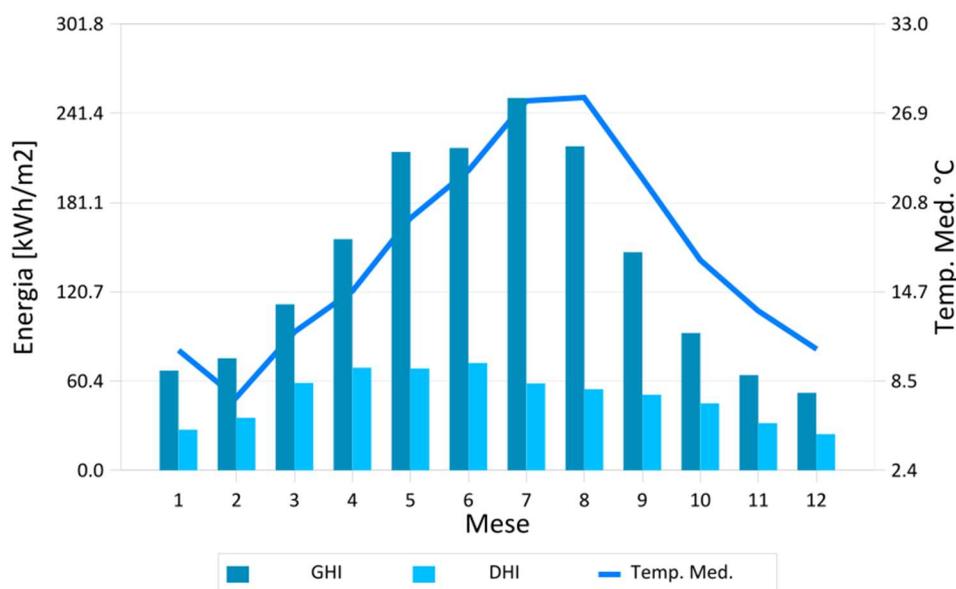


Figura - Grafico della risorsa solare

3.2 Albedo Terrestre

I dati di albedo della superficie usati nella simulazione sono stati ottenuti dall’API di NASA POWER. I valori di albedo sono definiti come “All Sky Surface Albedo”, cioè il rapporto fra l’energia solare riflessa dalla superficie terrestre e la energia solare totale incidente che raggiunge la superficie. I valori derivano dai dati dei prodotti GEWEX SRB R4-IP e CERES SYN1deg, che hanno una risoluzione di 1x1 grado.

Il valore medio dell’albedo per tutto l’anno è di 5.08 %. I valori medi mensili sono mostrati in Tabella 3-4.

Valori mensili dell'albedo	
Gennaio	5.00 %
Febbraio	5.00 %
Marzo	5.00 %
Aprile	5.00 %
Maggio	5.00 %
Giugno	5.00 %
Luglio	5.00 %
Agosto	5.00 %
Settembre	5.00 %
Ottobre	5.00 %
Novembre	5.00 %
Dicembre	6.00 %
Valore medio annuale	5.08 %

Tabella-Valori mensili dell'albedo

3.3 Componenti dell'impianto

I componenti principali usati per convertire l'energia solare in elettricità sono:

- ✓ Moduli fotovoltaici, che convertono la radiazione solare in corrente continua.
- ✓ Inseguitore monoassiale, che serve da supporto e orienta i moduli fotovoltaici per ridurre al minimo l'angolo d'incidenza tra i raggi solari e la superficie dei moduli fotovoltaici durante il giorno.
- ✓ Inverter di stringa, che convertono la DC dall'impianto solare ad AC.
- ✓ Trasformatori di potenza, che aumentano il livello di tensione da bassa a media tensione.
- ✓ Cabine di trasformazione MT/BT, contenenti tutte le attrezzature necessarie all'elevazione della tensione da bassa a media (30kV).
- ✓ Cabine d'interfaccia, dove vengono raccolte le linee MT derivanti dalle cabine di campo.

3.4 Moduli fotovoltaici

Per il presente progetto la scelta dei moduli è ricaduta sulla tecnologia mono-cristallino del tipo bifacciale con moduli di potenza 715W.

Un esempio di modulo Bifacciale Si-mono è mostrato di seguito. .



Nella tabella sottostante si mostrano le principali caratteristiche del progetto.

Caratteristiche dei moduli fotovoltaici	
Caratteristiche principali	
Modello	CS7N-715TB-AG 1500V
Produttore	CSI Solar Co., Ltd.
Tecnologia	Si-mono
Tipo di modulo	Bifacciale
Massima tensione	1500 V
Standard Test Conditions (STC)	
Potenza picco	715.0 W
Efficienza	23.02 %
Tensione MPP	40.6 V
Corrente MPP	17.63 A
Tensione a vuoto	48.5 V
Corrente di cortocircuito	18.64 A

Coefficienti di temperatura	
Coefficiente di potenza	-0.290 %/°C
Coefficiente di tensione	-0.246 %/°C
Coefficiente di corrente	0.050 %/°C
Caratteristiche meccaniche	
Lunghezza	2384.0 mm
Larghezza	1303.0 mm
Spessore	33.0 mm
Peso	37.8 kg

Caratteristiche elettromeccaniche moduli fotovoltaici

3.5 Inseguitori Monoassiali

I moduli solari PV saranno montati su inseguitori solari monoassiali orientati Nord-Sud ed Est-Ovest con file e backtracking indipendenti, integrati su strutture metalliche che combinano parti di acciaio zincato con parti in alluminio, formando una struttura fissa a terra, tramite pali infissi nel terreno.

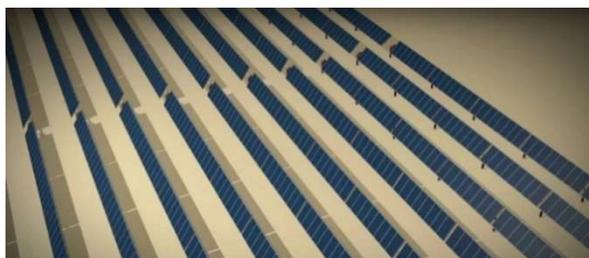


Figura -Esempio di inseguitore monoassiale

Gli inseguitori monoassiali sono stati progettati per ridurre al minimo l'angolo d'incidenza tra i raggi solari e la superficie del pannello. Il sistema di monitoraggio è costituito da un dispositivo elettronico in grado di seguire il sole durante il giorno.

Le principali caratteristiche dell'inseguitore mono-assiale sono riassunte in Tabella.

Caratteristiche dell'inseguitore monoassiale	
Modello	SFONE
Produttore	Soltec
Tecnologia	Linked-row
Configurazione	1V (Verticale)
Range angolo d'inseguimento	+60 / -60 °
Numero moduli per fila	54 moduli (massimo 60 moduli)
Altezza minima dal suolo	2.1 m
Progettato per moduli	bifacciali
Distanza addizionale per il motore	500.0 mm
Distanza addizionale per asse di rotazione	20.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione assiale	20.0 mm

Tabella- Principali caratteristiche dell'inseguitore mono-assiale

3.6 Inverter di stringa

L'inverter converte la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata. È composto dai seguenti elementi:

- Uno o più stadi di conversione di potenza da DC ad AC, ciascuno dotato di un sistema di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT). Il MPPT varierà la tensione del array DC per massimizzare la produzione in base alle condizioni operative.
- Componenti di protezione contro alte temperature di lavoro, sovratensione e sottotensione, bassa o alta frequenza, corrente minima di funzionamento, mancanza di rete del trasformatore, protezione anti-isola, comportamento contro i vuoti di tensione, ecc. Oltre alle protezioni per la sicurezza del personale.
- Un sistema di monitoraggio, che ha la funzione di trasmettere i dati relativi al funzionamento dell'inverter al proprietario (corrente, tensione, potenza, ecc.) e dati esterni dal monitoraggio delle stringhe nell'array DC (se c'è un sistema di monitoraggio delle stringhe).

L'inverter (convertitore statico) rappresenta il cuore di un sistema fotovoltaico ed è l'apparato al quale è demandata la funzione di conversione della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico in corrente alternata, l'unica in grado di poter essere sfruttata da un eventuale utilizzatore finale oppure essere immessa in rete.

Nel presente progetto si considerano inverter di stringa come da scheda tecnica in tabella 5.5.

L'inverter è installato in prossimità della viabilità interna al parco dislocati all'interno del campo stesso secondo la configurazione dei sottocampi fotovoltaici. Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 320kVA. Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati per ciascun impianto e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

Gli inverter (o meglio l'intera stazione di trasformazione) previste sono in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limiti in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche

NUMERO INVERTER PREVISTI	412
RAPPORTO DC/AC	1,17

L'MPPT, ovvero Maximum Power Point Tracker, rappresenta un sistema elettronico in grado di far lavorare l'inverter al pieno delle sue possibilità in funzione delle condizioni al contorno presenti (irraggiamento, temperatura, etc.); in particolare sposta il punto di lavoro della macchina sulla curva tensione/corrente in modo da avere sempre le migliori prestazioni possibili.

Come anticipato ogni unità di conversione statica sarà posizionata direttamente in campo e sarà collocata a ridosso degli inseguitori solari, fissati sui montanti piantati nel terreno.

Ad oggi gli inverter previsti per i progetti sono del produttore Sungrow modello SG350HX, esso è in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limite in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

Caratteristiche dell'inverter	
Caratteristiche principali	
Modello	SG350HX
Tipo	STRING
Produttore	Sungrow
Massima efficienza di conversione da DC ad AC	99.02 %
Ingresso (DC)	
Gamma di tensione di ricerca MPPT	500 - 1500 V
Tensione massima di ingresso	1500 V

Uscita (AC)	
Potenza nominale 40° C (datasheet)	320.0 kVA
Potenza nominale 30 °C (datasheet)	352.0 kVA
Potenza nominale 50 °C (datasheet)	295.0 kVA
Tensione in uscita	800 V
Frequenza in uscita	50 Hz

3.7 Risultati del rendimento energetico.

Nella Tabella sottostante si mostra una sintesi dei risultati per il primo anno.

Il performance ratio è stato calcolato utilizzando l'irradiazione sulla faccia anteriore, che può portare ad un PR maggiore da 100% per simulazione bifacciali con una radiazione nella faccia posteriore molto elevata.

Descrizione	Valore	Unità
Produzione del primo anno	266.7	GWh
Performance ratio	82.21 %	-
Produzione specifica	1735.0	kWh/kWp
Guadagno bifacciale	1.50 %	-

Tabella - Sintesi dei risultati per il primo anno

3.8 Rendimento energetico e perdite del primo anno (P50)

I risultati d'irradiazione nella faccia anteriore si mostrano in Tabella 8-2, e i risultati della faccia posteriore in Tabella 8-3. Le perdite subite dopo la conversione fotovoltaica si mostrano in Tabella 8-4 per il primo anno di produzione.

Descrizione	Valore	Unità	Perdita
Risorsa solare			
Irradiazione globale orizzontale	1674.0	kWh/m ²	
Trasposizione sul piano inclinato	2110.6	kWh/m ²	+27.60 %
Ombre lontane (profilo dell'orizzonte)	2110.6	kWh/m ²	-0.02 %
Ombre vicine	2063.5	kWh/m ²	-2.67 %
Perdite per sporcizia	2022.2	kWh/m ²	-2.00 %
Perdite IAM	2012.5	kWh/m ²	-0.53 %
Irradiazione effettiva sulla faccia anteriore	2012.5	kWh/m²	

Tabella 0-1 - Risultati d'irradiazione per la faccia anteriore

Descrizione	Valore	Unità	Perdita
Risorsa solare			
Irradiazione globale orizzontale	1674.0	kWh/m ²	
Irradiazione riflessa dal terreno	84.2	kWh/m ²	-94.97 %
Trasposizione sul piano inclinato	136.4	kWh/m ²	+62.00 %
Effetto delle ombre sul terreno	59.9	kWh/m ²	-56.12 %

Ombre lontane (profilo dell'orizzonte)	59.9	kWh/m2	0.00 %
Ombre vicine	46.4	kWh/m2	-22.51 %
Perdite per sporcizia	46.4	kWh/m2	0.00 %
Perdite IAM	41.8	kWh/m2	-9.80 %
Irradiazione effettiva sulla faccia anteriore	41.8	kWh/m2	

Tabella-Risultati d'irradiazione per la faccia posteriore

Descrizione	Valore	Unità	Perdita
Risorsa solare			
Irradiazione effettiva sulla faccia anteriore	2012.5	kWh/m2	
Irradiazione effettiva sulla faccia posteriore	41.8	kWh/m2	
Irradiazione globale effettiva	2054.3	kWh/m2	
Conversione fotovoltaica (efficienza nominale)			
Area totale di moduli	667841	m2	
Energia ricevuta nei moduli	1372.0	GWh	
Energia effettiva dopo il fattore di bifaccialità	1366.4	GWh	-0.41 %
Efficienza del modulo STC	23.06	%	
Energia con efficienza di conversione STC	315.08	GWh	
Perdite del modulo			
Degrado del modulo	314.13	GWh	-0.30 %
Perdita per livello d'irradiazione	313.87	GWh	-0.08 %
Perdita per temperatura	300.29	GWh	-4.33 %
Correzione spettrale	300.29	GWh	0.00
Qualità del modulo	302.4	GWh	+0.70 %
Perdita LID (Light Induced Degradation)	296.35	GWh	-2.00 %
Mismatch bifacciale	295.74	GWh	-0.20 %
Perdita per mismatch tra moduli	292.79	GWh	-1.00 %
Perdite per mismatch per ombreggiamento	292.79	GWh	0.00 %
Perdita del cablaggio DC	287.45	GWh	-1.82 %
Energia disponibile all'ingresso dell'inverter	287.45	GWh	
Conversione DC ad AC nell'inverter			
Perdita dovuta alla minima tensione d'ingresso dell'inverter	287.45	GWh	0.00 %
Perdita dovuta alla massima tensione d'ingresso dell'inverter	287.45	GWh	0.00 %
Perdita dovuta alla minima potenza d'ingresso dell'inverter	287.45	GWh	0.00 %
Perdita dovuta alla massima potenza in uscita dell'inverter	286.25	GWh	-0.42 %
Perdita per consumi ausiliari	286.25	GWh	0.00 %
Perdita per efficienza di conversione	281.43	GVAh	-1.68 %
Energia disponibile all'uscita dell'inverter	281.43	GWh	
Perdite in cabina MT/BT e nel sistema MT			

Perdite del cablaggio AC dall'inverter al trasformatore	273.35	GWh	-2.87 %
Perdite nel ferro del trasformatore	272.8	GWh	-0.20 %
Perdite nel rame del trasformatore	270.9	GWh	-0.69 %
Perdite del cablaggio MT	269.08	GWh	-0.67 %
Energia disponibile all'uscita del sistema MT	269.08	GWh	
<i>Energia reattiva disponibile all'uscita del sistema MT</i>	0.0	GVarh	
<i>Fattore di potenza all'uscita del sistema MT</i>	1.000		
Perdite nella sottostazione			
Perdite per consumo ausiliario	269.08	GWh	0.00 %
Perdite nel ferro del trasformatore della sottostazione	268.53	GWh	-0.21 %
Perdite nel rame del trasformatore della sottostazione	266.7	GWh	-0.68 %
Perdita per limitazione al punto di consegna	266.7	GWh	0.00 %
Energia disponibile all'uscita della sottostazione	266.7	GWh	
<i>Energia reattiva disponibile all'uscita della sottostazione</i>	0.0	GVarh	
<i>Fattore di potenza all'uscita della sottostazione</i>	1.000		
Linea di alta tensione e disponibilità			
Perdite dalla sottostazione alla rete (linea AT)	266.7	GWh	0.00 %
Perdite per indisponibilità dell'impianto	266.7	GWh	0.00 %
Perdite per indisponibilità della rete	266.7	GWh	0.00 %
ENERGIA TOTALE INIETTATA IN RETE	266.7	GWh	
<i>ENERGIA REATTIVA TOTALE INIETTATA IN RETE</i>	0.0	GVarh	
<i>FATTORE DI POTENZA NEL PUNTO DI CONSEGNA</i>	1.000		

Tabella - Rendimento e perdite del primo anno

3.9 Consumo notturno nel primo anno

In Tabella 8-5 sono mostrati i risultati dei consumi notturni dell'impianto fotovoltaico nel primo anno. Questi consumi sono dovuti alle perdite degli inverter durante la notte, alle perdite nel ferro dei trasformatori, e ai consumi ausiliari dell'impianto. Il consumo annuale totale notturno è stato di -1206.07 MWh, che rappresenta il 0.45 % della totale energia prodotta di 266.7 GWh.

Descrizione	Valore	Unità	Percentuale sul totale
Inverter			
Perdite notturne	0.0	MWh	0.00 %
Stazione AT/BT			
Perdite nel ferro del trasformatore	-603.04	MWh	50.00 %
Sottostazione			
Consumi ausiliari dell'impianto	0.01	MWh	0.00 %
Perdite nel ferro del trasformatore della sottostazione	-603.04	MWh	50.00 %
TOTAL POWER CONSUMPTION	-1206.07	MWh	100.00 %

Tabella-Risultati del consumo notturno nel primo anno